

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ

НЕФТЬ / ГАЗ

OIL AND GAS STUDIES

№6 | 2025

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ

OIL AND GAS STUDIES

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

6 (174)
Ноябрь — декабрь 2025

6 (174)
November — December 2025

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

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, и. о. ректора, 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 «Тюменский нефтяной научный центр», 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 «ЗапСибНИИГТ», 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 Газы, 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

Шакуликова Гульзада Танирбергеновна, 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, Acting 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

Ю. Е. Катанов, А. К. Ягафаров, В. М. Александров, Г. А. Шлеин Влияние динамических и волновых эффектов в процессе форсированного отбора жидкости на продуктивность обводненных пластов	9
--	---

П. М. Косьянов Электротермическое воздействие на свойства нефти	33
--	----

И. Р. Махмутов, С. К. Туренко Типизация пород ачимовской толщи методами машинного обучения на основе построения их объемно-компонентной модели	43
--	----

Н. Р. Медведев, С. Р. Бембель, М. Е. Савина Применение методов машинного обучения в нефтегазовой геологии и геофизике: от теоретических основ к практической реализации	57
---	----

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Д. С. Леонтьев, А. Р. Диндарьянов, А. Р. Хафизов, А. Е. Анашкина Применение растворимых пакер-пробок при проведении ремонтно-изоляционных работ в нефтяных скважинах	66
--	----

И. Г. Телегин Сравнение эффективности разных модификаций циклического заводнения нефтяного пласта	76
---	----

В. С. Шумко, Е. И. Мамчистова Сравнение классического метода интегральных характеристик вытеснения и вероятностного подхода по точности прогнозирования извлекаемых запасов нефти	88
--	----

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

А. А. Разбойников, М. Ю. Земенкова, Е. Л. Чижевская, Ж. Х. Уктамбоев, Т. Г. Пономарева, А. Б. Шабаров Контроль и диагностика работы насосного оборудования магистральных нефтепроводов	101
---	-----

П. В. Чепур, Н. С. Молокитина, Д. И. Староверов, В. И. Берг Проектирование объектов нефтегазовой инфраструктуры с учетом данных аэродинамического моделирования	117
---	-----

А. Б. Шабаров, К. А. Шеметов, Т. Г. Пономарева, Я. М. Курбанов, В. А. Иванов, Е. Л. Чижевская Проблемы при строительстве и эксплуатации нефтепроводов в многолетнемерзлых грунтах	134
--	-----

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке)	147
Правила подготовки рукописи (на английском языке)	149

CONTENTS

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Yu. E. Katanov, A. K. Yagafarov, V. M. Alexandrov, G. A. Schlein Influence of dynamic and wave effects in the process of forced fluid withdrawal on the productivity of watered-out reservoirs	9
P. M. Kosianov Electrothermal effects on the properties of oil	33
I. R. Makhmutov, S. K. Turenko Typing of rocks of the Achimov sequence by machine learning methods based on the construction of their volumetric-component model	43
N. R. Medvedev, S. R. Bembel, M. E. Savina Application of machine learning methods in oil and gas geology and geophysics: from theoretical foundations to practical implementation	57

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

D. S. Leontiev, A. R. Dindaryanov, A. R. Khafizov, A. E. Anashkina The use of soluble packer plugs during repair and insulation work in oil wells	66
I. G. Telegin Comparison of the effectiveness of different modifications cyclic flooding of an oil reservoir	76
V. S. Shumko, E. I. Mamchistova Comparison of the classical method of integral characteristics of displacement and the probability approach in terms of accuracy of forecasting recoverable oil reserves	88

DESIGNING, CONSTRUCTION AND OPERATION OF PIPELINE TRANSPORT SYSTEM

A. A. Razboynikov, M. Yu. Zemenkova, E. L. Chizhevskaya, Jamshid Khursand Uktamboev, T. G. Ponomareva, A. B. Shabarov Control and diagnostics of pumping equipment operation in main oil pipelines	101
P. V. Chepur*, N. S. Molokitina, D. I. Staroverov, V. I. Berg Design of oil and gas infrastructure facilities taking into account aerodynamic modeling data	117
A. B. Shabarov, K. A. Shemetov, T. G. Ponomareva, Ya. M. Kurbanov, V. A. Ivanov, E. L. Chizhevskaya The challenges in the construction and operation of oil pipelines in the cryolithozone (permanently frozen soils)	134

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian)	147
Manuscripts presentation requirements (In English)	149

Научная статья / Original research article
УДК 622.276 + 532.5
DOI:10.31660/0445-0108-2025-6-9-32
EDN: YKFMKU



**Влияние динамических и волновых эффектов в процессе форсированного
отбора жидкости на продуктивность обводненных пластов**

Ю. Е. Катанов*, А. К. Ягафаров, В. М. Александров, Г. А. Шлеин

*Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Российская Федерация
katanov-juri@rambler.ru

Аннотация. В настоящей работе представлены результаты применения технологии форсированного отбора жидкости для повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях Западной Сибири. Расширяя классический подход ФОЖ, разработанный А. М. Щелкачевым, В. Н. Мамедовым и Г. Г. Саркисяном, авторы предлагают интеграцию компонентов естественной гравитации и волновых эффектов в наклонных природных резервуарах. Проведенный анализ, в котором использовались методы искусственного интеллекта для обработки геолого-промысловых данных, свидетельствует о высокой эффективности ФОЖ на поздних стадиях разработки высокообводненных скважин. На примере продуктивных отложений Покамасовского нефтяного месторождения наблюдается увеличение суммарного дебита нефти на 15–57 % при обводненности скважин 75–95 %, а также рост экономической эффективности проекта на 15–30 % за счет вовлечения в разработку низкопроницаемых пропластков. Полученные результаты исследований соответствуют стандартам SPE и API и могут быть использованы для проектирования систем воздействия на пласт на других месторождениях Западной Сибири при погрешности авторской модели менее 5 % относительно полевых данных.

Ключевые слова: жидкость, нагнетание, скважина, примесь, фильтрация, фаза, отбор, насос, подъемник

Для цитирования: Влияние динамических и волновых эффектов в процессе форсированного отбора жидкости на продуктивность обводненных пластов / Ю. Е. Катанов, А. К. Ягафаров, В. М. Александров, Г. А. Шлеин. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-6-9-32 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 6. – С. 9–32. – EDN: YKFMKU

**Influence of dynamic and wave effects in the process of forced
fluid withdrawal on the productivity of watered-out reservoirs**

**Yuri E. Katanov*, Alik K. Yagafarov, Vadim M. Alexandrov,
Gennady A. Schlein**

Abstract. This paper presents the results of applying forced fluid withdrawal (FFW) technology to enhance oil recovery in fields located in Western Siberia. The authors expand upon the classical FFW approach originally developed by A. M. Shchelkachev, V. N. Mamedov, and G. G. Sarkisyan by proposing an integration of natural gravity forces and wave effects in natural reservoirs. The analysis, which utilizes artificial intelligence methods to process geological and production data, demonstrates the high efficiency of FFW during the late stages of development in highly water-flooded wells. Using the productive sediments of the Pokamasovskoye oil field as an example, the authors can observe an increase in total oil production rate of 15 to 57% at well water-cut levels ranging from 75 to 95%. Furthermore, the project's economic efficiency improved by 15 to 30 % due to the development of low-permeability layers. The results of this study meet SPE and API standards. The researches recommend them for designing reservoir stimulation systems for other fields in Western Siberia. The proposed model's error does not exceed 5% compared to field data.

Keywords: fluid, injection, well, impurity, filtration, phase, extraction, pump, elevator

For citation: Katanov, Yu. E., Yagafarov, A. K., Alexandrov, V. M., & Schlein, G. A. (2025). Influence of dynamic and wave effects in the process of forced fluid withdrawal on the productivity of watered-out reservoirs. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 9-32. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-6-9-32

Введение

В условиях истощения традиционных нефтяных залежей Западной Сибири проблема повышения нефтеотдачи становится критической, особенно на поздних стадиях разработки, когда обводненность продукции превышает 70 %, а дебиты нефти снижаются. Форсированный отбор жидкостей (ФОЖ) представлен методами искусственного подъема потока в нефтегазовой инженерии, такими как газлифт, электропогружные и штанговые насосы, а также другие системы принудительного извлечения флюидов из пластовых систем. ФОЖ — эффективный метод воздействия на пласт, основанный на увеличении депрессии, что стимулирует вовлечение в работу новых пропластков и повышает итоговую нефтеотдачу [1–3].

Технология ФОЖ фокусируется на высокообводненных скважинах. Однако существующие гидродинамические модели имеют серьезные ограничения: они не учитывают гравитационные взаимодействия фильтрационно-емкостных компонентов в наклонных пластах, что приводит к недооценке сегрегации нефти и воды, переоценке дисперсии фронта вытеснения и игнорированию волновых эффектов, которые могут изменять капиллярное сопротивление [SPE 166435, 2016]. Это ограничивает точность прогнозов нефтеотдачи при высокой обводненности пласта и не позволяет стабилизировать фильтрационный поток против пробкообразования и примесей [4–7].

Представленный авторский подход расширяет гидродинамические модели, интегрируя учет компонент естественной гравитации и волновых

эффектов пластовых систем в модифицированную модель Баклея — Леверетта [8–11]. Это дает ряд преимуществ: повышение эффективной проницаемости на 20–30 %, более точные расчеты уровня нефтеотдачи (до 15 % прироста) и экономической эффективности (NPV на 15–30 %) за счет вовлечения низкопроницаемых пропластков и снижения волновой дисперсии фронта вытеснения [SPE 102033, 2006].

Цель статьи — комплексный анализ применения технологии ФОЖ на Покамасовском нефтяном месторождении на основе геолого-математического моделирования промысловых данных и использования методов искусственного интеллекта (ИИ) для оптимизации и интерпретации результатов.

Объект и методы исследования

Объект исследования — продуктивные отложения Покамасовского нефтяного месторождения Западной Сибири. Исследуемые породы-коллекторы сосредоточены в наклонных пластах и характеризуются высокой обводненностью и поздней стадией разработки с активным водонапорным режимом.

Методы исследования — геолого-математическое моделирование процессов многофазного течения в наклонных пластах с авторской интеграцией волновых эффектов, вызванных работой струйных насосов, в уравнение кратности увеличения доли нефти в потоке.

Кроме того, представлены эмпирические аппроксимации на основе модифицированной модели Баклея — Леверетта с гравитационной коррекцией.

Анализ геолого-промысловых данных из 50+ скважин (период исследования 2000–2025 годы) выполнен с использованием методов ИИ для оценки волновой дисперсии фронта вытеснения и экономической оценки проекта в соответствии со стандартами SPE-PRMS (SPE, 2018) и SPE Standards for Economic Evaluation (SPE, 2020) с погрешностью менее 5 %. Это обеспечивает валидацию разработанной геолого-математической модели на реальных данных и оценку прироста нефтеотдачи в диапазоне 10–20 %.

Экспериментальная часть/постановка эксперимента

Исследование волновых и динамических эффектов в пластовых системах, включая сейсмические колебания, акустические волны и нелинейные изменения давления, вызванные внешними воздействиями на пласт, играет ключевую роль в понимании механизмов фильтрации и деформации горных пород.

Эти эффекты, обусловленные взаимодействием вязких флюидов с матрицей пласта и волновыми возмущениями, часто приводят к непредсказуемым отклонениям в поведении работы скважин, особенно в условиях сложнопостроенных коллекторов Западной Сибири.

Однако для практического прогнозирования долгосрочного дебита нефтяных скважин требуется интеграция таких динамических моделей с эмпирическими подходами, позволяющими учесть гиперболическое падение производительности пластовой системы.

В этом контексте модель Арпса представляет собой фундаментальный инструмент, адаптированный для анализа временных рядов дебита скважин, где волновые воздействия могут быть интегрированы как корректирующие факторы, обеспечивая более точную валидацию геолого-промысловых данных. Эмпирическая модель Арпса (1945) описывает спад дебита скважин обобщенным уравнением:

$$Q(t) = Q_i \cdot (1 + b \cdot D_i \cdot t)^{-\frac{n}{b}}, \quad (1)$$

где $Q(t)$ — дебит во времени, м³/сут.; Q_i — начальный дебит, м³/сут.; D_i — начальный темп спада, сут.⁻¹; b — коэффициент гиперболичности ($0 < b < 1$); n — параметр, определяющий тип спада ($n = 1/b$ для гиперболического режима). Аналитическая форма модели позволяет исследовать различные режимы: экспоненциальный ($n = 1, b = 0$), гиперболический ($0 < n < 1$) и гармонический ($n = 1, b = 1$).

Модель эффективна для поздних стадий разработки залежей углеводородов при обводненности $f_v > 70$ %, как в Западной Сибири (Покама-совское месторождение, $f_v = 75$ –95 %). Однако она упрощает учет геологических неоднородностей (трещиноватость, расчлененность, низкая проницаемость), приводя к погрешностям расчета на фоне влияния конусов воды или газовых шапок [12].

Параметры b, n, D_i (формула 1) оцениваются нелинейной регрессией (метод наименьших квадратов, МНК) на исторических данных (минимум 20–30 точек для коэффициента детерминации $R^2 > 0,9$). Для избежания случаев деления на ноль при $b \rightarrow 0$ необходимо использовать условную формулировку модели:

1. Если $b = 0$ (экспоненциальный спад):

$$Q(t) = Q_i \cdot e^{(D_i \cdot t)};$$

2. Если $b > 0$ (гиперболический спад):

$$Q(t) = Q_i \cdot (1 + b \cdot D_i \cdot t)^{\left(-\frac{n}{b}\right)}.$$

Поэтому последовательность аппроксимации параметров b, n, D_i будет следующая (Ю. Е. Катанов, 2025).

1. **Сбор геолого-промысловых данных:** временной ряд t (время, в днях или месяцах) и $Q(t)$ (дебит, в м³/сут. или баррелях/сут.) из си-

стем мониторинга скважин (полевые данные). Оценка Q_i (начальный дебит) как максимум $Q(t)$ или среднее первых точек аппроксимационной кривой.

2. **Регрессионный анализ:** использовать нелинейную подгонку на базе методов искусственного интеллекта (Python, `scipy.optimize` и другие) с начальными значениями $X_i = [b; n; D_i]$.

Как выбрать X_i :

3. Параметр b . Начать со значения $b \approx 0,5$ (гиперболический спад, если данные показывают замедляющееся изменение наклона кривой). Если спад экспоненциальный — ближе к $b \approx 0$.

4. Параметр $n \approx 0,5–0,8$ (для гиперболического спада). Для гармонического спада $n \approx 1$. Оценить визуально по графику: если спад круче — значения n меньше; если спад кривой более плавный — значения n ближе к 1.

5. Параметр D_i . Начальный коэффициент спада. Рассчитывается как $D_i \approx \frac{(Q_i - Q_2)}{(Q_i(t_2 - t_1))}$ для первых двух точек. Обычно $D_i \approx 0,01–0,2$ (в зависимости от единиц измерения времени; если время t соответствует дням, то значения D_i будут значительно меньше).

Для примера обработки геолого-промысловых данных Покамасовского нефтяного месторождения $X_i = [b; n; D_i] = [0,5; 0,8; 0,02]$; $R^2 = 0,92$.

Оценка границ исследования: $b \geq 0$; $n > 0$; $D_i > 0$.

3. **Валидация:** сравнить прогноз с тестовыми данными; $RMSE < 10\%$ для надежности.

$RMSE$ (Root Mean Square Error, корень из среднеквадратичной ошибки) — метрика для оценки надежности прогнозов:

$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y}_i)^2}$, где y_i — реальное (наблюдаемое) значение дебита скважины в момент времени i ; \bar{y}_i — предсказанное значение дебита по модели; n — количество точек данных. Сумма берется по всем точкам, делится на n (среднее квадратичное отклонение), а затем извлекается корень, чтобы вернуть ошибку к единицам измерения (в $\text{м}^3/\text{сут.}$).

$RMSE$ можно выражать в процентах для относительной оценки. Это делается путем нормализации к среднему наблюдаемому значению: $RMSE_{\%} = \left(\frac{RMSE}{\bar{y}}\right) \cdot 100\%$, где \bar{y} — средний наблюдаемый дебит ($\text{м}^3/\text{сут.}$).

В нефтегазовой отрасли и моделировании дебита скважин: $RMSE < 5–10\%$ считается хорошим для практического применения (модель надежна для прогнозов и планирования); $RMSE = 10–20\%$ — приемлемо, но требует осторожности (например, для низкопроницаемых пластов с высокой обводненностью, как в Западной Сибири); $RMSE > 20\%$ — модель слабая, нуждается в доработке.

Хотя модель Арпса предоставляет относительно надежный инструмент для прогнозирования естественного спада дебита в скважинах, ее эффективность может быть значительно усилена при интеграции с современными реализациями технологий воздействия на пласт, такими как ФОЖ. Эта технология, использующая волновые импульсы для стабилизации потока жидкости в низкопроницаемых пластах, позволяет корректировать параметры гидродинамической модели (например, снижая коэффициент спада b и повышая начальный дебит Q_i), что приводит к более точным прогнозам. Перейдем к детальному рассмотрению принципов ФОЖ и ее применения на практике.

Методика ФОЖ на скважинах с различной обводненностью имеет глубокие корни в отечественной нефтяной науке. Основоположниками этой технологии выступили В. Н. Щелкачев, С. Т. Овнатанов, К. А. Карапетов и их последователи, которые в 1950–1960-х годах разработали теоретические основы интенсивной эксплуатации обводненных пластов. Их труды подчеркивали необходимость учета совместной работы добывающих и нагнетательных скважин для минимизации гравитационной сегрегации фаз в неоднородных пластах [13, 14].

В настоящее время применение методов ИИ позволяет моделировать влияние ФОЖ (через увеличение депрессии и волновые импульсы), прогнозируя вовлечение в разработку новых пропластков и соответствующий рост нефтеотдачи.

Предлагаемые авторские модели позволяют тестировать сценарии ФОЖ (газлифт vs. электроцентробежный насос (ЭЦН)) с учетом экономической эффективности проекта разработки, снижая потенциальные риски. Для Западной Сибири это критично для истощенных залежей нефти.

Силы естественной гравитации в пластовой системе, описываемые уравнением горного давления $P_g = \rho \cdot g \cdot h$, где ρ — плотность флюида; g — ускорение свободного падения; h — вертикальная высота столба флюида (вертикальная глубина), усиливают расслоение нефти и воды, особенно в терригенных коллекторах Западной Сибири с уклоном пластов $\theta = 2\text{--}5^\circ$.

Сила, вызывающая гравитационное разделение (сегрегацию) флюидов разной плотности (ρ_n и ρ_v), пропорциональна:

$$\Delta P_{\text{грав}} = (\rho_v - \rho_n) \cdot g \cdot \Delta h_{\text{верт}},$$

где $\Delta h_{\text{верт}}$ — разность вертикальных высот между двумя точками вдоль наклонного пласта. Чем больше уклон (θ) и протяженность пласта (L), тем больше $\Delta h_{\text{верт}} = L \cdot \sin\theta$ и тем сильнее гравитационные силы стремятся разделить флюиды: вода опускается вниз по падению пласта (в присводовую часть), а нефть всплывает вверх (к кровле).

В Западной Сибири опыт ФОЖ накоплен на ключевых месторождениях: Мегионском, Самотлорском, Усть-Балыкском, Правдинском, Приобском, Мамонтовском, Малобалыкском и Приразломном. Применение ФОЖ при испытаниях водонефтяных объектов в разведочных скважинах приводило к устойчивому фонтанированию, демонстрируя эффективность в условиях высокой обводненности (до 90–95 %, поздняя стадия разработки), где гравитационные эффекты способствуют накоплению воды в нижних сегментах пласта по закону Дарси с «гравитационной коррекцией»:

$$\nabla P = - \left(\frac{\mu}{k} \right) \cdot v + \rho \cdot g \cdot \nabla z, \quad (2)$$

где μ — вязкость флюида, Па·с; k — абсолютная проницаемость, м²; v — скорость фильтрации, м/с; $-\left(\frac{\mu}{k}\right) \cdot v$ — вязкостная (демпфирующая) сила. Она пропорциональна скорости фильтрации v и вязкости флюида μ , и обратно пропорциональна проницаемости k . Эта часть уравнения (2) описывает сопротивление пористой среды движению флюида. Знак «минус» указывает, что сила сопротивления направлена против скорости; $\rho \cdot g \cdot \nabla z$ — гравитационная (движущая) сила, соответствующая «гравитационной коррекции» пластовой системы [SPE 102033, 2006].

Для избежания путаницы с видом и компонентами классического закона Дарси (векторная форма с учетом естественной гравитации пластовой системы): $v = - \left(\frac{k}{\mu} \right) \cdot (\nabla P - \rho \cdot g \cdot \nabla z)$, где $\left(\frac{k}{\mu} \right)$ — подвижность флюида, м²/Па·с; необходимо внести ряд пояснений при выводе уравнения (2). Извлекая из классического закона Дарси компоненту ∇P как результирующую силу и выполнив ряд преобразований, приходим к виду уравнения (2).

Классическая форма уравнения Дарси: $v = - \left(\frac{k}{\mu} \right) \cdot (\nabla P - \rho \cdot g \cdot \nabla z)$ — выражает скорость фильтрации как функцию сил. Физическая интерпретация: «С какой скоростью будет течь флюид под действием перепада давления и естественной гравитации?».

Авторская преобразованная форма представления закона Дарси (2) выражает силу (градиент давления) как функцию скорости. Физическая интерпретация: «Какой перепад давления нужен, чтобы преодолеть сопротивление геологической среды (первый член уравнения 2) и уравновесить/создать гравитационный эффект в пластовой системе (второй член уравнения 2)?».

В. Н. Щелкачёв сформулировал ключевые критерии отбора геологических объектов для проведения ФОЖ: проницаемость $k > 50$ мД, обводненность $f_b > 70$ % и наличие гравитационно-стабильных зон (без значительных разломов).

Традиционные программы разработки залежей углеводородов фокусируются на добывающих скважинах, но предлагаемая авторская методика

учитывает синергетическое взаимодействие добывающих и нагнетательных скважин, интегрируя динамические эффекты от струйных насосов, которые генерируют волновые возмущения (акустические и сейсмические волны с частотой $\omega = v_x/\lambda$, где v_x — скорость волны, м/с; λ — длина волны, м) для противодействия гравитационной сегрегации флюидов.

Это особенно актуально для терригенных пластов Западной Сибири, где естественная гравитация усиливает фильтрационные барьеры между геологическими сегментами (верхний нефтеносный и нижний водоносный), снижая дисперсию фронта вытеснения.

Для прогнозирования добычи жидкости при ФОЖ необходимо оценить влияние увеличения закачки воды на дебиты, с учетом гравитационно-волнового взаимодействия.

Авторы рассматривают схему притока жидкости для совокупности скважин с учетом ретроспективы исследований И. А. Чарного (1954) для равнодебитных источников/стоков. Также учтены современные модификации геолого-математического анализа для учета гравитационного потенциала и волновых эффектов от струйных насосов.

Суммарный дебит жидкости Q для двухзонной схемы установившегося притока (линейная фильтрация по Дарси с учетом естественной гравитации) Ю. Е. Катанов представил следующим образом [15, 16]:

$$Q = \frac{\varphi_k - \varphi_c}{R_{\text{внеш.}} + R_{\text{внутр.}} + R_{\text{грав.}}}, \quad (3)$$

где φ_k и φ_c — потенциалы на контуре питания и скважине, МПа; $\varphi = P + \rho \cdot g \cdot h \cdot \cos(\theta)$; θ — угол наклона пласта (град.); $R_{\text{внеш.}} = \frac{L-L_1}{2 \cdot k \cdot h}$ — внешние сопротивления (плоскопараллельная фильтрация между рядами скважин), 1/дарси = МПа · сутки / м³; L — расстояние между рядами скважин (или общая длина участка фильтрации между двумя параллельными рядами); L_1 — эффективный радиус зоны влияния скважины); k — абсолютная проницаемость (дарси); $R_{\text{внутр.}} = \frac{1}{(2\pi \cdot k \cdot h) \cdot \ln(\frac{R_k}{r_c})}$ — внутренние сопротивления (радиальный приток к скважине), 1/дарси = МПа · сутки / м³; R_k — радиус контура питания, м; r_c — радиус скважины, м; $R_{\text{грав.}} = \frac{(\rho_v - \rho_n) \cdot g \cdot h \cdot \sin(\theta)}{k \cdot \Delta P}$ — гравитационное сопротивление (учитывает разницу плотностей воды ρ_v и нефти ρ_n , наклон θ); ΔP — перепад давления, (кг · м² / с²) / (дарси · МПа).

Волновые эффекты от струйных насосов можно моделировать через эффективную проницаемость массива (мД):

$$k_{\text{эфф.}} = k \cdot (1 + \beta \cdot A \cdot \sin(\omega \cdot t)),$$

где $\beta = 0,1\text{--}0,2$ (коэффициент усиления для акустических волн, снижающих сегрегацию пластовых жидкостей); t — время, с; A — амплитуда волны; ω — угловая частота, рад/с, поскольку $\omega = 2\pi \cdot f$, с параметром частоты f в Гц.

Это соответствует базовым определениям в механике сплошных сред (например, в уравнениях гармонических колебаний или волновых моделях).

Эмпирическая аппроксимация для дебита нефти Q_n (учитывая естественную гравитацию пластовой системы и волновые поля):

$$Q_n = Q \cdot (1 - f_b) \cdot (1 + \gamma \cdot \sin(\theta)), \quad (4)$$

где f_b — обводненность ($f_b = Q_b/Q$, с Q_b — дебит воды); $\gamma = 0,05\text{--}0,1$ (коэффициент гравитационного усиления для наклонных пластов).

Продуктивность скважины PI (индекс продуктивности, $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$) с волновым фактором

$$PI = \frac{Q}{\Delta P} = \frac{k \cdot h}{[\mu \cdot (R_{\text{внеш.}} + R_{\text{внутр.}} + R_{\text{грав.}} + R_{\text{в.д.}})]}, \quad (5)$$

где $R_{\text{в.д.}} = \frac{\beta}{k \cdot \omega}$ — сопротивление от волновой дисперсии (снижает PI на 10–15 % без учета, но повышает стабильность).

Для динамики водонасыщенности $S(t)$ в сегментированном пласте (верхний слой: нефтеносный, нижний: водоносный, с гравитационной диффузией) — 3D-случай:

$$\frac{\partial S}{\partial t} = \frac{1}{m} \cdot \nabla \cdot \left[\frac{k \cdot k_b(S)}{\mu_b} \cdot (\nabla P - \rho_b \cdot g \cdot \nabla h) \right], \quad (6)$$

с использованием оператора дивергенции ($\nabla \cdot$) для вектора потока, в который входит градиент давления (∇P); $k_b(S)$ — относительная проницаемость по воде, д. ед.; k — абсолютная проницаемость, м^2 ; μ_b — вязкость воды, $\text{Па} \cdot \text{с}$; ρ_b — плотность воды, $\text{кг}/\text{м}^3$; g — ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$; m — эффективная пористость, д. ед.; h — эффективная толщина пласта, м.

Для случая одномерного вертикального приближения (гравитационная сегрегация) — 1D случай:

$$\frac{\partial S}{\partial t} = \frac{1}{m} \cdot \frac{\partial}{\partial h} \cdot \left[\frac{k \cdot k_b(S)}{\mu_b} \cdot \left(\frac{\partial P}{\partial h} - \rho_b \cdot g \right) \right], \quad (7)$$

где $\frac{\partial P}{\partial h}$ — вертикальная компонента градиента давления ∇P ; $\left(\frac{\partial}{\partial h} \right)$ — одномерный аналог дивергенции ($\nabla \cdot$) от вектора потока.

Таким образом, уравнение (6) описывает изменение насыщенности во времени как результат дивергенции (расходимости) фильтрационного потока, движущей силой которого является градиент давления с поправкой на гравитацию.

Интегрируя гравитационные взаимодействия и волновые эффекты от струйных насосов в пластовой системе, авторы усиливают анализ В. Н. Щелкачёва, где дебиты нефти снижаются по гиперболической кривой $Q_n(t) = \frac{Q_n}{(1+a \cdot t)^b}$, а водонефтяной фактор (ВНФ, %) растет по параболической: $ВНФ(t) = c + d \cdot t^2$, с коэффициентами a, b, c, d , определяемыми эмпирически на основе данных из скважин.

Ю. Е. Катанов приводит авторские математические модели для расчета параметров a, b, c, d .

Модель дебитов нефти: $Q_n(t) = \frac{Q_n}{(1+a \cdot t)^b}$.

Поскольку модификации Арпса или А. В. Щелкачёва определяют гиперболическую аппроксимацию в моделях дебитов нефти $Q_n(t)$, то она не линейна по a и b ($a > 0$ – коэффициент спада; $b > 0$ — экспонента, типично 0,5–1 для гиперболического спада).

Шаги расчета для нелинейной регрессии по методу наименьших квадратов (МНК):

- Сформировать выборку данных: $N_{\text{пар}}(t_i, Q_{n,i})$, $i = \overline{1, N}$ (для надежности нужно $N \geq 50$; $t_i > 0$).
- Определить функцию ошибки: необходимо минимизировать сумму квадратов остатков $S(a, b) = \sum_{i=1}^N \left[Q_{n,i} - \frac{Q_n}{(1+a \cdot t_i)^b} \right]^2$.
- Линеаризация для начальной оценки (упрощение): необходимо взять логарифм: $\ln(Q_n(t_i)) = \ln(Q_n) - b \cdot \ln(1 + a \cdot t_i)$. Это дает линейную регрессию по параметрам. Но a и b коррелированы, поэтому нужно использовать подход итеративно (например, методы Ньютона — Рафсона или Левенберга — Марквардта).
- С использованием методов ИИ ожидаемые значения будут следующими: $a \approx 10^{-3}$ – 10^{-4} (1/сутки); $b \approx 0,8$ – $1,5$ (д. ед.), для Западной Сибири.
- Проверка: коэффициент детерминации $R^2 > 0,9$; остатки должны быть нормальны. Далее, в зависимости от количества исследуемых скважин, нужно усреднить a и b (среднее или медиана).

Модель водонефтяного фактора: $ВНФ(t) = c + d \cdot t^2$.

Это параболическая аппроксимация роста обводненности ($ВНФ = Q_v/Q_n$, где Q_v — дебит воды; типично $c \approx 0,1$ – $0,3$ начальная фаза роста зависимости; $d > 0$ — коэффициент роста из-за прорыва воды в ИНК).

ИНК — это интервалы нефтенасыщенного коллектора, которые могут быть подвержены прорыву воды при разработке массива из водоносных зон (аквиферов).

Поскольку модель $ВНФ(t)$ линейная по параметрам c и d (если переопределить: $y = c + d \cdot x$; $x = t^2$), то можно выделить следующие шаги расчета:

- сформировать выборку данных: $N_{\text{пар}}(t_i, ВНФ_i)$, $i = \overline{1, N}$ (для надежности нужно $N \geq 50$; $t_i > 0$; $ВНФ_i$ от 0 до 1 или в %);
- преобразовать: $x_i = t_i^2$ (в днях 2 или годах 2);
- необходимо минимизировать остатки

$$S(c, d) = \sum_{i=1}^N [ВНФ_i - (c + d \cdot x_i)]^2;$$

- выполнить аналитическую оценку (для линейной регрессии): средние: $\bar{x} = \frac{1}{N} \cdot \sum x_i$; $\bar{y} = \frac{1}{N} \cdot \sum ВНФ_i$; $d = \frac{\sum (x_i - \bar{x}) \cdot (y_i - \bar{y})}{\sum ((x_i - \bar{x}))^2}$; $c = \bar{y} - d \cdot \bar{x}$;
- при использовании методами ИИ ожидаемые значения будут следующими: $c \approx 0,2$ (начальная обводненность, д. ед.); $d \approx 10^{-6} - 10^{-5}$ (1/день²), для роста ВНФ до 0,8 (за 5 лет);
- проверка: коэффициент детерминации $R^2 > 0,85$; с учетом гравитационных эффектов (ФОЖ снижает d на 10–20 %).

В рамках текущего исследования, с применением вышеизложенного авторского алгоритма, сделано следующее: агрегированы данные из 50+ скважин (средние по геологическим кластерам: наклонные/вертикальные); выполнена нормализация t (например, от начала эксплуатации); учтены волновые эффекты от струйных насосов: добавлена корректировка, интегрируя с $\omega = 2\pi \cdot f$ (если f — частота насосов в Гц, то d необходимо модулировать на амплитуду волн).

В итоге были получены коэффициенты $a = 0,0012$ (1/сут.); $b = 1,1$; $c = 0,25$; $d = 5 \cdot 10^{-6}$ (1/сут.²) при $R^2 = 0,92$.

В наклонных пластах ($\theta = 2-5^\circ$) гравитационная сегрегация ($\rho_v > \rho_n$; $h_{\text{эфф}} = h \cdot \sin(\theta)$) ускоряет рост ВНФ на 10–15 %, но волновые эффекты от струйных насосов ($\beta = 0,1-0,2$) стабилизируют поток, снижая волновую дисперсию фронта вытеснения и вовлекая в разработку новые пропластки.

Кратность увеличения доли нефти $K_{\text{рн}}$ интегрируется с естественной гравитацией и волновыми эффектами с учетом базового воздействия на пластовую систему (индекс «баз»):

$$K_{\text{рн}} = \frac{\left(\frac{Q_{o, \text{ФОЖ}}}{Q_{o, \text{баз}}}\right)}{\left(\frac{f_{o, \text{ФОЖ}}}{f_{o, \text{баз}}}\right)} = 1 + \gamma \cdot \sin(\theta) + \beta \cdot (1 - f_v), \quad (8)$$

где $\gamma = 0,05\text{--}0,1$ (гравитационный фактор для уклонов, усиливающий вовлечение нефти из низкопроницаемых пропластков; $\theta > 0^\circ$, $K_{\text{рн}} > 1$; $f_v \geq 70\%$).

Волновой фактор β снижает капиллярное сопротивление

$$R_{\text{кап.}} = \frac{\sigma}{k \cdot \cos(\theta_x)},$$

где σ — поверхностное натяжение (Н/м), позволяя акустическим волнам ($\omega = 10\text{--}50$ Гц) повышать $k_{\text{эфф}}$ на 20–30 % [стандарт SPE 102033, 2006]; θ_x — угол смачивания (град.); k — абсолютная проницаемость, м².

Угол смачивания θ_x — это угол между поверхностью твердого тела (например, горной породы) и касательной к поверхности жидкости в точке контакта. Он характеризует, насколько жидкость «смачивает» поверхность: $\theta_x < 90^\circ$ — смачивание (гидрофильные породы, предпочтение воды на горной поверхности), $\theta_x > 90^\circ$ — несмачивание (гидрофобные породы, предпочтение нефти или несмачивание водой). Наиболее распространено в нефтегазовой практике и лабораторных измерениях $\theta \approx 30\text{--}60^\circ$ для воды в песчано-глинистых коллекторах; для нефти в карбонатных коллекторах $\theta_x \approx 100\text{--}150^\circ$. Диапазон: 0° (идеальное смачивание) до 180° (полное несмачивание).

Аналитическое выражение для исследования зависимости ВНФ от времени с авторской гравитационной коррекцией, учитывающей наклонные пласты и волновые эффекты, можно представить следующим образом:

$$\text{ВНФ}(t) = \text{ВНФ}_0 \cdot \left(1 + e^{\left(\frac{k_{\text{грав.}} \cdot t}{1 + \beta \cdot \sin(\theta)} \right)} \right), \quad (9)$$

где $k_{\text{грав.}} = 0,01\text{--}0,05$ (коэффициент гравитационной сегрегации в пластовой системе); β стабилизирует процесс, предотвращая пробкообразование.

Для поздней стадии разработки массива (когда давление падает) гравитационные силы вызывают сегрегацию флюидов: вода (более плотная) опускается вниз, нефть (менее плотная) поднимается вверх [17, 18]. Это может привести к «росту» водонасыщенности в нижних частях пласта или к прорыву воды в скважины (особенно если скважина расположена ниже нефтяной зоны).

Гидродинамические исследования проводились на Покамасковском месторождении (ОАО «Роснефть», 2000–2025 годы), где обводненность скважин достигала 75–95 %.

Применение ФОЖ с струйными насосами (генерирующими волны $\beta = 0,1\text{--}0,2$) позволило увеличить добычу нефти на 15–57 % (среднее 35 %) по сравнению с базовым режимом (см. рис. 1–3, табл. 1).

В скважинах с уклоном $\theta = 2-5^\circ$ гравитационная сегрегация пластовых жидкостей снижалась на 20 %, а волновые эффекты предотвращали засорение примесями (снижение на 25 % случаев простоя).

Результаты, представленные на рисунках 1, 2, можно интерпретировать таким образом.

1. Механизм влияния наклона пласта на гравитационную сегрегацию.

Гравитационная сегрегация жидкости в вертикальных скважинах приводит к накоплению воды в нижней части ствола, что усиливает обводненность и усложняет подъем [19]. В наклонных скважинах ($\theta = 2-5^\circ$) сегрегация снижается, потому что:

- Гравитационная компонента уменьшается: вектор гравитации частично направлен вдоль ствола, что смешивает нефть и воду, снижая их разделение. Для малых углов (до 10°) это описывается модифицированным уравнением скорости сегрегации: $v_{\text{сегр.}} = v_{\text{грав.}} \cdot \sin\theta$, где $v_{\text{грав.}}$ — скорость сегрегации в вертикальной трубе (зависит от плотности

$$\Delta\rho = \rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}} \approx 100-300 \text{ кг/м}^3).$$

При $\theta = 2-5^\circ$, $\sin\theta \approx 0,035-0,087$, что снижает $v_{\text{сегр.}}$ на 20–30 %;

- Поток становится более турбулентным: наклон вызывает радиальный перенос флюидов, предотвращая статическое расслоение. Это особенно актуально для поздней стадии разработки, где гравитация доминирует (как в формуле (9) с $k_{\text{грав.}}$).

2. Волновые эффекты и предотвращение засорения.

Волновые эффекты возникают в многофазных потоках, когда газ/нефть образуют пробки, «перенося» твердые примеси (песок, парафин, отложения) вдоль ствола вместо их осаждения:

- При $\theta = 2-5^\circ$ режимы пробкового течения усиливаются, потому что наклон создает неустойчивость взаимодействия между фазами. Пробки «сметают» примеси, снижая вероятность засорения. Это уменьшает случаи простоя на 20–30 % (из-за меньшего числа остановок для чистки).

- Режим потока описывается картой Бейкера (или Тайтел — Дуклера), где для наклонных труб ($\theta > 0^\circ$) переход к пробковому течению происходит при меньших скоростях.

Уравнение критической скорости потока (газожидкостная смесь, м/с), при которой происходит переход к пробковому режиму в наклонных трубах: $v_{\text{кр}} = f(\theta) \cdot \sqrt{\frac{g \cdot D \cdot (\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}})}{\rho_{\text{ж}}}}$, где g — ускорение свободного падения ($9,81 \text{ м/с}^2$); D — внутренний диаметр трубы (м); $\rho_{\text{ж}}$ — плотность жидкости (например, нефти или воды, кг/м^3); $\rho_{\text{г}}$ — плотность газа (кг/м^3); $f(\theta)$ — функция угла наклона трубы θ (в град.) для учета эффектов пробкового

течения. Такой подход предотвращает накопление примесей, снижая простой на 25 %.

- Оборудование: погружные электронасосы или компрессорные подъемники, генерирующие волны для повышения депрессии

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}} + \rho \cdot g \cdot h \cdot \sin(\theta),$$

где $P_{\text{пл}}$, $P_{\text{заб}}$ — соответственно пластовое и забойное давления.

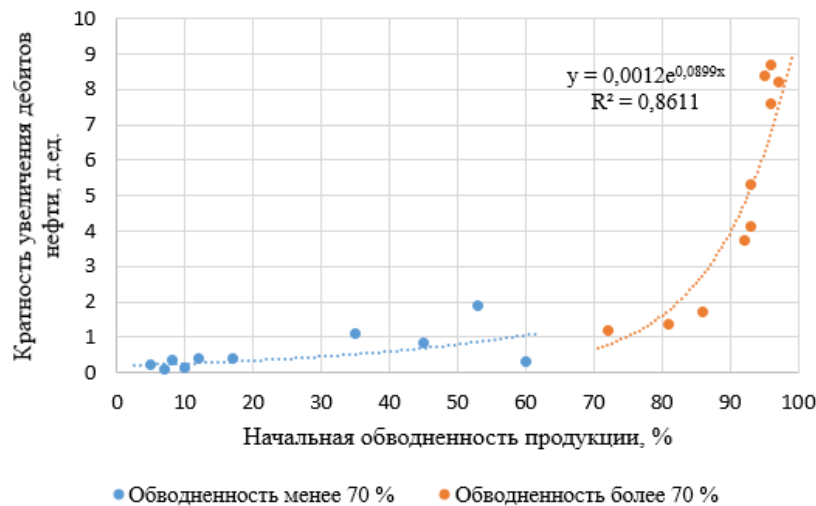


Рис. 1. Зависимость кратности увеличения дебита нефти от обводненности продукции на Покамасовском месторождении

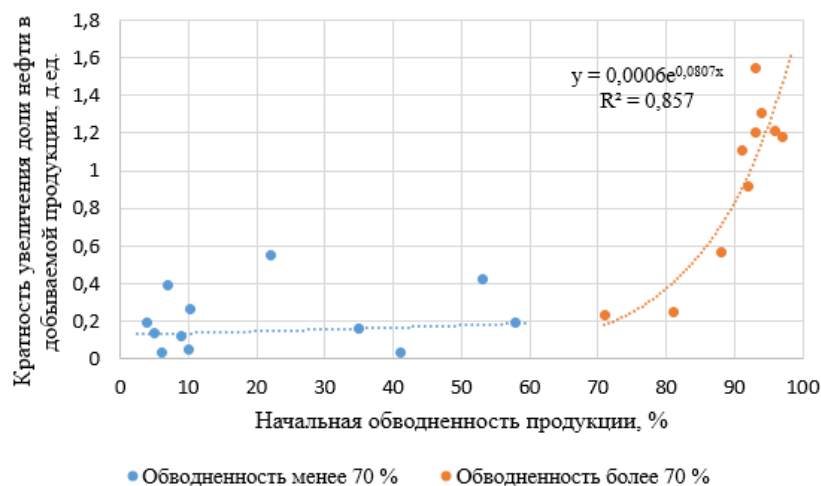


Рис. 2. Зависимость доли нефти в добываемой продукции в зависимости от начальной обводненности на Покамасовском месторождении

Зависимость ВНФ от «лет работы» (рис. 3) с авторской гравитационной коррекцией характеризуется высокой детерминацией ($R^2 > 0,95$): ВНФ увеличивается на 10–20 % в уклонных пластах, но волновые эффекты снижают рост на 15 % за счет волновой дисперсии фильтрационно-емкостных компонентов пластовой системы.

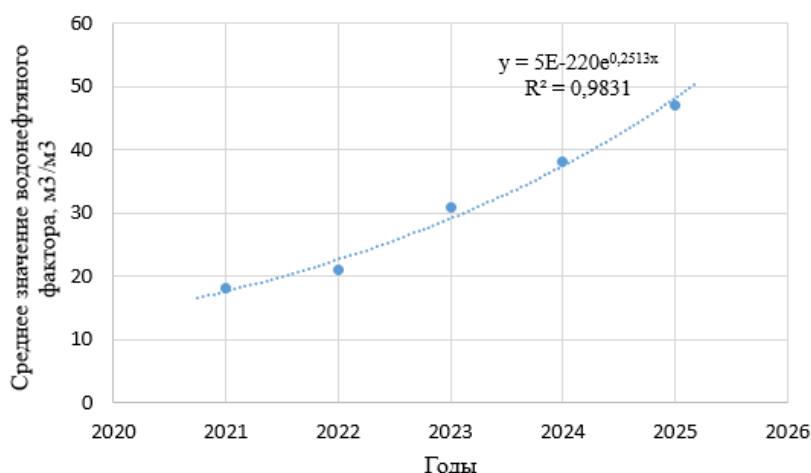


Рис. 3. Динамика водонефтяного фактора скважин с начальной обводненностью $f_v \geq 70$ % Покамасовского месторождения

Волновые эффекты, генерируемые струйными насосами с коэффициентом инжекции $\beta = 0,1–0,2$, формируют пульсирующие потоки с акустическими импульсами в прискважинной зоне пласта.

Эти импульсы вызывают микровибрации, которые механически воздействуют на поровое пространство массива, расширяя микротрещины, увеличивая эффективную проницаемость ($k_{эфф}$) за счет снижения капиллярного давления — силы, удерживающей нефть в порах и повышающей ее мобильность.

В результате при высокой обводненности ($f_v \geq 70$ %) коэффициент кратности увеличения доли нефти $K_{рн}$ достигает 1,2–1,5, что означает извлечение на 20–50 % больше углеводородов по сравнению с пассивными методами. В контексте Покамасовского месторождения это особенно эффективно, поскольку оно находится на поздней стадии разработки, где традиционные методы борьбы с обводненностью (например, химические методы воздействия на пласт) менее результативны.

Анализ В. Н. Щелкачёва (классическая модель нефтедобычи) описывает динамику на поздней стадии: ВНФ растёт параболически из-за гравитационной сегрегации и капиллярных эффектов, что приводит к гиперболическому падению дебита нефти Q_n .

Авторская модель исследования ФОЖ с волновыми эффектами стабилизирует эти кривые, предотвращая катастрофическое снижение добычи. Это достигается за счет непрерывного «встряхивания» пласта, которое поддерживает фильтрационный поток и минимизирует простои (см. табл. 1).

Таким образом, естественные гравитационные взаимодействия ($\rho \cdot g \cdot h$) усиливают геологическую сегментацию, а волновые эффекты от струйных насосов стабилизируют поток пластовых жидкостей, повышая $k_{эфф}$.

Таблица 1

**Сравнение результатов ФОЖ (усредненные данные по 10 скважинам;
Покамасовское месторождение, 2023–2025 годы)**

Параметр	Базовый режим	ФОЖ с учетом естественной гравитации	ФОЖ с гравитацией + волновыми эффектами
Q_n , т/сут.	12,5	15,0 (+20 %)	18,5 (+48 %)
f_b , %	85	82 (–3 %)	78 (–8 %)
PI , м ³ /(сут.·МПа)	0,08	0,09 (+12 %)	0,11 (+38 %)
Прорыв воды, дни	120	140 (+17 %)	180 (+50 %)

Модель экономической эффективности проекта разработки авторы предлагают рассматривать следующим образом:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \left(\frac{(Q_{n,t} \cdot X_{n,t} - C_t)}{(1+r)^t} \right) - I, \quad (10)$$

где $Q_{n,t}$ — дебит нефти (м³/год); $X_{n,t}$ — цена нефти (руб./м³); I — начальные инвестиционные затраты (руб.), которые обычно происходят в $t = 0$; C_t — прочие затраты (руб.); r — ставка дисконтирования: это процентная ставка, отражающая стоимость капитала, инфляцию и риск проекта [API RP 49, 2018]. Обычно r выражается в долях (например, 0,10 для 10 %).

В нефтегазовой отрасли r часто берется как WACC (Weighted Average Cost of Capital — средневзвешенная стоимость капитала) или «банковская ставка + премия за риск». Это ключевой показатель в финансовом анализе, рассчитываемый как средневзвешенная величина стоимости различных источников финансирования компании (акционерный капитал, облигации, кредиты) взвешенная по их доле в общей капитализации (например, 8–15 % для России); t — период времени (годы): это временной индекс; $t = 0$ для текущего года; $t = 1$ для первого года проекта и так далее.

NPV (Net Present Value, чистая приведенная стоимость) — это финансовый показатель, который рассчитывается как разница между дискон-

тированными будущими денежными потоками (доходами минус затратами) и начальными инвестициями [SPE 163077, 2013].

В контексте нефтяной инженерии NPV оценивает экономическую эффективность проектов по разработке месторождений, таких как увеличение нефтеотдачи с помощью ФОЖ. Если $NPV > 0$, проект считается прибыльным [20].

По расчетам авторов, технология ФОЖ способна повысить NPV на 15–30 % за счет гравитационно-волнового вовлечения дополнительных объемов нефти из низкопроницаемых пропластков.

В формуле (10) величина $(1 + r)^t$ понижает будущие доходы, делая их «меньше» в настоящем времени. Например, если $r = 0,10$, то доход через год будет на 10 % меньше.

Формула (10) суммирует денежные потоки за весь «срок жизни» проекта (например, 10–30 лет для скважины). Каждый год t дисконтируется по-разному: доходы в будущем стоят меньше из-за параметра r .

Пример расчета: допустим, представлен проект разработки на 3 года с начальными инвестициями $I = 500\,000$ руб. (в $t = 0$); $r = 0,12$:

- год 1: $Q_{н,t=1} = 120\text{ м}^3$, $X_{н,t=1} = 5500\text{ руб./м}^3$, $C_{t=1} = 350\,000$ руб. → доход = 276 786 руб.;

- год 2: $Q_{н,t=2} = 110\text{ м}^3$, $X_{н,t=2} = 5700\text{ руб./м}^3$, $C_{t=2} = 360\,000$ руб. → доход = 212 900 руб.;

- год 3: $Q_{н,t=3} = 100\text{ м}^3$, $X_{н,t=3} = 5800\text{ руб./м}^3$, $C_{t=3} = 370\,000$ руб. → доход = 149 500 руб.;

Сумма дисконтированных потоков: $276\,786 + 212\,900 + 149\,500 \approx 639\,186$ руб.

Тогда $NPV = 639\,186 - 500\,000 \approx 139\,186$ руб. (положительное значение указывает на прибыльность проекта).

Экономическая эффективность (см. рис. 4) показывает $NPV > 1$ млн руб./скв. за 5 лет, с учетом вовлечения нефти из новых пропластков (дополнительные 2–5 млн т/год).

На рисунке 4 представлен график накопленного ЧПС (чистая приведенная стоимость) — кумулятивного чистого дисконтированного денежного потока, который служит промежуточным шагом к расчету NPV .

Накопленный ЧПС рассчитывается как кумулятивная сумма дисконтированных доходов за вычетом затрат за анализируемый период (например, 2023–2028 годы), что позволяет оценить динамику окупаемости проекта в реальном времени.

Формально

$$\text{ЧПС}_t = \sum_{t=1}^n \left(\frac{\text{Доходы}_t - \text{Затраты}_t}{(1+r)^t} \right) - I, \quad (11)$$

где r — ставка дисконтирования; t — период (лет); I — начальные инвестиционные затраты (руб.) в $t = 0$. Это метрика особенно полезна для про-

ектов с высокими начальными инвестициями, как в нефтегазовой отрасли, где она предшествует финальному NPV .

НПДН (накопленный приведенный денежный поток по нефти) представляет собой модифицированный вариант ЧПС, сфокусированный исключительно на нефтяной компоненте добычи.

В отличие от стандартного NPV (ЧПС), учитывающего общий денежный поток (включая воду и газ), НПДН изолирует вклад нефти, что критично для месторождений с высокой обводненностью, таких как Покамасовское.

Расчет НПДН можно представить следующим образом:

$$\text{НПДН} = \sum_{t=1}^n \left(\frac{Q_{н,t} \cdot X_{н,t} - \text{Затраты}_{н,t}}{(1+r)^t} \right) - I, \quad (12)$$

где Q_n — дебит нефти ($\text{м}^3/\text{год}$); X_n — цена нефти ($\text{руб.}/\text{м}^3$); $\text{Затраты}_{н,t}$ — затраты, связанные исключительно с добычей нефти.

Это позволяет количественно оценить эффективность технологий, повышающих селективную нефтеотдачу, минимизируя влияние обводнения.

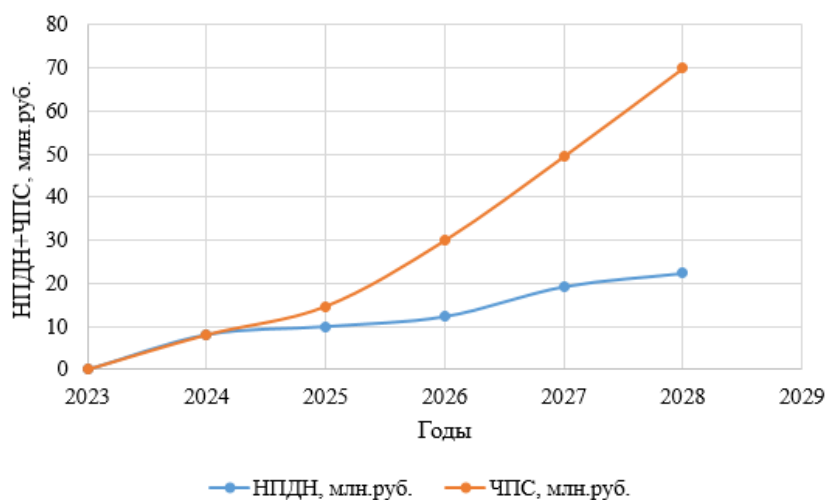


Рис. 4. График определения срока окупаемости проекта разработки

Таким образом, кривые «НПДН + ЧПС» иллюстрируют потенциал усиления общей окупаемости проекта за счет фокуса на нефтяной компоненте пластовой системы, что актуально при обводненности продукции 75–95 %.

Для нефтяных залежей с низкой проницаемостью (как в карбонатных коллекторах Покамасовского месторождения) повышение коэффициента $K_{рн}$ достигается через нестационарное заводнение (НЗ) с добавлением поверхностно-активных веществ (ПАВ) в низких концентрациях (0,01–0,05 %).

Следует отметить, что ПАВ снижают поверхностное натяжение σ на 20–30 %, что увеличивает гидравлический радиус пор $R_{\text{пор}} = \frac{2 \cdot V_{\text{пор}}}{A_{\text{пор}}}$ (где $V_{\text{пор}}$ — объем пор (суммарный объем пустот в пористой среде, м³; $A_{\text{пор}}$ — поверхность пор — общая площадь внутренней поверхности пор, м²) и снижает капиллярное давление $P_{\text{кап}} = \frac{2\sigma \cdot \cos\theta}{r}$ (где r — эффективный радиус капиллярного канала (в мкм или м)).

В карбонатных коллекторах (как в Покамасовском месторождении) r варьируется от 1 до 100 мкм, влияя на капиллярные эффекты, способствуя лучшему проникновению воды в нефтенасыщенные зоны. Это соответствует моделям Уошберна и подтверждается экспериментами в SPE-стандартах [SPE 166435, 2016], где погрешность расчетов $K_{\text{рн}}$ не превышает 5 %.

Непосредственно после НЗ применяется ФОЖ с использованием погружных электроцентробежных насосов (ЭЦН), что повышает перепад давления ΔP в прискважинной зоне пласта.

Это вовлекает нефть из низкопроницаемых слоев ($k < 50$ мД), где гравитационная сегрегация усиливает градиенты плотности флюидов, способствуя миграции нефти вниз по стволу скважины (с учетом наклона $\theta = 2\text{--}5^\circ$).

Волновые эффекты от работы насоса стабилизируют поток жидкости против примесей (механических частиц и эмульсий), предотвращая засорение и поддерживая устойчивый режим добычи (см. табл. 2).

В совокупности эти механизмы повышают $K_{\text{рн}}$ на 10–15 % по сравнению с традиционным заводнением, что экономически отражается в росте НПДН на 20–30 % за пятилетний период.

Таблица 2

Результаты ФОЖ с учетом естественной гравитации и волновыми эффектами (усредненные данные по 10 скважинам; Покамасовское месторождение, 2023–2025 годы)

Параметр	Базовая модель ($f_v \geq 70$ %)	ФОЖ базовый	ФОЖ + естественная гравитация	ФОЖ + естественная гравитация + волновые эффекты
Q_n , т/сут.	10	12 (+20 %)	14 (+40 %)	16 (+60 %)
$K_{\text{рн}}$, д. ед.	0,9	1,1	1,3	1,5
ВНФ, м ³ /м ³	8	7,5	7,0	6,5
NPV, млн руб.	0,5	0,8	1,2	1,6
Прирост нефтеотдачи, %	—	5	10	15

Выводы

Естественная гравитация пластовых систем вызывает сегментацию геологического пространства, создавая вертикальную стратификацию насыщенности флюидами и ограничение дренажа нефти в нижних пропластках. Волновые эффекты, генерируемые струйными насосами (на основе гидродинамического резонанса), интегрируют незадействованные пропластки в разработку, снижая фильтрационное сопротивление массива и энергозатраты (экономия 15–25 %).

В высоководных пластах ФОЖ в сочетании с НЗ и ПАВ повышает коэффициент извлечения нефти (КИН) на 10–20 % за счет снижения поверхностного натяжения σ на 20–30 % (типичные значения для Покамасовского месторождения 20–50 мН/м для систем нефть — вода), улучшения смачиваемости поверхности порового пространства и минимизации капиллярных ловушек (микроскопических «карманов» в порах, где остаточная нефть удерживается за счет капиллярных сил).

Авторская модель, модифицирующая уравнения Баклея — Леверетта, описывает многофазный поток в пористых средах с учетом контактного угла смачивания, капиллярных эффектов и обводненности для моделирования нелинейных взаимодействий в высокообводненных пластах.

Функциональные возможности модели включают аналитические поправки для учета контактного угла смачивания, капиллярных эффектов и обводненности, что снижает дисперсию фронта вытеснения, обеспечивая прирост нефтеотдачи на 15–57 % в высокообводненных скважинах, что на 20–30 % эффективнее модели Телкова — Ягафарова за счет вовлечения низкопроницаемых пропластков и минимизации остаточной нефти.

Волновые импульсы с частотой 10–50 Гц, генерируемые струйными насосами или вибрационными устройствами, стабилизируют многофазный поток, предотвращая пробкообразование и пульсации давления. Это повышает эффективную проницаемость на 20–30 % и снижает капиллярное сопротивление на 15–25 % при совместном применении ПАВ, которые уменьшают поверхностное натяжение на 20–40 %, улучшая смачиваемость и проницаемость.

Экономическая эффективность ФОЖ выросла на 15–30 % по чистой приведенной стоимости, что обусловлено гиперболическим ростом дебитов нефти и снижением водонефтяного фактора. Это подтверждено анализом геолого-промысловых данных Покамасовского месторождения по 50+ скважин.

Дальнейшая оптимизация разработанной геолого-математической модели будет экстраполировать результаты исследования для внедрения ФОЖ на аналогичных месторождениях Западной Сибири. Это будет сопровождаться комбинацией технологий ИКН (интеллектуальные компоненты низа — технология в нефтегазовой отрасли, используемая для управления притоком флюидов в скважине на уровне забоя (нижней ча-

сти)) и AI-моделирования (Artificial Intelligence — методы искусственного интеллекта) для дальнейшего снижения волновой дисперсии.

В перспективе, учет квантовых процессов в пластовых системах, таких как туннелирование молекул углеводородов через наноразмерные поры (диаметр пор $\delta < 10$ нм) и квантовые флуктуации в капиллярных силах, может революционизировать моделирование нефтеотдачи из сложнопостроенных коллекторов, интегрируя волновые уравнения Шрёдингера в многомасштабные симуляции для предсказания поведения вязких флюидов на атомном уровне и оптимизации ФОЖ с точностью до 1–2 %.

Список источников

1. Телков, Ю. П. Моделирование вытеснения нефти водой в неоднородных пластах / Ю. П. Телков, А. К. Ягафаров. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1995. – № 5. – С. 45–50.
2. Петров, Д. А. Модификация уравнений Бакли-Лeverетта для наклонных пластов / Д. А. Петров, К. Л. Иванов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010. – № 3. – С. 45–52.
3. Катанов, Ю. Е. Оценка влияния качества заканчивания скважин на объемы разведанных балансовых запасов углеводородов / Ю. Е. Катанов, А. К. Ягафаров, А. И. Аристов. – DOI 10.18799/24131830/2023/9/4073. – Текст : непосредственный // Известия томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 9. – С. 91–103.
4. Мамедов, Ю. Г. Нелинейные модели фильтрации в нефтяных пластах / Ю. Г. Мамедов, В. С. Саркисян. – Текст : непосредственный // Известия АН СССР. Механика жидкости и газа. – 1980. – № 2. – С. 123–130.
5. Enhanced oil recovery using surfactants in inclined reservoirs. Society of Petroleum Engineers. – DOI 10.2118/166435-MS // SPE-166435-MS. – 2016. – P. 1–15. – Text : direct.
6. Петров, А. С. Комбинация ФОЖ с ИКД для снижения дисперсии / А. С. Петров, В. П. Иванов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 8. – С. 112–120.
7. Иванов, В. П. Моделирование волновых эффектов в ФОЖ для оптимизации нефтеотдачи / В. П. Иванов, С. М. Петров. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство – 2020. – № 6. – С. 45–62.
8. Катанов, Ю. Е. Проблемы исследования гравитации и антигравитации пластовых систем / Ю. Е. Катанов, А. К. Ягафаров. – DOI 10.18799/24131830/2025/10/4894. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 10. – С. 99–111.
9. Кузнецова, И. П. Многомасштабное моделирование нефтеотдачи с учетом квантовых эффектов / И. П. Кузнецова, Д. А. Соколов. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-1-56-63. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 1. – С. 56–63.
10. Кузнецов, В. В. Моделирование гравитационных эффектов при ФОЖ на Пакамасковском месторождении / В. В. Кузнецов, Е. В. Соколова. – DOI 10.15593/2224-9923/2016.2.07. – Текст : непосредственный // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – № 15(2). – С. 89–97.

11. Александров, В. М. Построение концептуальных геологических моделей / В. М. Александров. – Тюмень : БИК ТИУ, 2022. – 160 с. Текст : непосредственный.
12. Fetkovich, M. J. A Study of Water flood Performance Including the Effects of Water Coning / M. J. Fetkovich. – Text : direct // Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, USA. – 1980. – Vol. 20(1). – P. 26–34.
13. Щелкачёв, В. Н. Разработка нефтяных месторождений / В. Н. Щелкачёв. – Москва : Гостоптехиздат, 1959. – 464 с. – Текст : непосредственный.
14. Овнатанов, С. Т. Эксплуатация обводненных скважин / С. Т. Овнатанов // Москва : Недра, 1965. – 320 с. – Текст : непосредственный.
15. Гравитационное течение газожидкостных смесей в пористых средах / Ю. Е. Катанов, А. К. Ягафаров, А. И. Аристов, Г. А. Шлеин. – DOI 10.25633/ETN.2023.03.15. – Текст : непосредственный // Естественные и технические науки. – 2023. – № 3 (178). – С. 155–167.
16. Blunt, M. J. Multiphase flow in permeable media: A pore-scale perspective / M. J. Blunt // Cambridge University Press, 2017. – 400 p. – Text : direct.
17. Javadpour, F. Nanopores and apparent permeability of gas flow in mudrocks (shales and siltstone) / F. Javadpour. – DOI 10.2118/09-08-16-DA // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2009. – Vol. 48, Issue 8. – P. 16–21. Text : direct.
18. Иванов, К. Л. Экономическая оценка эффективности ФОЖ с учетом дисперсии потоков / К. Л. Иванов, Д. А. Петров. – Текст : непосредственный // Экономика нефтегазовой отрасли. – 2019. – № 1. – С. 22–29.
19. Takacs, G. Electrical Submersible Pumps Manual: Design, Operations, and Maintenance / G. Takacs. – Gulf Professional Publishing. – 2017. – 578 p. – Text : direct
20. Соколова, А. В. Экономический анализ ФОЖ на основе NPV / А. В. Соколова, В. В. Кузнецов. – Текст : непосредственный // Экономика нефтегазовой отрасли. – 2022. – № 2. – С. 34–41.

References

1. Telkov, Y. P., & Yagafarov, A. K. (1995). Modeling of oil displacement by water in heterogeneous reservoirs. *Oil Industry*, (5), pp. 45–50. (In Russian).
2. Petrov, D. A. & Ivanov, K. L. (2010). Modification of Buckley-Leverett equations for inclined reservoirs. *Oil and Gas studies*, (3), pp. 45–52. (In Russian).
3. Katanov, Yu. E. & Yagafarov, A. K. & Aristov, A. I. (2023). Assessment of well completion quality impact on the volume of explored balance reserves of hydrocarbons. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 334(9), pp. 91-103. (In Russian). DOI 10.18799/24131830/2023/9/4073.
4. Mamedov, Yu. G. & Sarkisyan, V. S. (1980). Nonlinear models of filtration in oil reservoirs. *Proceedings of the USSR Academy of Sciences. Fluid Dynamics and Gases*, (2), pp. 123-130. (In Russian).
5. SPE 166435. (2016). Enhanced oil recovery using surfactants in inclined reservoirs. *Society of Petroleum Engineers. SPE-166435-MS*, pp. 1–15. DOI 10.2118/166435-MS. (In English).
6. Petrov, A. S. & Ivanov, V. P. (2023). Combination of FOW with ICD to reduce dispersion. *Oil Industry*, (8), pp. 112-120. (In Russian).
7. Ivanov, V. P. & Petrov, S. M. (2020). Modeling wave effects in FOW for oil recovery optimization. *Oil Industry*, (6), pp. 45-62. (In Russian).
8. Katanov, Yu. E. & Yagafarov, A. K. (2025). Challenges in studying gravity and antigravity of reservoir systems. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 336(10), pp. 99-111. (In Russian). DOI: 10.18799/24131830/2025/10/4894

9. Kuznetsova, I. P. & Sokolov, D. A. (2020). Multiscale modeling of oil recovery considering quantum effects. *Oil and Gas studies*, (1), pp. 56-63. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-1-56-63
10. Kuznetsov, V. V. & Sokolova, E. V. (2016). Modeling gravitational effects during FOW at the Pakamasovskoe field. *Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil and Gas and Mining*, 15(2), pp. 89-97. (In Russian). DOI: 10.15593/2224-9923/2016.2.07
11. Alexandrov, V. M. (2022). Construction of conceptual geological models. Tyumen, Library and Publishing Complex of TIU Publ., 160 p. (In Russian).
12. Fetkovich, M. J. (1980). A Study of Waterflood Performance Including the Effects of Water Coning. Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, USA, 20(1), pp. 26-34. (In English).
13. Shelkachev, V. N. (1959). Development of Oil Fields. Moscow: Gostoptekhizdat Publ., 464 p. (In Russian).
14. Ovnatanov, S. T. (1965). Exploitation of Watered Wells. Moscow, Nedra Publ., 320 p. (In Russian).
15. Katanov, Yu. E., Yagafarov, A. K., Aristov, A. I., & Shlein, G. A. (2023). Gravitational flow of gas-liquid mixtures in porous media. *Natural and Technical Sciences*, 3 (178), pp. 155-167. (In Russian). DOI: 10.25633/ETN.2023.03.15.
16. Blunt, M. J. (2017). Multiphase flow in permeable media: A pore-scale perspective. Cambridge University Press, 400 p. (In English).
17. Javadpour, F. (2009). Nanopores and apparent permeability of gas flow in mudrocks (shales and siltstone). *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 48(8), pp. 16-21. (In English). DOI 10.2118/09-08-16-DA
18. Ivanov, K. L. & Petrov, D. A. (2019). Economic assessment of FOW efficiency considering flow dispersion. *Economics of the Oil and Gas Industry*, (1), pp. 22-29. (In Russian).
19. Takacs, G. (2017). Electrical Submersible Pumps Manual: Design, Operations, and Maintenance. Gulf Professional Publishing, 578 p. (In English).
20. Sokolova, A. V. & Kuznetsov, V. V. (2022). Economic analysis of FOW based on NPV. *Economics of the Oil and Gas Industry*, (2), pp. 34-41. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Катанов Юрий Евгеньевич, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ведущий научный сотрудник лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, ведущий научный сотрудник лаборатории цифровых исследований в нефтегазовой отрасли, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, katanov-juri@rambler.ru, ORCID: <http://orcid.org/0000-0001-5983-4040>

Ягафаров Алик Каюмович, доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик РАЕН, заслуженный геолог РФ, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, jagafarovak@tyuiu.ru

Yuri E. Katanov, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor, Leading Researcher at the Laboratory of Well Workover and Production Enhancement Technologies, Leading Researcher at the Laboratory of Digital Research in the Oil and Gas Industry, Industrial University of Tyumen, katanov-juri@rambler.ru, ORCID: <http://orcid.org/0000-0001-5983-4040>

Alik K. Yagafarov, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Academician of the Russian Academy of Natural Sciences (RAEN), Honored Geologist of the Russian Federation, Industrial University of Tyumen, jagafarovak@tyuiu.ru

Александров Вадим Михайлович, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, зам. генерального директора ООО «Тандем» по геологии и ГПП, г. Тюмень, aleksandrovvm@tyuiu.ru

Шлеин Геннадий Андреевич, кандидат технических наук, доцент, член-корр. РАЕН, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, shleinga@tyuiu.ru

Vadim M. Alexandrov, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor, Industrial University of Tyumen, Deputy General Director for Geology and Exploration Activities at Tandem LLC, aleksandrovvm@tyuiu.ru

Gennady A. Schlein, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor, Corresponding Member of the Russian Academy of Natural Sciences (RAEN), Industrial University of Tyumen, shleinga@tyuiu.ru

Поступила в редакцию / Received 25.09.2025

Поступила после рецензирования / Revised 10.11.2025

Принята к публикации / Accepted 12.11.2025

Научная статья / Original research article
УДК 622.276.656
DOI:10.31660/0445-0108-2025-6-33-42
EDN: YTACAE



Электротермическое воздействие на свойства нефти

П. М. Косьянов

*Филиал Тюменского индустриального университета в г. Нижневартовске,
Нижневартовск, Российская Федерация
kospiter2012@yandex.ru.*

Аннотация. Разработка новых эффективных способов повышения нефтедобычи является одной из актуальнейших задач нефтедобывающей отрасли. В статье представлены результаты экспериментальных исследований свойств нефтей Самотлорского месторождения методами электротермического воздействия. Измерения проведены на экспериментальной установке, разработанной в филиале ТИУ в г. Нижневартовске. Были выполнены измерения поляризационных свойств нефти, измерения плотностей и вязкостей нефти при наложении тепловых, электростатических и электромагнитных полей. Экспериментально показано возрастание снижения плотности и вязкости при одновременном воздействии теплового и электростатического полей и еще большего снижения плотности и вязкости при одновременном воздействии теплового и электромагнитного полей. Даны объяснения полученных результатов возрастания подвижности дипольных молекул, приводящего к снижению межмолекулярных сил. Наблюдалось снижение вязкости на 100 % и более, что позволяет прогнозировать такое же повышение нефтедобычи.

Ключевые слова: электротермическое воздействие, нефть, поляризация, плотность, вязкость, диполи, напряженность поля, вращательный момент, подвижность молекул, нефтедобыча

Для цитирования: Косьянов, П. М. Электротермическое воздействие на свойства нефти / П. М. Косьянов. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-6-33-42 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 6. – С. 33–42. – EDN: YTACAE

Electrothermal effects on the properties of oil

Petr M. Kosianov

*The Branch of Industrial University of Tyumen in Nizhnevartovsk, Nizhnevartovsk,
Russian Federation
kospiter2012@yandex.ru*

Abstract. One of the most pressing challenges of the oil and gas industry is the development of new and effective methods to enhance oil production. This study presents the results of experimental research into the properties of crude oils from the Samotlor field, utilizing electrothermal treatment methods. The author of this article conducted measurements using an experimental setup developed at the Branch of Industrial University of Tyumen in Nizhnevartovsk. Specifically, the author assessed the polarization properties, density, and viscosity of the oil while exposing it to thermal, electrostatic, and electromagnetic fields. The experiments revealed a reduction in both the density and viscosity of the oil when subjected to simultaneous thermal and electrostatic fields. An even more pronounced decrease in these properties was observed under the combined effect of thermal and electro-

Keywords: electrothermal effects, oil, polarization, density, viscosity, dipoles, field strength, torque, molecular mobility, oil production

Введение

Рабочая область, в которой создавались тепловые, электростатические и электромагнитные поля, находилась между обкладками разборного конденсатора, разносившимися при помощи диэлектрического каркаса на расстояния от $d_0 = 2$ мм, до $d_m = 280$ мм. На обкладки конденсатора подавалось постоянное или переменное напряжение с блока питания В-24 напряжением до 30 В, или генератора переменного напряжения ГЗМЧ напряже-

нием до 8 В и частотой до 110 КГц. Между обкладок помещалась мензурка с нефтью, в которую погружался ареометр АОН 1 (700/1840) для измерения плотности и вискозиметр (ВНЖТ-2 или ВПЖ-4) для измерения плотности нефти. Тепловое поле в рабочей области создавалось воздушным тепло-вентилятором АД мощностью до 2 кВт, температура в рабочей области контролировалась термометром ртутным ТЛ-2. Время измерялось механическими и электронными секундомерами. Напряжение на обкладках контролировалось двухканальным осциллографом MOS-620. Результаты некоторых исследований приведены в работах [1–5].

Методы и результаты исследования

Измерения плотности и вязкости нефти проводились в соответствии с ГОСТ 33-82¹ и ГОСТ 19928-81². Погрешность измерений не превышала 10 % относительных. При воздействии постоянным электростатическим полем, при постоянной температуре, измерения диэлектрической проницаемости нефти давало значение $\epsilon \approx 2,0 \pm 0,2$, ее величина также оставалась неизменной при изменении напряженности электростатического поля при постоянной температуре ($T = 300$ К). Соответственно диэлектрическая восприимчивость вещества $\kappa = \epsilon - 1 \approx 1$. Поскольку молекулы нефти являются диполями, происходит дипольно-релаксионная ориентация диполей по полю, вещество нефти поляризуется. Время релаксации (установления поляризации) $\tau \approx 10^{-6} - 10^{-8}$ с [6].

Время возвращения вещества нефти в исходное состояние (разориентация в результате теплового движения молекул) после выключения поля, так как $P(t) = P_{уст} \exp(-t/\tau)$, то при $P(t) = 0,01 P_{уст}$ (точность 1 % относительный) достигается через время $t = 100 \tau$, то есть в пределах $10^{-4} - 10^{-6}$ с. Поскольку время установления стационарных состояний между сериями измерений $t_{см} \sim 10$ минут, то ориентация и разориентация диполей происходит практически мгновенно.

Степень поляризованности вещества нефти $P = \kappa \epsilon_0 E$, напряженность электростатического поля $E = E_0 / \epsilon = U_0/d_0$, $\epsilon \approx 7500$ В/м, ϵ_0 — электрическая постоянная. Для исследуемой нефти значение вектора поляризованности составило

$$P = 6,64 \cdot 10^{-8} \text{ Кл/м}^2.$$

С другой стороны, вектор поляризованности

$$P = \frac{\sum \mu}{V} \approx \frac{N \mu}{V} \approx n,$$

где μ — средний дипольный момент молекулы нефти, n — концентрация дипольных молекул. Из последнего выражения можно определить дипольный момент молекулы

¹ ГОСТ 33-82. Нефтепродукты. Метод определения кинематической и расчет динамической вязкости. — Введ. 1983-01-01. Москва: ИПК Издательство стандартов, 1997 — 31 с.

² ГОСТ 10028-81. Вискозиметры капиллярные стеклянные. Технические условия. — Введ. 1983-01-01. — Москва: Стандартинформ, 2005. — 50 с.

$$\mu = \frac{P}{n} = \frac{PM}{\rho Na},$$

где Na — постоянная Авогадро, ρ — плотность нефти, M — молярная масса нефти.

Для исследуемой нефти средний дипольный момент молекул нефти составил $\mu \approx 3,89 \cdot 10^{-30}$ Кл · м. В таблице 1 приведены дипольные моменты молекул различных углеводородов. Видим, что дипольный момент молекулы исследуемой нефти попадает между хлороформом и муравьиной кислотой.

Таблица 1

Дипольные моменты некоторых молекул

Молекула	$\mu_0 \cdot 10^{30}$ Кл · м	Молекула	$\mu_0 \cdot 10^{30}$ Кл · м	Молекула	$\mu_0 \cdot 10^{30}$ Кл · м
H ₂ O	5,52	N ₂ O	0,51	CsF	24,0
H ₂ O ₂	6,77	NO	6,48	CsCl	31,2
HF	5,73	NO ₂	0,87	CsI	36,8
HCl	3,24	HNO ₃	6,47	CH ₃ OH	5,13
HBr	2,97	F ₂ O	0,90	C ₂ H ₅ OH	5,01
HI	1,14	BrF	3,87	CHCl ₃	3,03
NH ₃	4,44	O ₃	1,59	HCOOH	4,05
PH ₃	1,74	H ₂ S	3,30	CH ₃ COOH	5,19
AsH ₃	0,39	NaCl	3,0	CH ₃ CH ₃	1,11

Новые результаты измерений представлены в таблицах 2–4 и на рисунке 2.

Таблица 2

Результаты измерений плотности и вязкости нефти с увеличением температуры, без электромагнитного поля

№ серии измерений	Температура (Т, К)	Плотность (ρ кг/м ³)	Среднее время истечения (t_{cp} , с)	Динамическая вязкость η (мПа·с)
1	303	852	10,19	26,054
2	308	850	7,39	18,850
3	313	849	6,78	17,274
4	318	848	6,21	15,803
5	323	847	5,77	14,666
6	328	846	5,38	13,659
7	333	845	4,82	12,237

Результаты измерений плотностей и вязкостей нефти при одновременном воздействии тепловым и электростатическим ($U = 30$ В, $E \approx 107$ В/м) полями показаны в таблице 3. Результаты при одновременном воздействии тепловым и электромагнитном полями ($U_m = 8$ В, $E_m \approx 30,7$ В/м, $v = 105$ КГц) полями приведены в таблице 4.

Таблица 3

Результаты измерений плотности и вязкости нефти с ростом температуры в электростатическом поле

№ серии измерений	Температура (Т, К)	Плотность (ρ кг/м ³)	Среднее время истечения ($t_{\text{ср}}$, с)	Динамическая вязкость η (мПа*с)
1	303	851	7,11	18,157
2	308	850	5,83	14,871
3	313	849	5,37	13,682
4	318	846	5,19	13,176
5	323	845	4,79	12,146
6	328	843	4,34	10,979
7	333	839	4,21	10,599

Таблица 4

Результаты измерений плотности и вязкости нефти с ростом температуры в электромагнитном поле

№ серии измерений	Температура (Т, К)	Плотность (ρ кг/м ³)	Среднее время истечения ($t_{\text{ср}}$, с)	Динамическая вязкость η (мПа*с)
1	303	850	6,41	16,3505
2	308	849	5,43	13,83444
3	313	848	5,12	13,02926
4	318	847	4,59	11,66676
5	323	845	4,38	11,1067
6	328	841	3,82	9,640808
7	333	837	3,67	9,218189

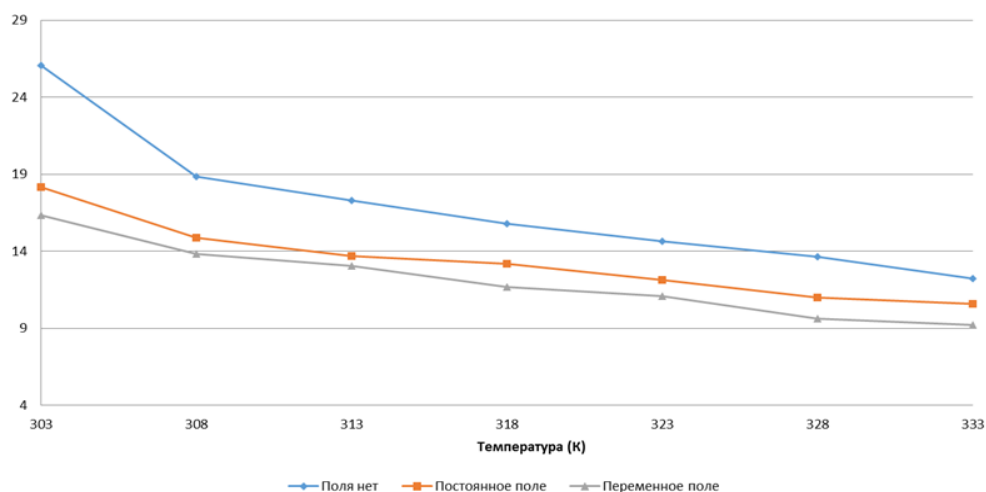


Рис. 2. Температурная зависимость вязкости вне полей (а), в электростатическом (б) и в электромагнитном (в) полях

Обсуждение результатов

Из полученных результатов следует, что наложение электростатического поля на тепловое позволяет дополнительно снижать вязкость на 16–30 %. При наложении же переменного поля наблюдается дополнительное снижение вязкости на 24–37 %.

Погрешности аппроксимации экспоненциальной функцией составили а) $S = 0,17$ б) $S = 0,12$; в) $S = 0,16$. Соответственно относительные погрешности: а) $S(\%) = 1,00$; б) $S(\%) = 0,89$; в) $S(\%) = 1,32$. Как видно из результатов, расхождения экспериментальных кривых намного больше погрешностей измерений и снижение вязкости не может объясняться погрешностью измерений.

Объяснить снижение вязкости при наложении электростатического поля можно следующим образом. В течение малого времени $\tau \approx 10^{-6} - 10^{-8}$ с. молекулярные диполи выстраиваются по линиям напряженности внешнего поля, вещество нефти поляризуется. Но в результате хаотического теплового движения и столкновения молекул происходит хаотическая разориентация диполей, затем под действием поля диполи опять ориентируются по полю, при этом дополнительно выделяется энергия в виде тепла, подвижность молекул возрастает, снижаются межмолекулярные силы и, как следствие, снижается вязкость нефти. Измерить напрямую изменение температуры нефти при этих процессах невозможно, но косвенно мы можем это утверждать на основании снижения плотности нефти при измерениях с наложенными полями, так как плотность обратно пропорциональна температуре.

При наложении переменного электромагнитного поля складываются два эффекта: синхронные вращательные колебания дипольных молекул под действием переменного поля и хаотические столкновения молекул при их тепловом движении, что и приводит к еще большему снижению вязкости нефти. За поляризацию вещества отвечает вектор электрического поля E , который меняется как $E(t) = E_m \sin \omega t$. Поскольку период колебаний много больше времени релаксации $T \gg \tau$, то и поляризация меняется по такому же закону $P(t) = P_m \sin \omega t$ [6], инерциальность молекул не сказывается на поляризации.

В работе [22] было получено экспериментально и подтверждено теоретически следующее выражение для напряженности электрической составляющей напряженности электромагнитного поля

$$E = 2\pi C \cdot \tilde{U} / (\epsilon_0 \epsilon \cdot S).$$

Выводы

Из последнего уравнения следует, что максимальная напряженность и соответственно максимальный вращательный момент, $M = q \cdot E \cdot l = \mu \cdot E$, действующий на диполи молекул, достигаются при максимальных напряжениях U , подаваемых на обкладки конденсатора в лабораторных условиях или на скважины в полевых условиях.

Снижение вязкости при наложении электростатического поля можно объяснить следующим образом. В течение малого времени $\tau \approx 10^{-6} - 10^{-8}$ с молекулярные диполи выстраиваются по линиям напряженности внешнего поля, вещество нефти поляризуется. Но в результате хаотического теплового движения и столкновения молекул происходит хаотическая разориентация диполей. Затем под действием поля диполи опять ориентируются по полю, при этом выделяется дополнительно энергия в виде тепла, подвижность молекул возрастает, снижаются межмолекулярные силы, и, как следствие, снижается и вязкость нефти. Прямое измерение температурных изменений нефти в ходе этих процессов не представляется возможным. Однако косвенно мы можем утверждать это, основываясь на снижении плотности нефти при измерениях с наложенными полями, поскольку плотность обратно пропорциональна температуре.

Одновременное электротермическое воздействие на нефть приводит к максимальному снижению вязкости нефти [7–11].

С помощью этого способа вязкость нефти может быть снижена до 100 % и более. Снижение вязкости для различных видов нефтей позволяет ожидать соответствующего увеличения добычи нефти при применении данного способа в полевых условиях. Практическая реализация способа снижения вязкости частично рассмотрена в [12–18]. Например, в патенте³ разработан способ паротеплового снижения вязкости нефти.

Список источников

1. Косьянов, П. М. Модель определения и повышения КИН. Проблемы и пути их решения / П. М. Косьянов. – Текст : непосредственный // Инновационные процессы в науке и технике XXI века: материалы XVII Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов, ученых, педагогических работников и специалистов-практиков. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2019. – С. 8–13.
2. Kosianov, P. M. Ways to improve production efficiency. problems and ways of their solution / P. M. Kosianov. – DOI 10.1088/1757-899X/663/1/012069. – Text : direct // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – IOP Publishing. – 2019. – Vol. 663, Issue 1. – P. 012069.
3. Khudaiberdiev, A. T. Integrated physical enhanced recovery method for high-viscosity oil reservoirs / A. T. Hudajberdiev P. M. Kosianov. – DOI 10.1051/e3sconf/202124409012. – Text : direct // E3S Web of Conferences. – EDP Sciences, 2021. – Vol. 244. – P. 09012.
4. Kosianov, P. M. Studies of Oil Viscosity Under the Influence of Thermal and Electromagnetic Fields / P. M. Kosianov. – DOI 10.1088/1755-1315/666/2/022021. – Text : direct // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – IOP Publishing, 2021. – Vol. 666, Issue 2. – P. 022021.
5. Косьянов, П. М. Исследования воздействия тепловыми и электромагнитными полями на вязкость нефти / П. М. Косьянов. – Текст: непосредственный // Недропользование XXI век. – 2022. – № 4 (96). – С. 80–84.

³ Патент (19)RU(11) 155161(13) U1, (51) МПК, 27.09.2015

6. Томилин, В. И. Физическое материаловедение. В 2 ч. : учебное пособие / В. И. Томилин, Н. П. Томилина, В. А. Бахтина. – Красноярск : Сибирский федеральный университет (СФУ), 2012. – Часть 1. Пассивные диэлектрики. – 280 с. – Текст : непосредственный.
7. Косьянов, П. М. Зависимость вязкости нефти от подвижности молекул при воздействии тепловыми и электромагнитными полями / П. М. Косьянов. – Текст : непосредственный // Инновационные процессы в науке и технике XXI века : материалы XIX Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов, ученых, педагогических работников и специалистов-практиков. Тюмень, 2021. – С. 212–218.
8. Косьянов, П. М. Снижение вязкости нефти при воздействии тепловыми и электромагнитными полями / П. М. Косьянов. – Текст : непосредственный // Современная техника и технологии: проблемы и перспективы. – Тюмень, 2021. – С. 173–178.
9. Косьянов, П. М. Исследования вязкости нефти / П. М. Косьянов. – Текст : непосредственный // Инновационные процессы в науке, технике и экономике : материалы Международной научно-практической конференции. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет. – 2022. – С. 32–38.
10. Косьянов, П. М. Способ снижения вязкости нефти / П. М. Косьянов, Н. И. Кольцов. – DOI 10.37952/ROI-jbc-01/23-74-5-54. – Текст : непосредственный // Бутлеровские чтения. – 2023. – Т. 74, № 5. – С. 54–59.
11. Косьянов, П. М. Электромагнитные поля экспериментальной установки по снижению вязкости нефтей / П. М. Косьянов. – Текст : непосредственный // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы XIII Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых. – Тюмень, 2024. – С. 203–208.
12. Косьянов, П. М. Повышение нефтедобычи с использованием термальных пластовых вод / П. М. Косьянов, Н. И. Кольцов. – DOI 10.37952/ROI-jbc-01/24-77-2-68. – Текст : непосредственный // Бутлеровские сообщения. – 2024. – Т. 77, № 2. – С. 68–72.
13. Косьянов, П. М. Оптимизация параметров электромагнитного поля экспериментальной установки по снижению вязкости нефти / П. М. Косьянов. – Текст : непосредственный // Недропользование XXI век. – 2025. – № 2-3 (107). – С. 172–177.
14. Косьянов, П. М. Оптимизация параметров бурового инструмента для повышения его эффективности / П. М. Косьянов, В. Г. Краснов. – Текст : непосредственный // Недропользование XXI век. – 2019. – № 1 (77). – С. 62–65.
15. Худайбердиев, А. Т. Физико-химический метод повышения КИН / А. Т. Худайбердиев, П. М. Косьянов. – Текст : непосредственный // Инновационные процессы в науке и технике XXI века: материалы XIX Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов, ученых, педагогических работников и специалистов-практиков. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2021. – С. 282–286.
16. Худайбердиев, А. Т. Электрохимический метод увеличения нефтеотдачи пласта / А. Т. Худайбердиев, П. М. Косьянов, А. С. Полищук. – Текст : непосредственный // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2021. – № 1(109). – С. 58–63.
17. Косьянов, П. М. Проектирование компьютерной модели эксплуатации нескольких пластов одной нагнетательной скважины / П. М. Косьянов, Н. В. Манюкова. – DOI 10.24147/2222-8772.2021.4.94-108. – Текст : непосредственный // Математические структуры и моделирование. – 2021. – № 4(60). – С. 94–108.

18. Косьянов, П. М. Повышение нефтедобычи интегрированием физических способов разработки / П. М. Косьянов. – Текст : непосредственный // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса : материалы IX Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов, и ученых. – Тюмень, 2019. – С. 118–123.

References

1. Kosianov, P. M. (2019). A model for determining and increasing KIN. Problems and ways to solve them. Innovative processes in science and technology of the XXI century: materials of the XVII International Scientific and Practical Conference of Students, postgraduates, scientists, teachers and practitioners. Tyumen, Tyumenskiy industrial'nyy universitet Publ., pp. 8-13. (In Russian).
2. Kosianov, P. M. (2019). Ways to improve production efficiency problems and ways of their solution. In IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 663(1), p. 012069. IOP Publishing. (In English). DOI:10.1088/1757-899X/663/1/012069.
3. Khudaiberdiev, A. T., & Kosianov, P. M. (2021). Integrated physical enhanced recovery method for high-viscosity oil reservoirs. In E3S Web of Conferences, (244), p. 09012. EDP Sciences. (In English). DOI: 10.1051/e3sconf/202124409012
4. Kosianov, P. M. (2021). Studies of Oil Viscosity Under the Influence of Thermal and Electromagnetic Fields. In IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 666(2), p. 022021. IOP Publishing. (In English). DOI: 10.1088/1755-1315/666/2/022021
5. Kosianov, P. M. (2022). Studies of the effects of thermal and electromagnetic fields on the viscosity of oil. Nedropolzovanie XXI vek, 4 (96), pp. 80-84. (In Russian).
6. Tomilin, V. I., Tomilina, N. P., & Bakhtina V. A. (2012). Physical materials science. Part 1. Krasnoyarsk, Siberian Federal University Publ., 280 p. (In Russian).
7. Kosianov, P. M. (2021). Dependence of oil viscosity on the mobility of molecules when exposed to thermal and electromagnetic fields. Innovative processes in science and technology of the XXI century. Materials of the XIX International Scientific and Practical Conference of students, postgraduates, scientists, teachers and practitioners. Tyumen, pp. 212-218. (In Russian).
8. Kosianov, P. M. (2021). Reduction of oil viscosity when exposed to thermal and electromagnetic fields. Modern Machinery and Technologies: Problems and Prospects. Tyumen, pp. 173-178. (In Russian).
9. Kosianov, P. M. (2022). Studies of oil viscosity. Innovative processes in science, technology and economics. Materials of the International Scientific and Practical Conference. Tyumen, Tyumenskiy industrial'nyy universitet Publ., pp. 32-38. (In Russian).
10. Kosianov, P. M. & Koltsov, N. I. (2023). Method of reducing oil viscosity Butlerov communications, 74(5), pp. 54-59. (In Russian). DOI: 10.37952/ROI-jbc-01/23-74-5-54
11. Kosianov, P. M. (2024). Electromagnetic fields of an experimental oil viscosity reduction facility. Experience, current problems and prospects for the development of the oil and gas complex: proceedings of the XIII International Scientific and Practical Conference of Students, postgraduates and Scientists. Tyumen, pp. 203-208. (In Russian).
12. Kosianov, P. M. & Koltsov, N. I. (2024). Increasing oil production using thermal formation waters, Butlerov communications, 77(2), pp. 68-72. (In Russian). DOI: 10.37952/ROI-jbc-01/24-77-2-68

13. Kosianov, P. M. (2025). Optimization of electromagnetic field parameters experimental oil viscosity reduction facility. Subsoil use of the XXI century, 2-3(107), pp. 172-177. (In Russian).
14. Kosyanov, P. M. & Krasnov, V. G. (2019). Optimization of drilling tool parameters to increase its efficiency. Nedropolzovanie XXI vek. No. 1 (77), pp. 62-65. (In Russian).
15. Khudaiberdiev, A. T. & Kosianov, P. M. (2021). Physico-chemical method of increasing KIN/ A.T. Khudaberdiev, P. M. Kosianov. Innovative processes in science and technology of the XXI century: materials of the XIX International Scientific and Practical Conference of Students, postgraduates, Scientists, teachers and practitioners. – Tyumen, Tyumenskiy industrial'nyy universitet Publ., pp. 282-286. (In Russian).
16. Khudaiberdiev, A. T., Kosianov, P. M., & Polishchuk, A. S. (2021). Electrochemical method of increasing oil recovery. Neftegaz.RU, 1(109), pp. 58-63. (In Russian).
17. Kosianov, P. M. & Manyukova, N. V. (2021). Designing a computer model for operating several formations of one injection well. Mathematical structures and modeling, 4(60), pp. 94-108. (In Russian). DOI: 10.24147/2222-8772.2021.4.94-108
18. Kosianov, P. M. (2019). Increasing oil production by integrating physical methods of development. Experience, current problems and prospects for the development of the oil and gas complex: materials of the IX International Scientific and Practical Conference of Students, Postgraduates, and Scientists. Tyumen, pp. 118-123. (In Russian).

Информация об авторе/ Information about the author

Косьянов Пётр Михайлович,
доктор физико-математических наук,
кандидат технических наук, доцент,
профессор кафедры гуманитарно-
экономических и естественнонаучных
дисциплин, Филиал ТИУ в г. Нижне-
вартовске, kospiter2012@yandex.ru

Petr M. Kosianov, Doctor of Physical
and Mathematical Sciences, Candidate of
Engineering Sciences, Associate Professor,
Professor at the Department of Humanities,
Economics and Sciences, the Branch of Indus-
trial University of Tyumen in Nizhnevartovsk,
kospiter2012@yandex.ru

Поступила в редакцию / Received 05.11.2025

Поступила после рецензирования / Revised 04.12.2025

Принята к публикации / Accepted 05.12.2025

Научная статья / Original research article
УДК 550.8.056
DOI: 10.31660/0445-0108-2025-6-43-56
EDN: ZCFTVQ



Типизация пород ачимовской толщи методами машинного обучения на основе построения их объемно-компонентной модели

И. Р. Махмутов^{1*}, С. К. Туренко²

¹ ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Российская Федерация

² Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Российская Федерация

*irmakhmutov@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация. Отложения ачимовской толщи севера Западной Сибири являются классическим примером сложнопостроенного коллектора, для которого традиционные методы петрофизической интерпретации часто оказываются недостаточно эффективными по причине высокой геологической неоднородности, выражающейся в широкой вариации минерального состава и фильтрационно-емкостных свойств пород. Основным методом повышения достоверности геологической интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) в таких отложениях служит выполнение литологической типизации пород. В статье предлагается подход к литологической типизации пород, основанный на построении их объемно-компонентной модели (ОКМ). На первом этапе построено две ОКМ, количество компонент которых обосновано согласно двум наборам данных ГИС — расширенного (ГК, ННКт, ГГКп, ГГКлп, ИНГКс) и стандартного (ГК, ННКт, ГГКп, ГГКлп). На втором этапе полученные модели используются в качестве входных данных для настройки алгоритмов машинного обучения с целью выполнения литотипизации пород. Разработанный подход позволяет повысить достоверность прогноза литотипов в скважинах без керна в сравнении с применением стандартного статистического анализа по исходным кривым ГИС.

Ключевые слова: ачимовские отложения, литофизическая типизация, объемно-компонентная модель пород, импульсный нейтронный гамма-каротаж спектрометрический, машинное обучение

Для цитирования: Махмутов, И. Р. Типизация пород ачимовской толщи методами машинного обучения на основе построения их объемно-компонентной модели / И. Р. Махмутов, С. К. Туренко. — DOI 10.31660/0445-0108-2025-6-43-56 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 6. — С. 43–56. — EDN: ZCFTVQ

Typing of rocks of the Achimov sequence by machine learning methods based on the construction of their volumetric-component model

Ilshat R. Makhmutov^{1*}, Sergey K. Turenko²

¹RN – Geology Research Development LLC, Tyumen, Russian Federation

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

*irmakhmutov@rn-gir.rosneft.ru

Abstract. Achimov sequence sediments in northern West Siberia are a classic example of a complex-built reservoir. Traditional petrophysical interpretation methods often fall short for such reservoir due to high geological heterogeneity, which manifests in wide variety in mineral composition and reservoir properties. The main method for enhancing the reliability of geological interpretation of well log data (WLD) in these sediments is robust lithological typing of the rocks. In this article, the authors suggest an approach to lithological typing based on the development of a Volumetric-Component Model (VCM). In the first stage, the researchers built two VCMs. The number of components for each model is determined using two distinct sets of WLD: an extended set (including Gamma Ray, Neutron Porosity, Litho-Density, Elemental Spectroscopy) and a standard set (Gamma Ray, Neutron Porosity, Litho-Density). In the second stage, these VCMs serve as input data for configuring machine learning algorithms aimed at lithological typing of the rocks. This approach improves the accuracy of lithotype predictions in wells without core compared to the traditional statistical analysis performed directly on original well log curves.

Keywords: Achimov sediments, lithophysical typing, volumetric rock model, elemental spectroscopy tool, machine learning

For citation: Makhmutov, I. R., & Turenko, S. K. (2025). Typing of rocks of the Achimov sequence by machine learning methods based on the construction of their volumetric-component model. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 43-56. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-6-43-56

Введение

Одной из наиболее сложных задач при выполнении работ по литофизической типизации ачимовских разрезов является прогноз выделенных типов пород по данным ГИС. Это связано с комплексным разнонаправленным вкладом в сигналы стандартных методов ГИС минералов матрицы и цемента. Предварительно, по данным керновых исследований, выполнена дифференциация пород на 6 литотипов. Установлено, что литотипы отличаются друг от друга структурно-текстурными особенностями, химическим и минеральным составом обломочной или аутигенной части, фильтрационно-емкостными свойствами.

С целью определения детального минерального состава пород необходимо применение специальных методов ГИС [1]. Так, метод импульсного нейтронного спектрометрического каротажа (ИНГКс) позволяет получить химический состав горных пород, который при наличии априорной информации можно трансформировать в минеральный состав скелета и цемента породы [2]. На изучаемом месторождении большинство записей ИНГКс выполнялось отечественным прибором — АИНК-ПЛ, что позволило увеличить охват скважин методом до 22 % пробуренного фонда. Прибором можно регистрировать 16 основных элементов горных пород: водород, бор, углерод, фосфор, натрий, магний, алюминий, кремний, сера, хлор, калий, кальций, титан, марганец, железо и гадолиний. Такой широкий набор элементов позволяет определить детальный минеральный состав пород и петрофизические свойства матрицы; плотность, водородосодержание, сечение захвата тепловых нейтронов, что значительно повышает достоверность выполнения литофизической типизации пород. К примеру, в присут-

ствии магнезиального хлорита в глинистом цементе породы его доля определяется концентрацией магния (Mg). Повышение концентрации калия в породе (K) пропорционально увеличению содержания КППШ и иллита, концентрация железа (Fe) — ключевой индикатор для целей дифференциации кварца и ПШ от глинистых минералов. Таким образом, этот метод делает возможным решение задач детального определения минерального состава пород по разрезу, который открывает возможность прогноза выделенных ранее по керновым исследованиям литотипов пород по данным ГИС.

Цель статьи — разработать методику прогноза литотипов по данным ГИС в скважинах или интервалах, не охарактеризованных кернавыми исследованиями на примере отложений ачимовской толщи одного из месторождений на севере Западной Сибири.

Основные задачи — построение объемно-компонентных моделей горных пород изучаемого объекта в соответствии с двумя наборами данных ГИС (расширенного и стандартного) и настройка алгоритмов машинного обучения с целью прогноза литотипов.

Материалы и методы исследования

Построение объемно-компонентной модели горных пород

Перед выполнением работ проведена оценка качества материалов ГИС согласно РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах». Для оценки качества ГГКп использовался комплексный подход, включающий сопоставление объемной плотности по данным ГИС с плотностью насыщенных образцов по керну, метод контрольных распределений и перекрестных кросс-плотов. При неполном вскрытии исследуемых пластов для контроля качества ГГК-П дополнительно применялся метод опорных интервалов, аналогичным образом выполнялась оценка качества диаграмм акустического и нейтронного каротажей.

Оценка качества метода ИНГКс производилась путем сопоставления химических элементов с соответствующими элементами по данным РФА на керне (рис. 1). Качество зарегистрированных данных признано хорошим, незначительные выбросы связаны с различной разрешающей способностью ГИС и керна. Одним из ограничений метода при его записи в ачимовских отложениях является его чувствительность к высоким температурам исследуемых пластов. Так, при температуре более 90 °С для повышения статистической достоверности необходимо ограничивать скорость записи прибора (не более 80 м/ч). Применение приборов, оснащенных отличными от лантан-бромидных (LaBr3) детекторами, как, к примеру, германат висмута (BGO), значительно повышает погрешность измерения химических элементов [3].

Методом ИНГКс охарактеризовано 22 % скважин, то есть расчет детальной минералогической модели возможен не на всем фонде скважин. В части эксплуатационных скважин планируется ГИС с записью в процессе бурения (LWD), в связи с чем набор доступных методов ограничивался

Необходимо обозначить несколько ограничений построения ОКМ по данным ГИС:

1. Имеющийся комплекс должен быть информативным и чувствительным к содержанию в разрезе выбранных компонент объемной модели.
2. Количество входных кривых ГИС должно превышать количество моделируемых компонентов.

Расчет ОКМ выполнялся в ПО «Техлог». На первом этапе оценивалась чувствительность методов ГИС к основным породообразующим минералам горной породы. Результатом оценки являлся установленный перечень минералов в ОКМ, который можно решить расширенным либо стандартным комплексом ГИС.

На втором этапе выполнялся подбор петрофизических характеристик минералов и компонентов модели. Чаще всего при построении ОКМ петрофизические характеристики минералов и компонентов принимаются константами, однако их значения не являются постоянными и изменяются для разных геологических объектов. Химическая формула — сокращенное представление химического состава минералов. Многие минералы содержат значительное количество второстепенных минералов, которые не представлены в химических формулах, но влияют на показания методов ГИС. Это особенно актуально для глинистых минералов, таких как иллит и хлорит. К примеру, благодаря набуханию межпакетных слоев иллита он имеет 6 различных форм. Химический состав хлорита может отличаться в зависимости от аутигенного или детритного происхождения [6]. При изучении химического состава пород отмечалось повышенное содержание Mg, что свидетельствует о магнезиальной аутигенной форме хлорита. Таким образом, для расчета химического состава использовалась соответствующая формула [7]. С применением химической формулы компонента расчет весового содержания проводился по следующему уравнению:

$$DW_i = \frac{\text{Отн. атомная масса элемента}}{\text{Отн. атомная масса соединения}}, \# \quad (1)$$

где DW_i — весовое содержание i — го химического элемента.

Петрофизические константы: δ — объемная плотность, ω — нейтронная пористость, γ — гамма-активность, Pe — индекс фотоэлектрического поглощения подбирались итеративно с настройкой на керновые данные. Подбор выполнялся согласно [5] для двух ОКМ — с использованием расширенного и стандартного набора ГИС. Перечень минералов и констант, прогнозируемых по данным расширенного ГИС, представлен в таблицах 1 и 2, для стандартного — в таблице 3.

Таблица 1

**Объемно-компонентная модель и петрофизические константы
для расширенного комплекса ГИС**

Компонент	δ , г/см ³	ω , %	γ , gAPI	Re, барн/э
Кварц	2,65	–2	30	1,9
КПШ	2,57	2	170	3,38
Плагиоклаз	2,61	–0,5	8	2,13
Хлорит	2,88	52	74	8,06
Иллит/ССО	2,79	30	150	4,01
Каолинит	2,63	37	98	2,05
Кальцит	2,71	0	11	5,22
Пирит	4,99	–3	0	17
Вода	1,0	100	0	0,36

Таблица 2

Весовое содержание химических элементов

Si	Al	Ca	Mg	Na	K	Fe	S
0,467	0	0	0	0	0	0	0
0,303	0,097	0	0	0	0,14	0	0
0,321	0,103	0	0	0,087	0	0	0
0,14	0,096	0,007	0,048	0,001	0,004	0,208	0
0,249	0,105	0,005	0,012	0,004	0,045	0,048	0
0,208	0,204	0,01	0,001	0,001	0,001	0,004	0
0	0	0,395	0,003	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0,465	0,535
0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 3

**Объемно-компонентная модель и петрофизические константы
для стандартного комплекса ГИС**

Компонент	δ , г/см ³	ω , %	γ , gAPI	Re, барн/э
Кварц	2,65	–2	30	1,9
ППШ	2,6	0	150	2,7
Средняя глина	2,85	40	120	6
Кальцит	2,71	0	11	5,22
Вода	1,0	100	0	0,36

Для построения ОКМ по данным расширенного комплекса обосновано 9 компонентов. Компоненты матрицы включали: кварц, КПШ, плагиоклаз, кальцит, пирит. Компоненты цемента содержали: хлорит, иллит/ССО, каолинит. Насыщающий поровое пространство флюид — вода. Объединение иллита и ССО обусловлено принадлежностью последних к гидрослюдисто-монтмориллонитовому ряду. Результат построения ОКМ по данным расширенного комплекса представлен на рисунке 2. Контроль качества настройки ОКМ проводился несколькими методами:

- 1) сопоставление весовых содержаний минералов по ОКМ и данным РСА на керне;
- 2) сопоставление синтетических и зарегистрированных кривых ГИС;
- 3) сопоставление пористости и плотности матрицы по ОКМ с керном.

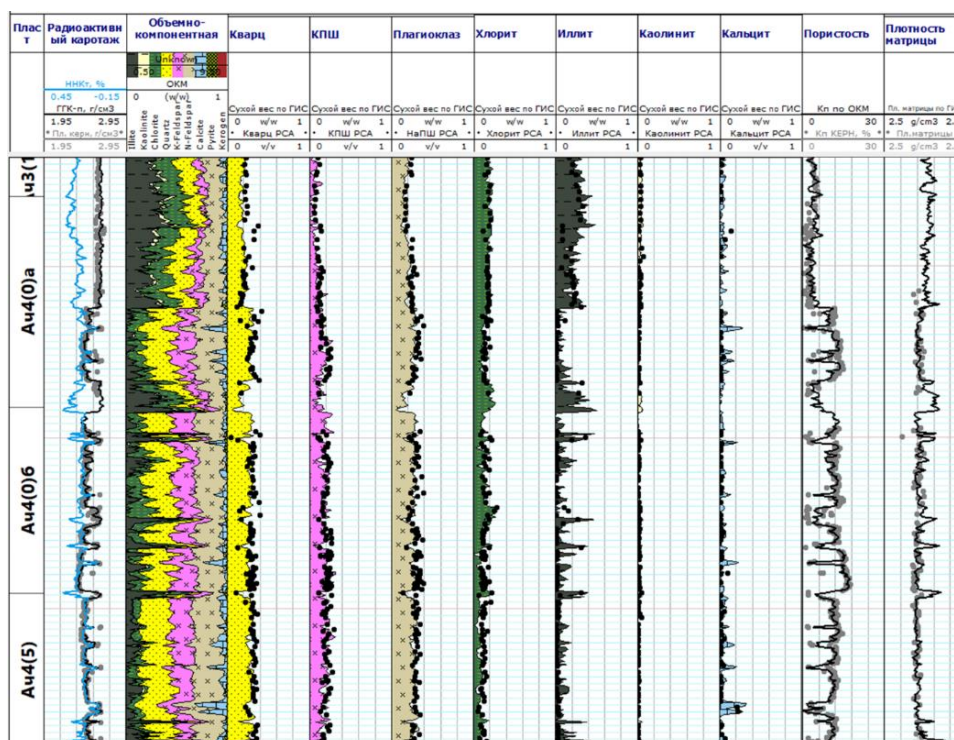


Рис. 2. Планшет сопоставления минерального состава пород по данным расширенного комплекса ГИС и данных РСА, определений ФЕС образцов керна скважины № 1

На рисунке 3 представлен пример оценки качества построенной ОКМ по расширенному комплексу. Сопоставление весового содержания минералов по РСА на керне с весовым содержанием, определенным по ГИС, показывает удовлетворительную сходимость. Пористость, опреде-

ленная по ОКМ, имеет отличную сопоставимость с открытой пористостью по керну в интервале коллекторов. В интервале неколлекторов в кровле пласта Ач-4(0)а пористость незначительно завышена по ГИС, что, вероятно связано, с присутствием аксессуарных минералов, не учтенных в ОКМ, либо с изменением свойств глинистых минералов. Среднеквадратичные отклонения расчетных и керновых весовых содержаний минералов не превышают 10 %, пористости — 3 %.

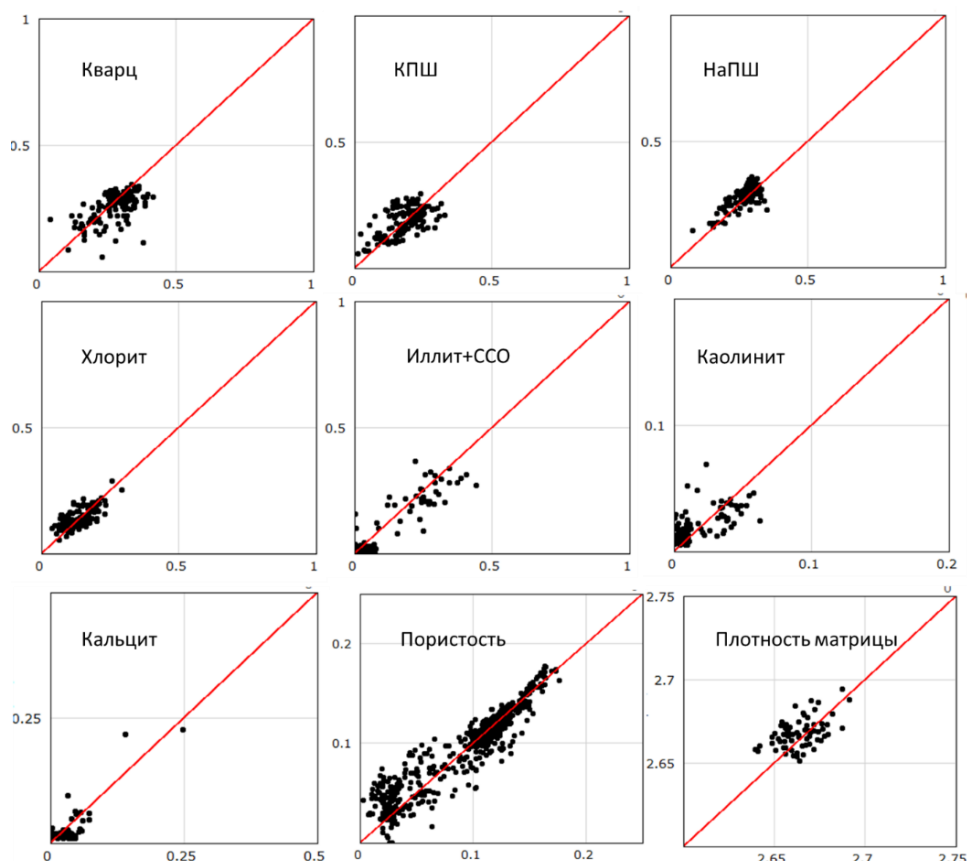


Рис. 3. Графики сопоставления компонентов ОКМ по данным расширенного комплекса ГИС с керновыми исследованиями на примере скважины № 1:

Ось ординат — содержание компонент по ГИС,
ось абсцисс — содержание компонент по керну

Для построения ОКМ по данным стандартного комплекса обосновано пять компонентов. Компоненты включали: кварц, ПШ, глину и кальцит. Насыщающий поровое пространство флюид — вода. Объединение типов полевых шпатов и глин в осредненные группы обусловлено отсутствием чувствительности методов стандартного комплекса к различному содержанию химических элементов: К и Na в ПШ, Mg и Fe в глинистых минералах.

Тем не менее разделение кварцевого песчаника от полевошпатового возможно благодаря высокой радиоактивности последнего. Содержание кальцита чувствительно к индексу фотоэлектрического поглощения, что делает возможным его включение в ОКМ. Построенная по стандартному комплексу ОКМ приведена на рисунке 4. Достоверность определения пористости и плотности матрицы пород в интервале коллектора практически не изменилась. В интервалах неколлектора качество расчета незначительно ухудшилось по причине отсутствия учета изменения типа глинистых минералов в породе. Весовое содержание кварца, ПШ и глинистых минералов по данным стандартного комплекса прогнозируются хорошо. Среднеквадратичные отклонения расчетных и керновых весовых содержаний минералов не превышают 10 %, пористости — 3 % соответственно.

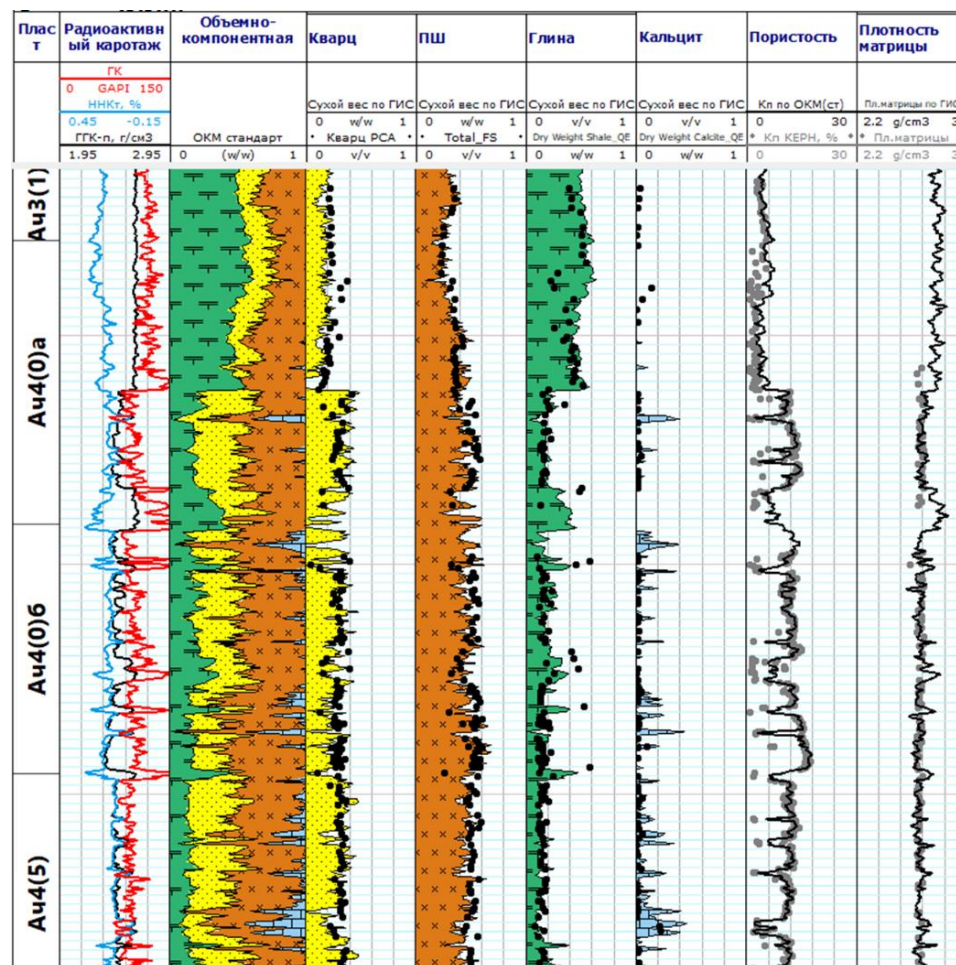


Рис. 4. Сопоставление минерального состава пород по данным стандартного каротажа с PCA по керну на примере скважины № 1

Таким образом, по результатам расчета ОКМ по всем скважинам изучаемого месторождения получено две выборки с разной детальностью прогноза минерального состава пород. ОКМ в дальнейшем использовались для решения задачи распространения литотипов на скважины без отбора керна.

Прогноз выделенных литотипов по данным ГИС с применением инструментов машинного обучения

В условиях большого количества входных данных (минералы и пористость), полученных в рамках построения ОКМ, использование статистически обоснованных пороговых значений объемов минералов с целью разделения пород на литотипы требует больших трудозатрат, поэтому, для многократного ускорения процесса, типизация пород выполнялась методами машинного обучения. Для выполнения задачи выбрана модель нейронной сети «Дерево решений» [4].

При настройке алгоритмов выборочная совокупность (скважины) делилась на две группы: обучающую (80 % всей выборки с керном) и тестовую (20 %). Применение тестового множества необходимо для исключения эффектов переобучения, когда алгоритм начинает запоминать зависимости между входными и выходными данными. В качестве материала обучения выступали поточечные данные объемов минералов с шагом дискретизации 10 см. Классификатором послужили выделенные по данным керновых исследований литотипы с аналогичным шагом дискретизации.

Сопоставление результатов прогноза литотипов по разным ОКМ проводилось с использованием матрицы ошибок при определении классов, где мерой точности выступала F_1 -оценка [8]. Такая метрика особенно полезна, когда в наборе данных есть значительное различие в количестве объектов для разных классов. Матрица ошибок — это таблица размером $N \times N$, где N — количество прогнозных классов (всех литотипов). Матрица «сравнивает» фактические целевые значения с предсказанными моделью. Такой подход дает целостное представление о прогностической способности подходов и позволяет выявить систематические нарушения при прогнозе несбалансированных данных (малая статистическая выборка отдельных литотипов). F_1 -оценка является средней гармонической оценкой *точности* (сколько литотипов метод позволил предсказать правильно из всех положительных прогнозов) и *полноты* (сколько литотипов метод позволил предсказать правильно из всех прогнозов) данных [8]. F_1 -оценка рассчитывается по формуле (2) по данным прогноза на тестовой выборке. Чем ближе коэффициент F_1 к единице, тем лучше предсказательная способность алгоритма.

$$F_1 = \frac{2}{\text{полнота}^{-1} + \text{точность}^{-1}} = 2 * \frac{\text{точность} * \text{полнота}}{\text{точность} + \text{полнота}}, \# \quad (2)$$

где точность — соотношение верно предсказанных положительных примеров к общему количеству примеров, предсказанных как положительные; полнота — соотношение верно предсказанных положительных примеров к общему количеству фактических положительных примеров.

Поскольку в работе задействуется многоклассовая классификация, для характеристики моделей использовалось значение средневзвешенной F_1 -оценки (формула (3)). Оно рассчитывается для каждого класса, а затем объединяется как средневзвешенное значение с учетом количества записей для каждого класса.

$$F_{1 \text{ ср.взв}} = \sum_{i=1}^n \frac{\omega_i}{W} * F_{1i}, \# \quad (3)$$

где ω_i — количество объектов в классе i , W — общее количество объектов.

В качестве обучающей выборки для *ОКМ по расширенному комплексу ГИС* применялся набор из 5 скважин с одновременным присутствием записи ГИС и керновых исследований. Для формирования обучающей выборки для *ОКМ по стандартному комплексу ГИС* использовался набор из 15 скважин с вышеуказанной логикой.

Результаты и обсуждение

Результаты настройки алгоритмов машинного обучения с приведенной статистикой по каждому литотипу продемонстрированы на рисунке 5.

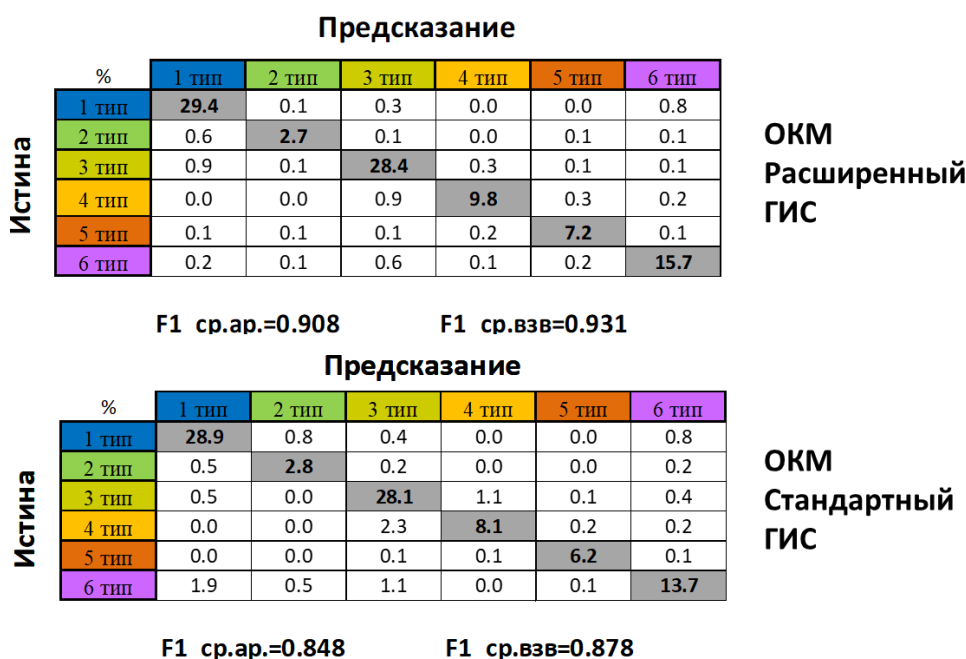


Рис. 5. Количественная оценка достоверности прогноза литотипов по двум ОКМ изучаемых пород (матрица ошибок)

В соответствии с полученными величинами F_1 -оценки прогноз литотипов по *ОКМ расширенного комплекса ГИС* обладает самой высокой достоверностью и соответствует средневзвешенному значению 0,931. Исключение из расширенного комплекса метода ИНГКс приводит к снижению точности прогноза литотипов, особенно заметное в близких по геофизическим характеристикам литотипах «3» и «4». Средневзвешенное значение F_1 -оценки соответствует 0,878. По сравнению с предыдущим способом прогноза (статистически обоснованные пороговые значения по геофизическим кривым ГК, ГГКп и ННКт без построения объемно-компонентной модели [9]) достоверность прогноза литотипов повысилась на 14 % при использовании ОКМ по расширенному комплексу ГИС и на 9 % при использовании ОКМ по стандартному комплексу ГИС.

Таким образом, повышение достоверности прогноза литотипов методами машинного обучения на основе построения ОКМ относительно подхода с применением статистически обоснованных пороговых значений кривых ГИС обусловлено несколькими ключевыми преимуществами:

- при построении ОКМ явно задается матрица влияний, описывающая вклад каждого компонента в каждую кривую ГИС;
- ОКМ строится для каждого кванта глубины по всему стволу скважины по единой методике, что снижает субъективность интерпретации данных ГИС;
- при построении ОКМ для калибровки матрицы откликов и проверки точности модели используются данные керна;
- прогноз литотипов по данным ОКМ характеризуется четкими критериями для определения литотипов исходя из конкретного соотношения минералов. Такой подход обладает большей надежностью и геологически обоснован.

Выводы

В условиях близости минерального состава пород ачимовской толщи, особенно литологических типов, обладающих коллекторскими свойствами, построение объемно-компонентной модели пород с целью учета вариаций их минерального состава позволяет повысить достоверность прогноза литотипов по данным ГИС. При этом одним из ключевых способов повышения детальности ОКМ является привлечение метода ИНГКс.

В то же время благодаря использованию методов машинного обучения для выполнения прогноза по данным ОКМ было учтено большое количество компонентов моделей для обучения и обеспечена оперативность расчетов. Полученный результат используется для детализации петрофизической модели по типам пород, что повышает достоверность методики геологической интерпретации данных ГИС ачимовской толщи изучаемого месторождения.

Стоит отметить, что предложенный подход имеет значительную чувствительность к качеству и количеству исходных геофизических данных. Поскольку при переходе к эксплуатационному бурению в большинстве скважин будет выполняться запись стандартного комплекса ГИС, необходимо планирование записи метода ИНГКс в пилотных стволах скважин с целью валидации выделенных литотипов.

Список источников

1. Применение современных методов ГИС и алгоритмов машинного обучения при обосновании типизации пород на месторождениях Ванкорского кластера / И. Р. Махмутов, А. А. Евдощук, Д. В. Грандов [и др.]. – DOI 10.31087/0016-7894-2020-6-77-86. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2020. – № 6. – С. 77–86.
2. New Method for Determining Mineralogy and Matrix Properties from Elemental Chemistry Measured by Gamma Ray Spectroscopy Logging Tool / R. Freedman, S. Herron, V. Anand [et al.]. – Text : direct // SPE. Reservoir Evaluation & Engineering. – 2015. – Vol. 18, Issue 04. – P. 599–608.
3. Развитие рынка отечественных высокотехнологичных геофизических приборов / И. М. Ракаев, Э. В. Гадельшин, И. А. Ханафин [и др.]. – DOI 10.24887/0028-2448-2022-12-78-82. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 12. – С. 78–82.
4. Doveton, J. H. Principles of Mathematical Petrophysics. – New York : Oxford University Press. – 2014. – 253 p.
5. Алексеев, А. Д. Методические основы построения объемных петрофизических моделей нетрадиционных и сложнопостроенных коллекторов по результатам специальных исследований керна / А. Д. Алексеев, А. Е. Гаврилов. – DOI 10.24887/2587-7399-2019-3-25-34. – Текст : непосредственный // PRНефть. Профессионально о нефти. – 2019. – № 3(13). – С. 25–34.
6. Коссовская, А. Г. Глинистые минералы — индикаторы глубинного изменения терригенных пород / А. Г. Коссовская, В. А. Дриц, В. Д. Шутов // Сб. «Геохим., минер. и петр. осад. образований». – Москва : Изд-во Академии Наук СССР, 1964.
7. Herron, M. M. Elemental Composition and Nuclear Parameters of Some Common Sedimentary Minerals / M. M. Herron, A. Matteson // Nuclear Geophysics (International Journal of Radiation Applications and Instrumentation, Part E); (United Kingdom). – 1993. – Vol. 7, Issue 3, pp. 383–406.
8. Модуль оценки модели. – Текст : электронный // scikit-learn. ru: сайт. – URL: https://scikit-learn.ru/stable/modules/model_evaluation.html (дата обращения: 15.10.2025).
9. Петрофизическое моделирование на основе литолого-фациального анализа ачимовских отложений севера Западной Сибири / А. О. Нестеренко, И. Н. Жижимонтов, И. Р. Махмутов, А. В. Храмцова. – Текст : непосредственный // Каротажник. – 2022. – № 6(320). – С. 118–131.

References

1. Makhmutov, I. R., Evdoshchuk, A. A., Grandov, D. V., Plitkina Yu. A., Amosova, I. N., & Volkov, V. A. (2020). Substantiation of rocks typification in the fields of the Vankor cluster: application of modern well logging methods and machine learning algorithms. Russian oil and gas geology (6), pp. 77-86. (In Russian). DOI: 10.31087/0016-7894-2020-6-77-86.

2. Freedman, R., Herron, S., Anand, V., Herron, M., May, D., & Rose, D. (2015). New Method for Determining Mineralogy and Matrix Properties from Elemental Chemistry Measured by Gamma Ray Spectroscopy Logging Tools. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 18(04), pp. 599-608. (In English).
3. Rakaev, I. M., Gadelshin, E. V., Khanafin, I. A., Basyrov, M. A., Zyryanova, I. A., Yatsenko, V. M., ... & Kopylov, S. I. (2022). Developing market of domestic hi-tech well survey appliances. *Oil industry*, (12), pp. 78-82. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2022-12-78-82.
4. Doveton, J. H. (2014). *Principles of Mathematical Petrophysics*. New York, Oxford University Press Publ., 253 p. (In English).
5. Alekseev, A. D., & Gavrilov, A. E. (2019). Methodical bases for the construction of integrated petrophysical models of unconventional and complex reservoirs based on the special core analysis results. *PROneft. Professionals about oil*, 3(13), pp. 25-34. (In Russian). DOI: 10.24887/2587-7399-2019-3-25-34
6. Kossovskaya, A. G., Drits, V. A., & Shutov, V. D. Clay minerals – indicators of deep alteration of terrigenous rocks. Collection of papers “Geochem., mineral. and petr. sedimentary formations”. Moscow, Publishing House of the USSR Academy of Sciences Publ., 1964. (In Russian).
7. Herron, M. M., & Matteson, A. (1993). Elemental Composition and Nuclear Parameters of Some Common Sedimentary Minerals. *Nuclear Geophysics (International Journal of Radiation Applications and Instrumentation, Part E)*; (United Kingdom), 7(3), pp. 383-406. (In English).
8. Model evaluation module. (In Russian). Available at: https://scikit-learn.ru/stable/modules/model_evaluation.html (accessed: 15.10.2025).
10. Модуль оценки модели. – Текст : электронный // scikit-learn. ru: сайт. — URL: https://scikit-learn.ru/stable/modules/model_evaluation.html (дата обращения: 15.10.2025).
9. Nesterenko, A. O., Zhizhimontov, I. N., Makhmutov, I. R., & Khramtsov, A. V. (2022). Etrophysical modeling on the basis of the lithological and fa-
cial analysis of achimov sediments in northern West Siberia. *Karotazhnik*, 6(320), pp. 118-131. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Махмутов Ильшат Римович, эксперт по петрофизике, ООО «РН-Геология Исследования Разработки», аспирант, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, irmakhmutov@rn-gir.rosneft.ru

Ilshat R. Makhmutov, Petrophysics Expert, RN-Geology Research Development LLC; Postgraduate Student, Industrial University of Tyumen, irmakhmutov@rn-gir.rosneft.ru

Туренко Сергей Константинович, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, turenkosc@tyuiu.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3133-2193>

Sergey K. Turenko, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Head of Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, turenkosc@tyuiu.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3133-2193>

Поступила в редакцию / Received 10.10.2025

Поступила после рецензирования / Revised 10.11.2025

Принята к публикации / Accepted 14.11.2025

Научная статья / Original research article
УДК 553.98
DOI:10.31660/0445-0108-2025-6-57-65
EDN: ZKDDBT



Применение методов машинного обучения в нефтегазовой геологии и геофизике: от теоретических основ к практической реализации

Н. Р. Медведев*, С. Р. Бембель, М. Е. Савина

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Российская Федерация
*medvedevnr@gmail.com

Аннотация. В статье представлен систематизированный анализ современных методов машинного обучения и их практического применения для решения ключевых задач нефтегазовой геологии и геофизики. Рассмотрены преимущества и ограничения основных архитектур нейронных сетей, включая сверточные (CNN), рекуррентные (RNN) и глубокие сети прямого распространения (DNN). Особое внимание уделено интеграции данных различных типов и масштабов — от сейсмических исследований до керна и геофизических исследований скважин. В качестве практического инструментария рассмотрена платформа машинного обучения Orange с открытым исходным кодом, продемонстрировавшая высокую эффективность для задач анализа и визуализации геологических данных. На реальных примерах показано, как применение машинного обучения позволяет существенно повысить точность интерпретации, сократить временные затраты и минимизировать субъективный фактор. Делается вывод о переходе нейросетевых технологий из разряда экспериментальных в категорию обязательных инструментов для повышения экономической эффективности геолого-разведочных работ.

Ключевые слова: искусственный интеллект, машинное обучение, нейронные сети, сейсмическая интерпретация, прогнозирование коллекторских свойств, классификация литофаций, платформа Orange, нефтегазовая геофизика

Для цитирования: Медведев, Н. Р. Применение методов машинного обучения в нефтегазовой геологии и геофизике: от теоретических основ к практической реализации / Н. Р. Медведев, С. Р. Бембель, М. Е. Савина. — DOI 10.31660/0445-0108-2025-6-57-65 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 6. — С. 57–65. — EDN: ZKDDBT

Application of machine learning methods in oil and gas geology and geophysics: from theoretical foundations to practical implementation

Nikolay R. Medvedev*, Sergey R. Bembel, Marina E. Savina

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation
*medvedevnr@gmail.com

Abstract. This paper presents a systematic analysis of modern machine learning methods and their practical applications in solving key problems in petroleum geology and geophysics. This study discusses the advantages and limitations of major neural network architectures, including convolutional neural networks (CNNs), recurrent neural networks (RNNs), and deep feedforward networks (DNNs). The authors of this paper paid special attention

to the integration of various types and scales of data, ranging from seismic surveys to core samples and borehole geophysical measurements. The open-source machine learning platform, Orange, is highlighted as a very effective tool for geological data analysis and visualization tasks. Real-world examples illustrate how machine learning can significantly enhance interpretation accuracy, reduce time costs, and minimize subjective bias. The paper concludes that neural network technologies are transitioning from experimental tools to binding instruments for improving the economic efficiency of geological exploration activities.

Key words: artificial intelligence, machine learning, neural networks, seismic interpretation, reservoir property prediction, lithophase classification, Orange platform, oil and gas geophysics

For citation: Medvedev, N. R., Bembel, S. R., & Savina, M. E. (2025). Application of machine learning methods in oil and gas geology and geophysics: from theoretical foundations to practical implementation // *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 57-65. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-6-57-65

Введение

Современный этап развития нефтегазовой отрасли характеризуется усложнением поисковых объектов, увеличением доли трудноизвлекаемых запасов и необходимостью повышения эффективности геолого-разведочных работ в условиях экономической неопределенности. Эти вызовы стимулируют активный поиск и внедрение цифровых технологий, среди которых методы искусственного интеллекта и машинного обучения занимают одно из центральных мест.

Способность машинного обучения выявлять сложные, нелинейные закономерности в многомерных и зашумленных данных делает его идеальным инструментом для решения широкого спектра геологических и геофизических задач — от автоматизированной обработки сейсмических данных и классификации фаций до прогнозирования коллекторских свойств и оценки рисков бурения.

Цель работы — провести обзор современных возможностей применения методов машинного обучения в нефтегазовой геологии и геофизике, систематизировать основные типы решаемых задач и на практических примерах продемонстрировать эффективность их применения.

1. Теоретические основы и архитектуры нейронных сетей

В современной практике геолого-геофизических исследований наибольшее применение нашли три основных типа архитектур нейронных сетей, каждый из которых имеет специфические области эффективного применения.

Сверточные нейронные сети (Convolutional Neural Networks, CNN) наиболее часто используются в обработке и интерпретации сейсмических данных, которые по своей природе являются двумерными или трехмерными изображениями [8]. CNN эффективны для автоматического выделения геологических объектов (сбросов, разломов, каналов, карбонатных построек), сейсмического фациального анализа, а также для подавления шумов и повышения разрешения сейсмических данных.

Рекуррентные нейронные сети (Recurrent Neural Networks, RNN), в особенности архитектуры с долгой краткосрочной памятью (LSTM), идеально подходят для работы с последовательными данными, такими как кривые каротажа и данные керна [9]. Благодаря наличию «памяти» они успешно применяются для корреляции геологических разрезов, прогнозирования пропущенных данных и анализа временных рядов.

Глубокие сети прямого распространения (Deep Neural Networks, DNN) широко используются для решения задач регрессии и классификации по табличным данным [6]. Наиболее востребованные приложения включают прогнозирование фильтрационно-емкостных свойств (пористость, проницаемость, нефтенасыщенность) и классификацию литофаций по комплексу геофизических данных.

2. Обзор практического применения в отечественной практике

Эффективность методов машинного обучения подтверждается многочисленными исследованиями российских и зарубежных специалистов. В области петрографии значительные результаты получены Е. А. Василёнок [1], которая продемонстрировала методику классификации минеральных компонентов гранитоидов по макроизображениям с использованием машинного обучения. В своем исследовании автор применила алгоритм ансамбля решающих деревьев (Fast Random Forest) в связке с плагином Trainable Weka Segmentation для программной среды ImageJ. На основе подготовленной базы данных из областей интереса (ROI) для породообразующих минералов (кварца, калиевого полевого шпата, плагиоклаза и биотита) была достигнута высокая точность классификации с ошибкой от 3,5 до 6,3 %.

Ключевое преимущество подхода заключается в использовании цветовых параметров минералов в качестве надежного критерия для идентификации, что особенно актуально для разделения калиевых полевых шпатов и плагиоклазов. Метод также позволил осуществить последующий количественный анализ — определить процентное содержание и количество зерен каждого минерала, что открывает возможности для автоматизированного анализа структуры горных пород (рис. 1).

Значительный вклад в применение методов машинного обучения в буровых операциях внесен В. А. Старцевым, Г. В. Буслаевым и А. В. Конопляниковым [4], которые провели комплексный анализ мирового опыта использования данных технологий при бурении нефтяных и газовых скважин. Авторы систематизировали применение различных архитектур нейронных сетей — от многослойных персептронов до LSTM — для решения ключевых технологических задач. Особое внимание уделено прогнозированию критических осложнений, включая прихваты бурильной колонны, поглощения бурового раствора и газонефтеводопроявления, где точность моделей достигает 85–92 %.

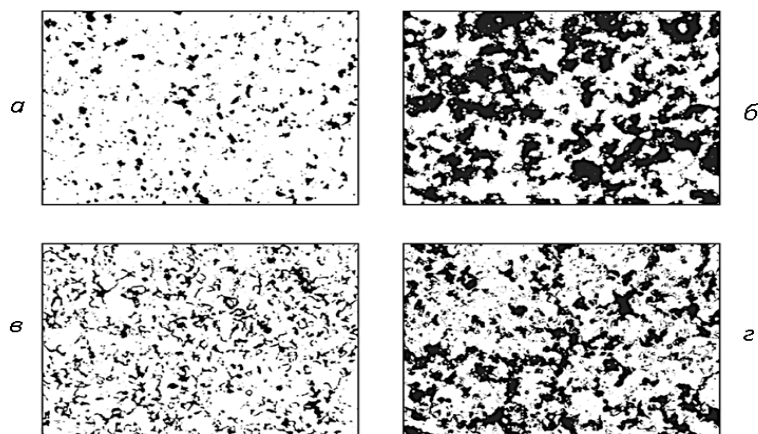


Рис. 1. Создание масок минералов гранита по классификационным изображениям: а — биотит; б — калиевый полевой шпат; в — плагиоклаз; г — кварц [1]

Практическая ценность работы подчеркивается детальным описанием применения алгоритмов XGBoost, Light GBM и CatBoost для обработки телеметрических данных в реальном времени. Авторы также предложили концепцию интегрированной интеллектуальной модели бурения, включающую четыре уровня цифровизации — от инструментального контроля до управленческой трансформации (рис. 2), что позволяет приблизиться к «техническому пределу» эффективности буровых операций [4].

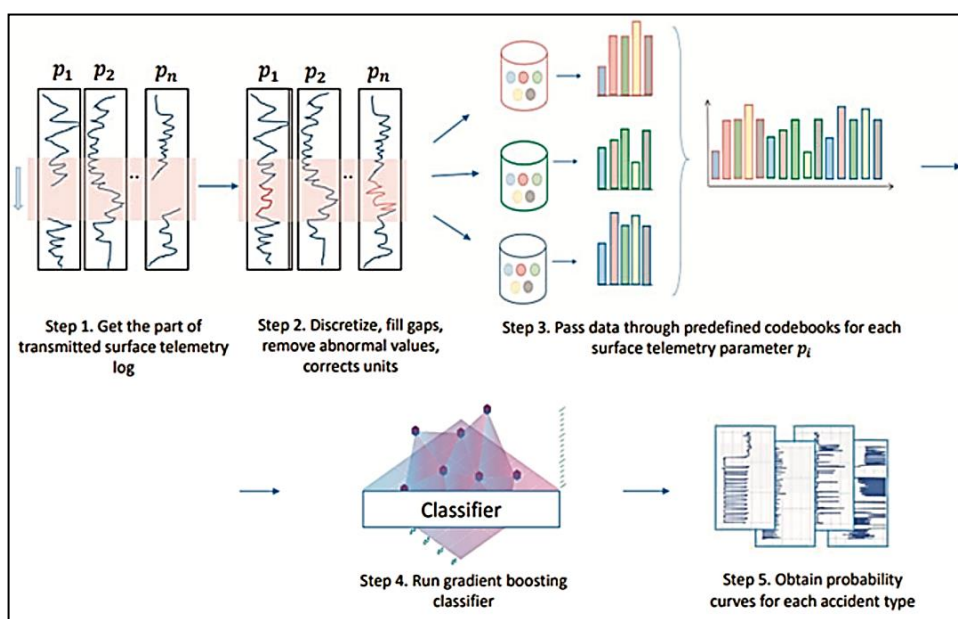


Рис. 2. Принцип действия Bag – of-features [4]

Результаты в области применения машинного обучения для моделирования сложных карбонатных коллекторов получены Д. В. Потехиным и С. В. Галкиным [3]. В исследовании пермокарбоновой залежи Усинского месторождения авторы успешно реализовали комплексный подход 3D-геологического моделирования с использованием нейронных сетей Левенберга-Марквардта. На первом этапе была решена задача автоматизированного выделения коллекторов по данным ГИС с точностью 95 % при полном комплексе методов исследований. На втором этапе проведена классификация литотипов пород по системе Данхема с последующим расчетом параметров трещиноватости.

Особый практический интерес представляет разработанная методика оценки трещинной проницаемости через плотность и раскрытость трещин, что позволило создать модель двойной пористости для трещинно-кавернозных коллекторов. Полученные алгоритмы применены к 983 скважинам без отбора керна, что значительно повысило детальность геологической модели. Ошибка прогнозирования составила 3–5 %, подтверждая высокую надежность метода. Результаты работы внедрены в действующую цифровую 3D-геолого-технологическую модель месторождения (рис. 3).

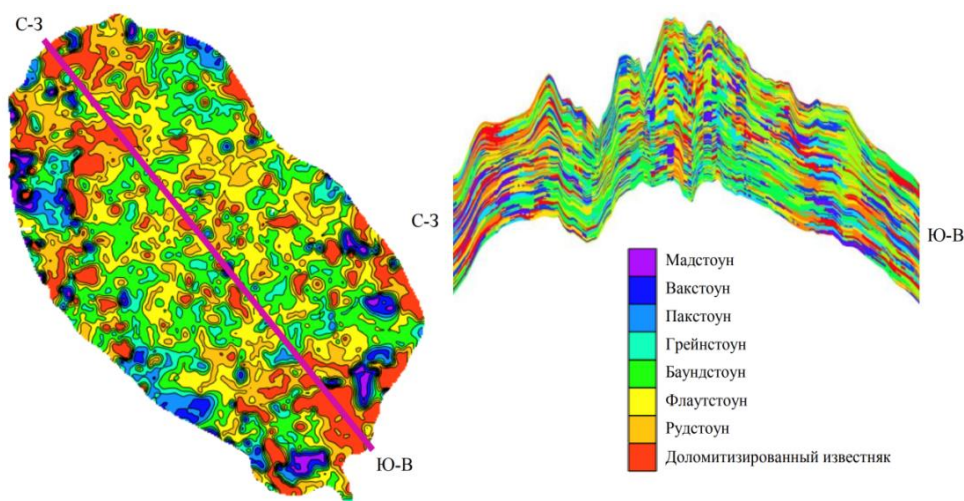


Рис. 3. Распределение литологических типов пород по данным машинного обучения [3]

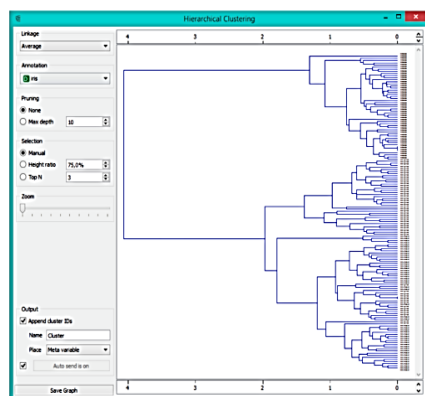
3. Практическая реализация в среде Orange Data Mining: кейс классификации литофаций

Предлагаем рассмотреть применение платформы машинного обучения Orange для решения задачи классификации литофаций в условиях ограниченного количества эталонных данных (рис. 4). Платформа Orange представляет собой визуальную среду для анализа данных и машинного

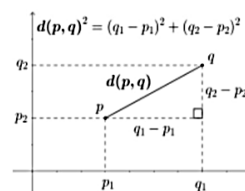
обучения, что делает ее чрезвычайно удобной для геологов и геофизиков, не являющихся экспертами в программировании [9].

Кластеризация – разделение экземпляров на отдельные группы на основе некоторой степени сходства.

Дендрограмма – визуализация по степени подобия.



Формула вычисления Евклидова расстояния.



Пример иерархической кластеризации.

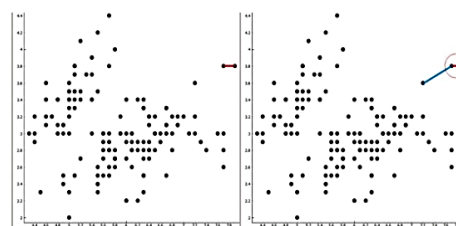


Рис. 4. Схема работы кластеризации методом ближайшего соседа

Методика и материалы

Исследование выполнено на территории одного из месторождений Западной Сибири. Целевой интервал представлен отложениями ветвящихся и меандрирующих русел, характеризующихся высокой литологической неоднородностью. В распоряжении имелись данные по 160 скважинам, однако полный комплекс исследований керна и ГИС был доступен лишь для 11 скважин («эталонные»).

Рабочий процесс был реализован следующим образом:

- загрузка таблицы данных, содержащей кривые ГИС и результаты литологической интерпретации керна;
- выбор целевой переменной (тип фации) и предикторов (кривые ГИС);
- предобработка данных (нормализация, обработка выбросов);
- настройка и обучение модели нейронной сети;
- оценка качества модели методом перекрестной проверки;
- прогнозирование фаций для скважин без данных керна.

В результате обученная модель показала точность на тестовых подвыборках в 85–88 %. Полученные результаты стали основой для построения детальной фациальной модели и были успешно верифицированы (рис. 5).

Этот пример демонстрирует, что использование визуальных средств машинного обучения предоставляет возможность эффективно решать практические задачи даже при малом объеме эталонных данных.

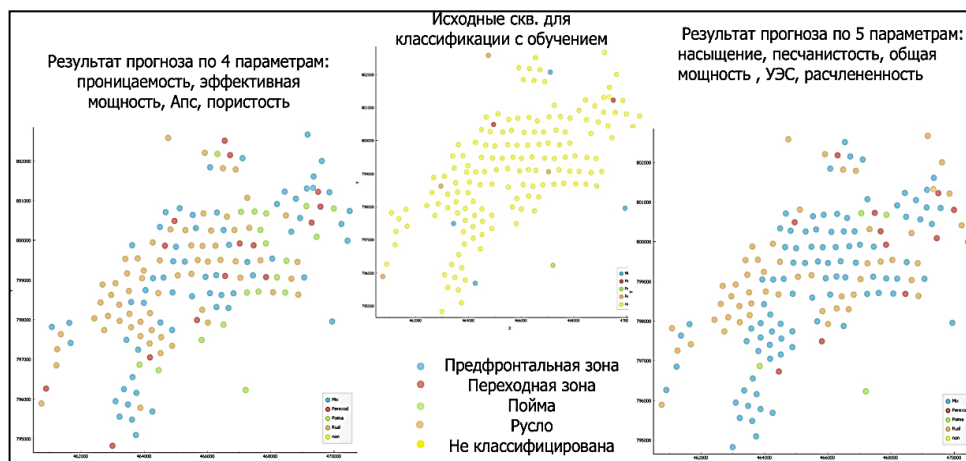


Рис. 5. Визуализация кластеризации «до» и «после» обучения на «эталонных» скважинах

Выводы

Проведенный анализ показал, что применение методов машинного обучения в нефтегазовой геологии и геофизике переживает этап активного внедрения в промышленные процессы. Нейросетевые технологии успешно решают задачи от первичной обработки данных сейсмических работ до комплексного прогнозирования свойств коллекторов, обеспечивая существенный экономический эффект за счет повышения точности и скорости интерпретации.

Платформы с визуальным программированием, а также интегрированные в профильное программное обеспечение нейронные сети играют ключевую роль в демократизации доступа к этим технологиям, позволяя специалистам-геологам активно использовать машинное обучение в своих исследованиях.

Перспективы развития направления связаны с созданием гибридных физико-статистических моделей, объединяющих детерминированные знания о процессах с возможностями машинного обучения, а также с активным использованием технологий глубокого обучения для решения наиболее сложных задач интерпретации геолого-геофизических данных

Список источников

1. Василёнок, Е. А. Классификация минеральных компонентов гранитоидов методами цифровой петрографии и машинного обучения / Е. А. Василёнок. – Текст : непосредственный // Журнал Белорусского государственного университета. География. Геология. – 2020. – № 1. – С. 75–85.
2. Королёв, В. А. Цифровизация и искусственный интеллект в инженерной геологии / В. А. Королёв. – Текст : непосредственный // Новые идеи и теоретические аспекты инженерной геологии : труды Международной научной конференции, Москва, 04 февраля 2021 г. – Москва : Сам Полиграфист, 2021. – С. 207–214.

3. Потехин, Д. В. Применение технологии машинного обучения при моделировании распределения литотипов на пермокарбоневой залежи нефти Усинского месторождения / Д. В. Потехин, С. В. Галкин. – DOI: 10.31897/PMI.2022.101. – Текст : непосредственный // Записки Горного института. – 2023. – Т. 259. – С. 41–51.
4. Старцев, В. А. Анализ опыта применения методов машинного обучения при бурении нефтяных и газовых скважин / В. А. Старцев, Г. В. Буслаев, А. В. Конопляников. – DOI 10.33285/0130-3872-2023 -9(369)-15-24. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 9(369). – С. 15–24.
5. Alkroosh, I. S. Regressive approach for predicting bearing capacity of bored piles from cone penetration test data / I. S. Alkroosh, M. Bahadori, H. Nikraz, A. Bahadori. – DOI 10.1016/j.jrmge.2015.06.011. – Text : direct // Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering. – 2015. – Vol. 7. – Issue 5. – P. 584–592.
6. Machine learning technique for the prediction of shear wave velocity using petrophysical logs / M. Anemangely, A. Ramezanzadeh, H. Amiri, S.-A. Hoseinpour. – DOI 10.1016/j.petrol.2018.11.032. – Text : direct // Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019. – Vol. 174. – P. 306–327.
7. Orange: Data Mining Toolbox in Python / J. Demšar, T. Curk, A. Erjavec [et al.]. – Text : direct // Journal of Machine Learning Research. – 2013. – Vol. 14. – P. 2349–2353.
8. Seismic fault detection using convolutional neural networks trained on synthetic Poststacked Amplitude Maps / A. Pochet, P. H. Diniz, H. Lopes, M. Gattass. – Text : direct // IEEE Geoscience and Remote Sensing Letters, 2018. – Vol. 16, Issue 3. – P. 352–356.
9. Deep learning method for lithology identification from borehole images / P. Y. Zhang, J. M. Sun, Y. J. Jiang, J. S. Gao. – DOI: 10.3997/2214-4609.201700945. – Text : direct // 79th EAGE Conference and Exhibition, 2017. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2017. – Vol. 2017, Issue 1. – P. 1–5.

References

1. Vasilyonok, E. A. (2020). Klassifikatsiya mineral'nykh komponentov granitoidov metodami cifrovoy petrografii i mashinnogo obucheniya. Zhurnal Belorusskogo gosudarstvennogo universiteta. Geografiya. Geologiya, (1), pp. 75-85. (In Russian).
2. Korolyov, V. A. (2021). Cifrovizatsiya i iskusstvennyy intellekt v inzhenernoy geologii. Novye idei i teoreticheskie aspekty inzhenernoy geologii: trudy Mezhdunarodnoy nauchnoy konferencii. Moscow, Sam Poligrafist Publ., pp. 207-214. (In Russian).
3. Potekhin, D. V. & Galkin, S. V. (2023). Primenenie tekhnologii mashinnogo obucheniya pri modelirovanii raspredeleniya litotipov na permokarbonovoy zalezhi nefi Usinskogo mestorozhdeniya. Journal of Mining Institute, (259), pp. 41-51. (In Russian). DOI: 10.31897/PMI.2022.101
4. Startsev, V. A. Buslaev, G. V. & Konoplyannikov, A. V. (2023). Analysis of the experience of machine learning methods application when drilling oil and gas wells. Construction of oil and gas wells on land and sea, 9(369), pp.15-24. (In Russian). DOI: 10.33285/0130-3872-2023-9(369)-15-24
5. Alkroosh, I. S., Bahadori, M., Nikraz, H., & Bahadori, A. (2015). Regressive approach for predicting bearing capacity of bored piles from cone penetration test data. Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering, 7(5), pp. 584-592. (In English). DOI:10.1016/j.jrmge.2015.06.011

6. Anemangely, M., Ramezanzadeh, A., Amiri, H., & Hoseinpour S.-A. (2019). Machine learning technique for the prediction of shear wave velocity using petrophysical logs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, (174), pp. 306-327. (In English). DOI: 10.1016/j.petrol.2018.11.032
7. Demšar, J., Curk, T., Erjavec, A., Gorup, Č., Hočevár, T., Milutinović, M., & Zupan, B. (2013). Orange: data mining toolbox in Python. *Journal of machine Learning research*, 14(1), pp. 2349-2353. (In English).
8. Pochet, A., Diniz, P. H., Lopes, H., & Gattass, M. (2018). Seismic fault detection using convolutional neural networks trained on synthetic poststacked amplitude maps. *IEEE Geoscience and Remote Sensing Letters*, 16(3), pp. 352-356. (In English).
9. Zhang, P. Y., Sun, J. M., Jiang, Y. J., & Gao, J. S. (2017). Deep learning method for lithology identification from borehole images. In 79th EAGE Conference and Exhibition 2017. European Association of Geoscientists & Engineers. (1), pp. 1-5. (In English). DOI: 10.3997/2214-4609.201700945

Информация об авторах / Information about the authors

Медведев Николай Родионович,
аспирант кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский
индустриальный университет,
г. Тюмень, medvedevnr@gmail.com

Nikolay R., Medvedev, Graduate
Student at the Department of Geology of
Oil and Gas Fields, Industrial University
of Tyumen, medvedevnr@gmail.com

Бембель Сергей Робертович,
доктор геолого-минералогических наук,
профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский
индустриальный университет,
г. Тюмень

Sergey R. Bembel, Doctor of Geological-Mineralogical Sciences, Professor
at the Department of Geology of Oil and
Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Савина Марина Егоровна,
старший преподаватель кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Marina E. Savina, Senior Lecturer
at the Department of Geology of Oil and
Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Поступила в редакцию / Received 25.09.2025

Поступила после рецензирования / Revised 01.11.2025

Принята к публикации / Accepted 05.11.2025

Научная статья / Original research article

УДК 622.276

DOI:10.31660/0445-0108-2025-6-66-75

EDN: ZNMXHU



Применение растворимых пакер-пробок при проведении ремонтно-изоляционных работ в нефтяных скважинах

Д. С. Леонтьев^{1*}, А. Р. Диндарьянов², А. Р. Хафизов³, А. Е. Анашкина¹

¹ Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Российская Федерация

² ООО «Башнефть – Полюс», Уфа, Российская Федерация

³ Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Российская Федерация

* leontevds@tyuiu.ru

Аннотация. В настоящее время большинство нефтяных и газовых месторождений Российской Федерации находится на поздней стадии разработки, характеризующейся снижением дебитов добывающих скважин, падением пластовых давлений в залежах, ростом обводненности добываемой продукции, что, в свою очередь, требует проведения ремонтно-изоляционных работ в этих скважинах. Изоляция продуктивного пласта перед ликвидацией заколонных перетоков с применением цементного моста ведет к ухудшению коллекторских свойств пласта и значительному увеличению продолжительности ремонта скважины.

В последние несколько лет для отсечения продуктивного пласта используются пакер-пробки различных конструкций. Основное преимущество таких пробок заключается в возможности установки их в требуемом интервале скважины без ограничения по зенитным углам и отсутствию поглощения тампонажного материала в продуктивный пласт.

Авторами для проведения РИР и ликвидации ЗКЦ предлагается использовать растворимые пакер-пробки. Технология ее установки аналогична технологиям установки обычных пакер-пробок. Главным преимуществом является ее независимое разрушение под действием солевых растворов с активными ионами хлора.

Ключевые слова: обводненность продукции скважин, водоносный горизонт, заколонная циркуляция, ремонтно-изоляционные работы, растворимый пакер-пробка

Для цитирования: Применение растворимых пакер-пробок при проведении ремонтно-изоляционных работ в нефтяных скважинах / Д. С. Леонтьев, А. Р. Диндарьянов, А. Р. Хафизов, А. Е. Анашкина. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-6-66-75 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 6. – С. 66–75. – EDN: ZNMXHU

The use of soluble packer plugs during repair and insulation work in oil wells

Dmitry S. Leontiev^{1*}, Artur R. Dindaryanov², Ayrat R. Khafizov³,
Alexandra E. Anashkina¹

¹ Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

² Bashneft – Polyus LLC, Ufa, Russian Federation

³ Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russian Federation

* leontevds@tyuiu.ru

Abstract. Most oil and gas fields in the Russian Federation are currently in a late stage of development. This stage includes declining production rates, decreasing reservoir pressures, and increasing water cut, which in turn requires repair and isolation operations in production wells. Isolating the productive reservoir before eliminating behind-casing flow with a cement plug can lead to deterioration of reservoir properties and significantly increase well repair time. In recent years, packer plugs of various designs have been used to shut off the productive reservoir. The main advantage of such plugs is the ability to set them at the required interval within the well, regardless of deviation angles, and without losing cementing materials into the reservoir. The authors of this paper propose the use of dissolvable packer plugs for repair and isolation operations, as well as for eliminating behind-casing communication. The installation technology for these plugs is similar to that of conventional packer plugs. A key benefit is that dissolvable packer plugs can independently degrade when exposed to saline solutions that contain active chloride ions.

Keywords: waterlogging of well products, aquifer, column circulation, repair and insulation work, soluble packer plug

For citation: Leontiev, D. S., Dindaryanov, A. R., Khafizov, A. R., & Anashkina, A. E. (2025). The use of soluble packer plugs during repair and insulation work in oil wells // *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 66-75. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-6-66-75

Введение

В настоящее время большинство нефтяных и газовых месторождений Российской Федерации находится на поздней стадии разработки, характеризующейся снижением дебитов добывающих скважин, падением пластовых давлений в залежах, ростом обводненности добываемой продукции, что, в свою очередь, требует проведения ремонтно-изоляционных работ в этих скважинах.

Основными причинами роста обводненности продукции скважин являются: возникновение заколонной циркуляции пластовых вод (ЗКЦ) из ниже- или вышележащих водоносных горизонтов; формирование конуса подошвенных вод; прорыв воды от нагнетательных скважин к забоям добывающих; поступление пластовых вод через негерметичность в обсадных колоннах; некачественное проведение работ по интенсификации притока [1].

Р. Т. Булгаковым предложена классификация причин обводненности продукции скважин (рис. 1), в которой достаточно полно отражена проблема затрубной циркуляции [2].

Миграция пластовых вод из ниже- или вышележащих водоносных горизонтов через негерметичное заколонное пространство приводит к увеличению обводненности добываемой продукции и снижению дебита скважины по нефти. Это, в свою очередь, может негативно сказаться на конечной нефтеотдаче продуктивных пластов из-за возможного «оттока» углеводородов из призабойной зоны скважины. Зачастую заколонные перетоки превышают приток жидкости из продуктивного пласта в несколько раз [3].

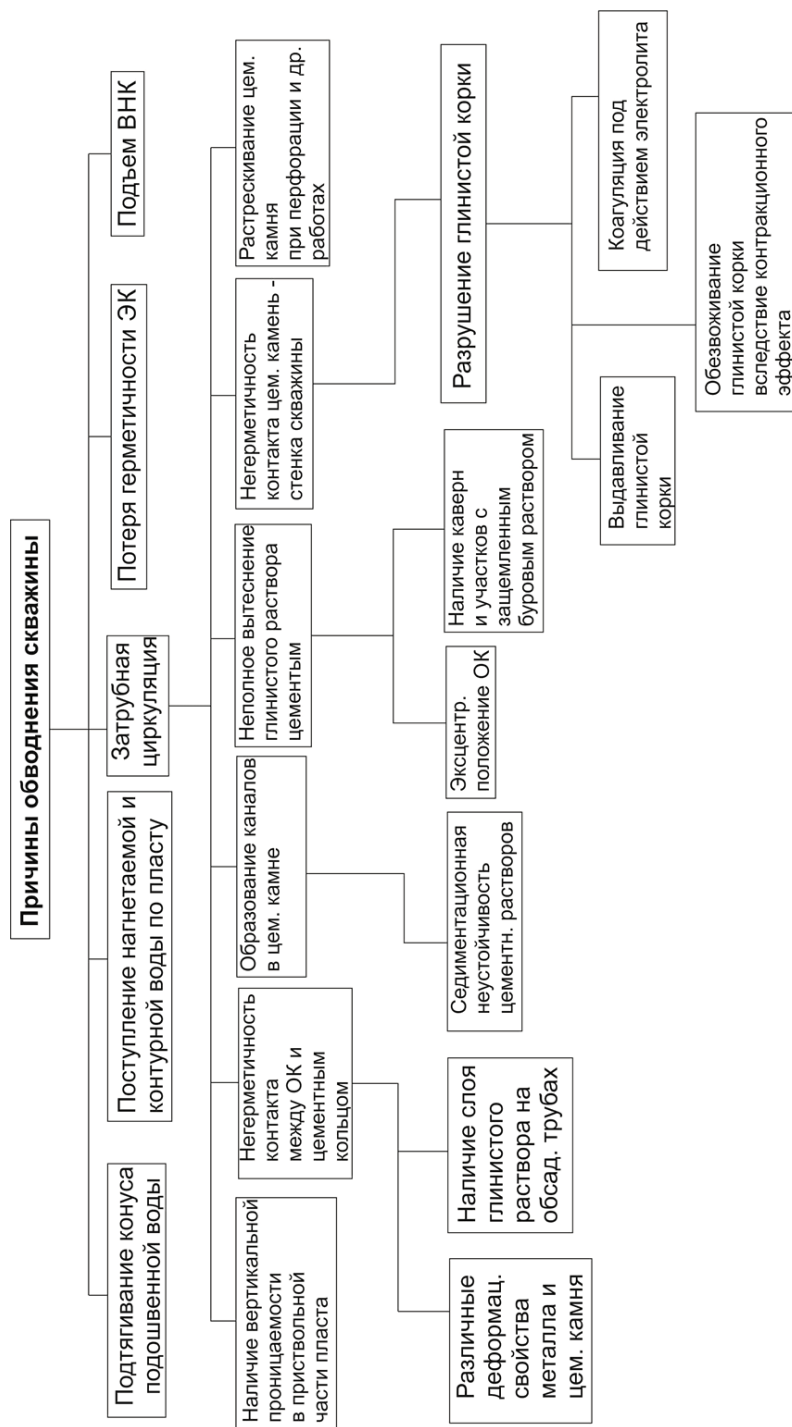


Рис. 1. Классификация причин обводненности скважин (по Р. Т. Булгакову)

Основная причина возникновения заколонных циркуляций пластовых вод в скважине заключается в низком качестве сформированного заколонного цементного камня, что приводит к тому, что выше- или нижележащий водоносный горизонт оказывается «соединенным» с продуктивным пластом через микроканалы в заколонном пространстве. Наличие таких микроканалов позволяет пластовой воде из выше- или нижележащего водонасыщенного пласта свободно мигрировать в заколонное пространство, а затем через интервал перфорации в ствол скважины (рис. 2) [1].

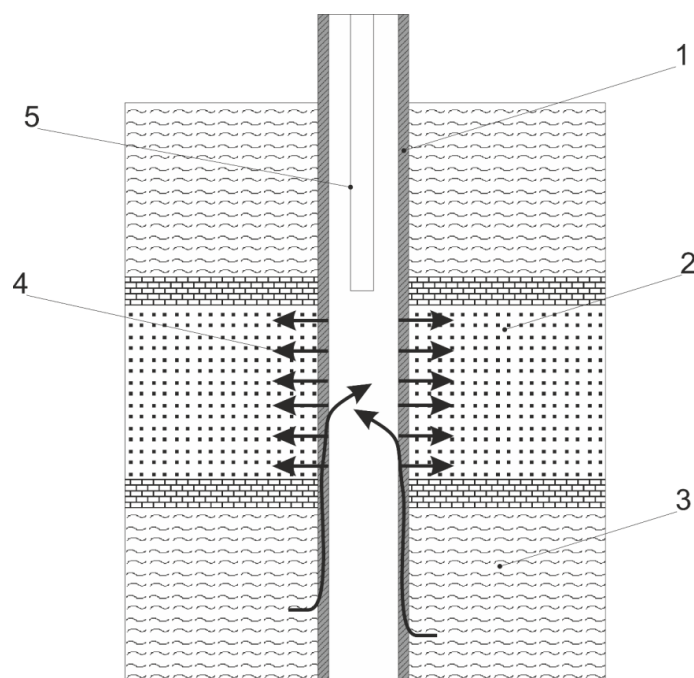


Рис. 2. ЗКЦ из нижележащего водоносного горизонта:

1 — скважина; 2 — продуктивный пласт; 3 — водоносный горизонт;
4 — перфорационные отверстия; 5 — внутрискважинное оборудование

Установлено, что могут возникать нарушения как самого цементного камня, так и его контакта с обсадными трубами или стенкой скважины.

В качестве каналов перетока флюидов в заколонном пространстве может выступать как вся площадь кольцевого пространства в скважинах, так и его часть (там, где нарушена сплошность заполняющего кольцевое пространство цементного кольца или имеются зазоры между ним и ограничивающими его стенками колонны и скважины) [1, 3].

К настоящему времени разработаны различные технологии выполнения работ по ликвидации заколонных перетоков. При этом в большинстве случаев работы проводятся по следующему алгоритму:

- 1) создание в отключаемом интервале продуктивного пласта непроницаемого экрана в пределах толщины пласта (цементный или песчаный мост);
- 2) заполнение вышерасположенных нарушений в обсадной колонне и цементном кольце тампонажным материалом (портландцемент, смолы, фиброволокна и другое);
- 3) разбуривание остатков тампонажного материала в интервале нарушения, определение герметичности изолированного интервала с помощью геофизических методов;
- 4) разбуривание ранее установленного непроницаемого экрана в интервале продуктивного пласта и запуск скважины в работу.

Объект и методы исследования

Объект исследования — нефтяные и газовые скважины. Метод — аналитический.

Результаты

В существующих условиях применение подобных технологий не всегда уместно по причине несоответствия геолого-техническим условиям проведения работ. В частности, не учитывается значительно снизившееся с начала эксплуатации пластовое давление. Современные способы разработки месторождений предполагают увеличение проницаемости призабойной зоны пласта за счет гидравлического разрыва пласта (ГРП) или кислотных обработок. Кроме того, интенсивные отборы нефти из пластов с высокими коллекторскими свойствами приводят к резкому понижению пластового давления. На ряде месторождений с несформированной системой поддержания пластового давления в скважинах, с глубиной залегания пласта по вертикали 4 000 м, пластовое давление составляет 15 МПа. Необходимо отметить, что в настоящее время большинство скважин имеет горизонтальное окончание. Таким образом, установка непроницаемого экрана в пределах толщины пласта становится весьма непростой задачей. При установке цементного моста в таких условиях большая часть тампонажного материала будет продавлена в пласт. Перепад давления составит более 25 МПа. Для установки надежного экрана потребуется несколько повторений. В результате продуктивность пласта будет значительно хуже начальных значений. Еще одним проблемным моментом станет растекание тампонажного материала по нижней стенке хвостовика и обсадной колонны, что повлечет за собой увеличение сроков ремонта скважины. В последующем даже при эффективной ликвидации ЗКЦ при разбурировании цементного моста в горизонтальной части скважины могут возникнуть проблемы, связанные с поглощением промывочной жидкости и выносом разбуренного цемента.

Таким образом, изоляция продуктивного пласта перед ликвидацией заколонных перетоков с применением цементного моста ведет к ухудшению коллекторских свойств пласта и значительному увеличению продолжительности ремонта скважины.

В последние несколько лет для отсечения продуктивного пласта используются пакер-пробки различных конструкций.

Основное преимущество таких пробок состоит в возможности установки их в требуемом интервале скважины без ограничения по зенитным углам и отсутствию поглощения тампонажного материала в продуктивный пласт. Различные варианты пакер-пробок представлены на фотографиях (рис. 3).

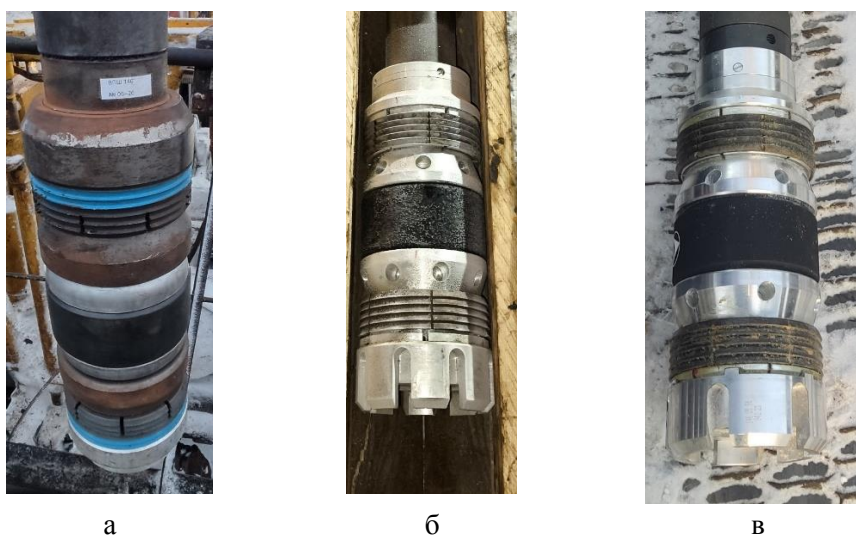


Рис. 3. Фотографии пакер-пробок: а — пакер ВПШ 146; б — разбуриваемый пакер-пробка РПП -150; в — пакер ПВШ 146

Принцип действия подобных пакер-пробок следующий.

Пакер-пробка с помощью специального устройства соединяется с колонной насосно-компрессорных труб (НКТ) и далее спускается в скважину на необходимую глубину. В НКТ создается давление порядка 10–20 МПа, в результате чего под действием избыточного давления сухарный механизм пробки входит в зацепление со стенкой обсадной колонны, а манжетное уплотнение сжимается и перекрывает затрубное пространство над и под пакер-пробкой. После стравливания давления в НКТ до 0 колонна НКТ расстыковывается от пакер-пробки и поднимается. Затем проводятся ремонтно-изоляционные работы по необходимой технологии. В конце завершения ремонтно-изоляционных работ (РИР) и оценки их эффективности проводятся работы по разбуриванию/разфрезеровыванию пакер-пробки.

Несмотря на то, что современные образцы пакер-пробок производят из легко разбухающих материалов, на этом этапе существует серьезная проблема (рис. 4). Так, разбухание верхней части пакер-пробки обычно происходит достаточно просто. После разбухания верхних сухарей и манжетного уплотнения открывается сообщение с продуктивным пластом. В случае низкого пластового давления начинается интенсивное поглощение промывочной жидкости, которое не позволяет эффективно завершить разбухание пакер-пробки. При разнице 10 МПа между гидростатическим и пластовым давлением объемы поглощения промывочной жидкости могут составлять сотни м³, а сроки ремонта скважины увеличиться на несколько суток.



Рис. 4. Проблемные элементы при разбухании пакер-пробки

Необходимо отметить, что производители выпускают также и извлекаемые пакер-пробки. При большом расстоянии между интервалом РИР и пакер-пробкой на ее поверхность не попадает тампонажный материал. В таком случае после разбухания цементного камня в интервале РИР проводят дополнительный спуск и подъем ловильного инструмента и извлекают пакер-пробку. Минус подобного оборудования — в необходимости проведения дополнительной спуско-подъемной операции, что тоже увеличивает продолжительность ремонта.

Для проведения РИР и ликвидации ЗКЦ авторы предлагают использовать растворимую пакер-пробку. Технология ее установки аналогична технологиям установки обычных пакер-пробок. Главное преимущество заключается в ее независимом разрушении под действием солевых растворов с активными ионами хлора.

Использование растворимой пакер-пробки имеет несколько преимуществ:

- простота установки;
- надежная изоляция продуктивного пласта;
- отсутствие негативного воздействия тампонажного материала на продуктивный пласт;
- отсутствие необходимости бурения/фрезерования пробки для вскрытия продуктивного пласта.

Характеристики используемых при производстве пакер-пробок сплавов позволяют регулировать сроки начала и завершения растворения. Это делает возможным регулирование параметров растворения пакер-пробок с учетом конкретных скважинных условий. Технические характеристики подобной пакер-пробки изложены в таблице.

Технические характеристики растворимой пакер-пробки

№	Наименование параметра	Ед. изм	Значение параметра
1	Наружный диаметр	мм	80–100
2	Давление, воспринимаемое пакером	МПа	35
3	Усилие посадки	тс	11
4	Зенитный угол в интервале установки	град.	0–90
5	Осевое усилие при разгрузке на пакер	тн	15
6	Температура среды, тах	°С	120
7	Диаметр колонн	мм	102–127
8	Длина	мм	380–435
9	Масса	кг	3,2–5,9
10	Среда растворения	Жидкости на водной основе, гель на основе гуара, скважинный флюид, жидкость ГРП. Интенсивно растворяются в 14 % растворе соляной кислоты	

Основным преимуществом применения растворимого пакера при ремонтно-изоляционных работах является надежное разобщение продуктивного пласта от интервала РИР и отсутствие необходимости дополнительных работ с продуктивным пластов после РИР.

Выводы

1. В настоящее время большинство нефтяных и газовых месторождений Российской Федерации находится на поздней стадии разработки,

характеризующейся снижением дебитов добывающих скважин, падением пластовых давлений в залежах, ростом обводненности добываемой продукции, что, в свою очередь, требует проведения ремонтно-изоляционных работ в этих скважинах.

2. Главной причиной возникновения ЗКЦ пластовых вод в скважине является низкое качество сформированного заколонного цементного камня, приводящее к тому, что выше- или нижележащий водонесный горизонт оказывается «соединенным» с продуктивным пластом за счет микроканалов в заколонном пространстве.

3. Основное преимущество пакер-пробок заключается в возможности установки их в требуемом интервале скважины без ограничения по зенитным углам и отсутствию поглощения тампонажного материала в продуктивный пласт.

4. Для исключения возможных осложнений при разбуривании пробок авторы предлагают при проведении РИР использовать растворимую пакер-пробку. Технология ее установки аналогична обычным пакер-пробкам. Важнейшее преимущество заключается в ее независимом разрушении под действием солевых растворов с активными ионами хлора.

Список источников

1. Технологии и материалы для ремонта скважин: учебное пособие / И. И. Клещенко, Д. С. Леонтьев, Ю. В. Ваганов [и др.]. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2019. – 352 с. – Текст : непосредственный.
2. Ограничение притока пластовых вод в нефтяные скважины / Р. Т. Булгаков, А. Ш. Газизов, Р. Г. Габдуллин, И. Г. Юсупов. – Москва : Недра, 1976. – 175 с. – Текст : непосредственный.
3. Клещенко, И. И. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: учебное пособие / И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля, А. К. Ягафаров. – Тюмень : Издательство Тюменского государственного нефтегазового университета. – 2010. – 340 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Kleshchenko, I. I., Leont'ev, D. S., Vaganov, Yu. V., Yagafarov, A. K. & Panikarovskiy, E. V. Tekhnologii i materialy dlya remonta skvazhin. Tyumen', Tyumenskiy industrial'nyy universitet Publ., 2019, 352 p.
2. Bulgakov, R. T., Gazizov, A. Sh., Gabdullin, R. G., & Yusupov, I. G. (1976). Ogranichenie pritoka plastovykh vod v neftyanye skvazhiny. Moscow, Nedra Publ., 175 p.
3. Kleshchenko, I. I., Zozulya, G. P., & Yagafarov, A. K. (2010). Teoriya i praktika remontno-izolyatsionnykh rabot v neftyanykh i gazovykh skvazhinakh. Tyumen', Izdatel'stvo Tyumenskogo gosudarstvennogo neftegazovogo universiteta Publ., 340 p.

Информация об авторах / Information about the authors

Леонтьев Дмитрий Сергеевич, кандидат технических наук, доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, leontevds@tyuiu.ru

Диндарьянов Артур Ринатович, главный специалист отдела текущего и капитального ремонта скважин, ООО «Башнефть — Полюс», г. Уфа

Хафизов Айрат Римович, доктор технических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации газовых и нефтегазоконденсатных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Анашкина Александра Евгеньевна, кандидат технических наук, доцент, руководитель академического офиса, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Dmitry S. Leontiev, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, leontevds@tyuiu.ru

Artur R. Dindaryanov, Chief Specialist of the Workover Department, Bashneft – Polyus LLC, Ufa

Ayrat R. Khafizov, Doctor of Engineering Sciences, Professor at the Department of Development and Operation of Gas and Oil and Gas Condensate Fields, Ufa State Petroleum Technological University

Alexandra E. Anashkina, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor Head of the Academic Office, Industrial University of Tyumen

Поступила в редакцию / Received 23.05.2025

Поступила после рецензирования / Revised 27.06.2025

Принята к публикации / Accepted 05.11.2025

Научная статья / Original research article
УДК 622.276
DOI:10.31660/0445-0108-2025-6-76-87
EDN: ZVFAEP



Сравнение эффективности разных модификаций циклического заводнения нефтяного пласта

И. Г. Телегин

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

Аннотация. Выработка большей части легкодоступной нефти увеличила долю текущих трудноизвлекаемых запасов нефти. В этой связи актуальна задача поиска новых и модификация уже известных дешевых и эффективных методов разработки залежей нефти со сложным геологическим строением. Циклическое заводнение как раз является таким дешевым и легко реализуемым методом увеличения нефтеотдачи. Оно используется с конца 1950-х годов в регионах России, в частности Западной Сибири, Республике Татарстан, Самарской области, Пермском крае, Краснодарском крае. В настоящее время за рубежом наиболее активно циклическое заводнение изучается в Китае. В статье рассматриваются 2 модификации циклического заводнения: циклическое заводнение нагнетательными скважинами, комбинация циклической работы нагнетательных и добывающих скважин — асинхронное циклическое заводнение. Также анализируется циклический форсированный отбор жидкости добывающей скважиной. Цель — исследовать особенности 3 модификаций циклического заводнения в разных геологических условиях. Результатом работы стал анализ особенностей влияния разных модификаций циклического заводнения на структуру решений нефтенасыщенности двумерной синтетической модели пласта. Полученные результаты нужно учитывать при создании программ циклического заводнения уже на конкретных нефтяных пластах со сложным геологическим строением. Исследования показали, что на циклическое заводнение влияет расположение низкопроницаемых слоев в окрестностях нагнетательных и/или добывающих скважин. Если низкопроницаемые слои расположены в окрестности добывающих скважин, то циклическое заводнение только нагнетательными скважинами будет малоэффективно. Продemonстрировано, что асинхронное циклическое заводнение — самая эффективная модификация циклического заводнения.

Ключевые слова: асинхронное циклическое заводнение, циклическое заводнение нагнетательными скважинами, циклическое заводнение добывающими скважинами, нефтенасыщенность

Для цитирования: Телегин, И. Г. Сравнение эффективности разных модификаций циклического заводнения нефтяного пласта / И. Г. Телегин. — DOI 10.31660/0445-0108-2025-6-76-87 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 6. — С. 76–87. — EDN: ZVFAEP

Comparison of the effectiveness of different modifications cyclic flooding of an oil reservoir

Igor G. Telegin

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

Abstract. The depletion of readily accessible oil has increased the focus on recovering harder-to-access reserves. Consequently, the industry requires new, improved, low-cost, and efficient methods for developing reservoirs with complex geological structures. Cyclic waterflooding provides a simple and inexpensive approach for enhancing oil recovery. Operators have been utilizing cyclic waterflooding since the late 1950s in several regions of Russia, including Western Siberia, the Republic of Tatarstan, the Samara Region, Perm Krai, and Krasnodar Krai. Today, researchers abroad study cyclic waterflooding most actively in China. In this study, we examine two modifications of cyclic waterflooding: (1) cyclic water injection through injectors and (2) asynchronous cyclic waterflooding, which involves the simultaneous operation of both injection and production wells. We also study cyclic forced liquid withdrawal through a producing well. The aim of this work is to analyze the behavior of these three cyclic waterflooding modifications under different geological conditions. We analyze how each modification influences oil-saturation patterns in a two-dimensional synthetic reservoir model. Researchers and engineers should consider these results when designing cyclic-waterflooding programs for real reservoirs with complex geology. Our study reveals that the location of low-permeability layers near injection and/or production wells significantly impacts the effectiveness of cyclic waterflooding. When such layers are situated close to the production wells, relying solely on cyclic injection provides minimal benefits. The results indicate that asynchronous cyclic waterflooding offers the highest efficiency.

Keywords: asynchronous cyclic flooding, cyclic flooding by injection wells, cyclic flooding by producing wells, oil saturation

For citation: Telegin, I. G. (2025) Comparison of the effectiveness of different modifications cyclic flooding of an oil reservoir. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 76-87. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-6-76-87

Введение

Циклическое заводнение (ЦЗ) — метод увеличения нефтеотдачи пласта, заключающийся в периодической смене режимов работы скважин. Это является причиной возникновения в нефтяном пласте перепадов давления и перетоков жидкости между слоями разной проницаемости [1]. Такие перепады давления можно создавать нагнетательными и/или добывающими скважинами. В работе рассмотрим 3 основные возможные модификации циклического заводнения нефтяного пласта, состоящего из двух разнопроницаемых нефтенасыщенных слоев.

1 модификация. ЦЗ только нагнетательными скважинами (НЦЗ) включает:

- полуцикл остановки нагнетательных скважин: давление снижается быстрее в высокопроницаемом (ВП) слое, и появляются вертикальные перетоки флюидов из низкопроницаемого (НП) слоя в ВП слой;
- полуцикл форсированной закачки воды нагнетательными скважинами: давление растет быстрее в ВП слое, и возникают вертикальные перетоки из ВП слоя в НП слой.

Этот вид ЦЗ применяется в промысловой практике наиболее часто.

2 модификация. Асинхронное циклическое заводнение (АЦЗ):

- первый полуцикл: нагнетательные скважины в простое, а добывающие скважины работают с повышенным дебитом жидкости;
- второй полуцикл: нагнетательные скважины работают с повышенной приемистостью, а добывающие скважины отключены.

Метод АЦЗ изучался в работах [2–5].

3 модификация. ЦЗ только добывающими скважинами (ДЦЗ):

- первый полуцикл: добывающие скважины отключены (период накопления), в это время давление растет быстрее в ВП слое и появляются вертикальные перетоки из ВП слоя в НП слой;
- второй полуцикл: добывающие скважины работают с повышенным дебитом (форсирование отбора), в это время давление снижается быстрее в ВП слое и возникают вертикальные перетоки из НП слоя в ВП слой.

Данная модификация не регулирует объемы закачанной воды в пласт, а распределяет уже существующие потоки в нужных направлениях. ДЦЗ является периодическим форсированием отбора жидкости и используется при высокой обводненности продукции добывающих скважин.

Гидродинамическая модель

Создадим двухфазную модель нефтяного пласта mdl_2D, состоящую из нефтенасыщенных слоев:

1) не вскрытый НП слой, толщиной 10 м, горизонтальная проницаемость $K_2 = 9,869 \cdot 10^{-16} \text{ м}^2$, вертикальная проницаемость $K_{2,\text{верт}} = 3,9476 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, глубина залегания 2 000–2 010 м;

2) не вскрытая глинистая перемычка, толщиной 0,5 метра, горизонтальная проницаемость равна вертикальной проницаемости $K_{\text{пер}} = 9,869 \cdot 10^{-16} \text{ м}^2$, глубина залегания 2 010–2 010,5 м;

3) ВП слой, толщиной 10 м, горизонтальная проницаемость $K_1 = 9,869 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$, вертикальная проницаемость $K_{1,\text{верт}} = 3,9476 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$, глубина залегания 2010,5–2020,5 м.

В этой модели НП слой и глинистая перемычка не вскрывались, чтобы минимизировать горизонтальные перетоки в НП слое, согласно работе [6]: «при различии проницаемостей двух пропластков, разделенных глинистой перемычкой, в 5 и более раз, вода почти не поступает в низкопроницаемый пропласток, в результате чего нефть остается не вовлеченной в разработку». Остальные общие параметры пласта приведены в таблице 1.

Таблица 1

Параметры пласта

Параметр	Значение
Сжимаемость скелета породы, 1/Па	$5 \cdot 10^{-11}$
Начальная нефтенасыщенность S_o , д. ед.	0,8
Начальная водонасыщенность S_w , д. ед.	0,2
Пористость, д. ед.	0,2
Начальное пластовое давление в нефти, МПа	20

Функция относительной фазовой проницаемости по воде k_w и нефти k_o были взяты в виде

$$k_w(S_w) = \begin{cases} 0, S_w \leq 0.2; \\ (S_w - 0.2)^2, S_w > 0.2; \end{cases}$$

$$k_o(S_w) = \begin{cases} 0, S_w \geq 0.8; \\ (1 - S_w)^2, S_w < 0.8. \end{cases}$$

функция капиллярного давления P_{ow} от водонасыщенности S_w :

$$P_{ow}(S_w) = \begin{cases} 0, S_w \geq 0.8; \\ 0.4 \cdot (0.8 - S_w)^3, S_w < 0.8, \text{ МПа}. \end{cases}$$

Остальные параметры нефти и воды приведены в таблице 2.

Для наглядного представления эволюции изменения водонасыщенности S_w модель mdl_2D была взята двумерной в плоскости OXZ. В левом конце пласта ($x = 0$) размещена нагнетательная скважина NAG (с максимальным давлением нагнетания 45 МПа и приемистостью 10,5 м³/сут.), а в правом конце ($x = 500$ м) добывающая скважина DOB (минимальное забойное давление 5 МПа и дебитом 10 м³/сут.). Размеры ячеек модели были взяты равными по осям OX, OY, OZ: 5,0 × 15,0 × 0,2 м. Такая детализация позволила получить решение S_w с точностью порядка 0,01. Глинистая перемычка аппроксимировалась ячейками по осям OX, OY, OZ с размерами 5,0 × 15,0 × 0,1 м. Гидродинамическое моделирование осуществлялось симулятором «ТНавигатор».

Таблица 2

Параметры флюидов

Параметр	Значение
Сжимаемость воды, 1/Па	$5 \cdot 10^{-10}$
Объемный коэффициент воды, д. ед.	1,01
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м ³	1000
Вязкость нефти и воды при $P_{пл}$, мПа*с	1
Объемный коэффициент нефти, д. ед.	1,1
Сжимаемость нефти, 1/Па	$1,5 \cdot 10^{-9}$
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	950

Разные типы циклического заводнения

Всего был проведен 21 расчет, расчетные варианты обозначались через последовательность букв и цифр. Первый символ **Буква** кодификации вариантов обозначает особенность геологии пласта:

- А — глинистая перемычка проницаема на всем протяжении пласта;
- Б — глинистая перемычка непроницаема в окрестности нагнетательной скважины $0 \leq x \leq 250$ м;
- В — глинистая перемычка непроницаема в окрестности добывающей скважины $250 \leq x \leq 500$ м;

Второй символ кодификации варианта обозначал модификацию ЦЗ:

- н — НЦЗ;
- д — ДЦЗ;
- а — АЦЗ.

Последний символ в кодификации варианта — это стадия разработки, когда было начато циклическое воздействие:

- 0 — базовые варианты со стационарным заводнением;
- 3 — ЦЗ реализовывалось с 29 месяца (третья стадия разработки), то есть в период падения добычи нефти;
- 4 — реализация ЦЗ начиналась на последней (четвертой) стадии разработки, при достижении предельной месячной добычи 15 м^3 нефти, что равно дебиту по нефти $0,5 \text{ м}^3/\text{сут}$.

В таблице 3 приведены расчетные параметры циклического заводнения в разных модификациях. Для всех вариантов условием окончания расчетов служило достижение предельной месячной добычи 15 м^3 нефти, длительность одного месяца полагалась равной 30 суток.

Таблица 3

Параметры модификаций ЦЗ

Параметр	НЦЗ	ДЦЗ	АЦЗ
1 полуцикл, приемистость скважины NAG, $\text{м}^3/\text{сут}$.	0	10,25	0
1 полуцикл, дебит добывающей скважины DOB, $\text{м}^3/\text{сут}$.	10	0	20
Длительность 1 полуцикла, сут.	30	30	15
2 полуцикл, приемистость скважины NAG, $\text{м}^3/\text{сут}$.	20,5	10,25	20,5
2 полуцикл, дебит добывающей скважины DOB, $\text{м}^3/\text{сут}$.	10	20	0
Длительность 2 полуцикла, сут.	30	30	15

Расчеты вариантов серии А

В таблице 4 приведены результаты расчетов вариантов серии А (перемычка между слоями проницаема по всей длине пласта). В таблице введены обозначения: Т — срок разработки, месяцев; $T_{\text{ЦЗ}}$ — разница длительностей вариантов ЦЗ и СЗ, месяцев; Q_0 — накопленная добыча нефти, м^3 ; КИН — коэффициент извлечения нефти, д. ед.; ΔQ_0 — рост добычи нефти по сравнению с базовым вариантом, %. Из таблицы 4 следует, что циклическое заводнение позволило добыть дополнительно на 1,4–19,1 % больше нефти, чем в случае стационарного заводнения. Такая высокая эффективность объясняется благоприятными условиями проведения ЦЗ: низкая вязкость нефти, значительные невыработанные запасы в НП слое, небольшая разность плотностей воды и нефти. Кроме высокой эффективности, варианты с ЦЗ демонстрируют большую на 73–99 % продолжительность рентабельной разработки, чем в случае стационарного заводнения.

Результаты расчета вариантов серии А

Параметры	Вариант						
	А0	Ан3	Ан4	Ад3	Ад4	Аа3	Аа4
Т	98	170	182	176	187	177	195
Т_{из}	—	72	84	78	89	79	97
Q₀	10 610	12 137	12 189	12 146	12 174	12 608	12 633
КИН	0,474	0,543	0,545	0,543	0,544	0,564	0,565
ΔQ₀	—	14,4	14,9	14,5	14,7	18,8	19,1

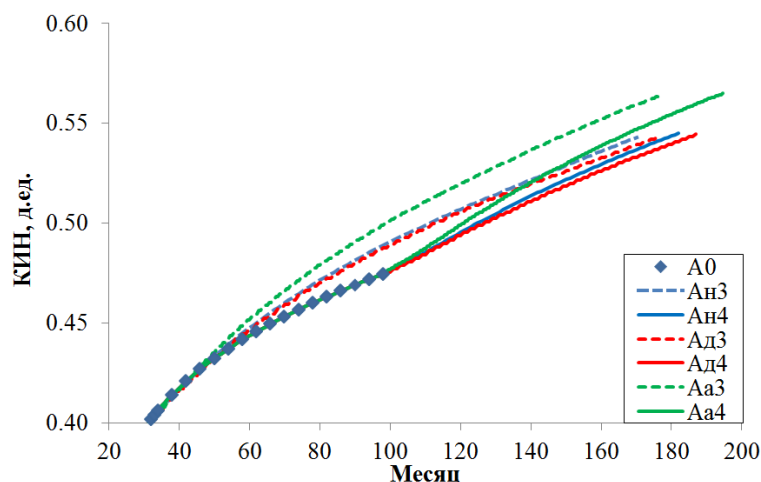


Рис. 1. КИН вариантов серии А

На рисунке 1 приведены графики КИН вариантов серии А. Из рисунка видно, что варианты ДЦЗ и НЦЗ ведут себя сходным образом, только использование ДЦЗ ненадолго продлевает период рентабельности. Отметим, что варианты АЦЗ примерно на треть эффективнее, чем варианты НЦЗ и ДЦЗ.

Изменение режимов работы скважин ведет к осцилляциям дебитов нефти, поэтому на рисунке 2 для ДЦЗ и НЦЗ приведены графики усредненной месячной добычи нефти q_y , вычисленные по следующей формуле:

$$q_{y,i} = (q_{o,i} + q_{o,i+1})/2,$$

где i — порядковый номер месяца, $q_{o,i}$ — исходная добыча нефти за месяц. В случае АЦЗ и в варианте А0 усреднение не проводилось. На рисунке 2 показана месячная добыча меньше 60 м^3 . На рисунке показано, что в вариантах Ан4, Ад4, Аа4 после начала циклической работы скважин формируется локальный максимум добычи и в варианте Аа4 величина максимума наибольшая. Варианты под номером 3 — графики — после начала цикли-

ческого заводнения ведут себя иначе. В этих вариантах скорость уменьшения месячной добычи нефти ниже, чем в базовом варианте А0. Как и на рисунке 1, графики НЦЗ и ДЦЗ расположены очень близко друг к другу.

На рисунке 3 приведена выкопировка распределения нефтенасыщенности $S_o = 1 - S_w$ в лучшем варианте Аа4 на конец разработки (195 месяц). Рисунок демонстрирует, что ВП слой выработан полностью. Вблизи нагнетательной скважины НП слой также выработан, в остальной части нефтенасыщенность НП слоя в пределах 0,3–0,6 д. ед.

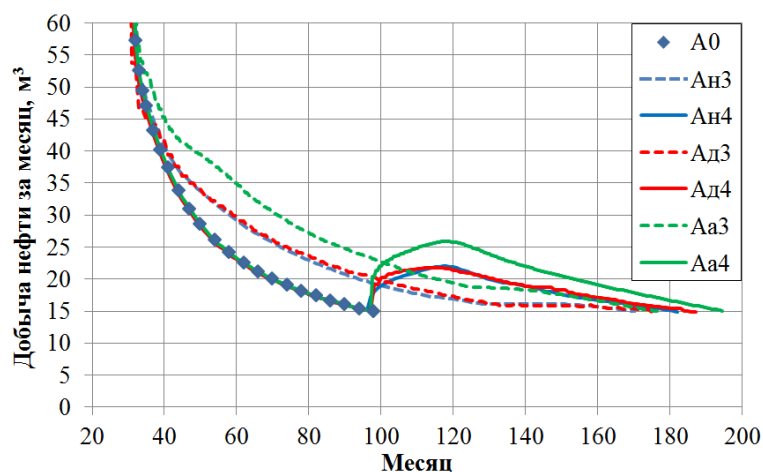


Рис. 2. Месячная добыча нефти в вариантах серии А

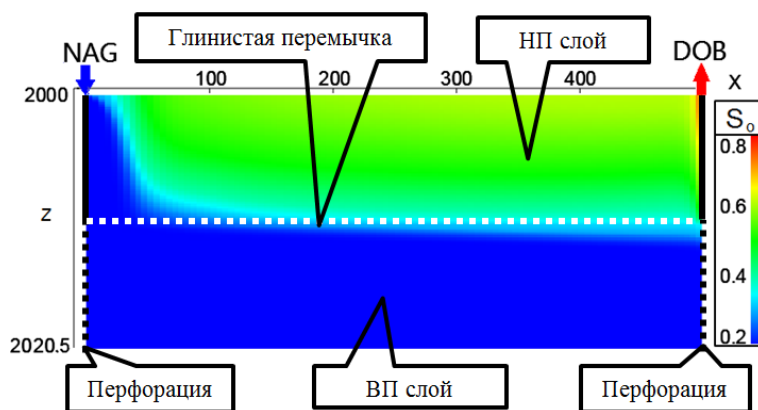


Рис. 3. Распределение S_o в варианте Аа4 на конец разработки

Расчеты вариантов серии Б

В таблице 5 представлены результаты расчетов вариантов серии Б (перемычка непроницаема вблизи нагнетательной скважины $0 \leq x \leq 250$ м).

В этой серии расчетов эффективность ЦЗ снизилась до 3,6–10,6 %. Самыми эффективными оказываются варианты АЦЗ, а самыми неэффективными — варианты НЦЗ. Это объясняется тем, что НЦЗ воздействует преимущественно в окрестности нагнетательной скважины (где расположена непроницаемая часть перемычки), а АЦЗ действует равномерно по всему объему пласта.

Таблица 5

Результаты расчета вариантов серии Б

Параметр	Вариант						
	Б0	Бн3	Бн4	Бд3	Бд4	Ба3	Ба4
Т	52	67	73	78	83	92	101
Т_{из}	—	15	21	26	31	40	49
Q_о	9 045	9 374	9 423	9 563	9 561	9 975	10 005
КИН	0,404	0,419	0,421	0,428	0,428	0,446	0,447
ΔQ_o	—	3,6	4,2	5,7	5,7	10,3	10,6

На рисунке 4 приведены графики КИН вариантов серии Б. При сравнении с рисунком 1 можно увидеть, что рентабельный период разработки вариантов уменьшился на 47–60 %.

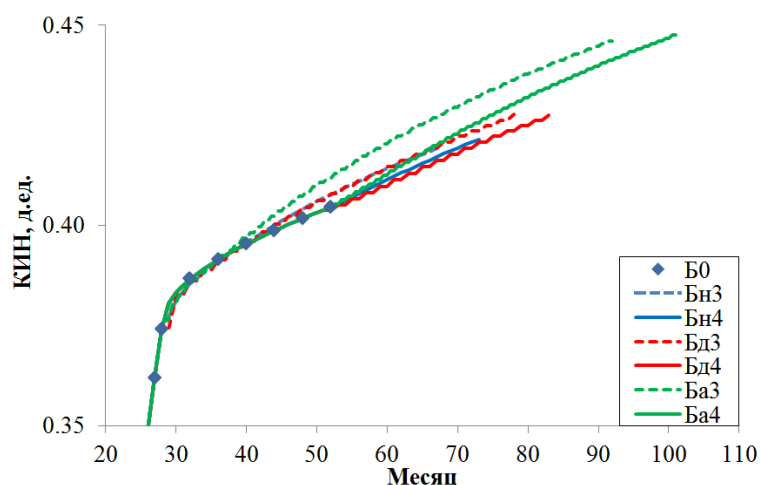


Рис. 4. КИН вариантов серии Б

На рисунке 5 даны графики помесечной добычи нефти. Варианты с номером 4 после начала циклической работы создают локальный максимум добычи нефти. В варианте Ба4 величина максимума наибольшая, а в варианте Бн4 максимум наименьший. В вариантах Ба3 и Бд3 наблюдаются осцилляция добычи нефти (это объясняется недостаточностью запаса пластовой энергии, и поэтому дебит жидкости падает, что влечет падение

добычи нефти). Графики НЦЗ и ДЦЗ ведут себя сходным образом, но они не расположены близко друг к другу, как на рисунке 2.

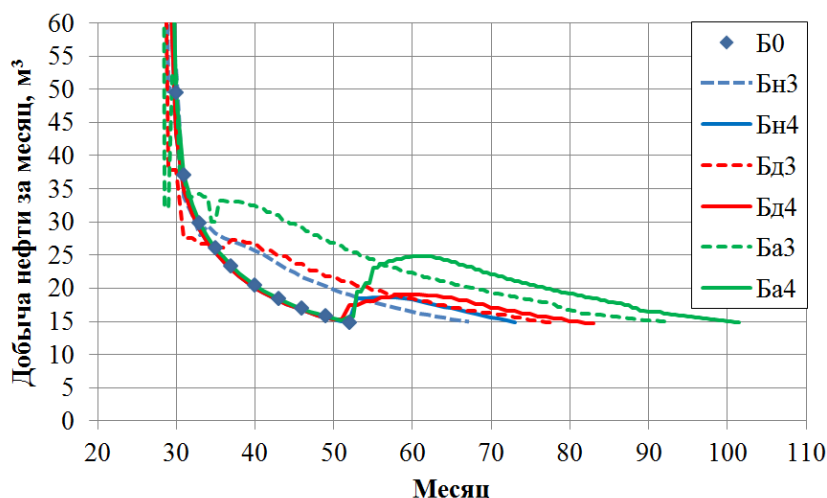


Рис. 5. Месячная добыча нефти в вариантах серии Б

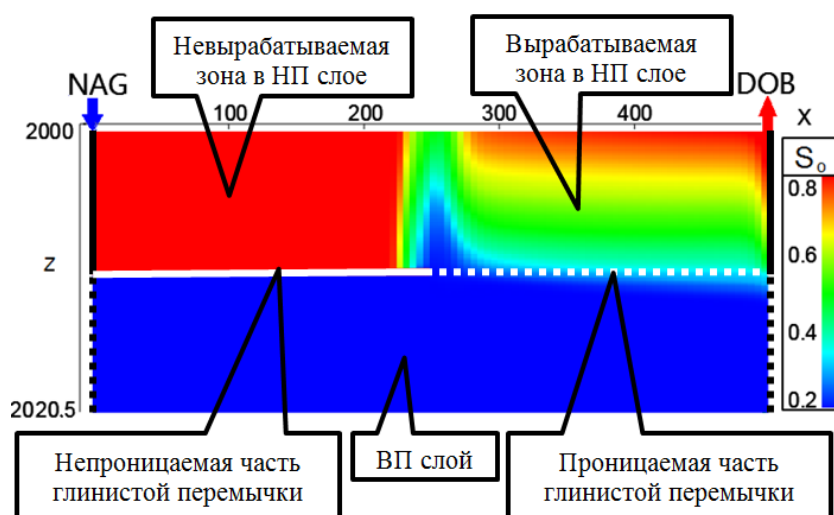


Рис. 6. Распределение S_0 в варианте Ба4 на конец разработки

На рисунке 6 выведена выкопировка распределения нефтенасыщенности S_0 для лучшего варианта Ба4 на конец разработки (101 месяц). Рисунок показывает, что НП слой разделен перемычкой на две части: левую невырабатываемую часть и правую вырабатываемую зону. Если сравнить с рисунком 3, выработка правой части проходит хуже, чем выработка НП слоя со сплошной проницаемой границей. Так, на рисунке 3 нет зон с нефтенасыщенностью выше 0,65, а на рисунке 6 такие зоны присутствуют.

Расчеты вариантов серии В

В таблице 6 показаны результаты расчетов вариантов серии В (непроницаемая перемычка вблизи добывающей скважины $250 \leq x \leq 500$ м). В этой серии расчетов эффективность модификаций ЦЗ снизилась до 1,0–7,5 %.

Таблица 6

Результаты расчета вариантов серии В

Параметры	Вариант						
	В0	Вн3	Вн4	Вд3	Вд4	Ва3	Ва4
Т	46	64	47	42	47	83	47
Тцз	–	18	1	–4	1	37	1
Q_o	9026	9340	9023	8932	9040	9704	9021
КИН	0,404	0,418	0,403	0,399	0,404	0,434	0,403
ΔQ_o	0	3,5	0,0	–1,0	0,2	7,5	0,0

Самый эффективным вариантом оказался Ва3, менее эффективным — вариант Вн3, у остальных вариантов эффективность отрицательная или нулевая. В модификации ДЦЗ перепады давления действуют в основном около добывающей скважины и поэтому все варианты ДЦЗ были неэффективны.

Графики месячной добычи нефти изображены на рисунке 7, неинформативные варианты с номерами 4 не выводились.

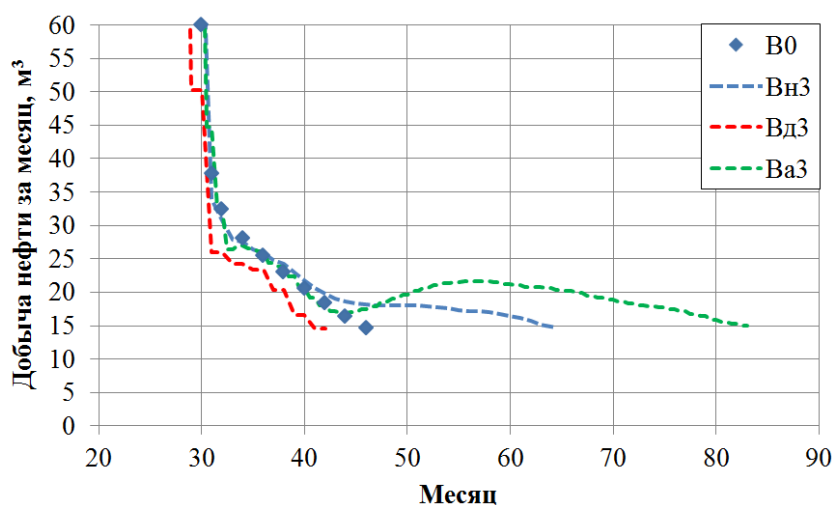


Рис. 7. Месячная добыча нефти в вариантах серии В (без вариантов с номером 4)

График показывает, что в варианте Ва3 формируется локальный максимум на 57 месяце разработки. В графике Вн3 после 40 месяца скорость

снижения месячной добычи нефти ниже, чем в базовом варианте В0. В варианте Вд3 падение месячной добычи выше, чем в базовом варианте В0 и это дает отрицательную эффективность ЦЗ. Для лучшего варианта Ва3 на рисунке 8 выведено распределение нефтенасыщенности S_o на конец разработки (83 месяц). Рисунок иллюстрирует, что НП слой разделен перемычкой на две части: правую невырабатываемую часть и левую вырабатываемую зону. Этот рисунок очень похож на рисунок 6.

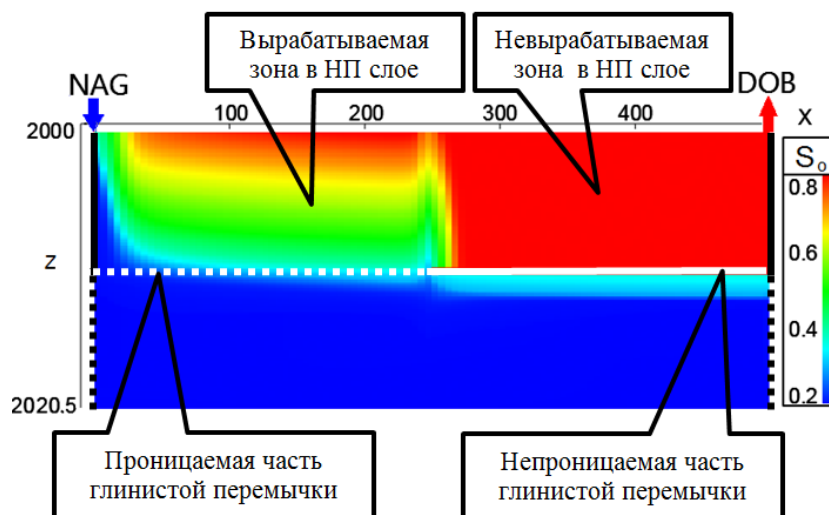


Рис. 8. Распределение S_o в варианте Ва3 на конец разработки

Выводы

Проведенные численные эксперименты показали, что на циклическое заводнение влияет расположение низкопроницаемых слоев в окрестностях нагнетательных и/или добывающих скважин. Если НП слои расположены в окрестности добывающих скважин, то ДЦЗ эффективнее, чем НЦЗ. Если низкопроницаемые слои расположены в окрестности нагнетательных скважин, то модификация ДЦЗ неэффективна. В этом случае хорошие результаты показывают: циклическое заводнение только нагнетательными скважинами и асинхронное циклическое заводнение, причем только на третьей стадии разработки. Если сравнивать в целом, то модификация АЦЗ оказалась самой результативной.

Список источников

1. А.с. 193402. Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/18. Способ разработки нефтяных месторождений : № 1011799 : опубл. 1967/ А. А. Боксерман, А. И. Губанов, Ю. П. Желтов, А. А. Кочешков, В. Г. Оганджянц, М. Л. Сургучев : заявитель ВНИИ. – Текст : непосредственный.
2. Владимиров, И. В. Технология нестационарного воздействия, предусматривающая периодическую работу добывающих и нагнетательных скважин в противофазе / И. В. Владимиров, О. Н. Пичугин, Э. М. Велиев. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 11. – С. 56–59.

3. Поплыгин, В.В. Исследование эффективности комплексного нестационарного воздействия на залежь с высоковязкой нефтью / В. В. Поплыгин, М. Уирсигроч. – DOI 10.18799/24131830/2020/1/2442. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 2020. – Т. 331, № 1. – С. 7–12.
4. Александров, В. М. Моделирование циклического заводнения нефтяных залежей с помощью симулятора «tНавигатор» : монография / В. М. Александров, И. Г. Телегин. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет. – 2024. – 191 с. – Текст : непосредственный.
5. Asynchronous Injection-Production Process: A Method to Improve Water Flooding Recovery in Complex Fault Block Reservoirs / S. Yuan, R. Wang, H. Jiang [et al.]. – DOI 10.1155/2020/5207430. – Text : direct // Mathematical Problems in Engineering. – 2020. – № 1. – P. 5207430.
6. Химия и химическая технология. Справочник химика. – URL: <https://www.chem21.info/page/142099166237216052154184149037175236013009003133/> (дата обращения : 20.09.2025). – Текст : электронный.

References

1. A.s. 193402. Rossiyskaya federatsiya, MPK E 21 B 43/18. Sposob razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy : № 1011799 : opubl. 1967/ A. A. Bokserman, A. I. Gubarov, Yu. P. Zheltov, A. A. Kocheshkov, V. G. Ogandzhanyants, M. L. Surguchev : zayavitel' VNII.
2. Vladimirov, I. V., Pichugin, O. N., Veliev, E. M. (2015). Technology of a formation non-stationary simulation that envisages periodic operation of producing and injection wells in the antiphase. Oilfield Engineering, (11), pp.56-59.
3. Poplygin, V. V., & Wiercigroch, M. (2020). Research of efficiency of complex non-stationary impact on layer with high-quality oil. Bulletin of the Tomsk polytechnic university. geo assets engineering, 331(1), pp. 7-12. (In Russian). DOI:10.18799/24131830/2020/1/2442
4. Yuan, S., Wang, R., Jiang, H., Xie, Q., Chen, S., Xu, B., ... & Zhang, Y. (2020). Asynchronous Injection-Production Process: A Method to Improve Water Flooding Recovery in Complex Fault Block Reservoirs. Mathematical Problems in Engineering, 2020(1), 5207430. (In English). DOI: 10.1155/2020/5207430
5. Alexandrov, V. M., & Telegin, I. G. (2024). Modeling of Cyclic Flooding of Oil Deposits Using the tNavigator Simulator. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 191 p. (In Russian).
6. Khimiya i khimicheskaya tekhnologiya. Spravochnik khimika. (In Russian). Available at: <https://www.chem21.info/page/142099166237216052154184149037175236013009003133/>

Информация об авторе / Information about the author

<p>Телегин Игорь Григорьевич, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, teleginig@tyuiu.ru</p>	<p>Igor G. Telegin, Candidate of Physics and Mathematics Sciences, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, teleginig@tyuiu.ru</p>
--	--

Поступила в редакцию / Received 13.02.2025

Поступила после рецензирования / Revised 05.09.2025

Принята к публикации / Accepted 01.10.2025

Научная статья / Original research article
УДК 622.279.23/.4
DOI:10.31660/0445-0108-2025-6-88-100
EDN: TCFTAP



Сравнение классического метода интегральных характеристик вытеснения и вероятностного подхода по точности прогнозирования извлекаемых запасов нефти

В. С. Шумко*, Е. И. Мамчистова

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Российская Федерация

**vlad-to72@mail.ru*

Аннотация. Характеристики вытеснения используют для эффективного и быстрого прогноза извлекаемых запасов нефти, оценки эффективности от проведенных геолого-технических мероприятий. Они позволяют значительно уменьшить время и финансовые затраты, которые необходимо потратить для построения трехмерной гидродинамической модели. В статье представлен вероятностный подход для экстраполяции динамики добычи нефти посредством интегральных кривых обводнения. Классический метод характеристик вытеснения сравнивается с вероятностным способом в рамках точности прогнозирования. Описан алгоритм прогнозирования данным способом. В ходе сравнительного анализа была продемонстрирована работоспособность метода в зависимости от обводненности в конце интервала аппроксимации. На ранних стадиях разработки точность вероятностного метода выше, чем у традиционного подхода. Уделяется внимание критериям, которые при использовании вероятностного подхода позволяют отсеивать неправдоподобный экстраполированный результат.

Ключевые слова: интегральные характеристики, вероятностный подход, извлекаемые запасы нефти, комплекс программ, прогнозирование, динамика добычи нефти, кривые обводнения

Для цитирования: Шумко, В. С. Сравнение классического метода интегральных характеристик вытеснения и вероятностного подхода по точности прогнозирования извлекаемых запасов нефти / В. С. Шумко, Е. И. Мамчистова. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-6-88-100 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 6. – С. 88–100. – EDN: TCFTAP

Comparison of the classical method of integral characteristics of displacement and the probability approach in terms of accuracy of forecasting recoverable oil reserves

Vladislav S. Shumko*, Elena I. Mamchistova

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russian Federation

**vlad-to72@mail.ru*

Abstract. Displacement characteristics offer a fast and efficient way to forecast recoverable oil reserves and evaluate the effectiveness of geological and technical interventions. Displacement characteristics helps significantly reduce the time and financial costs associated with constructing a three-dimensional hydrodynamic model. The authors of this paper introduce a probabilistic ap-

proach that extrapolates oil production dynamics using integral water-cut curves. This study compares the classical displacement-characteristics method with the probabilistic approach and assess their prediction accuracy. Also, they present the forecasting algorithm and analyze how the method performs at various water-cut levels at the end of the approximation interval. During the early stages of development, the probabilistic approach demonstrates higher accuracy than the traditional approach. Additionally, the authors outline criteria to help eliminate unrealistic extrapolated results when applying the probabilistic method.

Key words: integral characteristics of oil displacement by water, probabilistic approach, water cut curves, software package, forecast, dynamics of oil production, recoverable oil reserves

For citation: Shumko, V. S. & Mamchistova, E. I. (2025). Comparison of the classical method of integral characteristics of displacement and the probability approach in terms of accuracy of forecasting recoverable oil reserves // Oil and Gas Studies, (6), pp. 88-100. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-6-88-100

Введение

Прогнозирование динамики добычи нефти, извлекаемых запасов нефти и других показателей разработки актуально для эффективного планирования, принятия стратегических решений и управления рисками в нефтяной индустрии и энергетическом секторе. Характеристики вытеснения нефти зарекомендовали себя для решения этой задачи благодаря скорости и простоте метода. Нет необходимости тратить много времени и финансовых средств на построение гидродинамической модели. В качестве исходных данных применяется только динамика технологических показателей, а информация о фильтрационных и геологических свойствах объекта не используется [1, 2].

Модифицированное использование характеристик вытеснения за счет вероятностного подхода обладает не только достоинствами традиционного способа, но и покрывает его недостатки. Традиционный подход имеет ряд недостатков: низкая точность при обводненности ниже 50 %, отсутствие распространенных объективных критериев отбора характеристик и настроек интервала аппроксимации. Вероятностному методу прогноза запасов нефти не свойственны перечисленные слабые стороны классического применения характеристик вытеснения. Оценка извлекаемых запасов дает более точные результаты с использованием вероятностного подхода при обводненности менее 90 % [3].

В ранних исследованиях [4] описывался вероятностный подход оценки исключительно остаточных извлекаемых запасов: строилась плотность распределения и функция распределения потенциально извлекаемых запасов нефти. По этим показателям осуществлялся расчет прогнозных извлекаемых запасов по квантилям вероятности P10, P50 и P90. В этой методике не анализировалась прогнозная динамика добычи нефти, рассматривались исключительно точки, соответствующие окончанию эксплуатации на объекте разработки (при достижении предельной обводненности).

Позднее вероятностный подход на основе интегральных характеристик вытеснения был модифицирован. Основное изменение заключается в том, что по квантилям вероятности стала рассчитываться динамика добычи нефти в целом. Второстепенные прогнозные показатели разработки рассчитываются в соответствии с данными экстраполированной динамики добычи по основным квантилям вероятности P10, P50 и P90.

Результаты текущего исследования получены с помощью разработанного комплекса программ. В программных модулях для прогноза показателей разработки реализованы исключительно интегральные функциональные зависимости: они менее чувствительны к изменению режима работы залежи, чем дифференциальные [5–7].

Объект и методы исследования

Анализ по точности прогнозирования двух подходов проведен на основе данных группы объектов разработки. Общее количество объектов (шт.): 100. Ими являются пласты крупных месторождений Западной Сибири, а также отдельно изучаемые скважины, добывающие сырье на рассматриваемых месторождениях. Пласты и скважины рассматриваются в равном соотношении: 50 скважин и 50 пластов. Показатели динамики добычи нефти на скважинах анализировались по месяцам, а показатели на пластах по годам и по месяцам в равном соотношении: 25 пластов по годам, 25 пластов по месяцам.

Объекты разработки эксплуатируются в режиме заводнения. Месторождения разрабатываются на последней стадии: средняя обводненность за последние 12 месяцев на всех пластах находится в диапазоне от 97 до 98,5 %. Поиск параметров аппроксимации интегральных кривых обводнения осуществляется, исходя из данных в пластовых условиях.

Для пластов сравнительный анализ двух методов проводился на разных стадиях разработки. Ретроспективный прогноз осуществлялся при среднегодовой обводненности (в конце анализируемого интервала) 95, 85, 75, 65, 55 %. Для текущих исследований подбирались пласты с плавно меняющейся обводненностью от 40 %, чтобы была возможность выполнить анализ на каждой стадии разработки.

На скважинных данных сравнительный анализ двух методов проводился исключительно на завершающей стадии разработки. Ретроспективный прогноз осуществлялся при среднегодовой обводненности 95 %. Скважины подбирались без проводимых геолого-технических мероприятий, без сильно меняющейся динамики добычи нефти, начиная с обводненности от 90 %. Как правило, геолого-технические мероприятия реализуются для повышения добычи нефти на завершающей стадии разработки. Необходимо качественно прогнозировать динамику добычи нефти на «идеальных» скважинах, чтобы можно было сравнивать фактическую динамику с экстраполированной для оценки эффективности от проведенных геолого-технических мероприятий.

Результаты текущих исследований были получены с использованием разработанного комплекса программ, состоящего из четырех модулей. Первые два модуля обрабатывают исходные данные для генерации файла с динамикой добычи нефти, дикости, воды. Третий модуль позволяет осуществить прогноз с использованием традиционного метода характеристик вытеснения, а четвертый модуль экстраполирует показатели посредством вероятностного подхода.

Для прогноза динамики добычи нефти и других основных технологических и технико-экономических показателей с использованием вероятностного подхода применяются следующие кривые обводнения: Дж. Арпса, Б. Ф. Сазонова, Г. С. Камбарова, А. М. Пирвердяна, В. М. Ревенко, Г. П. Гусейнов (модификация зависимости Н. В. Сипачева — Л. Г. Пасевича). Экстраполяция показателей с применением классического метода характеристик осуществлялась посредством следующих интегральных зависимостей: С. Н. Назарова — Н. В. Сипачева, Н. В. Сипачева — Л. Г. Пасевича, Б. Ф. Сазонова, Н. И. Абызбаева, Г. С. Камбарова, А. М. Пирвердяна, М. И. Максимова, В. М. Ревенко, Французского института нефти. Формулы характеристик вытеснения нефти водой, используемые для каждого метода, расположены в таблицах 1 и 2 соответственно. Обозначения: Q_n , $Q_{ж}$, Q_v — накопленная добыча нефти, жидкости, воды; A , B , C — параметры аппроксимации.

Таблица 1

Используемые функциональные зависимости для вероятностного подхода

Характеристика вытеснения (автор)	Формула
Арпс Дж.	$Q_n = \frac{1}{B} * \ln(1 + B * \exp(A) * Q_{ж})$
Сазонов Б. Ф.	$Q_n = A + B * \ln(Q_{ж})$
Камбаров Г. С.	$Q_n = A + \frac{B}{Q_{ж}}$
Пирвердян А. М.	$Q_n = A + \frac{B}{\sqrt{Q_{ж}}}$
Ревенко В. М.	$Q_n = A + B * Q_{ж}^C$
Гусейнов Г. П.	$Q_n = \frac{A * Q_{ж}}{Q_{ж} + B}$

Используемые функциональные зависимости для классического метода

Характеристика вытеснения (автор)	Формула
Назаров С. Н. — Сипачев Н. В.	$\frac{Q_{\text{ж}}}{Q_{\text{н}}} = A + B * Q_{\text{в}}$
Сипачев Н. В. — Пасевич Л. Г.	$\frac{Q_{\text{ж}}}{Q_{\text{н}}} = A + B * Q_{\text{ж}}$
Сазонов Б. Ф.	$Q_{\text{н}} = A + B * \ln(Q_{\text{ж}})$
Абызбаев Н. И.	$\ln(Q_{\text{н}}) = A + B * \ln(Q_{\text{ж}})$
Камбаров Г. С.	$Q_{\text{н}} = A + \frac{B}{Q_{\text{ж}}}$
Пирвердян А. М.	$Q_{\text{н}} = A + \frac{B}{\sqrt{Q_{\text{ж}}}}$
Максимов М. И.	$Q_{\text{н}} = A + B * \ln(Q_{\text{в}})$
Ревенко В. М.	$Q_{\text{н}} = A + B * Q_{\text{ж}}^c$
Французский институт нефти	$\frac{Q_{\text{в}}}{Q_{\text{н}}} = A + B * Q_{\text{н}}$

Результаты

Вероятностные подходы на основе характеристик вытеснения нефти водой, описанные отечественными инженерами в [8–10], не прогнозировали динамику добычи нефти. Оценивались извлекаемые запасы нефти, соответствующие окончанию разработки при предельной обводненности. В собственных ранних исследованиях [4] описан аналогичный подход.

Основная суть вероятностного метода прогноза извлекаемых запасов заключалась в построении характеристик вытеснения по историческим данным, начиная с определенной стартовой обводненности (от 25–50 %). Интервал аппроксимации последовательно смещался вправо до предельного количества точек из трех-четырёх штук. По всем кривым обводнения рассчитывались извлекаемые запасы нефти при достижении предельной обводненности. Далее отсеивались неправдоподобные прогнозные показатели по разным статистическим критериям, а также по критерию кратности остаточных извлекаемых запасов нефти. Затем по отфильтрованным данным осуществлялся процесс построения функции распределения спрогнозированных извлекаемых запасов. После чего рассчитывались извлекаемые запасы по квантилям вероятности.

К главным недостаткам этого подхода можно отнести отсутствие прогнозной динамики добычи нефти, что делает, например, невозможным проведение оценки эффективности от проведенных геолого-технических мероприятий. При использовании алгоритма прогноза запасов нефти без расчета динамики ее добычи экстраполированный результат основывается на неправдоподобных данных, так как не учитывается сходимость между фактической динамикой и прогнозной: применяемые критерии фильтрации не отсеивают показатели с большим разрывом в последней исторической точке. Интегральным характеристикам вытеснения свойственно большое значение квадрата коэффициента корреляции между фактическими данными и аппроксимированными. Однако наибольшее значение коэффициента не говорит о гарантированном более точном результате, как и об отличной сходимости конкретно в последней исторической точке.

Из вышеперечисленных фактов следует, что вероятностный подход был модифицирован. Динамика добычи нефти стала рассчитываться по квантилям вероятности. Извлекаемые запасы рассчитываются на основе динамики добычи нефти: они соответствуют обводненности, после достижения которой добыча сырья становится нерентабельной. Применяется критерий сходимости в последней исторической точке. Изменились границы диапазона в критерии фильтрации по кратности остаточных извлекаемых запасов нефти. Неправдоподобны показатели извлекаемых запасов нефти с кратностью остаточных извлекаемых запасов менее 2 лет и более 23 лет. Также отсеиваются кривые обводнения, извлекаемые запасы по которым имеют отклонения больше 0,5 % между началом экстраполяции и концом истории.

Более подробный алгоритм вероятностного прогнозирования показателей разработки месторождений представлен в таблице 3.

Конкретный алгоритм для прогноза показателей с использованием классического метода характеристик вытеснения отсутствует. Проблема создать универсальный подход для любого объекта на разных стадиях разработки. В популярных руководящих документах^{1,2} нет строгих алгоритмов прогноза извлекаемых запасов и других параметров. Многие фрагменты приведенных алгоритмов носят рекомендательный характер. Как правило, в руководящих документах советуют строить среднюю функциональную зависимость по построенным характеристикам вытеснения, а также отбрасывать характеристики вытеснения, показатели извлекаемых запасов по которым сильно отличаются от среднего значения. Постоянно

¹ РД 39-9-1069-84. Методическое руководство по определению начальных извлекаемых запасов нефти в залежах, находящихся в поздней стадии разработки (при водонапорном режиме). Министерства нефтяной промышленности, газовой промышленности и геологии СССР. – Москва, 1983. – 58 с.

² РД 153-39.0-110-01. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Министерство энергетики Российской Федерации. – Москва, 2002. – 75 с.

говорится о преимуществах интегральных характеристик вытеснения над дифференциальными.

Таблица 3

Алгоритм вероятностного подхода на основе интегральных характеристик вытеснения

№ п/п	Вероятностный метод
1	Анализ исходных данных: подготовка показателей динамики текущей добычи нефти и жидкости по объекту разработки
2	Обработка входных данных: расчет дополнительных фактических показателей (динамика накопленных величин, обводненность). Перевод параметров в пластовые условия
3	Опциональное изменение масштаба данных (downscaling)
4	Прогноз динамики добычи жидкости
5	Поиск параметров аппроксимации у характеристик вытеснения. Начало интервала аппроксимации со среднегодовой обводненности 40 %. Интервал настройки смещается постепенно вправо до предельного количества точек (3 шт.)
6	Расчет экстраполированной накопленной динамики добычи нефти по каждой зависимости с использованием найденных значений параметров аппроксимации и динамики добычи жидкости
7	Опциональное обратное изменение масштаба данных (upscaling). Обратный перевод показателей из пластовых условий в поверхностные
8	Расчет запасов нефти до предельной обводненности по всем кривым обводнения
9	Отсевивание неправдоподобных экстраполированных значений по критериям фильтрации. Расчет динамики добычи нефти по квантилю вероятности P50 по отобранным кривым обводнения. Формирование динамики добычи по дополнительным квантилям (например, P10 и P90)
10	Расчет остаточных запасов нефти и других параметров по функции квантиля P50
11	Отображение графика с накопленной добычей нефти по квантилям вероятностей. Генерация таблиц с различными прогнозными показателями

Таким образом, прогнозный результат, полученный с использованием классического подхода, крайне субъективен. Он будет отличаться у разных пользователей программного продукта, несмотря на одинаковые входные показатели.

В ходе прогнозирования в рамках собственных исследований основное внимание уделялось средней зависимости, рассчитанной по отобранным интегральным кривым обводнения. Характеристики вытеснения отбились по отклонению от средней линии, по анализу прогнозных извлекае-

мых запасов нефти, по кратности остаточных извлекаемых запасов, по водонефтяному фактору в конце эксплуатации, по квадрату коэффициента корреляции, по сходимости в конце истории и по другим параметрам. Очевидно, что количество точек аппроксимации — не универсальный показатель. Как правило, чем меньше обводненность на интервале аппроксимации, тем меньше количество точек из-за нелинейного интервала.

Обсуждение

Далее демонстрируется сравнительный анализ модифицированного вероятностного подхода и классического метода характеристик вытеснения на примере данных очень крупной скважины, которая добывает сырье на одном из месторождений Западной Сибири. Накопленная динамика добычи нефти иллюстрируется рисунком 1. Сравнительный анализ осуществлялся путем ретроспективного прогнозирования. Для скважин данные отсекались, когда среднегодовая обводненность стабильно находится в интервале от 90 до 95 %, а также выполняется условие отсутствия проводимых геолого-технических мероприятий на интервале аппроксимации и позднее. На данном объекте разработки была достигнута среднегодовая обводненность, равная 99 %.

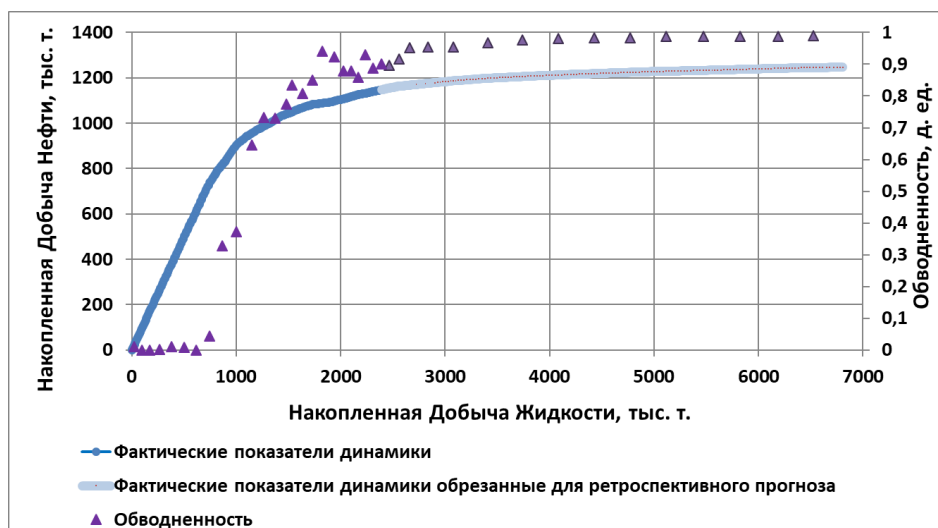


Рис. 1. Динамика добычи нефти

В разработанном комплексе программ методом интегральных характеристик вытеснения была спрогнозирована динамика добычи. Всего используется 9 характеристик. Средняя функциональная зависимость была построена по двум кривым. По субъективному мнению, 7 характеристик вытеснения убраны по критерию кратности запасов. Прогнозные показатели были завышенными: кратность запасов превышала 20 лет. На рисунке 2 представлен прогноз динамики добычи с использованием кривых обводнения.

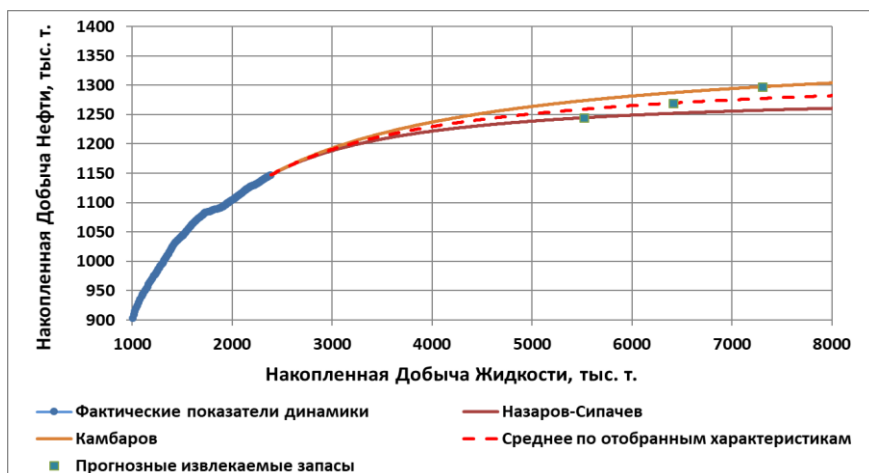


Рис. 2. Прогноз с использованием интегральных характеристик вытеснения

Затем с использованием шести интегральных кривых обводнения на основе вероятностного подхода была спрогнозирована динамика добычи на рассматриваемой скважине. После отсеивания неправдоподобных функциональных зависимостей осталось 288 кривых. Фильтрация проведена по ранее описанным критериям сходимости и кратности остаточных извлекаемых запасов нефти. По отобранным кривым отстраиваются 3 зависимости по основным квантилям вероятности. На рисунке 3 показан прогноз динамики добычи с использованием кривых обводнения на основе вероятностного метода.

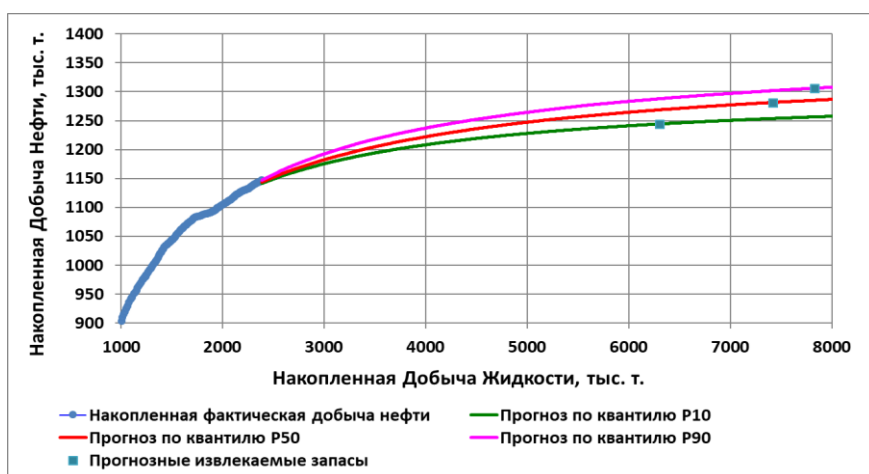


Рис. 3. Прогноз с использованием кривых обводнения посредством вероятностного метода

За утвержденные извлекаемые запасы с использованием характеристик вытеснения принимается величина, достигнутая по средней кривой, при предельной обводненности. За утвержденные извлекаемые запасы с применением

характеристик вытеснения на основе вероятностного подхода принимается величина, достигнутая по квантилю P50. Сравнение можно видеть на рисунке 4.

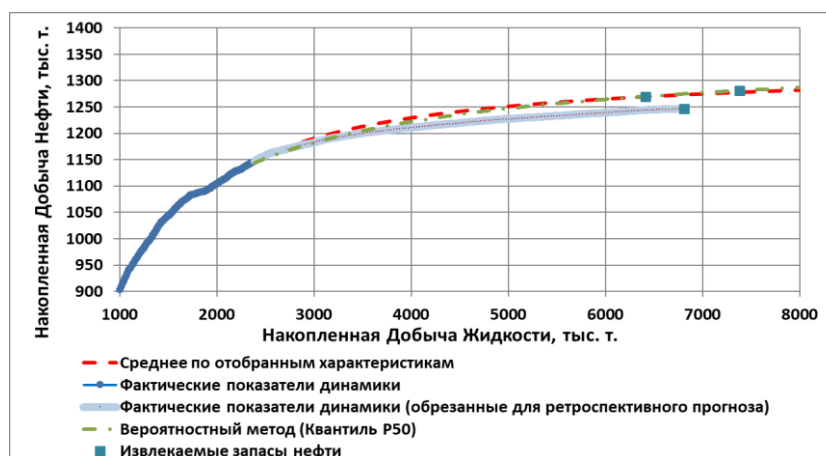


Рис. 4. Сравнение двух подходов в ходе ретроспективного прогноза

Таким образом, на этой скважине было добыто 1 246,5 тыс. т нефти, что по среднестатистическим меркам является колоссальным результатом. В ходе ретроспективного прогноза средняя зависимость по отобранным кривым обводнения показала в результате 1 269,7 тыс. т нефти, а по квантилю P50 (вероятностный подход) была достигнута отметка 1 281,1 тыс. т. Для изучаемого объекта традиционный метод характеристик превысил фактический результат на 1,84 %, а вероятностный подход — достигнутые фактические показатели на 2,77 %.

Как упоминалось ранее, подобный сравнительный анализ был проведен на базе множества объектов, в частности, для скважин — на завершающей стадии, а для крупных пластов — на нескольких стадиях разработки. Результаты приведены в таблице 4.

Таблица 4

Сравнение точности прогнозирования двух подходов

Среднегодовая обводненность, %	Тип объекта	Среднее отклонение от извлекаемых запасов, %		Количество объектов, шт.
		Классический метод	Вероятностный подход (Квантиль P50)	
95	Скважина	1,82	1,93	50
95	Пласт	1,91	2,11	50
85	Пласт	5,88	2,51	50
75	Пласт	11,67	5,84	50
65	Пласт	13,98	7,67	46
55	Пласт	17,08	9,43	39

Выводы

Продемонстрирован метод прогноза запасов нефти и ее динамики с применением интегральных характеристик вытеснения на основе вероятностного подхода. Предложенный метод стабильно показывает более точный результат при обводненности менее 90 %. Результаты расчетов не будут отличаться у разных пользователей комплекса программ из-за единиц базового интервала, однозначно утвержденных критериев отбора кривых обводнения, а также из-за использования общего набора интегральных кривых обводнения. Вероятностный подход позволяет значительно экономить время инженера за счет отсутствия необходимости отсеивать неподходящие характеристики вытеснения нефти водой.

Список источников

1. Соколов, С. В. Математическая модель прогнозирования базовой добычи нефти с учетом неопределенностей на основе метода характеристик вытеснения / С. В. Соколов. – Текст : непосредственный // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2016. – Т. 2, № 1. – С. 82–91.
2. Соколов, С. В. Модификация характеристик вытеснения для краткосрочного прогноза добычи нефти и оценки эффекта от реализации программы геолого-технических мероприятий / С. В. Соколов. – Текст : непосредственный // Материалы междунар. науч.-техн. конференции, 17–21 ноября 2014 г. – Ханты-Мансийск, 2014. – С. 284–288.
3. Казаков, А. А. Методы характеристик вытеснения нефти водой / А. А. Казаков. – Москва : Издательский дом Недра, 2020. – 276 с. – Текст : непосредственный.
4. Шумко, В. С. Оценка извлекаемых запасов нефти с применением интегральных характеристик вытеснения на основе вероятностной методики / В. С. Шумко, Е. И. Мамчистова, С. С. Кузовлев. – DOI 10.31660/0445-0108-2021-2-78-88. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2021. – № 2(146). – С. 78–88.
5. Казаков, А. А. Методическое обеспечение единых подходов оценки эффективности методов ПНП / А. А. Казаков. – Текст : непосредственный // Технологии ТЭК. – 2003. – № 2. – С. 47–53.
6. Integral type curves for advanced decline curve analysis / J. P. Spivey, J. M. Gatens, M. E. Semmelbeck, W. J. Lee // SPE Mid-Continent Gas Symposium, 13–14 April 1992. – Amarillo, Texas, 1992. – p. 91. – Text : direct.
7. Назаренко, М. Ю. Применение машинного обучения для вероятностного прогнозирования добычи и расчета потенциальных извлекаемых запасов нефти / М. Ю. Назаренко, А. Б. Золотухин. – DOI 10.24887/0028-2448-2020-9-109-113. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 9. – С. 109–113.

8. Ханипов, М. Н. Вероятностная оценка вовлеченных в разработку запасов нефти на основе характеристик вытеснения с применением статистических методов / М. Н. Ханипов, А. В. Насыбуллин, Р. З. Саттаров. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 1. – С. 37–39.
9. Ручкин, А. А. Вероятностный прогноз извлекаемых запасов по характеристикам вытеснения / А. А. Ручкин, С. А. Левагин. – Текст : непосредственный // Материалы Междунар. науч.-техн. конференции, 14–18 ноября 2016 г. – Ханты-Мансийск, 2016. – С. 393–401.
10. Ручкин, А. А. Новый подход к оценке извлекаемых запасов по характеристикам вытеснения / А. А. Ручкин, Д. Н. Гусева. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 1. – С. 43–47.

Reference

1. Sokolov, S. V. (2016). Matematicheskaya model' prognozirovaniya bazovoj dobychi nefiti s uchetom neopredelennostej na osnove metoda harakteristik vytesneniya. Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft', gaz, energetika, 2(1), pp. 82-91. (In Russian).
2. Sokolov, S. V. (2014). Modifikaciya harakteristik vytesneniya dlya kratkosrochnogo prognoza dobychi nefiti i ocenki effekta ot realizacii programmy geologo-tehnicheskikh meropriyatij. Proceedings of the 18th International Scientific and Practical Conference (Hanty-Mansijsk, November 17-21, 2014). Hanty-Mansijsk. (In Russian).
3. Kazakov, A. A. (2020). Metody harakteristik vytesneniya nefiti vodoj. Moscow, Izdatel'skij dom Nedra Publ., 276 p. (In Russian).
4. Shumko, V. S., Mamchistova, E. I., & Kuzovlev, S. S. (2021). Estimating recoverable oil reserves using integral displacement characteristics based on probabilistic methodology. Oil and gas studies, (2), pp. 78-88. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2021-2-78-88
5. Kazakov, A. A. (2003). Metodicheskoe obespechenie edinyh podhodov ocenki effektivnosti metodov PNP. Tekhnologii TEK, (2), pp. 47–53. (In Russian).
6. Spivey, J. P., Gatens, J. M., Semmelbeck, M. E., & Lee, W. J. (1992). Integral type curves for advanced decline curve analysis. SPE Mid-Continent Gas Symposium (Amarillo, April 13-14, 1992). Amarillo, Texas, p. 91. (In English).
7. Nazarenko, M. Yu., & Zolotuhin, A. B. (2020). Application of machine learning for probabilistic production forecasting and ultimately recoverable reserves estimation. Oil industry, (9), pp. 109-113. (In Russian). DOI : 10.24887/0028-2448-2020-9-109-113
8. Hanipov, M. N., Nasybullin, A. V., & Sattarov, R. Z. (2016). Veroyatnostnaya ocenka vovlechenykh v razrabotku zapasov nefiti na osnove harakteristik vytesneniya s primeneniem statisticheskikh metodov. Neftyanoe hozyajstvo, (1), pp. 37-39. (In Russian).
9. Ruchkin, A. A., & Levagin, S. A. (2016). Veroyatnostnyj prognoz izvlekaemykh zapasov po harakteristikam vytesneniya. Proceedings of the 20th International Scientific and Practical Conference (Hanty-Mansijsk, November 14-18, 2016). Hanty-Mansijsk, pp. 393-401. (In Russian).

10. Ruchkin, A. A., & Guseva, D. N. (2016). Novyj podhod k ocenke izvlekaemyh zasobov po harakteristikam vytesneniya. Neftepromyslovoe delo, (1), pp. 43-47. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Шумко Владислав Сергеевич, ассистент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, vlad-to72@mail.ru

Vladislav S. Shumko, Assistant at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, vlad-to72@mail.ru

Мамчистова Елена Ивановна, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, mamchistovaei@tyuiu.ru

Elena I. Mamchistova, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, mamchistovaei@tyuiu.ru

Поступила в редакцию / Received 25.09.2025

Поступила после рецензирования / Revised 24.10.2025

Принята к публикации / Accepted 30.10.2025

Научная статья / Original research article
УДК 622.692
DOI:10.31660/0445-0108-2025-6-101-116
EDN: TFYLIL



**Контроль и диагностика работы насосного оборудования
магистральных нефтепроводов**

**А. А. Разбойников¹, М. Ю. Земенкова¹, Е. Л. Чижевская¹, Ж. Х. Уктамбоев¹,
Т. Г. Пономарева^{1*}, А. Б. Шабаров²**

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Российская Федерация

²Тюменский государственный университет, Тюмень, Российская Федерация

*ponomarevatg@tyuiu.ru

Аннотация. В современной экономической парадигме России трубопроводный транспорт занимает позицию стратегически важного сегмента, являясь ключевым звеном в цепи обеспечения страны энергетическими ресурсами. Детерминантами его эксплуатации считаются эффективность и надежность, которые, в свою очередь, служат системными критериями, обуславливающими устойчивое функционирование всего народнохозяйственного комплекса. Транспортировка нефти представляет собой высокоорганизованный, многофакторный технологический процесс. Высокая степень зависимости этого процесса от внешних и внутренних параметров обуславливает его уязвимость, в связи с чем даже локальные сбои в работе трубопроводной инфраструктуры потенциально способны привести к каскадным нарушениям и масштабным издержкам. В статье подробно освещены вопросы конструкции магистральных насосов — высокотехнологичных агрегатов, определяющих надежность и бесперебойность функционирования линейной части. Определено, что долговечность работы указанных конструкций зависит как от качества технического обслуживания, так и от ряда технико-технологических, организационных и прочих факторов. Для мониторинга технического состояния насосного агрегата рассмотрена система контроля и диагностики оборудования на основе системы СКД ДВТ43.20. Регистрируемые установленными датчиками данные в режиме реального времени помогают оператору идентифицировать экстремальные значения в тенденциях изменения параметров насосного агрегата. На примере эксплуатационных режимов насоса обработаны данные его работы, построены графики, интерпретация которых способствовала формированию выводов о работе оборудования. Предлагаемая авторами методика расчета параметров работы позволяет спланировать дальнейшие действия в рамках технического обслуживания.

Ключевые слова: магистральный насос, техническое обслуживание, нефтепровод, мониторинг, контроль, диагностика, эксплуатация систем трубопроводного транспорта

Для цитирования: Контроль и диагностика работы насосного оборудования магистральных нефтепроводов / А. А. Разбойников, М. Ю. Земенкова, Е. Л. Чижевская [и др.]. — DOI 10.31660/0445-0108-2025-6-101-116 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 6. — С. 101–116. — EDN: TFYLIL

**Control and diagnostics of pumping equipment operation
in main oil pipelines**

**Aleksandr A. Razboynikov, Maria Yu. Zemenkova, Elena L. Chizhevskaya,
Jamshid Khursand Uktamboev, Tatiana G. Ponomareva, Aleksandr B. Shabarov**

¹*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation*

²*University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation*

**ponomarevatg@tyuiu.ru*

Abstract. In the modern economic paradigm of Russia, pipeline transport plays a strategically important role and serves as a key component of the national energy supply system. The crucial determinants of its operation are efficiency and reliability, which serve as system-wide criteria ensuring the stable functioning of the national economy. Oil transportation is a highly organized, multi-factor technological process. The high degree of dependence of this process on external and internal parameters makes it vulnerable. Therefore, even local failures in pipeline infrastructure may potentially lead to cascading disruptions and significant economic losses. This article details the design of mainline pumps — high-tech units that determine the reliability and uninterrupted operation of the linear of pipeline sections. The longevity of these units is influenced not only by the quality of maintenance but also by various technical, technological, organizational, and other factors. To monitor the technical condition of pumping units the authors of this article considered a control and diagnostic system based on the SKiD DVT43.20 system. Real-time data collected from installed sensors enables operators to identify extreme trends in pump operating parameters. Using the operational modes of a pump as a case study, the researchers processed performance data and constructed graphs, the interpretation of which contributed to the formation of conclusions about equipment operation. The authors propose a calculation method for determining operating parameters, which aids in planning subsequent technical maintenance actions.

Keywords: main pump, maintenance, oil pipeline, monitoring, control, diagnostics, operation of pipeline transport systems

For citation: Razboynikov, A. A., Zemenkova, M. Yu., Chizhevskaya, E. L. Uktamboev, Jamshid Khursand, Ponomareva, T. G. & Shabarov, A. B. (2025). Control and diagnostics of pumping equipment operation in main oil pipelines. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 101-116. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-6-101-116

Введение

В современных условиях трубопроводный транспорт — неотъемлемая часть российской экономики, играющая ключевую роль в снабжении топливно-энергетическими ресурсами. Доставка нефти от месторождений до перерабатывающих заводов и потребителей — это самый сложный технологический процесс, зависящий от множества факторов, и любые сбои в нем влекут за собой серьезные последствия.

Транспорт нефти осуществляется по магистральным нефтепроводам (МН). Отказы в их работе, даже кратковременные, запускают цепную реакцию: остановка добычи на месторождениях, простой нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ), дефицит топлива на нефтебазах и, как следствие, экономические потери, исчисляемые миллиардами рублей. Более того, аварии на МН, часто сопровождающиеся масштабными разливами нефти, представляют собой значительную экологическую угрозу. Потенциальная опасность взрывов и пожаров, вызванных такими авариями, способна привести к катастрофическим последствиям, в том числе человеческим жертвам. Поэтому обеспечение надежной и безопасной эксплуатации МН — задача первостепенной важности, требующая постоянного внимания и инвестиций.

Системы контроля и управления, автоматизация процессов, мониторинг состояния трубопроводов — это лишь часть мер по предотвращению

аварий. Однако даже при использовании самых современных технологий главным элементом остается надежность основного оборудования, прежде всего — магистральных насосов (МН).

Насосы магистральные — это высокотехнологичные агрегаты, работающие в экстремальных условиях: высокое давление, агрессивная среда, постоянные вибрации. Для обеспечения их бесперебойной работы необходимо регулярное техническое обслуживание, своевременный ремонт и замена изношенных деталей.

Комплексный подход к обеспечению надежности МН включает не только техническое обслуживание насосов, но и целый ряд других мероприятий: разработку и внедрение новых материалов, устойчивых к коррозии и износу; совершенствование систем контроля герметичности трубопроводов; внедрение интеллектуальных систем управления, позволяющих оперативно выявлять и устранять неполадки; разработку и применение эффективных методов ликвидации последствий аварий. Также важна роль подготовки и переподготовки персонала, ответственного за эксплуатацию и ремонт МН. Особое внимание уделяется развитию систем мониторинга состояния трубопроводов, основанных на применении современных датчиков и информационных технологий [1, 2]. Это позволяет своевременно выявлять нарастающие дефекты, предсказывать вероятность отказов и принимать превентивные меры. Все это требует значительных инвестиций, но экономические и экологические выгоды от предотвращения аварий на МН многократно перекрывают затраты на их обеспечение, так как безопасность и надежность трубопроводного транспорта — это не просто техническая задача, а залог экономического благополучия и экологической безопасности страны.

Объект и методы исследования

Объектом исследования выбран МН 10000-210 (рис. 1).



Рис. 1. Магистральный насос 10000-210

Центробежный магистральный электронасос типа НМ с производительностью 10 000 м³/ч используется для транспортировки нефти по магистральным трубопроводам. Эксплуатация насоса предполагает соблюдение определенных условий: температура нефти не должна превышать 80 °С, кинематическая вязкость должна быть не более 3 см²/с (что характерно для многих сортов нефти при таких температурах), а содержание механических примесей — не выше 0,05 % по объему, с максимальным размером частиц до 0,2 мм. Эти ограничения введены для предотвращения ускоренного износа насоса и обеспечения его стабильной и надежной работы. Засор насоса твердыми частицами может привести к снижению производительности, повреждению рабочих колес и подшипников, а в крайних случаях — к полной остановке оборудования. Поэтому перед подачей нефти в насос, как правило, используется система предварительной фильтрации. Насос НМ относится к категории центробежных насосов, принцип действия которых основан на преобразовании механической энергии электродвигателя в кинетическую энергию потока жидкости.

Для контроля работы насоса и защиты от аварийных ситуаций (например, перегрева или низкого давления) в системе, как правило, присутствуют датчики, контроллеры и защитная автоматика. Регулярное техническое обслуживание, включающее проверку состояния подшипников, уплотнений и рабочих колес, является залогом долгой и бесперебойной работы насоса типа НМ.

Конструкция корпуса насоса, особенно для высоконапорных агрегатов, таких как нефтяные или магистральные насосы, выступает критическим фактором, определяющим его надежность, долговечность и эффективность работы. Выбор конструкции напрямую зависит от трех основных параметров: давления перекачиваемой среды, ее температуры и физико-химических свойств. Эти факторы влияют не только на выбор материала корпуса, но и на его геометрию, способ сборки и наличие дополнительных элементов.

Для насосов, работающих с нефтью и нефтепродуктами, наиболее распространенной конструкцией служит корпус с осевым разъемом, обеспечивающий удобство обслуживания и ремонта. Однако для магистральных насосов, перекачивающих большие объемы жидкости под высоким давлением, преобладают спиральные корпуса. Их преимущество заключается в оптимальном распределении потока жидкости и снижении гидравлических потерь. Спиральный корпус, как правило, выполнен в виде разъемной конструкции, состоящей из двух основных частей: верхней крышки и нижней половины. Горизонтальный разъем значительно упрощает процесс разборки и осмотра внутренних механизмов, не требуя отсоединения насоса от трубопровода. Это существенно экономит время и снижает риски, связанные с разгерметизацией системы.

Верхняя часть корпуса часто оборудуется специальным штуцером для удаления воздуха при заполнении насоса, а нижняя — дренажным отверстием для слива жидкости при ремонте или техническом обслуживании. Современные корпуса насосов, особенно высокопроизводительных, изготавливаются из высокопрочных сталей, таких как 25Л или 20Л, методом

литья. Это позволяет получать сложные геометрические формы с высокой точностью размеров и чистотой поверхности. Процесс литья должен обеспечивать минимальную шероховатость внутренних каналов, чтобы свести к минимуму потери напора и кавитацию. Точность геометрии проточной части — критически важный фактор, влияющий на эффективность работы насоса. Любые неточности в размерах могут привести к вибрациям, шуму и преждевременному износу.

Корпус содержит ряд важных элементов: входной и напорный патрубки, обеспечивающие подключение к трубопроводу; опорные лапы, предназначенные для установки насоса на фундамент; система внутренних каналов (подводы, отводы, переходные каналы), оптимизированная для эффективного перемещения жидкости. Дизайн этих каналов тщательно рассчитывается с учетом гидравлических характеристик, минимизируя завихрения и потери энергии, описанные в [3, 4].

Для повышения надежности конструкция корпуса зачастую включает дополнительные ребра жесткости, особенно в зонах с максимальным давлением. Прочность корпуса — ключевой фактор безопасности. Внутренняя полость корпуса постоянно находится под высоким давлением, поэтому его конструкция подвергается тщательному анализу на прочность с учетом различных нагрузок, включая гидравлическое давление, вибрации и температурные напряжения. Прочностные расчеты часто проводятся с использованием методов конечных элементов (МКЭ), позволяющих оценить напряжения в различных точках корпуса и оптимизировать его конструкцию. Кроме того, производители часто проводят испытания на прочность готовых корпусов, чтобы подтвердить их соответствие проектным требованиям и гарантировать безопасную эксплуатацию.

Важно отметить, что выбор материала корпуса, толщина стенок и особенности конструкции напрямую зависят от конкретных условий работы насоса, включая давление, температуру и агрессивность перекачиваемой среды. В некоторых случаях могут применяться специальные покрытия или защитные слои для повышения коррозионной стойкости.

Главную роль играет устройство и функционирование ротора насоса. Ротор — это деталь насоса, определяющая эффективность, надежность и долговечность всей системы. Он представляет собой сложную сборочную единицу, отвечающую за преобразование вращательного движения электродвигателя в энергию потока жидкости.

Для корректной работы ротора крайне важна его точная установка в корпусе насоса. Осевое положение регулируется подбором толщины дистанционного кольца, которое задает необходимый зазор между рабочим колесом и корпусом. Центровка ротора выполняется путем перемещения корпусов подшипников с использованием регулировочных валков, после чего корпус фиксируется штифтами. Ротор опирается на подшипники скольжения, работающие с принудительной смазкой. Система смазки играет важнейшую роль в продлении срока службы подшипников и предотвращении их преждевременного износа. В аварийных ситуациях, таких как отключение электроэнергии, смазка шеек вала обеспечивается смазочными кольцами, что предотвращает сухое трение и защищает оборудование.

Для устранения остаточных неуравновешенных сил, возникающих во время работы, применяется радиально-упорный сдвоенный шарикоподшипник, который также функционирует с принудительной смазкой. Такая конструкция обеспечивает устойчивость работы и снижает уровень вибраций, что способствует увеличению срока службы насоса. Герметизация ротора — еще один важный элемент его конструкции. Концевые уплотнения ротора выполнены в виде механических уплотнений, рассчитанных на рабочее давление до 4,9 МПа. Конструкция торцевого уплотнения позволяет разбирать и собирать насос без необходимости демонтажа крышки и корпусов подшипников, что существенно упрощает процесс технического обслуживания, как описано в [5–7]. Герметичность достигается за счет плотного прилегания неподвижного кольца к вращающемуся кольцу под действием гидростатического давления перекачиваемой жидкости.

Диаметр вала ротора изменяется по его длине. Наибольший диаметр предусмотрен в зоне посадки рабочего колеса, что обеспечивает необходимую прочность и жесткость конструкции. Высокая точность обработки посадочных поверхностей вала (второй класс точности) обеспечивает надежное соединение всех компонентов ротора и предотвращает возникновение вибраций. Заключим, что ротор насоса — это высокоточный и сложный механизм, от качества изготовления и сборки которого зависит надежная и экономичная работа всего насосного агрегата. Понимание его конструкции и принципа работы позволяет своевременно проводить техническое обслуживание и предотвращать поломки, что способствует бесперебойной работе оборудования и снижает затраты на его эксплуатацию.

Результаты исследования

Для того чтобы следить за техническим состоянием насосного агрегата, необходима система контроля и диагностики оборудования. Существуют разные методики, описанные в [1, 2, 8].

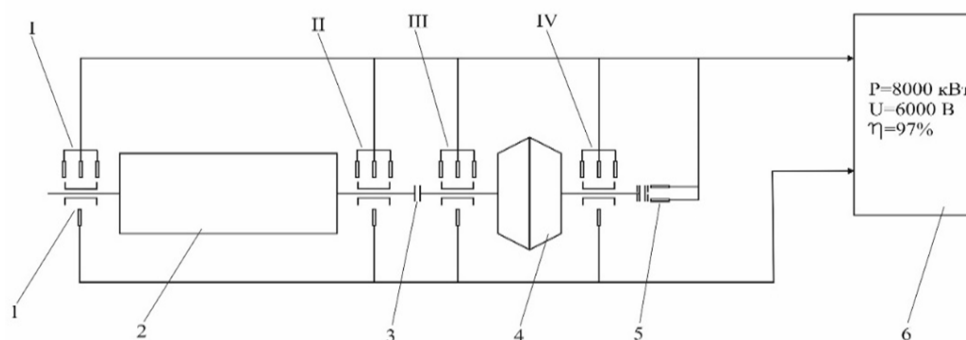
За основу взята система СКД ДВТ43.20 (рис. 2), которая используется для измерения и мониторинга среднеквадратического значения виброскорости в подшипниковых опорах, относительного виброперемещения валов и других элементов, а также для определения относительного смещения вращающихся валов, корпусов подшипников, деталей и узлов, наклона опор цилиндров.

Аппаратура ДВТ43.20 предназначена для измерения и контроля следующих параметров:

- среднеквадратическое значение (СКЗ) виброскорости подшипниковых опор;
- относительное виброперемещение вращающихся валов и других узлов;
- относительное смещение вращающихся валов;
- относительное смещение корпусов подшипников, а также положение запорных и регулирующих органов;
- частота вращения ротора.

Функции аппаратуры включают:

- измерение параметров и преобразование их в унифицированные сигналы постоянного тока;
- сравнение измеренных параметров с заданными уровнями и сигнализацию о превышении этих уровней;
- формирование сигналов для отключения оборудования в аварийных ситуациях;
- формирование сигналов мгновенных значений параметров, включая частоту вращения;
- генерацию опорного импульса, соответствующего частоте вращения агрегата.



*Рис. 2. Блок схема СКД ДВТ43.20: I, II, III, IV—подшипники
1— осевой сдвиг; 2 — электродвигатель; 3 — муфта; 4 — насос;
5 — тахометр; 6 — стойка сигнализации и защиты агрегата*

С помощью датчиков в режиме реального времени оператор может наблюдать пиковые точки трендов показателей насоса, что позволяет инженерам оперативно принимать решение — остановить или продолжить работу насосного агрегата.

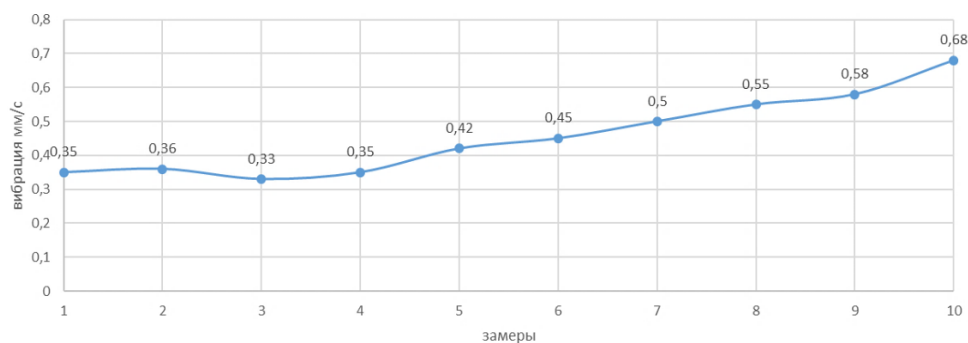


Рис. 3. Тренд по вертикали I подшипника

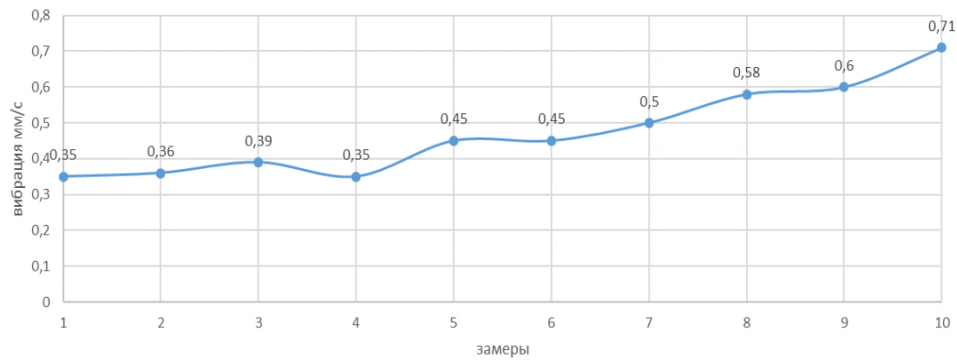


Рис. 4. Тренд по горизонтали I подшипника

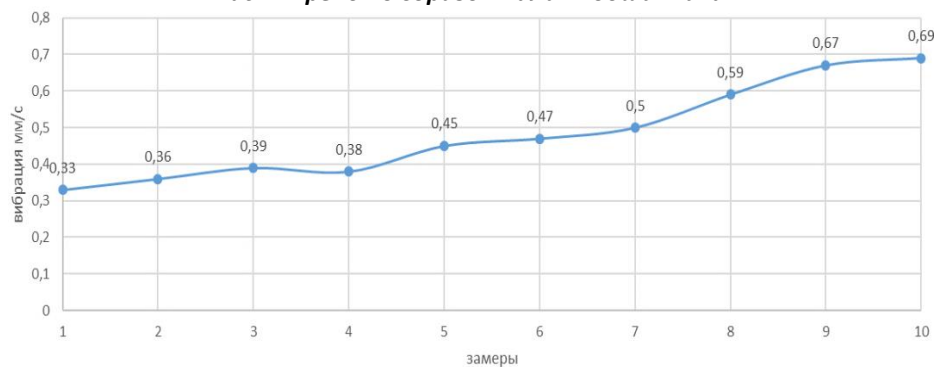


Рис. 5. Тренд по осевому сдвигу I подшипника

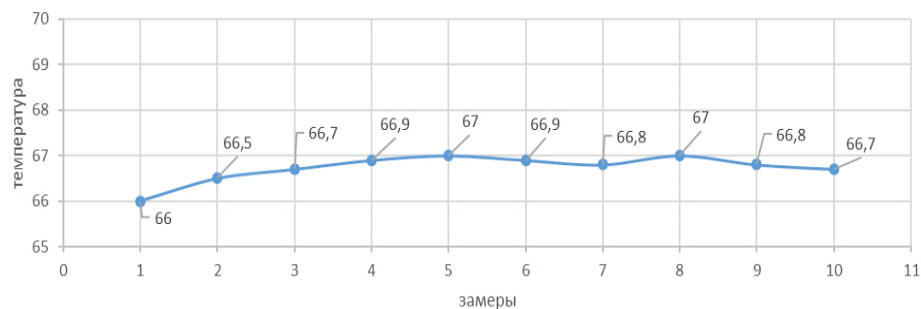


Рис. 6. Тренд температуры подшипников

По результатам анализа представленных графиков (рис. 3–6) делаем вывод, что подшипники вышли за пределы своей рабочей зоны. Это привело к повышению их температуры на 20 °С по сравнению с номинальным значением, приведенным в [9–11].

Далее следует изучить график вибрации (рис.7), чтобы определить, работает ли насос в оптимальной зоне, и оценить, насколько снизился его КПД.

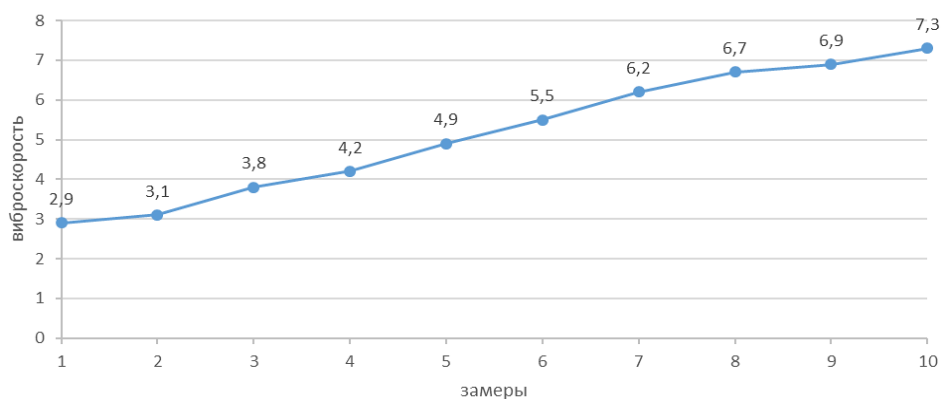


Рис. 7. Тренд вибрации магистрального насоса

Режимы работы насоса при вибрациях различного уровня можно условно разделить на зоны (рис. 8), которые обычно классифицируются в зависимости от уровня вибрации и ее влияния на оборудование.

Классификация по скорости вращения и габаритам	Высота по оси (габарит)	мм		
		≤ 225	225–550	> 550
	1	До 1 800 об/мин	До 1 000 об/мин	–
	2	1 800–4 500 об/мин	1 000–1 800 об/мин	600–1 500 об/мин
	3	4 500–12 000 об/мин	1 800–4 500 об/мин	1500–3600 об/мин

Рис. 8. Шкалы градации пределов вибрации (от минимального до максимально допустимого значения)

Основные зоны (рис. 9), которые могут быть выделены, и их характеристики:

- **Оптимальная зона:** уровень вибрации находится в пределах допустимых норм; насос работает стабильно, без повышенного износа оборудования.
- **Допустимая зона:** уровень вибрации немного превышает оптимальные значения, но остается в пределах, допустимых для кратковременной работы; требуется мониторинг состояния оборудования и планирование профилактических мероприятий; возможны незначительные отклонения в работе, но критических повреждений нет.
- **Критическая зона:** уровень вибрации значительно превышает допустимые нормы; насос работает в нештатном режиме, что может привести к ускоренному износу подшипников, уплотнений и других компонен-

тов; требуется немедленное вмешательство: остановка оборудования, диагностика и устранение причин повышенной вибрации.

- Аварийная зона: уровень вибрации крайне высокий, что указывает на серьезные неисправности; продолжение работы насоса в таком режиме может привести к разрушению оборудования или аварии; необходима немедленная остановка и проведение ремонтных работ.

Насос работает в критической зоне, что требует немедленного вмешательства: остановки оборудования, диагностики и устранения причин повышенной вибрации. Исходя из этого можно предположить, что снижение КПД вызвано такими факторами, как повышенный износ подшипников, дисбаланс ротора, кавитация или другие механические повреждения.

Виброскорость, мм/с ²	Классификация /уровни		
	1	2	3
0,28			
0,45		Оптимальная зона	
0,71			
1,12			
1,8		Допустимая зона	
2,8			
4,5		Критическая зона	
7,1			
11,2		Аварийная зона	
18			
28			

Рис. 9. Уровни вибрации (виброскорости) в зависимости от габаритов агрегата и скорости вращения его вала

Для определения величины снижения КПД необходимо провести расчеты.

Число подобия Рейнольдса Re

$$Re = n \cdot \frac{D_2^2}{60V},$$

где n — частота вращения вала насоса; D_2 — диаметр рабочего колеса; v — кинематический коэффициент вязкости; Re_p — переходное число Рейнольдса, характеризующее начало автомодельного режима течения.

$$Re = \frac{3000 \cdot 0,532}{60 \cdot 13,5 \cdot 10^{-6}} = 1970370.$$

Коэффициент быстроходности насоса n_s

$$n_s = 3,65 \cdot n \cdot \frac{\sqrt{\frac{Q_H}{K_{вс}}}}{\left(\frac{H_H}{K_{ст}}\right)^{0,75}},$$

где Q_n — номинальная подача насоса; H_n — номинальный напор насоса; n — число оборотов в минуту вала насоса; $K_{вс}$ — число сторон всасывания рабочего колеса; $K_{ст}$ — число ступеней насоса.

$$n_s = 3,65 \cdot 300 \cdot \sqrt{\frac{12500}{2 \cdot 12500}} \cdot \left(\frac{210}{1}\right)^{0,75} = 140,4.$$

Переходное число Рейнольдса Re_n

$$Re_n = 3,16 \cdot 10^5 \cdot n_s^{-0,305};$$

$$Re_n = 3,16 \cdot 10^5 \cdot 140,4^{-0,305} = 69949.$$

$$Re > Re_n$$

Так как число Рейнольдса больше переходного числа Рейнольдса, то пересчет характеристик на вязкую жидкость проводить не нужно. Обточка рабочего колеса не выполнялась, поэтому пересчет характеристики на новый диаметр $D_{2(обт)}$ проводить также нет необходимости. Для дальнейших расчетов используется паспортная характеристика насоса НМ 10000-210 со сменным ротором на подачу 12 500 м³/ч. Исходными данными для расчета со сменным ротором насоса НМ 10 000-210 можно принять величины из таблицы 2.

Таблица 2

Исходные данные

Подача насоса	$Q = 12500 \text{ м}^3/\text{ч}$
Напор насоса	$H = 210\text{м}$
КПД насоса	$\eta = 87\%$
Тип электродвигателя	СТД-6300
Кпд электродвигателя	$\eta = 97\%$
Плотность нефти	$P_H = 861,9\text{кг}/\text{м}^3$
Вязкость нефти	$V_H = 13,5 \text{ мм}^2/\text{с}$
Давление на входе	$P_{\text{вход}} = 2,71 \text{ МПа}$
Давление на выходе	$P_{\text{выход}} = 4,56 \text{ МПа}$
Мощность электродвигателя	$N = 6965,7\text{кВт}$
Расход нефти	$Q = 10655\text{м}^3/\text{ч}$

Мощность на валу насоса $N_{\text{вал}}$ рассчитывается следующим образом:

$$N_{\text{вал}} = N_{\text{эл}} \cdot \eta_{\text{дв}},$$

где $N_{\text{эл}}$ — мощность, потребляемая электродвигателем из сети, кВт.

$$N_{\text{вал}} = 6965,7 \cdot 0,97 = 6756,7\text{кВт}.$$

Напор насоса H определяется

$$H = \frac{(P_{\text{выход}} - P_{\text{вход}})}{\rho \cdot g},$$

где $P_{\text{выход}}$ — давление на выходе, МПа; $P_{\text{вход}}$ — давление на входе, МПа;
 ρ — плотность жидкости, кг/м³.

$$H = (4,56 - 2,71)/9,8 * 861,9 = 219,02 \text{ м.}$$

Полезная мощность насоса определяется по формуле

$$N_{\text{п}} = \frac{\rho * g * Q * H}{1000},$$

где ρ — плотность нефти, кг/м³; Q — подача насоса, м³/с; H — напор насоса, м.

$$N_{\text{п}} = \frac{861,9 * 9,8 * 2,56 * 219,02}{1000} = 4735,95 \text{ Вт.}$$

Коэффициент полезного действия насоса η

$$\eta = \frac{N_{\text{п}}}{N_{\text{эл}}},$$

где $N_{\text{п}}$ — полезная мощность, Вт; $N_{\text{вал}}$ — мощность на валу, кВт.

$$\eta = \frac{4735,95}{6756,7} * 100\% = 70,1\%.$$

Далее необходимо привести мощность к номинальной
 сти, $N_{\text{эл(пер)}}$

$$N_{\text{эл(пер.)}} = N_{\text{эл}} * \left(\frac{\rho_{\text{в}}}{\rho} \right),$$

где $N_{\text{эл}}$ — мощность, потребляемая электродвигателем из сети, кВт;
 ρ — плотность жидкости, кг/м³:

$$N_{\text{эл(пер.)}} = 6756,7 * \left(\frac{998,2}{861,9} \right) = 7825,2 \text{ кВт.}$$

Далее рассмотрим аппроксимацию магистрального насоса.
 Характеристики насосов аппроксимируются следующими аналитическими
 зависимостями

$$\begin{aligned} H_n &= a_0 + a_1 Q + a_2 Q^2 + a_3 Q^3, \\ N_n &= b_0 + b_1 Q + b_2 Q^2 + b_3 Q^3, \\ \eta_n &= c_0 + c_1 Q + c_2 Q^2 + c_3 Q^3, \end{aligned}$$

где $a_0, a_1, a_2, a_3, b_0, b_1, b_2, b_3, c_0, c_1, c_2, c_3$ — значения коэффициентов
 (табл. 3); Q — подача насоса м³/с.

Коэффициенты аппроксимации характеристик насоса

НМ 10000-210 ($D_2=530$ мм)			
a_0	a_1	a_2	a_3
398,57	-65,044	20,164	-4,8657
b_0	b_1	b_2	b_3
6 087,6	-640,61	983,47	-196,46
c_0	c_1	c_2	c_3
-1,9015	70,794	-16,385	0,9235

Далее определяют паспортные значения параметров по уравнениям аппроксимации

$$N_{\text{п}} = 7613,1 \text{ кВт} ; H_{\text{п}} = 251,5 \text{ м} ; \eta = 88\% .$$

Расчет величин отклонений фактических параметров от паспортных значений.

Отклонение мощности насоса:

$$\delta_N = \frac{N_{\text{п}} - N}{N_{\text{п}}} * 100\% ;$$

$$\delta_N = \frac{7613,1 - 6965,1}{7613,1} * 100\% = 8,5\% .$$

Отклонение напора насоса:

$$\delta_H = \frac{H_{\text{п}} - H}{H_{\text{п}}} * 100\% ;$$

$$\delta_H = \frac{219,1 - 210}{219,1} * 100\% = 4,15\% .$$

Отклонение КПД насоса:

$$\delta_{\eta} = \frac{\eta_{\text{п}} - \eta}{\eta_{\text{п}}} * 100\% ; \#$$

$$\delta_{\eta} = \frac{88 - 79,4}{88} * 100\% = 9,8\% .$$

Предельная абсолютная погрешность расчета КПД:

$$\varepsilon_{\eta} = \frac{\eta}{100} * \sqrt{\delta * Q^2 + \delta * N_1^2 + \delta * \eta_{\text{эл}}^2 + \frac{P_{n2}^2 * \delta * P_{n2}^2 + P_{n1}^2 * \delta * P_{n1}^2}{P_{\text{м2}} - P_{\text{м2}}}} =$$

$$= \frac{74,9}{100} * \sqrt{2^2 + 0,8^2 + 0,5^2 + \frac{(100 * 10^5)^2 * 0,25^2 + (60 * 10^5)^2 * 0,25^2}{(46,7 * 10^5 - 27,1 * 10^5)^2}} =$$

$$= \frac{74,9}{100} * \sqrt{4 * 0,64 + 0,25 + \frac{0,25^2 * 10^{10} * (100^2 + 60^2)}{10^{10}(46,7^2 - 24,1^2)}} =$$

$$= \frac{74,9}{100} * \sqrt{4 + 0,64 + 0,25 + 0,53} = 79,4^{-2} * \sqrt{5,42} = 1,85\% . \#$$

Обсуждение

Отклонение КПД насоса с учетом абсолютной погрешности расчетов превышает допустимое значение на 7,9 %, что, в соответствии с РД 390147103-342-89, указывает на необходимость проведения ремонта. Характеристики насоса деформированы: значения напора и КПД ниже паспортных, а мощность превышает нормативные показатели.

Вероятной причиной деформации характеристик являются значительные утечки через уплотнение рабочего колеса и торцевые уплотнения, а также неисправность обратного клапана. На основе данного анализа принимается эксплуатационное решение о необходимости остановки или продолжения работы оборудования.

Выводы

Так, анализ конструкции и принципов работы насосов, таких как НМ 10000-210, показывает, что высокое качество материалов, грамотное проектирование и регулярное техническое обслуживание являются ключевыми факторами для предотвращения аварий и обеспечения надежной работы оборудования.

Особое внимание следует уделять влиянию таких параметров, как давление, температура и физико-химические свойства перекачиваемой среды, на выбор материалов и технологий изготовления насосов.

Список источников

1. Земенкова, М. Ю. Интеллектуальный мониторинг состояний объектов трубопроводного транспорта углеводородов с применением нейросетевых технологий / М. Ю. Земенкова, Е. Л. Чижевская, Ю. Д. Земенков. – DOI 10.31897/PMI.2022.105. – Текст : непосредственный // Записки Горного института. – 2022. – Т. 258. – С. 933–944.
2. Земенкова, М. Ю. Интеллектуальное управление состоянием систем транспорта углеводородов с использованием нейросетевой идентификации / М. Ю. Земенкова, Е. Л. Чижевская, Ю. Д. Земенков. – Текст : непосредственный // Трубопроводный транспорт : теория и практика. – 2021. – № 1(77). – С. 50–54.
3. Сычева, С. Н. Оценка технического состояния насосного оборудования на НПС / С. Н. Сычева. – Текст : непосредственный // Синергия наук. – 2018. – С.1080–1085.
4. Ахметзянов, Л. М. Увеличение срока службы насосного оборудования / Л. М. Ахметзянов. – DOI 10.31660/0445-0108-2018-5-116-120. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 5(131). – С. 116–120.
5. Симакин, С. М. Разработка мероприятий по повышению эффективности эксплуатации центробежных магистральных насосов на примере объекта, расположенного в Западной Сибири / С. М. Симакин. – Томск, 2022. – 127 с. – Текст : непосредственный.
6. Джумагазиева, Ш. К. Современные методы диагностики насосного оборудования нефтяных промыслов / Ш. К. Джумагазиева. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук. – 2016. – № 5-1. – С. 82–85.

7. Земенкова, М. Ю. Системный мониторинг показателей надежности объектов трубопроводного транспорта : специальность 05.13.01 «Системный анализ, управление и обработка информации (по отраслям)» : автореферат дис. ... канд. технических наук : / Мария Юрьевна Земенкова; Тюмень, 2007. – 16 с. – Место защиты: Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Текст : непосредственный.
8. Глубокий, А. В. Совершенствование методики расчета надежности для нефтегазового оборудования на примере центробежных секционных насосных агрегатов / А. В. Глубокий. – Красноярск : СФУ, 2016. – 73 с. – Текст : непосредственный.
9. Многоуровневая техническая диагностика как инструмент управления безопасностью и надежностью объектов нефтегазовой отрасли / В. М. Спасибо, Ю. Д. Земенков, С. Н. Бастриков [и др.]. – DOI 10.33677/ggiasnas20230200105. – Текст : непосредственный // Известия Национальной академии наук Азербайджана. Серия : Науки о Земле. – 2023. – № 2. – С. 89–98.
10. Земенкова, М. Ю. Оперативный мониторинг режимов транспорта нефти при частотном регулировании насосного агрегата / М. Ю. Земенкова, А. А. Гладенко, Ю. Д. Земенков. – DOI 10.25206/2310-9793-2018-6-2-16-21. – Текст : непосредственный // Динамика систем, механизмов и машин. – 2018. – Т. 6, № 2. – С. 16–21.
11. Разбойников, А. А. Разработка методики оценки энергетической эффективности магистрального нефтепровода / А. А. Разбойников, Н. С. Барсуков. – DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10018. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2019. – № 2(69). – С. 65–69.

References

1. Zemenkova, M. Yu., Chizhevskaya, E. L., & Zemenkov, Yu. D. (2022). Intelligent monitoring of the condition of hydrocarbon pipeline transport facilities using neural network technologies. *Journal of Mining Institute*, (258), pp. 933-944. (In Russian). DOI: 10.31897/PMI.2022.105
2. Zemenkova, M. Yu., Chizhevskaya, E. L., & Zemenkov, Yu. D. (2021). Intelligent control of the state of hydrocarbon transport systems using neural network identification. *Truboprovodnyy transport : teoriya i praktika*, 1(77), pp. 50-54. (In Russian).
3. Sycheva, S. N. (2018). Otsenka tekhnicheskogo sostoyaniya nasosnogo oborudovaniya na NPS. *Sinergiya nauk*, pp.1080-1085. (In Russian).
4. Akhmetzyanov, L. M. (2018). Ncreasing the service life of pumping equipment. *Oil and gas studies*, 5(131), pp. 116-120. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2018-5-116-120
5. Simakin, S. M. (2022). Razrabotka meropriyatiy po povysheniyu effektivnosti ekspluatatsii tsentrobezhnykh magistral'nykh nasosov na primere ob'ekta, raspolozhennogo v Zapadnoy Sibiri. *Tomsk*, 127 p. (In Russian).
6. Dzhumagazieva, Sh. K. (2016). Sovremennye metody diagnostiki nasosnogo oborudovaniya neftnykh promyslov. *Aktual'nye problemy gumanitarnykh i estestvennykh nauk*, (5-1), pp. 82-85. (In Russian).
7. Zemenkova, M. Yu. (2007). Sistemnyy monitoring pokazateley nadezhnosti ob'ektov truboprovodnogo transporta. *Avtoref. diss. ... kand. tekhn. nauk*. Tyumen, 16 p. (In Russian).
8. Glubokiy, A. V. (2016). Sovershenstvovanie metodiki rascheta nadezhnosti dlya neftegazovogo oborudovaniya na primere tsentrobezhnykh sektionnykh nasosnykh agregatov. *Krasnoyarsk, SFU Publ.*, 73 p. (In Russian).

Научная статья / Original research article
УДК 69.051
DOI:10.31660/0445-0108-2025-6-117-133
EDN: THMTVI



Проектирование объектов нефтегазовой инфраструктуры с учетом данных аэродинамического моделирования

П. В. Чепур*, Н. С. Молокитина, Д. И. Староверов, В. И. Берг

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Российская Федерация
*chepur_p_v@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрен комплексный подход проектирования объектов нефтегазового комплекса, реализация которого позволит повысить надежность и срок эксплуатации объектов нефтегазовой инфраструктуры в суровых климатических условиях. Представлены данные аэродинамического моделирования, на основании которых выполнена оценка распределения ветровых потоков и определены потенциальные зоны накопления снега. Полученные данные крайне важны для прогнозирования изменения состояния многолетнемерзлых грунтов, и, как следствие, предотвращения деформации фундаментов и снижения эксплуатационных рисков. На основании методов гидродинамического моделирования (CFD, модуль CFX) и использования программ ANSYS и Solidworks произведены расчеты, позволившие определить распределение статического и динамического давлений ветра на поверхностях сооружений и идентифицировать участки турбулентности. В рамках моделирования были сформулированы гипотезы, характеризующие особенности снегонакопления вблизи объектов нефтегазовой инфраструктуры. Анализ подтвердил положительный эффект и необходимость интеграции аэродинамического моделирования в процесс проектирования нефтегазовой инфраструктуры с целью повышения эксплуатационной надежности сооружений. На основании результатов были выявлены ключевые закономерности перераспределения снеговых нагрузок и влияния ветровых потоков при изменении расположения объектов друг относительно друга и относительно преобладающих направлений ветра согласно розе ветров рассматриваемой территории. Практическая значимость работы заключается в разработке рекомендаций по оптимизации расположения зданий и сооружений с целью снижения снегонакопления на примере рассматриваемых объектов. Предложены направления дальнейших исследований, которые необходимо провести с целью верификации данных, получаемых методом аэродинамического моделирования и фактического снегонакопления на объектах, с целью успешного внедрения рассматриваемых подходов в бизнес-процессы нефтегазодобывающей отрасли.

Ключевые слова: нефтегазовая инфраструктура, аэродинамическое моделирование, численные методы, CFD, снегоперенос, оптимизация расположения объектов

Для цитирования: Проектирование объектов нефтегазовой инфраструктуры с учетом данных аэродинамического моделирования / П. В. Чепур, Н. С. Молокитина, Д. И. Староверов, В. И. Берг. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-6-117-133 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 6. – С. 117–133. – EDN: THMTVI

Design of oil and gas infrastructure facilities taking into account aerodynamic modeling data

Petr V. Chepur*, Nadezhda S. Molokitina, Dmitry I. Staroverov, Vladimir I. Berg

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation
*chepur_p_v@mail.ru

Abstract. The authors of this article consider a comprehensive approach to designing oil and gas infrastructure that aims to enhance reliability and extend the service life of these structures in harsh climatic conditions. The article cites data from aerodynamic simulations, based on which the re-

searches assessed wind flow distribution and identified potential zones for snow accumulation. This information is essential for predicting changes in permafrost soil conditions, helping to prevent foundation deformations and reduce operational risks. Using computational fluid dynamics (CFD) methods and software programs such as ANSYS and SolidWorks, the authors performed calculations to determine the distribution of static and dynamic wind pressures on structural surfaces and to identify turbulence areas. Within the framework of the modeling process the researchers formulated hypotheses to characterize the identities of snow accumulation near oil and gas infrastructure. The analysis confirmed the positive effect and necessity of integrating aerodynamic simulation into the design process of oil and gas infrastructure to enhance the operational reliability of structures. The results highlighted key patterns in snow load redistribution and the effect of wind flows based on the relative positions of objects and the prevailing wind directions, as outlined in the wind rose for the studied region. The authors see practical significance of this study in formulating recommendations for optimizing the placement of buildings and structures. According to their plan, these recommendations allow to minimize snow accumulation, demonstrated through specific case studies. In conclusion, the researchers suggest further study directions to validate the aerodynamic modeling data against actual snow accumulation at the sites, to effectively integrate these insights into the business processes of the oil and gas extraction industry.

Keywords: oil and gas infrastructure, aerodynamic modeling, numerical methods, CFD, snow transport

For citation: Chepur, P. V., Molokitina, N. S., Staroverov, D. I., & Berg, V. I. (2025). Design of oil and gas infrastructure facilities taking into account aerodynamic modeling data // Oil and Gas Studies, (6), pp. 117-133. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-6-117-133

Введение

Объекты нефтегазовой инфраструктуры, особенно строящиеся и эксплуатирующиеся в Арктической зоне, подвергаются значительным климатическим воздействиям — низким температурам воздуха, интенсивному снегонакоплению и сильным ветровым нагрузкам [1]. Кроме того, срок надежной эксплуатации объектов в криолитозоне зависит от устойчивости грунтов оснований, которые находятся в мерзлом состоянии, но по различным причинам, связанным с рядом факторов, температурный режим мерзлых грунтов может нарушаться [2]. Стандартные подходы к проектированию объектов нефтегазовой инфраструктуры, строящейся в криолитозоне, не способны полноценно учесть сложные климатические и геофизиологические условия, а также спрогнозировать их изменения во время эксплуатации объектов [3–6]. В этой связи становится актуальным использование современных методов, таких как аэродинамическое моделирование, с тем чтобы в перспективе учитывать процесс снеготранспорта и снегонакопления на объекте еще на этапе проектирования [7–15].

В статье представлены этапы применения метода аэродинамического моделирования для оценки потенциально опасных зон повышенного снегонакопления на объектах нефтегазовой инфраструктуры на примере реального объекта. Сопоставлены данные аэродинамического моделирования с данными фактического снегонакопления, зафиксированными в рамках снегомерных работ на объекте. Аэродинамическое моделирование было выполнено с использованием метода высокопроизводительной вычислительной гидродинамики (CFD) с реализацией в конечно-

элементном программном комплексе ANSYS. Такой метод направлен на качественную оценку распределения ветровых потоков, выявление зоны с повышенным и пониженным давлением, а также установление закономерности формирования снежных отложений. Полученные данные служат основой для разработки рекомендаций по оптимизации планировки объектов, усилению конструктивных элементов, планированию ремонтных и восстановительных работ, что впоследствии может способствовать снижению эксплуатационных рисков^{1,2}.

С помощью численных методов, использованных при аэродинамическом моделировании с учетом геометрических характеристик зданий сооружений и их расположения, было получено предварительное качественное решение, позволяющее прогнозировать зоны повышенного снегонакопления. Благодаря этому в будущих проектных решениях появится возможность уточнять эксплуатационные характеристики объектов нефтегазовой инфраструктуры в условиях экстремального климата.

Объект и методы исследования

Обычно для изучения аэродинамических процессов применяются следующие ключевые методы:

1. *Аналитические.* Основаны на классических формулах и расчетных подходах, таких как: метод потенциала скоростей, теория пограничного слоя и методы расчета ветровых нагрузок по СНиП. Однако их применение ограничено, так как они не учитывают сложную геометрию объектов, нелинейные эффекты и разнообразие граничных условий, что приводит к значительным упрощениям и погрешностям в расчетах.

2. *Численные.* Включают метод конечных объемов (CFD), метод конечных элементов (МКЭ), метод конечных разностей (МКР) и метод конечных объемов (МКО). Для исследования применяются программные комплексы ANSYS CFX, Fluent, SigmaFlow CFD и FlowVision, которые дают возможность учитывать широкий спектр параметров: скорость и направление ветра, температурные характеристики окружающей среды (например, температура воздуха и поверхности объектов), рельеф местности, особенности геометрии сооружений, процессы турбулентности и вихреобразования.

3. *Экспериментальные.* Включают полевые измерения и лабораторные испытания. В условиях реального климата возможны испытания с использованием натурных стендов и аэродинамических труб, позволяющие изучать поведение снежных масс и распределение нагрузок. Однако

¹ГОСТ Р ИСО 4355-2016. Национальный стандарт Российской Федерации. Основы проектирования строительных конструкций. Определение снеговых нагрузок на покрытия. = Bases for design of structures. Determination of snow loads on roofs. Дата введения 2017-07-01

²СП 20.13330.2016. СНиП 2.01.07-85* Нагрузки и воздействия. Приказ Минстроя России от 3 декабря 2016 г. № 891/пр.

такие методы требуют значительных временных и материальных затрат, что ограничивает их применение.

Известно, что аналитические и экспериментальные методы не всегда обеспечивают точность и полноту учета всех параметров, влияющих на распределение ветровых потоков и снегоперенос, из-за отсутствия достаточного количества исходной информации и из-за высоких трудовых и временных затрат на проведение исследований. В отличие от них, численное моделирование позволяет комплексно учитывать динамические эффекты воздушных потоков, влияние топографии и взаимодействие потоков с объектами инфраструктуры. В частности, учет параметров турбулентности, градиентов давления, теплообмена и снегопереноса позволяет значительно повысить точность прогнозирования снегонакопления и оптимизировать проектные решения.

При моделировании аэродинамических процессов для оптимизации геометрических параметров инфраструктурных объектов применяются программные комплексы ANSYS CFX, Fluent, SigmaFlow CFD и FlowVision. С их помощью учитываются следующие параметры, которые невозможно предусмотреть традиционными методами:

1. *Различные условия окружающей среды* — скорость и направление ветра, температурные условия (температура воздуха, поверхности сооружений, грунта), рельеф местности.

2. *Сложные физические процессы* — аэродинамические нагрузки, процессы турбулентности, вихреобразование, снегоперенос, конвективные и радиационные процессы теплообмена.

Таким образом, применяя численное моделирование, можно получить детализированную картину взаимодействия ветровых потоков с объектами нефтегазовой инфраструктуры, что критически важно для их безопасной эксплуатации в экстремальных климатических условиях Арктики.

К сожалению, на данный момент отсутствуют программные решения, способные одновременно учитывать процессы моделирования ветровых потоков и снегопереноса в полном объеме. В связи с этим в статье основной акцент сделан на методы аэродинамического моделирования, направленные на получение наиболее точных данных о распределении воздушных потоков и влиянии расположения объектов на формирование потенциально опасных зон снегонакопления.

Объект исследования — здания и сооружения инфраструктуры добычи нефти и газа в криолитозоне, такие как комплекс жилых и административных зданий и сооружений, построенных в условиях Арктики.

Методы исследования основаны на применении аэродинамического моделирования с использованием вычислительной гидродинамики (CFD) и метода конечных элементов.

Программа исследования состоит из трех основных этапов:

- 1) разработка виртуальных 3D-моделей объектов нефтегазовой инфраструктуры;

2) CFD-анализ для оценки распределения ветровых нагрузок при различных климатических условиях;

3) интерпретация данных, их применение и рекомендации для проектирования.

Для проведения численных экспериментов использовались следующие программные комплексы и оборудование:

- САПР SolidWorks 2023 — для построения 3D-модели площадки;
- программное обеспечение Ansys R19, модуль CFX — для аэродинамического моделирования;
- вычислительный расчетный комплекс на базе ПК, CPU Ryzen R5 8600G, 16 Gb ОЗУ.

Экспериментальная часть (численный эксперимент)

Экспериментальная часть исследования посвящена реализации этапов аэродинамического моделирования с применением программного комплекса ANSYS. На начальном этапе собирались и анализировались исходные данные, создавались детализированные 3D-модели объектов на базе данных о конструктивных особенностях и материалах. Особое внимание уделялось точности геометрических параметров для создания трехмерной модели.

В настоящей статье приведены результаты работы по аэродинамическому моделированию части площадки вахтового жилого комплекса Новопортовского месторождения, расположенной в Ямало-Ненецком автономном округе, в 30 км от побережья Обской губы.

Климатические данные приняты по данным метеостанции Новый порт.

Согласно этим данным среднегодовая температура воздуха — 6,1 °С, средняя годовая скорость ветра составляет 5,6 м/с. Снежный покров появляется в первой декаде октября, как правило, через 10 дней образуется устойчивый снежный покров. Снеготаяние начинается в первых числах июня. Сход снежного покрова происходит неравномерно. Дата схода приходится на первую декаду июня.

Подготовка геометрической модели

Масштаб построения объектов принят 1:1. На всех объектах используются сваи круглого сечения диаметром 0,25 м, высота свай над землей — 1,5 м. Размеры представлены в формате: длина х ширина х высота. 3D-модель площадки представлена на рисунке 1 и включает следующие объекты (рис. 1):

0 объект — площадка вахтового жилого комплекса, площадка отсыпана, высота отсыпки — 1,5 м, размер 240х115 м;

1 объект — отапливаемое жилое здание прямоугольной формы, размеры 64х20х17 м;

2 объект — отапливаемое административное здание прямоугольной формы, размеры 24,6х11,8х11,5 м;

3 объект — отапливаемое административное здание прямоугольной формы, размеры 30,5×11,7×11,5 м;

4 объект — ангар арочного типа, с вертикальными стенами, размеры 45×15×11,5 м;

5 объект — отапливаемое административное здание прямоугольной формы, размеры 15,2×11×8,3 м;

6 объект — склад прямоугольной формы, размеры 36,4×16×15,8 м;

7 объект — 2 вертикальных резервуара, на свайном фундаменте (размер площадки 15,5×15,5 м), размеры одного резервуара: $D = 13,4$ м; $h = 12$ м, $V = 10\,000\text{ м}^3$;

8 объект — 3 горизонтальных резервуара на свайном фундаменте (размер площадки 12×4 м), размеры одного резервуара: $L = 11,5$ м; $d = 2,5$ м; $V = 100\text{ м}^3$;

9 объект — отапливаемое административное здание прямоугольной формы, размеры 13×6,4×5,2 м;

10 объект — отапливаемое административное здание прямоугольной формы, размеры 8,2×6×5 м.

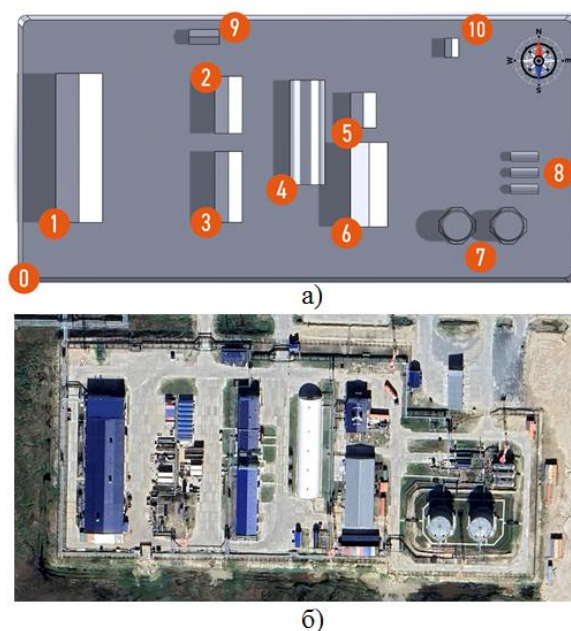


Рис. 1. Схема расположения объектов на площадке ВЖК 3D-модель (а);
схема расположения объектов на площадке ВЖК со спутника (б)

Формирование расчетной сетки

Наиболее эффективным в настоящее время признан метод конечных объемов (МКО), не требующий такого детального моделирования пограничного слоя, в отличие от метода конечных элементов (МКЭ), и более удобный при описании сложных расчетных областей реальных застроек,

чем метод конечных разностей. Перед проведением основных аэродинамических расчетов здания или сооружения с учетом окружающей застройки на модели здания или сооружения «в чистом поле» необходимо выполнить серию верификационных и валидационных расчетов (проверка сеточной сходимости — рис. 2) с целью выбора оптимальных параметров расчетной сетки непосредственно на поверхности и вблизи исследуемого объекта.

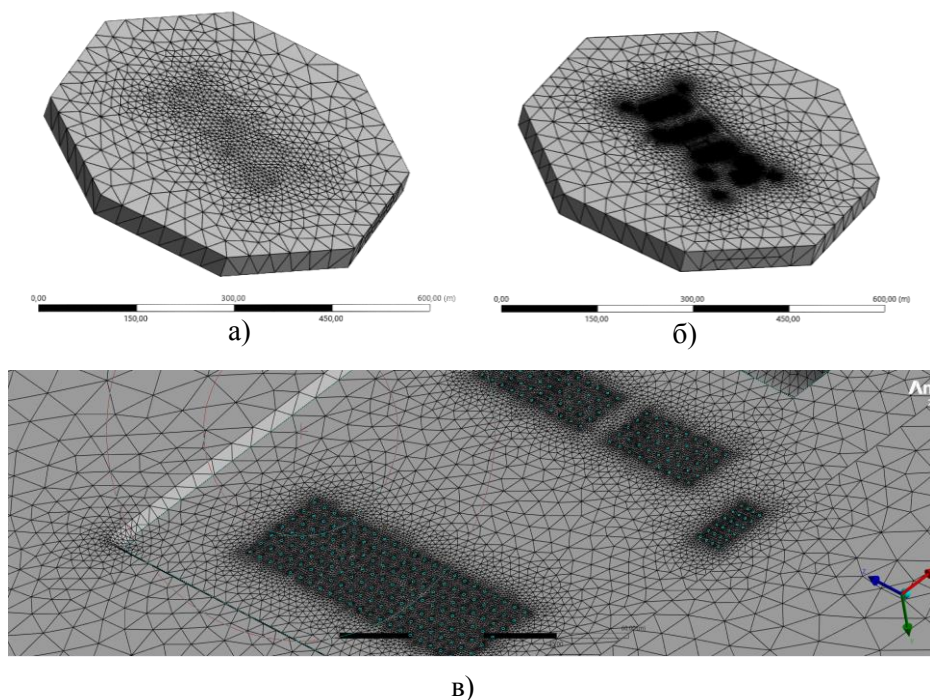


Рис. 2. **Расчетная сетка:** а) вид сверху; б) вид снизу;
в) вид снизу в приближении

В статье применена начальная величина поверхностной сетки на целевом объекте, что не превышало характерные размеры фасадных конструкций (~ 1 м). По имеющимся в литературе данным, такое задание сетки позволяет корректно учитывать геометрические особенности и сложные элементы объекта, а также обеспечивать точность моделирования аэродинамических процессов. Количество расчетных случаев с последовательным сгущением сетки должно быть не менее трех, что необходимо для проведения проверки сходимости и определения оптимального размера элементов для получения достоверных результатов.

Для геометрически сложных моделей зданий в расчетной области создается неструктурированная сетка из тетраэдров. Это связано с тем, что такие сетки более гибки и способны точно аппроксимировать сложные формы объектов. Назначение узловых компонентов в таких сетках облег-

чает последующее присвоение граничных условий и управление параметрами расчета.

Далее представлены параметры расчетных сеток для проведения основных аэродинамических расчетов (рис. 3), основанные на рекомендациях по дискретизации геометрии объектов и области течения.

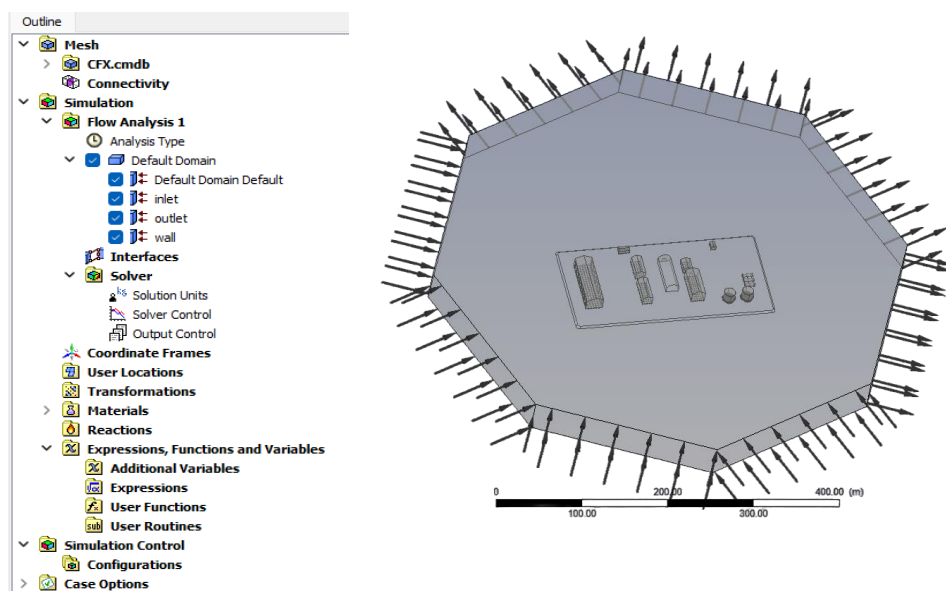


Рис. 3. Схема распределения ветровых потоков

Используемые параметры учитывают необходимость точного разрешения особенностей потока и обеспечения сходимости численного решения. Выбор параметров осуществляется с учетом специфики задачи и требований к точности моделирования. Размеры элементов сетки на поверхности целевого объекта принимаются 0,5 м. В ближней зоне целевого объекта (в радиусе ~0,5 км) размеры элементов на поверхностях соседних зданий или сооружений достигают 4 м. На достаточном удалении от здания размеры на поверхностях зданий или сооружений окружающей застройки составляют 10 м. На поверхности Земли и приземном воздушном слое (высотой ~ 4 м от земли) характерный размер элементов — 1,5 м, в случае оценки пешеходной комфортности приземный воздушный слой выбирается высотой (~ 2 м от земли) с характерным размером элементов — 0,3 м. Максимальный размер элемента в расчетной области достигает 16 м (в радиусе 500–1000 м, выше 150 м). Параметры сетки: формат — тетраэдр с ребрами различной длины; автоматическое изменение (поправка); шаг — от 50 м до 0,15 м.

Граничные условия

В работе использована восьмиугольная форма расчетной области. В аэродинамических задачах это обусловлено стремлением обеспечить равномерное распределение ячеек сетки и минимизировать отражение волн

на границах области. Такая конфигурация позволяет более точно моделировать обтекание объектов воздушными потоками, особенно при сложной геометрии сооружений. Восьмиугольная форма способствует снижению количества ошибок, возникающих на границах расчетной области, что повышает достоверность получаемых результатов (рис. 3). Боковая граница должна быть расположена на расстоянии не менее $5H$ от центра застройки (где H — размер самого высокого здания или сооружения). Задняя граница области («выход», расположена по потоку за моделируемой застройкой) — не менее $10H$, передняя граница области («вход», расположена по потоку перед моделируемой застройкой) — не менее $5H$, верхняя граница области (высота расчетной области) — не менее $5H$.

В аэродинамическом моделировании при задании граничных условий на «входе» (INLET) и «выходе» (OUTLET) расчетной области учитываются следующие параметры:

1. Масштаб турбулентности ($L = 300$ м): его характеризует размер крупных вихревых структур в атмосфере. Значение 300 м принято в соответствии с рекомендациями нормативных документов, таких как СП 20.13330.2016 «СНиП 2.01.07-85* «Нагрузки и воздействия».

2. Скорость входного потока ветра (5,6 м/с): она определяется на основе расчетных значений нагрузок с учетом коэффициента надежности по нагрузке 1,4 и соответствует заданным ветровым районам и типам местности [2].

3. Граничные условия на «выходе» (OUTLET): на «выходе» назначены «мягкие» граничные условия по Нейману (равенство нулю производных) с нулевыми дополнительными давлениями и такими же параметрами турбулентности, как и на «входе». Это позволяет минимизировать влияние отраженных волн и обеспечить стабильность численного решения [2].

На верхней границе области задается условие симметрии потока. Это означает, что нормальная составляющая скорости через границу равна нулю. Таким образом, отражено отсутствие обмена массы и энергии через рассматриваемую поверхность. Нижняя граница области и поверхности всех зданий или сооружений: применяется условие «стенки с прилипанием» (No-Slip Wall) [2], при котором компоненты скорости вблизи поверхности принимаются равными нулю ($U = V = W = 0$ м/с). Это условие отражает физическое явление вязкости, при котором скорость жидкости или газа на твердой поверхности равна скорости этой поверхности, то есть нулю для неподвижных стенок. Начальные условия: во всей расчетной области задаются нулевые значения скоростей ($U = V = W = 0$ м/с). Характеристики турбулентности устанавливаются в соответствии с параметрами потока на «входе» (INLET). Альтернативно в качестве начальных условий могут использоваться результаты предварительных стационарных расчетов, обеспечивающих сходимость решения.

Проведение численного расчета

ANSYS CFX включает следующие ключевые этапы: настройка параметров численного решения и запуск расчета, мониторинг сходимости.

1. Выбор решателя: модуль CFX использует высокопроизводительный Algebraic Coupled Multigrid решатель, обеспечивающий быструю и устойчивую сходимость при решении задач гидрогазодинамики.

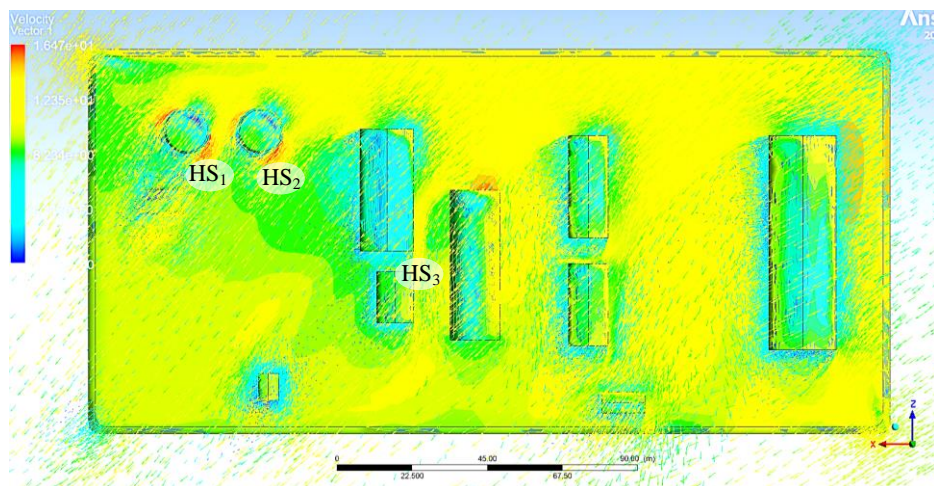
2. Настройка итерационного процесса: определяются критерии сходимости, шаг времени (для нестационарных задач) и максимальное количество итераций. Эти параметры влияют на точность и стабильность решения.

3. После настройки всех параметров запускается вычислительный процесс. Важно контролировать сходимость решения, анализируя остатки (residuals) и другие показатели, чтобы обеспечить надежность и точность результатов.

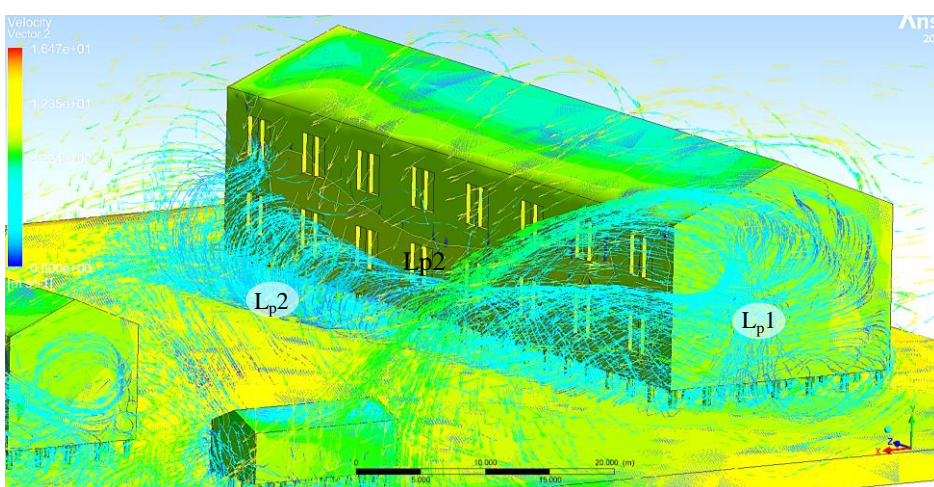
Результаты и исследования

В результате проведенного численного моделирования получены качественные данные о распределении скоростей ветра и давлений вокруг исследуемых объектов. На рисунке 4 (а, б, в) представлены визуализации основных полей: пространства потоков воздуха по периметру зданий, распределение давления на поверхностях сооружений и предполагаемые зоны накопления снега. Анализ показывает, что на наветренных сторонах вблизи зданий формируются области повышенного давления, а вокруг углов и в узких промежутках между сооружениями поток ускоряется, создавая локальные сильные струи. За объектами, с подветренной стороны (обратной направлению ветра), наблюдаются зоны пониженного давления (разрежения) и турбулентные вихревые области.

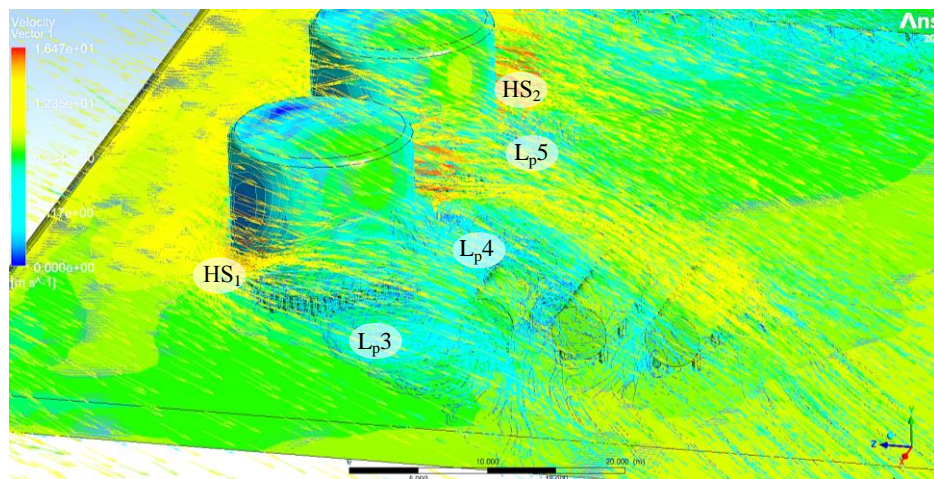
Выявленные аэродинамические особенности непосредственно влияют на перераспределение снежных масс. Участки с высокими скоростями ветра HS_1 – HS_3 остаются выдуваемыми (снег на них не задерживается), тогда как в затишных зонах L_{p1} – L_{p5} позади зданий происходит отложение снега. Иными словами, позади крупных строений формируются ветровые тени, в которых поток воздуха значительно замедляется, создавая условия для накопления снега. В частности, можно ожидать образование наиболее массивных сугробов на подветренной стороне самого крупного здания жилого комплекса, тогда как с наветренной стороны и на открытых участках площадки снег практически не накапливается. Таким образом, выявлена закономерность: группа близко расположенных зданий создает обобщенную зону затишья, в пределах которой происходит интенсивное накопление снежных отложений, тогда как отдельные (обособленные) сооружения образуют более локальные сугробы сразу за своими тыльными сторонами.



a)



б)



в)

Рис. 4. Результаты численного моделирования

Обсуждение результатов

Полученные результаты численного моделирования демонстрируют, что аэродинамическое взаимодействие между элементами застройки существенно воздействует на локальное распределение ветровых потоков. Высокие скорости на наветренных фасадах (напр., « S_1 – S_3 », рис. 4) создают зоны повышенного давления, в то время как в затененных зонах зданий наблюдаются области пониженного давления и турбулентности, что способствует накоплению снега. Эти выводы согласуются с ранее опубликованными исследованиями [3], тем самым подтверждая, что зоны с затишьем являются местами образования повышенного снегонакопления.

Стоит отметить, что анализируемая модель основана на стационарной постановке с фиксированными входными данными (скорость ветра, направление, тип поверхности) и не учитывает динамику выпадения и оседания снега в реальном времени. Применение стандартной модели турбулентности и конечного размера расчетной сетки могут сгладить мелкомасштабные эффекты. Несмотря на это, результаты представляют качественную оценку влияния аэродинамических процессов на распределение снеговых нагрузок, что имеет практическое значение при проектировании объектов в условиях Арктики.

Выводы

1. *Результаты моделирования.* Проведенный CFD-анализ позволил получить качественную информацию о распределении ветровых потоков и определить потенциальные места снегонакопления. Анализ методом численного моделирования на основе уравнений Навье — Стокса выявил, что наветренные стороны зданий испытывают повышенное давление, содействуя формированию зон с ускоренным потоком воздуха, в то время как подветренные области характеризуются пониженным давлением, способствующим накоплению снежных масс.

Установлено, что максимальная снеговая нагрузка формируется в турбулентных зонах, образующихся за зданиями, что подтверждается расчетами, выполненными с использованием программного комплекса ANSYS. Также можно предположить, что конструктивные элементы, расположенные вблизи зон интенсивного снегопереноса, подвержены повышенной снеговой нагрузке, что может приводить к изменению температурного режима грунта основания ввиду образования большого количества воды в результате таяния снега в летний период. Результаты моделирования указывают на необходимость комплексного учета аэродинамических эффектов при проектировании инфраструктуры в условиях экстремального климата Арктики.

2. *Влияние на срок эксплуатации объектов.* Выявленные закономерности перераспределения снеговых масс свидетельствуют о вероятности локальных перегрузок конструкций. В частности, при скорости ветра

5,6 м/с снег откладывается в зонах пониженного давления, что может приводить к увеличению снеговой нагрузки на отдельные элементы сооружений на 20–30 %. Однако основной риск связан не только с нагрузкой на конструкции, но и с последующим таянием снега, что может вызвать локальное переувлажнение грунта и оттаивание мерзлых грунтов под зданиями. Этот процесс, в свою очередь, способен привести к неравномерным осадкам фундаментов и деформации сооружения. Для минимизации подобных рисков требуются дополнительные расчеты термодинамических процессов в зоне взаимодействия снежных масс, конструкций и грунтового основания, а также разработка инженерных решений по отведению талых вод и стабилизации температурного режима грунта.

3. *Рекомендации для проектирования.* Для повышения устойчивости зданий предлагается оптимизировать их расположение в плане, сокращая зоны интенсивного снегозадержания. Необходимо предусмотреть установку снегозащитных экранов высотой 1,5–2 м на расстоянии 3–5 м от зданий и усиление конструктивных элементов в зонах повышенного снегонакопления, улучшение аэродинамических характеристики отдельных сооружений и аэродинамических групп с учетом ландшафтных особенностей и принципа высотности. Дополнительно рекомендуется применять системы активного удаления снега, не допуская критических значений, которые должны быть в результате прогнозных теплотехнических расчетов для каждого типа сооружений, а также подогреваемые поверхности, снегозадерживающие барьеры высотой 1,8–2,5 м и направляющие аэродинамические конструкции для перераспределения воздушных потоков.

4. *Перспективы дальнейших исследований.* Необходимо интегрировать процесс моделирования переноса снежных частиц с аэродинамическим моделированием воздушных потоков, что позволит более точно прогнозировать распределение снеговых нагрузок и качественно и количественно оценивать снегонакопление на объектах нефтегазовой инфраструктуры. Дальнейшее развитие моделей с учетом многослойной структуры снежного покрова и его физико-механических характеристик улучшит точность расчетов и усилит надежность проектируемых решений.

5. *Валидация полученных данных.* Для подтверждения достоверности численного моделирования должны быть проведены полевые наблюдения с использованием систем мониторинга снеговых отложений, анемометров и тепловизоров. Требуется выполнить контрольные замеры высоты и плотности снежного покрова в критических зонах, сравнить их с расчетными значениями и корректировать модели с учетом полученных данных. Кроме того, рекомендуется организовать длительное наблюдение в течение нескольких сезонов для выявления долгосрочных тенденций снегопереноса.

6. *Учет изменяющихся климатических условий.* В дальнейших исследованиях необходимо учитывать комплексное воздействие климатических факторов, включая рост среднегодовой температуры, изменение

структуры и интенсивности осадков, а также вариативность ветровых нагрузок. Для повышения устойчивости инфраструктурных объектов к изменяющимся условиям эксплуатации следует разрабатывать адаптивные проектные решения, интегрирующие прогнозируемые климатические сценарии, учитывающие динамику снежного покрова, ветровых потоков и термодиформационных процессов в конструкциях.

Список источников

1. Чепур, П. В. Особенности деформирования крупногабаритных резервуаров со стационарной крышей при неосесимметричном воздействии ветровой нагрузки / П. В. Чепур, А. А. Тарасенко. – Текст : непосредственный // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 12–1. – С. 97–102.
2. Тарасенко, А. А. Оценка работоспособности крупногабаритного резервуара РВСПК-100000 при образовании зоны неоднородности грунтового основания / А. А. Тарасенко, П. В. Чепур, Ю. Гуань. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 4. – С. 134–136.
3. Проектирование, строительство и эксплуатация высотных зданий с учетом аэродинамических аспектов / М. К. Михайлова, В. С. Далинчук, А. В. Бушманова, Л. В. Доброгорская. – DOI 10.18720/CUBS.49.4. – Текст : непосредственный // Строительство уникальных зданий и сооружений. – 2016. – № 10 (49). – С. 59–74.
4. Воронков, Л. С. Изменения климата и императивы круглогодичной деятельности в Арктике / Л. С. Воронков. – Текст : непосредственный // Ежегодник Института международных исследований Московского государственного института международных отношений (Университета) Министерства иностранных дел Российской Федерации. – 2015. – № 1(11). – С. 9–18. – EDN : VKQKEX.
5. Афанасьев, В. А. Моделирование и оценка снеговых нагрузок на промышленные сооружения / В. А. Афанасьев, Д. М. Лебедев. – Текст : непосредственный // Известия вузов. Строительство. – 2020. – № 7. – С. 32–39.
6. Сидоров, Н. К. Анализ моделей снегопереноса для промышленных объектов / Н. К. Сидоров. – Текст : непосредственный // Промышленная безопасность. – 2021. – № 4. – С. 22–29.
7. Белостоцкий, А. М. Ветровое нагружение высотных зданий, сооружений, комплексов (предложение по актуализации свода правил) / А. М. Белостоцкий, И. Н. Афанасьева, П. А. Акимов. – DOI 10.22337/9785432302212-2017-104-114. – Текст : непосредственный // Фундаментальные, поисковые и прикладные исследования РААСН по научному обеспечению развития архитектуры, градостроительства и строительной отрасли Российской Федерации в 2016 году : сборник научных трудов РААСН / Российская академия архитектуры и строительных наук. – Москва : Издательство АСВ, 2017. – С. 104–114.
8. Горчакова, О. С. Математическое исследование аэродинамических характеристик с использованием программного комплекса / О. С. Горчакова. – Текст : непосредственный // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2020. – № 3. – С. 58–61.
9. Mahr, C. Optimization of a cloud chamber for the production of snow by CFD methods: Flow simulations using ANSYS fluent under given general conditions. – Text : electronic // Technische Universität Wien. – 2017. – URL: <https://doi.org/10.34726/hss.2017.28493> (дата обращения : 01.03.2025).

10. Tominaga, Y. CFD prediction of flow field and snowdrift around a building complex in a snowy region / Y. Tominaga, A. Mochida. – Text : direct // Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics. – 1999. – Vol. 81, Issue 1–3. – P. 273–282.
11. Bournet P.-E., Rojano F. Advances of Computational Fluid Dynamics (CFD) applications in agricultural building modelling: Research, applications and challenges / P. E. Bournet, F. Rojano. – DOI 10.1016/j.compag.2022.107277. – Text : direct // Computers and Electronics in Agriculture. 2022. – Vol. 201. – P. 107277.
12. Thiis, T. K. Numerical simulation of snow drift development on a gabled roof / T. K. Thiis, J. Potac. – Text : direct // Proceedings of the 7th European and African Conference on Wind Engineering. Amsterdam, the Netherlands. – 2011.
13. Numerical simulation of snow drifting around building model / X. Sun, C. Hon, Y. Wu, F. Fan. – Text : direct // Engineering Mechanics. – 2014. – Vol. 31, Issue. 4. – P. 141–146.
14. Тарасенко, А. А. Особенности совместной работы кольцевого фундамента и грунтового основания при наличии зон неоднородности / А. А. Тарасенко, П. В. Чепур. – Текст : непосредственный // Основания, фундаменты и механика грунтов. – 2016. – № 4. – С. 9–13.
15. Tarasenko, A. A. Study of deformations in a large-capacity oil storage tank in the presence of subgrade inhomogeneity zones / A. A. Tarasenko, P. V. Chepur, A. A. Gruchenkova. – Text : direct // MATEC Web of Conferences. Les Ulis. – 2016. – P. 01025.

References

1. Chepur, P. V., Tarasenko, A. A. (2015). Features of fixed roof tanks deformation effects in axisymmetric wind load. Fundamental research, 12(1), pp. 97-102. (In Russian).
2. Tarasenko, A. A., Chepur, P. V., & Guan, Yu. (2016). Performance evaluation of large tank RVSPK-100000 in development of differential settlement area. Oil industry, (4), pp. 134-136. (In Russian).
3. Mikhailova, M. K., Dalinchuk, V. S., Bushmanova, A. V., & Dobrogorskaya, L. V. (2016). Design, construction and operation of high-rise buildings, taking into account the aerodynamic aspects. Construction of Unique Buildings and Structures, 10(49), pp. 59-74. (In Russian). DOI: 10.18720/CUBS.49.4
4. Voronkov, L. S. (2015). Izmeneniya klimata i imperativy kruglogodichnoi deyatel'nosti v Arktike. *Ezhegodnik Instituta mezhdunarodnykh issledovaniy Moskovskogo gosudarstvennogo instituta mezhdunarodnykh otnosheniy (Universiteta) Ministerstva inostrannykh del Rossiyskoy Federatsii*, 1(11), pp. 9-18. (In Russian).
5. Afanasiev, V. A., & Lebedev, D. M. (2020). Modelirovanie i otsenka snegovykh nagruzok na promyshlennye sooruzheniya. *Izvestiya vuzov. Stroitelstvo*, (7), pp. 32–39. (In Russian).
6. Sidorov, N. K. (2021). Analiz modelei snegoperenosa dlya promyshlennykh obektov. *Promyshlennaya bezopasnost*, (4), pp. 22-29. (In Russian).
7. Belostotsky, A. M., Afanasyeva, I. N., & Akimov, P. A. (2017). Vetrovoe nagruzhenie vysotnykh zdaniy, sooruzheniy, kompleksov (predlozhenie po aktualizatsii svoda pravil). In *Fundamentalnye, poiskovye i prikladnye issledovaniya RAASN po nauchnomu obespecheniyu razvitiya arkhitektury, gradostroitelstva i stroitelnoi otrasli Rossiiskoi Federatsii v 2016 godu: Sbornik nauchnykh trudov RAASN*. Moscow, ASV Publ., pp. 104-114. (In Russian). DOI: 10.22337/ 9785432302212-2017-104-114.

8. Gorchakova, O. S. (2020). Mathematical research of aerodynamic characteristics using the software complex. *Izvestiya Tulskogo gosudarstvennogo universiteta. Tekhnicheskie nauki*, (3), pp. 58-61. (In Russian).
9. Mahr, C. (2017). Optimization of a cloud chamber for the production of snow by CFD methods: Flow simulations using ANSYS fluent under given general conditions. Technische Universität Wien. (In English). Available at: <https://doi.org/10.34726/hss.2017.28493>
10. Tominaga, Y., & Mochida, A. (1999). CFD prediction of flow field and snowdrift around a building complex in a snowy region. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 81(1-3), pp. 273-282. (In English).
11. Bournet, P. E., & Rojano, F. (2022). Advances of Computational Fluid Dynamics (CFD) applications in agricultural building modelling: Research, applications and challenges. *Computers and Electronics in Agriculture*, (201), P. 107277. (In English). DOI: 10.1016/j.compag.2022.107277
12. Potac, J., & Thiis, T. K. (2011). Numerical simulation of snow drift development on a gabled roof. In *The 13th International Conference on Wind Engineering*. Amsterdam, the Netherlands. (In English).
13. Sun, X., Hon, C., Wu, Y. & Fan, F. (2014). Numerical simulation of snow drifting around building model. *Engineering Mechanics*, 31(4), pp. 141-146. (In English).
14. Tarasenko, A. A., & Chepur, P. V. (2016). Aspects of the joint operation of a ring foundation and a soil bed with zones of inhomogeneity present. *Soil Mechanics and Foundation Engineering*, 53(4). pp. 238-243. (In Russian).
15. Tarasenko, A. A., Chepur, P. V., & Gruchenkova A. A. (2016) Study of deformations in a large-capacity oil storage tank in the presence of subgrade inhomogeneity zones. *MATEC Web of Conferences*. Les Ulis. P. 01025. (In English).

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](https://orcid.org/0000-0002-6722-459X)
Web of Science Researcher ID:
L-1887-2015.
SCOPUS ID: 56491219700

Староверов Дмитрий Игоревич,
студент, Тюменский индустриальный
университет, г. Тюмень

Dmitry I. Staroverov, Student,
Industrial University of Tyumen

Берг Владимир Иванович,
кандидат технических наук, доцент
Центра проектного обучения, Высшая
инженерная школа ЕГ, Тюменский
индустриальный университет,
г. Тюмень, bergvi@tyuiu.ru,
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9165-252X>
Author ID: 727278 (идентификатор
автора в РИНЦ)

Vladimir I. Berg, Candidate of
Engineering Sciences, Associate Profes-
sor, Center for Project-Based Learning,
Graduate School of Engineering EG, In-
dustrial University of Tyumen,
bergvi@tyuiu.ru,
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9165-252X>
Author ID in RINTS: 727278

Поступила в редакцию / Received 28.02.2025

Поступила после рецензирования / Revised 29.03.2025

Принята к публикации / Accepted 05.04.2025

Научная статья / Original research article
УДК 62.785
DOI:10.31660/0445-0108-2025-6-134-146
EDN: UFRMQA



Проблемы при строительстве и эксплуатации нефтепроводов в многолетнемерзлых грунтах

**А. Б. Шабаров¹, К. А. Шеметов², Т. Г. Пономарева^{2*}, Я. М. Курбанов²,
В. А. Иванов², Е. Л. Чижевская²**

¹Тюменский государственный университет, Тюмень, Российская Федерация

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Российская Федерация

*ponomarevatg@tyuiu.ru

Аннотация. Статья посвящена исследованию проблем обеспечения устойчивого положения нефтепроводов в сложных природно-климатических условиях. Цель — проанализировать существующие проблемы многолетнемерзлых грунтов, влияющие на вид, метод, технологию строительства нефтепровода и его последующую эксплуатацию до предельного состояния.

Задачи: определить причины возникновения деформаций нефтепровода в криолитозоне; рассмотреть защитные мероприятия, сохраняющие устойчивое положение нефтепровода в криогенных условиях; описать физический процесс сезонно-действующих охлаждающих устройств по сохранности стабильно-отрицательной температуры талого грунта в летний период. В ходе исследования применялся системный инженерно-геокриологический подход, интегрирующий анализ криогенного строения грунтового массива, его термического режима и фильтрационно-миграционных процессов фазовых переходов влаги. Установлено, что ключевыми проблемами при строительстве и эксплуатации нефтепроводов в криолитозоне являются деградация многолетнемерзлых грунтов (протаивание), пучение грунтов и развитие склоновых процессов, приводящие к неравномерным осадкам опор и возникновению критических напряжений в стенке трубы. В рамках защитных мероприятий, обеспечивающих устойчивое проектное положение, предлагается: применение теплоизоляции из пенополиуретанового покрытия для стабилизации температурного режима; использование сезонно-действующих охлаждающих устройств в летний период; устройство подвижных опор из хладостойких сталей с узлами крепления на основе фторопластовых композитов для компенсации температурных перемещений трубопровода. На основе анализа эксплуатационных данных можно заключить, что подземный способ прокладки с глубиной заложения 2,5–3 м — технически и экономически обоснованное решение для многолетнемерзлых грунтов, способное обеспечить безопасную эксплуатацию в течение 30 лет. В то же время надземный способ остается актуальным для арктических регионов с высокой льдистостью, где глубина оттаивания может вызывать деформации свыше 500 мм. В статье достигнута цель выявления существующих проблем многолетнемерзлых грунтов, влияющих на вид, метод, технологию строительства нефтепровода и его последующую эксплуатацию.

Ключевые слова: многолетнемерзлые грунты, криолитозона, термостабилизация, тепловая изоляция, термостабилизирующие экраны, сезонно-действующие охлаждающие устройства, устойчивость, проектное положение, просадка, пучение

Для цитирования: Проблемы при строительстве и эксплуатации нефтепроводов в многолетнемерзлых грунтах / А. Б. Шабаров, К. А. Шеметов, Т. Г. Пономарева [и др.]. — DOI 10.31660/0445-0108-2025-6-134-146 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 6. — С. 134–146. — EDN: UFRMQA

The challenges in the construction and operation of oil pipelines in the cryolithozone (permanently frozen soils)

**Aleksandr B. Shabarov¹, Kirill A. Shemetov², Tatiana G. Ponomareva^{2*},
Yaragi M. Kurbanov², V. A. Ivanov², Elena L. Chizhevskaya²**

¹University of Tyumen, Russian Federation

²Industrial University of Tyumen, Russian Federation

*ponomarevatg@tyuiu.ru

Abstract. This paper examines the challenges associated with maintaining stable oil pipeline performance in complex natural and climatic conditions. The aim is to analyze issues related to permafrost that influence the design, construction methods, and long-term operation of pipelines until they reach their limit state. The tasks: identifying the causes of pipeline deformation in areas of permafrost; reviewing protective measures that help maintain pipeline stability in cryogenic conditions; describing the physical processes behind seasonal cooling devices that keep thawed soils at stable subzero temperatures during the summer. The authors of this paper employ a systems-based engineering and geocryological approach that integrates the analysis of cryogenic soil structure, thermal regime, and filtration-migration processes during moisture phase transitions. This study reveals that the main problems in pipeline construction and operation within permafrost include permafrost degradation (thawing), frost heave, and slope processes that lead to uneven foundation settlement and create critical stresses in the pipeline wall. To ensure stable pipeline geometry, the authors recommend the following protective measures: polyurethane foam insulation to stabilize the thermal regime; seasonal cooling devices that operate during summer, movable supports made of cold-resistant steels with fluoropolymer-based bearing components to compensate for thermal displacements. Using operational data the authors can conclude that underground installation at a depth of 2.5 to 3 meters is a technically and economically sound solution for permafrost regions, ensuring safe operation for up to 30 years. At the same time, above-ground installation remains relevant in Arctic areas with highly ice-rich soils, where thaw depths can produce deformations exceeding 500 mm. This study achieves its aim by identifying key permafrost-related factors that influence pipeline design, construction methodology, and long-term operation.

Keywords: permafrost soils, cryolithozone, thermostabilization, thermal insulation, thermostabilizing screens, seasonal cooling devices, stability, design position, subsidence, heaving

For citation: Shabarov, A. B., Shemetov, K. A., Ponomareva, T. G., Kurbanov, Ya. M., Ivanov, V. A. & Chizhevskaya, E. L. (2025). The challenges in the construction and operation of oil pipelines in the cryolithozone (permanently frozen soils). *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 134-146. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-6-134-146

Введение

Экономика, развитие и перспективы Российской Федерации в сфере трубопроводного транспорта углеводородов выходят на новый этап, связанный с освоением месторождений в регионах Крайнего Севера и Восточной Сибири, характеризующихся криогенными условиями. Эти территории отличаются распространением многолетнемерзлых, сезонномерзлых и талых грунтов, что создает значительные сложности при проектировании, строительстве и эксплуатации объектов трубопроводной инфраструктуры. К ключевым инженерно-геокриологическим проблемам относятся: риск деградации мерзлоты (оттаивание), пучение грунтов, а также развитие опасных склоновых процессов (солифлюкция, крип) [1].

Многолетнемерзлый грунт представляет собой грунт, требующий при строительстве применения особых инженерных и технических решений, которые обеспечивают безопасную эксплуатацию, надежность и бесперебойность транспортировки нефти с месторождений до конечного потребителя, причем потребитель вправе рассчитывать на безаварийность транспорта нефти на природно-сложных участках прохождения линейного объекта, содержащего риск возникновения деформаций и всевозможных утечек вследствие просадки или пучения, способных привести к остановке всей системы нефтеснабжения.

Исследования устойчивости опор надземного нефтепровода в нестабильных грунтах, с последующими решениями, имеют спрос на рынке, что свидетельствует о наличии множества научных статей с предложениями о сохранности проектного положения линейного объекта и увеличению срока надежной эксплуатации металлических конструкций.

Решений по обеспечению устойчивости нефтепровода, проложенного в криогенных условиях, достаточное количество: теплоизоляционные методы, свайные конструкции, термостабилизация и прочее. Перспективы указанных решений заключаются в использовании новых материалов, обеспечивающих устойчивость к экстремальным температурным условиям, долговечность в условиях криолитозоны, автоматизации процессов, включая точное цифровое моделирование поведения трубопровода, прогнозирование и оценку критических ситуаций, а также в проектах с применением энергоэффективных технологий и экологически безопасных материалов [1–2].

Таким образом, в рамках настоящего исследования поставлена цель — анализ существующей специфики многолетнемерзлых грунтов, влияющей на выбор вида, метода, технологии строительства нефтепровода и его последующую эксплуатацию до предельного состояния.

Сформулированы следующие задачи:

1. Определить причины возникновения деформаций нефтепровода в криолитозоне.
2. Рассмотреть защитные мероприятия, направленные на сохранение устойчивого положения нефтепровода в криогенных условиях.
3. Описать физический процесс сезонно-действующих охлаждающих устройств по сохранности стабильно-отрицательной температуры талого грунта в летний период.

Объект и методы исследования

На стадии проектирования и технико-экономического обоснования объектов инфраструктуры в криолитозоне критическое значение имеет учет мощности и динамики деятельного (сезонно-талого) слоя (ДС/СТС). Этот параметр характеризует временную зависимость процессов промерзания и оттаивания грунтов в годовом цикле.

Многолетние инженерно-геокриологические исследования свидетельствуют, что сезонное оттаивание может достигать глубины 3,0 метров, что приводит к существенному снижению прочностных и деформационных характеристик грунтов, в первую очередь, их несущей способности [2]. Важнейшей характеристикой многолетнемерзлых грунтов (ММГ), помимо склонности к уменьшению устойчивости грунтового массива от прогрева, выступает льдистость, формирующаяся в зимний период. Повышенное содержание подземного льда (льдистость) также детерминирует снижение устойчивости грунтового массива. Установленной научной закономерностью является нахождение ММГ в замерзшем состоянии вследствие достижения термодинамического равновесия на глубине 12–15 м [3].

Строительство и последующая эксплуатация магистральных нефтепроводов в условиях распространения ММГ относятся к категории ответ-

ственных задач. Их решение требует комплексного учета множества взаимосвязанных факторов для обеспечения экологической безопасности, сохранности человеческих жизней и целостности объекта транспорта углеводородов.

В связи с вышеизложенным, обоснована необходимость применения системного подхода, интегрирующего:

- криогенное строение и свойства грунтового массива;
- термический режим;
- фильтрационно-миграционные процессы фазовых переходов влаги в грунтах.

При понижении температуры поровая влага переходит в твердую фазу, выступая в качестве цементирующего компонента. Однако в условиях эксплуатации при колебаниях температуры возникают криогенные процессы, такие как пучение при промерзании и просадки при оттаивании. Эти явления приводят к неравномерным вертикальным перемещениям опорных элементов надземного перехода нефтепровода, что индуцирует возникновение значительных продольных и поперечных напряжений в стенке трубы. На рисунке 1 показана граница промерзания, зона возможного разрыва и направления сил выпучивания в многолетнемерзлых грунтах.



Рис. 1. Процесс разрыва свайных опор при выпучивании

Превышение допустимого уровня напряжений создает риск потери устойчивости стенки, развития трещин и разгерметизации [3, 4]. Таким образом, мероприятия, направленные на обеспечение безопасной технологии строительства и эксплуатации, требуют особого внимания. На рисунке 2 показано, в каких местах при потере проектных отметок могут произойти разрыв и разгерметизация.

Коррозионно-механическое воздействие грунтовой среды на трубопровод носит полимодальный характер, включая следующие виды воздействия: тепловое; силовое (механическое); влажностное; коррозионное; биологическое.

Совокупное влияние этих негативных факторов приводит к нерасчетным перемещениям трассы, провисанию и, как следствие, прогрессирующему повреждению и потенциальному разрушению конструкции.



Рис. 2. Деформация нефтепровода при потере устойчивого положения

Дополнительная нагрузка на грунтовый слой формируется не только весом транспортируемого продукта, но и массой тепловой изоляции, а также вспомогательного технологического оборудования [4]. Указанные элементы конструкции подвержены комплексному внешнему воздействию, в особенности тепловому, вызывающему удлинение или уменьшение длины нефтепровода, получившему название «термическое удлинение».

Термические удлинения трубопровода, вызванные изменением температуры транспортируемого продукта и окружающей среды, могут компенсироваться без применения специальных компенсаторов. Это явление получило название самокомпенсации. На рисунке 3 показаны виды технологии для естественной самокомпенсации температурных колебаний.

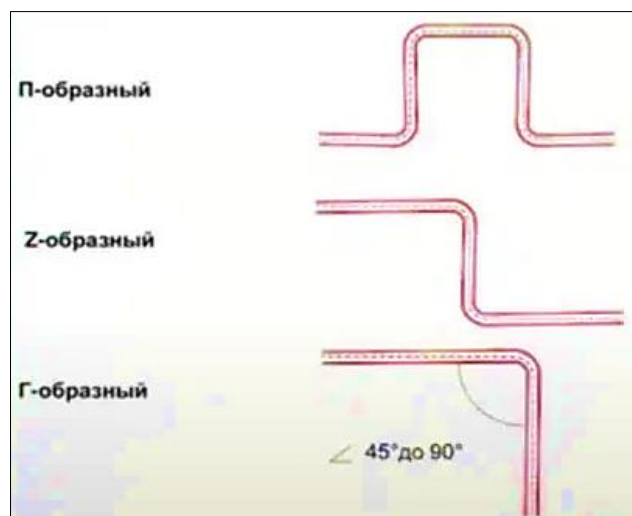


Рис. 3. Виды естественной самокомпенсации нефтепровода

Самокомпенсация достигается за счет использования естественных поворотов (отводов) трассы. Эти отводы воспринимают и компенсируют

значительную часть осевых деформаций благодаря собственной пространственной жесткости и упругим свойствам материала трубы [5]. Остающаяся часть продольных напряжений воспринимается за счет упругой деформации металла на прямолинейных участках трубопровода.

Тепловая энергия перекачиваемого продукта рассеивается в окружающую среду. Для минимизации нежелательных тепловых потерь применяется тепловая изоляция, предназначенная для снижения интенсивности теплообмена и сохранения внутренней тепловой энергии потока.

Конструктивно тепловая изоляция отличается от стандартной противокоррозионной изоляции применяемыми материалами и функциональным назначением. Если стандартная изоляция (например, из полиэтилена) предназначена для защиты от коррозии, то тепловая изоляция выполняется из материалов с низким коэффициентом теплопроводности, таких как пенополиуретан. Этот материал обладает высоким термическим сопротивлением, что обеспечивает низкую теплопередачу.

Применение пенополиуретановой изоляции решает ряд технологических задач:

- снижение вязкости нефтепродукта за счет поддержания более высокой температуры, что уменьшает гидравлическое сопротивление, обусловленное внутренним трением между слоями жидкости;
- сокращение общих энергетических потерь по длине трубопровода;
- стабилизация температурного режима стенки трубы, что снижает величину термических деформаций и повышает надежность конструкции.

Технология нанесения теплоизоляционной конструкции включает следующую последовательность операций:

1. На подготовленную поверхность трубы наносится эпоксидный праймер (адгезионный грунт) и полиэтилен, обеспечивающий защиту от коррозии, вызываемой агрессивными компонентами окружающей среды (химической и водородной коррозии).

2. На слой полиэтилена монтируется теплоизоляция из пенополиуретана.

3. Изоляция закрывается защитной оболочкой, как правило, из оцинкованной стали, предохраняющей внутренние слои от механических повреждений и воздействия влаги.

На рисунке 4 представлены все элементы защиты нефтепровода от полиэтилена до оцинкованной стали.

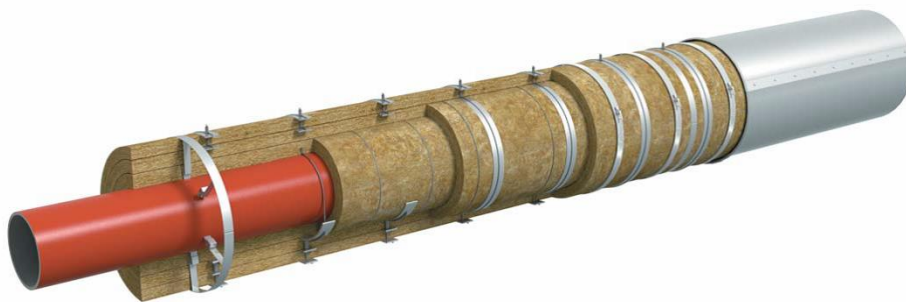


Рис. 4. Эксплуатационная защита нефтепровода

Особенностью технологии строительства теплоизолированных трубопроводов является интеграция в слой пенополиуретановой изоляции системы оперативного дистанционного контроля (СОДК), включающей сигнальные медные кабели. Эта система предназначена для точной локализации участков повреждения изоляционного покрытия, требующих ремонтного вмешательства.

Результаты исследования

Широкое применение методов термостабилизации грунта обусловлено необходимостью обеспечения безопасной эксплуатации нефтепроводов, прокладываемых в районах распространения многолетнемерзлых (ММГ), талых и термокарстовых грунтов.

Под термостабилизацией грунта понимается его способность сопротивляться изменению теплового состояния под воздействием внешних температурных факторов и внутренних тепловыделений от трубопровода [5, 6].

В летний период сезонное оттаивание верхнего слоя ММГ приводит к снижению его несущей способности, что вызывает неравномерные просадки и возникновение повышенных напряжений в теле нефтепровода. Для предотвращения этого процесса применяются сезонно-действующие охлаждающие устройства (СОУ), функция которых заключается в искусственном отводе тепла из грунта для поддержания его в мерзлом состоянии. На рисунке 5 изображено поле действия СОУ [7].

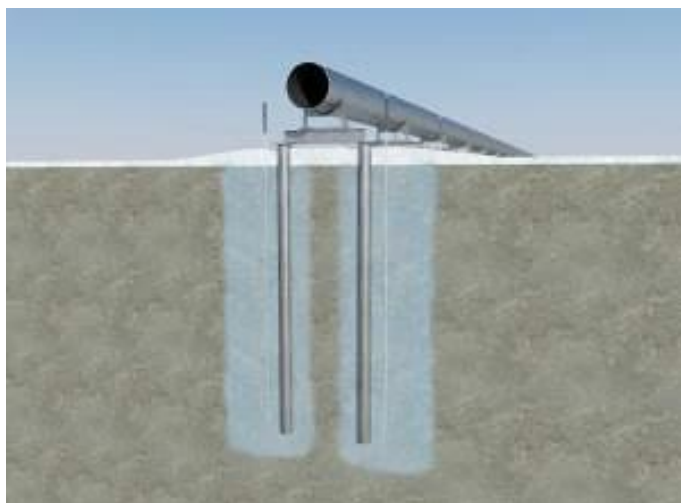


Рис. 5. Отвод тепла грунта с помощью СОУ

Ключевым элементом такой системы служит парожидкостный термосифон, заправленный низкокипящим хладагентом. В качестве хладагентов в зависимости от требуемого температурного режима используются такие вещества, как аммиак, фреоны, пропан, керосин и другие [8, 9].

Принцип действия термосифона основан на замкнутом двухфазном цикле испарения и конденсации рабочего тела.

1. Испарение (отбор тепла). При повышении температуры грунта выше температуры кипения хладагента жидкость в нижней части (испарителе) сифона закипает. Процесс парообразования сопровождается поглощением скрытой теплоты парообразования из окружающего грунта, что приводит к его охлаждению.

2. Конденсация (отвод тепла). Образовавшийся пар поднимается в верхнюю часть сифона (конденсатор), расположенную в зоне более низких температур (как правило, над поверхностью земли). Здесь пар конденсируется на стенках, передавая скрытую теплоту конденсации в атмосферу через радиатор. Сконденсировавшаяся жидкость стекает вниз под действием силы тяжести, завершая цикл.

Физическая основа процесса, обеспечивающая циркуляцию хладагента, называется конвективным теплообменом, а изменение агрегатного состояния вещества — фазовым переходом.

Таким образом, рабочее тело в парожидкостном термосифоне функционирует как авторегулятор, поддерживающий температурный режим грунта в заданных пределах. При росте температуры активируется режим охлаждения за счет интенсивного испарения хладагента. При понижении температуры внешней среды процесс конденсации преобладает, циркуляция замедляется или прекращается, что минимизирует нежелательное увеличение площади промерзания грунта.

Для мониторинга температурного режима грунта и конструкций опоры оснащаются датчиками теплового поля и температуры окружающей среды. Для защиты от неблагоприятных метеорологических воздействий датчики размещаются в защитных кожухах из различных материалов, формирующих термоизолирующий экран, что продемонстрировано на рисунке 6 (в нефтяной промышленности закрепился термин «термозонд»).



Рис. 6. Термоизолирующий экран нефтепровода

Опорные конструкции подразделяются на две основные группы: неподвижные и подвижные. Изготовление опор, как правило, осуществляется из хладостойких сталей, например, марки 09Г2С. Компенсация температурных перемещений трубопровода в подвижных опорах обеспечивается за счет материала конструкции узла крепления к трубе (рис. 7). Верхний слой высокопрочных прокладок выполняется из полимерного композита на основе фторопласта, что обеспечивает низкий коэффициент трения.

Подвижные опоры играют ключевую роль в обеспечении безопасной транспортировки углеводородов по линейной части магистрали. Изменения температуры транспортируемого продукта и окружающей среды вызывают линейные деформации (удлинение или сжатие) труб, что может привести к возникновению недопустимых напряжений, деформациям, разрывам сварных соединений и повреждению оборудования. Подвижные опоры компенсируют продольные перемещения трубопровода. Дополнительным преимуществом является их способность обеспечивать не только продольные, но и горизонтальные перемещения, а также отклонения от проектных отметок без потери устойчивости [9].



Рис. 7. Подвижные опоры нефтепровода

Проектирование трассы нефтепровода в регионах с многолетнемерзлыми грунтами требует комплексного учета их свойств: несущей способности, температурного режима района, влагосодержания, а также потенциальной величины просадки и выпучивания. На основе этих данных определяется оптимальный участок и способ прокладки (надземный или подземный) [9].

Традиционно подземная прокладка в таких условиях считалась экономически невыгодной из-за высоких финансовых затрат, связанных с необходимостью устройства песчаной подушки (отсыпки из мягкого грунта) и монтажа дорогостоящих теплоизолирующих экранов. Однако

проведенные исследования и экономические расчеты, включая сравнительный анализ эксплуатации нефтепроводов Ухта — Ярославль и Восточная Сибирь — Тихий океан (ВСТО), опровергают это утверждение [9]. Наблюдения показали, что глубина просадки трассы Ухта — Ярославль, проложенной в условиях незамерзающих болот, сопоставима с просадкой подземного нефтепровода в многолетнемерзлых грунтах.

Расчетный срок надежной эксплуатации магистральных нефтепроводов составляет 20 лет, по истечении которых многие участки подлежат замене вследствие коррозионного износа, в частности внутренней коррозии, приводящей к уменьшению толщины стенки трубы ниже минимально допустимого значения.

Критически важным критерием выступает величина просадки. Установлено, что нефтепровод не должен создавать прогиб глубиной более 0,5–0,7 м. Соблюдение этого условия позволяет избежать значительных деформаций и возникновения аварийных напряжений.

Результаты мониторинга состояния подземного нефтепровода по данным нефтетранспортной компании в течение 30 лет эксплуатации показали просадку грунта от проектных отметок по вертикали на 370 мм, что не вызвало дополнительных деформаций или осложнений в процессе транспортировки. Прогнозирование при отсутствии теплоизоляции на том же участке показало, что за указанный период величина просадки могла бы составить 430 мм [9].

Компания-оператор нефтепровода ВСТО приняла решение о подземной прокладке трассы на глубине 2,5 м, что позволяет сохранять отрицательную температуру грунта под трубой в течение всего года. На отдельных участках глубина заложения была увеличена до 3 м, что обусловлено локальными температурными условиями региона.

Выполненное компанией экономическое сравнение способов прокладки позволило сделать выбор в пользу подземного варианта для нефтепровода ВСТО как обоснованного. Надземная прокладка повлекла бы за собой сопоставимые или более высокие капитальные затраты при одинаковом расчетном сроке службы трубопровода. Таким образом, подземный способ в конкретных условиях многолетнемерзлых грунтов оказался экономически целесообразным.

Обсуждение

Результаты проведенного анализа демонстрируют, что выбор способа прокладки трубопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов не ограничивается надземным вариантом, несмотря на его традиционное предпочтение. Критерием выбора часто выступают капитальные затраты, что подтверждается решением нефтетранспортной компании в пользу подземной прокладки нефтепровода. Это инженерное решение обеспечивает безопасную эксплуатацию в течение 30-летнего расчетного срока службы. По его истечении предусматривается капитальный ремонт и восстановление

ние проектного положения новых участков трассы, уложенных на импортированном мягком грунте или минеральной подушке, обладающей максимальной несущей способностью.

Вместе с тем надземный способ прокладки сохраняет актуальность для арктических регионов, характеризующихся маломощным почвенным слоем, повышенной влажностью и, как следствие, высокой льдистостью грунтов. Оттаивание таких грунтов может приводить к критическим деформациям — просадкам или пучению свыше 500 мм, что делает надземный вариант технически и экономически обоснованным.

Выводы

Способ прокладки нефтепровода в сложных природно-климатических условиях обуславливается свойствами грунта и криогенного строения, термическими показателями, а также фильтрационно-миграционными процессами, причем перечисленные параметры требуют проведения количественно-качественного анализа и обоснования инженерных решений для обеспечения бесперебойной эксплуатации нефтепровода, проложенного надземным или подземным способом. Силовые, влажностные, коррозионные, тепловые и биологические факторы, оказывающие прямое влияние на эксплуатацию нефтепровода, нейтрализуются посредством реализации комплекса мероприятий и применения различного рода оборудования и приборов, полностью или частично исключаящих негативное воздействие указанных факторов. Оттаивание или пучение грунтового массива чревато возникновением аварийных ситуаций, вследствие чего исследования и научно-технические работы, посвященные модернизации методов сохранения несущей способности грунта, имеют высокий спрос.

Таким образом, строительство и эксплуатация нефтепроводов в сложных природно-климатических условиях требуют учета криогенных процессов и реализации инновационных технологий стабилизации грунтов, что является необходимым условием для безопасной и энергетически эффективной эксплуатации линейного объекта в регионах с многолетнемерзлыми породами, обладающими высокой льдистостью.

Список источников

1. Смолова, В. А. Основные проблемы трубопроводного транспорта углеводородов в условиях многолетнемерзлых грунтов / В. А. Смолова, Е. О. Реховская. — Текст : непосредственный // Актуальные вопросы энергетики: материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, Омск, 25–27 мая 2022 г. — Омск : Омский государственный технический университет. — 2022. — С. 22–27.
2. Тянь, И. Основные проблемы трубопроводного транспорта углеводородов / И. Тянь. — Текст : непосредственный // Globus : технические науки. — 2021. — Т. 7, № 4(40). — С. 28–31.

3. Актуальные вопросы строительства на Дальнем Востоке России : материалы научно-практической конференции; ред. А. А. Пиотрович, А. Н. Сульдин, Южно-Сахалинск, 05 февраля 2022 г. – Хабаровск : Дальневосточный государственный университет путей сообщения. – 2022. – 87 с. – Текст : непосредственный.
4. Димов, Л. А. О выборе способа прокладки нефтепроводов при строительстве на многолетнемерзлых грунтах / Л. А. Димов, И. Л. Димов. – Текст : непосредственный // Основания, фундаменты и механика грунтов. – 2014. – № 5. – С. 29–32
5. Сайфуллина, О. Р. Изучение влияния свойств многолетнемерзлых грунтов на технологию прокладки нефтепровода. О. Р. Сайфуллина, А. Г. Закирзаков, Л. М. Маркова. – Текст : электронный. – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?edn=ubdjdn>
6. Иванова, Т. А. Сравнительный анализ методов прокладки нефтепроводов в районах многолетнемерзлых грунтов / Т. А. Иванова. – Текст : электронный. – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=45725483>
7. Кутушева, А. Р. Современные способы защиты магистральных нефтепроводов при прокладке и эксплуатации магистральных нефтепроводов на участках многолетнемерзлых грунтов / А. Р. Кутушева. – Текст : электронный. – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=44835742>
8. Кондратьева, В. Г. Основные геокриологические проблемы нефтепроводов в криолитозоне и пути решения их / В. Г. Кондратьева, В. А. Бронников. – Текст : электронный. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?edn=wakgkb>
9. Смирнов, В. В. Проблемы обеспечения надежности эксплуатации сооружений в криолитозоне / В. В. Смирнов, Ю. Д. Земенков. – Текст : непосредственный // Инновации в науке. – 2013. – № 25. – С. 57–65.

References

1. Smolovaya, V. A., & Rekhovskaya, E. O. (2022). Osnovnye problemy truboprovodnogo transporta uglevodorodov v usloviyakh mnogoletnemerzlykh gruntov Aktual'nye vo-prosy energetiki: materialy Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem, Omsk, 25-27 maya 2022 g. Omsk, Omskiy gosudarstvennyy tekhnicheskiiy universitet Publ., pp. 22-27. (In Russian).
2. Tian, Y. (2021). Main problems of pipeline transportation of hydrocarbons. Globus: technical sciences, 7(4(40)), pp. 28-31. (In Russian).
3. Aktual'nye voprosy stroitel'stva na Dal'nem Vostoke Rossii : materialy nauchno-prakticheskoy konferentsii. (2022). Khabarovsk, Dal'nevostochnyy gosudarstvennyy universitet putey soobshcheniya Publ., 87 p. (In Russian).
4. Dimov, L. A., & Dimov, I. L. (2014). Selection of placement method for oil pipelines constructed on permafrost. Soil Mechanics and Foundation Engineering, 51(5), pp. 258-262. (In Russian).
5. Sayfullina, O. R, Zakirzakov, A. G., & Markova, L. M. (2009). Izuchenie vliyaniya svoystv mnogoletnemerzlykh gruntov na tekhnologiyu prokladki nefteprovoda. (In Russian). Available at: <https://www.elibrary.ru/item.asp?edn=ubdjdn>
6. Ivanova, T. A. (2021). Sravnitel'nyy analiz metodov prokladki nefteprovodov v rayonakh mnogoletnemerzlykh gruntov. (In Russian). Available at: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=45725483>

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) и могут дублироваться по электронной почте (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 tumnig.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

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/

Редактор — В. И. Карашлийска
Редактор, дизайнер — Н. В. Шуваева

Тираж 500 экз. Заказ № 3151.
Дата выхода в свет 29.12.25. Формат 70x108/16.
Уч.-изд. л. 8,22. Усл. печ. л. 13,2.

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 3151.
Date of publishing 29.12.25. Sheet size 70x108/16.
Published sheets 8,22. Conventional printed sheets 13,2.
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.