

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ

OIL AND GAS STUDIES

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

Том 30, № 2
Март — апрель 2026

Vol.30, No 2
March — April 2026

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

Учредитель журнала:

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

Издатель:

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

Адрес редакции:

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

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

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

The Journal Founder:

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

Publisher:

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

Editorial office, publisher:

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

Distribution: content is distributed under
Creative Commons Attribution 4.0 License

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

Периодичность издания — 6 раз в год

Сайт журнала: <http://www.tumnig.tyuiu.ru>

E-mail: shuvaevanv@tyuiu.ru

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

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

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

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

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

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

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

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

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

EDITORIAL BOARD

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Aleksandr A. Dyakonov, Doctor of Engineering, Associate Professor, Rector, Almeteyevsk state technological university «Petroleum high school», Almeteyevsk

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ЮБИЛЕЙ

Члену редакционной коллегии нашего журнала, доктору технических наук, профессору **Эфендиеву Галибу Мамед оглы — 80 лет!** 9

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

А. А. Арсеньев, Д. С. Леонтьев, С. Н. Кильдышев
К столетию начала поисков нефти и газа в Курганском Зауралье 12

К. Я. Гильманова
Обоснование высот залежей отложений тюменской свиты
с помощью косвенных методов 25

Н. Л. Мамаева, С. А. Петров, В. А. Мальчевский
Сравнительная гидрогеохимическая характеристика тюменских
геотермальных высокоминерализованных вод 38

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Д. А. Ньярко, Е. Г. Курбасов
Анализ эффективности многоствольного бурения на российском
арктическом шельфе на примере месторождений Западной Сибири 49

А. В. Малышева
Применение технологий машинного обучения для подбора скважин-кандидатов
на проведение гидравлического разрыва пласта 64

С. Ф. Мулявин, С. И. Чемоданов, Р. А. Нецадимов
Изучение возможности применения геохимических методов для разделения
добычи нефти при совместной эксплуатации двух пластов
на одном из месторождений Западной Сибири 74

Л. В. Таранова, В. С. Сергеев
Выбор контактных устройств для абсорбционного концентрирования
ВСГ установок каталитического риформинга 89

И. Г. Телегин
Моделирование влияния относительных фазовых проницаемостей
на циклическое заводнение нефтяных залежей 104

Д. А. Холодницкий, В. В. Поплыгин
Проектирование комплексного развития трудноизвлекаемых запасов в условиях
Фроловской мегавпадины: инфраструктурные и технологические решения 121

РЕФОРМА ОБРАЗОВАНИЯ: ОПЫТ КОМПАНИЙ И ВУЗОВ В ПОДГОТОВКЕ СПЕЦИАЛИСТОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

А. А. Пазяк, В. В. Петрухин
Кафедре машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности Тюменского индустриального университета — 55 лет. История. Промежуточные итоги и перспективы 131

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке) 142
Правила подготовки рукописи (на английском языке) 144

CONTENTS
ANNIVERSARY

Member of the Editorial Board of Oil and Gas Studies, Doctor of Engineering Sciences,
Professor **Galib M. Efendiyev** is 80 years old! **9**

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

- A. A. Arsenyev, D. S. Leontiev, S. N. Kildyshev**
On the centenary of oil and gas exploration in the Kurgan Trans-Urals **12**
- K. Ya. Gilmanova**
Justification of the heights of the sediments of the Tyumen suite
using indirect methods **25**
- N. L. Mamaeva, S. A. Petrov, V. A. Malchevski**
Comparative hydrogeochemical characteristics of Tyumen
geothermal highly mineralized waters **38**

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

- J. A. Nyarko, E. G. Kurbasov**
Technical and economic performance of multilateral drilling on Russia's
Arctic shelf with evidence from Siberian fields **49**
- A. V. Malysheva**
Application of machine learning technologies for the candidate-wells selection
for hydraulic fracturing **64**
- S. F. Mulyavin, S. I. Chemodanov, R. A. Neshchadimov**
Study of the possibility of using geochemical methods for oil production allocation
during commingled production from two reservoirs in a field in Western Siberia **74**
- L. V. Taranova, V. S. Sergeev**
Selection of mass transfer devices for absorption concentration of
hydrogen-containing gas (HCG) in catalytic reforming units **89**
- I. G. Telegin**
Modeling of the effect of relative phase permeability
on cyclic flooding of oil deposits **104**
- D. A. Kholodnitsky, V. V. Poplygin**
Designing the comprehensive development of hard-to-recover reserves
in the Frolov mega-depression: infrastructure and technological solutions **121**

***EDUCATION REFORM: THE EXPERIENCE OF COMPANIES AND
UNIVERSITIES IN THE TRAINING OF SKILLED WORKERS FOR THE OIL
AND GAS INDUSTRY***

- A. A. Pazyak, V. V. Petruhin**
The Department of Machinery and Equipment of the Oil and Gas Industry of Industrial
University of Tyumen is 55 years old. History. Intermediate Results and Prospects **131**

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

- Manuscripts presentation requirements (In Russian) **142**
Manuscripts presentation requirements (In English) **144**



**Глубокоуважаемому Эфендиеву Галибу Мамед оглы,
доктору технических наук, профессору,
члену редакционной коллегии нашего журнала — 80 лет!**

Галиб Мамедович родился 9 мая 1946 года. В 1969 году окончил Азербайджанский институт нефти и химии им. М. Азизбекова (ныне Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности). В 1971–1975 гг. — аспирант Института проблем глубинных нефтегазовых месторождений (ИПГНГМ) Национальной академии наук Азербайджана. В 1985 году защитил диссертацию на степень кандидата технических наук, в 1997-м — диссертацию на степень доктора технических наук. С 2007 года — член-корреспондент Национальной академии наук Азербайджана, с 2010-го — профессор. В 1971–1986 гг. — научный сотрудник, в 1986–1990 гг. — старший научный сотрудник ИПГНГМ. В 1990–1996 гг. зав. сектором ИПГНГМ. В 1996–2003 гг. — заведующий отделом «Геологические условия бурения скважин» ИПГНГМ. В 2003–2016 гг. — заведующий отделом «Технология бурения

скважин» Института геологии и геофизики Национальной академии наук Азербайджана. С 2016 года по настоящее время — руководитель отдела «Теоретические и прикладные проблемы современного бурения» Института нефти и газа Министерства науки и образования Азербайджана.

Действительный член Международной академии наук о природе и обществе, член Ассоциации «Наследие Л. Заде и искусственный интеллект», Ассоциации буровиков Азербайджана. Являлся членом экспертного совета ВАК Азербайджана, диссертационных Советов в Актауском университете им. Ш. Есенова (ныне — Каспийский государственный университет технологий и инжиниринга им. Ш. Есенова), а также Атырауском институте нефти и газа (ныне Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева), читал лекции в этих вузах. Почетный профессор Атырауского института нефти и газа, в настоящее время является членом диссертационных советов при Азербайджанском государственном университете нефти и промышленности и Атырауском университете нефти и газа им. С. Утебаева. Член редколлегий журналов «Азербайджанское нефтяное хозяйство» и ANAS Transactions Earth Science (г. Баку, Азербайджанская Республика), «Известия высших учебных заведений. Нефть и газ» (г. Тюмень, Российская Федерация), «Природопользование и проблемы антропосферы» (г. Тараз, Республика Казахстан), Journal of Modern Industry and Manufacturing (г. Гонконг, Китайская Народная Республика), «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» (г. Уфа, Российская Федерация), Applied Engineering Vision (AEV) (г. Риверсайд, Калифорния, США), редакционного совета журнала «Управление качеством в нефтегазовом комплексе» (Москва, Российская Федерация).

Область научных интересов

Принятие оптимальных решений при бурении скважин, изучение геологических разрезов в процессе бурения на основе комплекса геолого-технологических и геофизических исследований, процессы разрушения горных пород и работа породоразрушающего инструмента, прогнозирование и предупреждение возможных осложнений и аварий при бурении скважин (прогнозирование зон АВПД, интервалов поглощений, оценка риска и др.), анализ сравнительной эффективности различных геолого-технических мероприятий по интенсификации добычи нефти и др.

Основные научные достижения

Выполнены исследования по изучению геологических разрезов в процессе бурения на основе комплекса геолого-технологических и геофизических исследований. Разработана схема расчетов по принятию оптимальных решений при бурении скважин с учетом неопределенности; предложена методика оценки необходимой плотности бурового

раствора с учетом нечеткости цели и ограничения. Разработаны методические подходы для оценки механических свойств горных пород, прогнозирования показателей бурения, возможных аварий и осложнений в процессе бурения в условиях неопределенности. При непосредственном участии разработаны способы оценки проницаемости пород по данным бурения скважин, оценки срока службы долот истирающе-режущего действия, на которые получены патенты РФ. Предложена методология оценки и анализа риска, предусматривающая классификацию аварийных ситуаций по степени их тяжести, вероятностей их возникновения и рисков на основе вероятностно — нечеткостного подхода.

Под руководством и при консультации защищены более 30 кандидатских и докторских диссертаций.

Общее количество публикаций, включая авторские свидетельства, патенты, статьи, тезисы докладов и материалы конференций, — более 270 (научные статьи — 265, монографии — 2, учебные пособия — 1, авторские свидетельства и патенты — 6).

Награжден почетной грамотой Министерства энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан, медалью Министерства образования и науки Республики Казахстан, почетной грамотой Президиума Национальной академии наук Азербайджана, медалью «Терегги» (Азербайджан), почетным дипломом Президента Азербайджанской Республики.

Глубокоуважаемый Галиб Мамедович!

**Сердечно поздравляем Вас с замечательным юбилеем!
Желаем новых достижений и открытий в научной
деятельности, удачи и творческого долголетия в сфере
педагогического воспитания и наставничества,
крепкого здоровья, любви и уважения
родных и близких людей!**

*Ректорат, коллеги, друзья, редакционная коллегия
и коллектив редакции журнала «Известия высших
учебных заведений. Нефть и газ»*

1.6.11. Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений (технические науки)

Научная статья / Original research article

УДК 553.982.23

DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-12-24>

EDN: DVBPHN



К столетию начала поисков нефти и газа в Курганском Зауралье

А. А. Арсеньев*, Д. С. Леонтьев, С. Н. Кильдышев

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Российская Федерация

**aarseniev62@mail.ru*

Аннотация. В настоящее время вопрос о перспективах нефтегазоносности Курганской области остается открытым. Группа исследователей из Тюмени, объединенная идеей найти месторождения нефти и газа в Зауралье, А. А. Арсеньев и Д. С. Леонтьев решила продолжить поиски самостоятельно, вкладывая в это нелегкое дело собственное время и средства. Реализация идеи поисков началась в 2020 году, были намечены маршруты и организованы экспедиции в Курганскую область по поиску поверхностных нефтегазопроявлений и пробуренных поисковых скважин. К настоящему времени авторами опубликовано более 40 научных работ, 6 из которых — монографии. С начала организации исследований, за 5 лет, было совершено 20 экспедиций, по дорогам наезжено около 12,5 тыс. км. Было посещено 6 выходов нефтегазопроявлений, найдены устья пробуренных глубоких скважин, собрана обширная база свидетельств о нефтепроявлениях от местных жителей. Кроме того, все эти сведения были объединены и включены в запатентованную авторами электронную базу данных по Курганской области. Некоторые специалисты считают, что недра Курганского Зауралья не представляют интереса с точки зрения добычи углеводородов, но не предоставляют убедительных доказательств. В настоящей статье авторы проводят историческую оценку перспектив нефтегазоносности южной и юго-восточной частей Курганской области, представляют данные самостоятельного исследования Курганской области на нефть и газ и обобщенную карту исследовательских поездок по области.

Ключевые слова: Курганское Зауралье, нефтегазопроявления, газопроявления, Беспалово, заявка, экспедиция, поиски, исследования, нефть, газ, лаборатория, Тюменский индустриальный университет

Для цитирования: Арсеньев А. А., Леонтьев Д. С., Кильдышев С. Н. К столетию начала поисков нефти и газа в Курганском Зауралье. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026;30(2):12–24. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-12-24> EDN: DVBPHN

On the centenary of oil and gas exploration in the Kurgan Trans-Urals

Alexey A. Arsenyev*, Dmitry S. Leontiev, Sergey N. Kildyshev

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

**aarseniev62@mail.ru*

Abstract. At present, the issue of the oil-and-gas content of the Kurgan Region remains open. A group of researchers from Tyumen, united by the idea of discovering oil and gas fields in the Trans-Urals — Alexey A. Arsenyev and Dmitry S. Leontiev — decided to continue the search independently, investing their own time and resources in this challenging endeavor. They began to implement this idea in 2020, when they planned routes and organized expeditions to the Kurgan Region to search for surface oil and gas shows and previously drilled exploration wells. To date, the authors have published more than 40 scientific works, including 6 monographs. Over five years of research, they carried out 20 expeditions and traveled about 12,500 km by road. They visited six sites with oil and gas shows, identified the wellheads of deep exploration wells, and collected extensive evidence of oil occurrences from local residents. In addition, they compiled all collected information into an electronic database for the Kurgan Region, which they later patented. Some experts argue that the subsoil of the Kurgan Trans-Urals has no potential for hydrocarbon production, yet they do not provide convincing evidence. In this article, the authors present a historical assessment of the oil and gas potential of the southern and southeastern parts of the Kurgan Region. They also report the results of their independent field studies. The article includes a generalized map of their research routes across the region.

Keywords: Kurgan Trans-Urals, oil and gas manifestations, gas manifestations, Bespalovo, application, expedition, search, research, oil, gas, laboratory, Industrial University of Tyumen

For citation: Arsenyev A. A., Leontiev D. S., Kildyshev S. N. On the centenary of oil and gas exploration in the Kurgan Trans-Urals. *Oil and Gas Studies*. 2026;30(2):12–24. (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-12-24>

Введение

В настоящее время Курганская область по факту не является регионом с установленной нефтегазоносностью. В эпоху великих открытий в сфере нефтегазодобычи Советским Союзом проводилось множество геологоразведочных работ. Геологическими исследованиями была охвачена и изучена обширная территория Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Внимание геологов также привлекала и территория Курганской области. Поиски нефти и газа в области начались по официальной заявке на нефть в 1927 году. Скоро будет круглая дата начала поисков — 100 лет. Дата большая, но несколько грустная, поскольку залежи нефти и газа по-прежнему не найдены [1].

Объект и методы исследования

С 2020 по 2024 год авторами было спланировано, организовано и осуществлено 20 полевых экспедиций с прохождением по дорогам на транспорте за этот период 12 500 км, осуществлено 28 местопосещений объектов исследования, отобрано и описано фактических данных проб вещественного материала (грунта и флюидов) — 21 проба, что впоследствии было отражено в 6 монографиях, 35 научных публикациях, 25 из которых вошли в сборники научных конференций. Кроме того, был получен патент на полезную модель.

Обследование местопосещений объектов исследования проводилось по следующему сценарию:

- приезд на предполагаемое место нахождения объекта обследования;
- поиск объекта обследования;
- обнаружение объекта обследования;
- фиксация координат с помощью GPS-навигатора.

На протяжении всего времени обследования осуществляется фотофиксация процесса поиска объекта. В случае отбора проб ведется журнал, в котором фиксируются: пробы, время отбора и краткое описание места отбора. Все емкости для отбора проб обработаны в лаборатории, в которую эти пробы поступают для дальнейших исследований. После проведения обследования и получения результатов исследования проб вся полученная информация заносится в электронную базу данных. Материалы, приборы, оборудование, техника передвижения на предполагаемые места нахождения объектов обследований и другие необходимые для обследований предметы — это личные вещи исследователей. Таким образом, объектом исследования выступает территория в пределах южной и юго-восточной частей Курганской области. Метод обследования — практический, метод исследования — аналитический.

Результаты

История поисков нефти и газа на территории Курганской области неразрывно связана с историей нефтегазоразведки Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и в геологическом плане имеет одну общую, определяющую черту — это южная краевая часть Западно-Сибирского седиментационного бассейна.

Большая заслуга в привлечении внимания к Западной Сибири в 1930-е годы принадлежала академику И. М. Губкину. В докладе на чрезвычайной сессии Академии наук СССР в Москве 21 июня 1931 года он впервые обозначил проблему поисков нефти в Зауралье. «Необходимо, — убеждал академик, — искать нефть и на восточном склоне Урала, предварительно разведав эти места геофизическим методом», таким как гравиметрия и сейсмометрия. И. М. Губкин при оценке перспектив нефтегазоносности Западной Сибири основывался на идее перехода юрских угленосных фаций восточного склона Урала в восточном направлении в нефтяную фацию [1].

Многие исследователи (М. М. Чарыгин, Д. Л. Степанов и др.) в 1930-х также высоко оценивали перспективы нефтегазоносности палеозойских образований Западной Сибири. Их выводы базировались на известных к тому времени данных о нефтегазоносности палеозоя западного склона Урала. Изучение геологического строения территории Курганской области началось в 1930-е параллельно и вместе с исследованиями, которые выполнялись по восточному склону Урала, Зауралью и югу Западной Сибири. Было сделано предположение

о возможном существовании нефтяных залежей в погребенной части Урала, то есть в Зауралье и северной части Тургайского прогиба [2, 3].

Первые геологические исследования Западной Сибири носили характер геологосъемочных работ и проверки заявок, поступающих от населения. Позднее они начали сопровождаться геофизическими работами, бурением колонковых структурно-картировочных и гидрогеологических скважин, единичных глубоких роторных скважин.

С 1920-х годов в советской геологии существовало мнение, что для экономии средств целесообразно нанимать местных краеведов для сбора проб полевых нефтепроявлений. Для них создавали программы-инструкции по геологическому изучению, сбору и последовательности действий при обнаружении проявлений нефти [4].

При обнаружении нефти местными жителями заявки отправлялись в областные газеты. Геологи рассматривали поступающие от местных жителей заявки о выходах нефти в тех или иных местах. Все это проверялось, документировалось и направлялось в архивы [5].

Одна из самых первых заявок на выход нефти была зарегистрирована в 1927 году.

По историческим данным, жители когда-то существовавшей деревни Беспалово, территориально находящейся в Звериноголовском районе (в настоящее время — Курганской области), написали заявку о том, что в реке Алабуга, возле деревни, уже продолжительное время они наблюдают на поверхности воды выходы маслянистых пятен толщиной до 4 см, причем в таком количестве, что в течение часа можно собрать до полутора ведер. Эта маслянистая жидкость использовалась жителями деревни в качестве горючего для коптилок и розжига дров в банях. В 1937 году Н. П. Туаев проверил эту заявку, отобрал пробы, которые показали, что это природная нефть [6, 7].

На текущий момент поиски нефти и газа в Курганской области прекращены полностью, хотя большие предпосылки нахождения нефтегазовых залежей в недрах области все же есть.

Вспомним, как все начиналось, но уже в Тюменской области. Первые поиски, официально зарегистрированные, начались в 1911 году. Далее были зафиксированы по письмам-заявкам от местных жителей многочисленные выходы и проявления нефти и газа. Через 42 года забил первый промышленный фонтан газа, а затем и нефти [8].

В Курганской области с момента регистрации первой записки-письма от жителей Беспалово прошло 99 лет, то есть через год можно праздновать столетие начала поисков углеводородов в области. Дата круглая, но грустная — за 100 лет ничего не было исследовано надлежащим образом, соответственно, ничего не было найдено.

Группа единомышленников из Тюмени, объединенная идеей все же найти нефтегазовые месторождения в Зауралье, А. А. Арсеньев и

Д. С. Леонтьев, решила продолжить поиски самостоятельно, вкладывая в это нелегкое дело собственные время и средства. Реализация идеи поисков началась в 2020 году (до этого, с 2016 по 2020 год, был период «спящей куколки» — накопление информации о регионе), были намечены маршруты и организованы экспедиции в Курганскую область по поиску поверхностных нефтегазопроявлений (рис. 1).

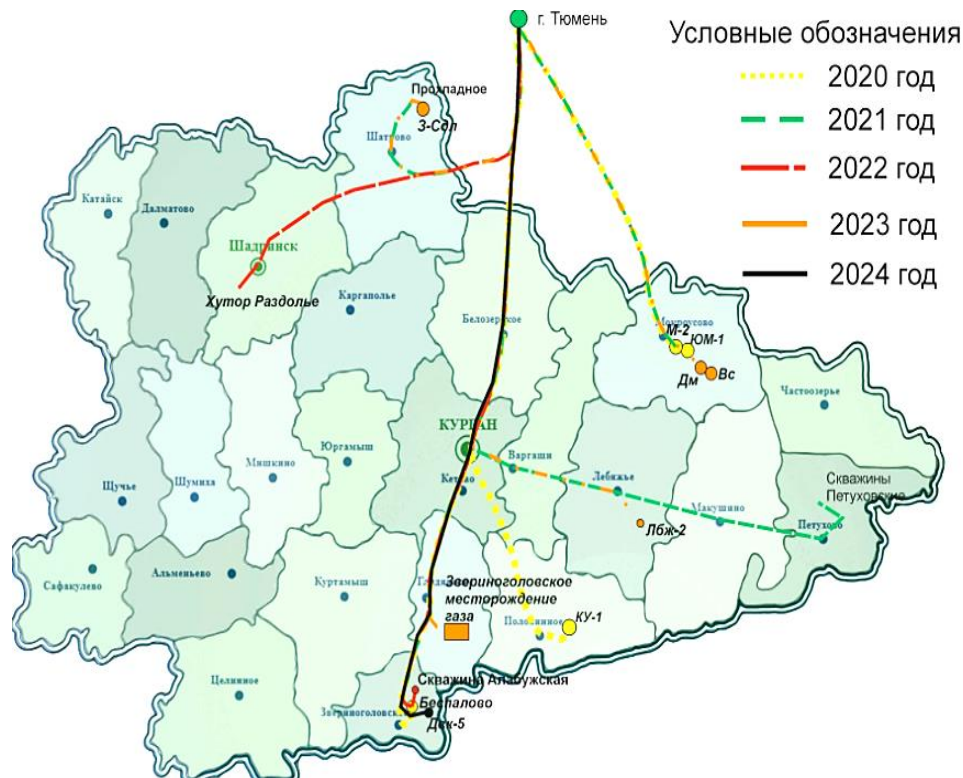


Рис. 1. Схема обследования территории Курганской области авторами в период с 2020 по 2024 год

Fig. 1. Survey scheme of the Kurgan Region by the authors between 2020 and 2024

С 2019 года по настоящее время ими было опубликовано более 40 научных работ, 6 из которых — монографии. С начала организации исследований, за 5 лет, было совершено 20 экспедиций, по дорогам наезжено около 12,5 тыс. км (табл. 1). Было посещено 6 выходов нефтегазопроявлений, найдены устья пробуренных глубоких скважин, собрана обширная база свидетельств о нефтепроявлениях от местных жителей. Кроме того, все эти сведения были объединены и включены в запатентованную Д. С. Леонтьевым и А. А. Арсеньевым [9–12] электронную базу данных по Курганской области.

Таблица 1. Обследование скважин и проявлений нефти и газа в Курганской области авторами в 2020–2024 годах

Table 1. Survey of wells and oil and gas manifestations in the Kurgan Region by the authors in 2020–2024

№ п/п	Место	Индекс	Проба	Год	Примечание
1	Д. Беспалово	н/п		2020	Детальное обследование
2	Михайловская	2		2020	Детальное обследование
3	Курган-Успенская	КУ-1		2020	Детальное обследование
4	Южно-Мокроусовская	1		2020	Детальное обследование
5	д. Беспалово	н/п	6	2021	Обследование, отбор проб
6	Ур. Прохладное	н/п		2021	Детальное обследование
7	Ст. Петухово	1		2021	Детальное обследование
8	Ст. Петухово	2		2021	Детальное обследование
9	Ст. Петухово	3		2021	Детальное обследование
10	Ст. Петухово	4		2021	Детальное обследование
11	Район с. Золотовка	1		2021	Детальное обследование
12	Район с. Золотовка	2		2021	Детальное обследование
13	Район с. Золотовка	3		2021	Детальное обследование
14	Район с. Золотовка	4		2021	Детальное обследование
15	Оз. Доможирово	г/п		2021	Детальное обследование
16	Мокроусовская	МХ-2		2021	Детальное обследование
17	Северо-Привольная	1		2021	Детальное обследование
18	Д. Беспалово	н/п	15	2022	Обследование, отбор проб
19	Алабужская	1К		2022	Детальное обследование
20	Хутор «Раздолье»	н/п	2	2022	Обследование, отбор проб
21	Звериноголовское месторождение газа	г/п		2023	Детальное обследование
22	Воскресенская	1	2	2023	Обследование, отбор проб
23	Лебяжьевская	2		2023	Детальное обследование
24	Западно-Сидельниковская	1		2023	Детальное обследование
25	Ур. Прохладное	н/п		2024	Не доехали, дожди — топь
26	Дуванкульская	6		2024	Детальное обследование
27	Воскресенская	1		2024	Детальное обследование
28	Западно-Сидельниковская	1	3	2024	Обследование, отбор проб
29	Г. Курган — поездки в фонды, департамент недропользования, Курганскую областную универсальную научную библиотеку им. А. К. Югова			2020 2021 2022 2023 2024	Выбор материалов, совещания, лекции

Сокращения: н/п — нефтепроявление, г/п — газопроявление

Все отобранные в экспедициях пробы в явных и спорных местах проявлений переданы в специализированную аккредитованную лабораторию при Тюменском индустриальном университете. Заключение лаборатории — отобранные пробы в большинстве случаев содержат природную нефть.

Таким образом, еще раз, в том числе, подтвержден выход нефти, 88 лет назад описанный геологом Н. П. Туаевым [13–19].

Обсуждение

Профессор Тюменского нефтегазового университета, член-корреспондент Российской академии наук, доктор минералогических наук И. И. Нестеров, который еще в советское время занимался изысканиями углеводородов на территории Зауралья, говорил: «Возможные запасы нефти недостаточны для того, чтобы ими заинтересовались крупные корпорации. Неопределенность в судьбе курганской нефти — действительно наследие советской геологии. В свое время так и не было сделано общего описания ее залежей. Когда несколько десятков лет назад шла геологическая разведка районов Урала и Западной Сибири, мы быстро установили, что удобной для добычи, во многом привычной нам нефти, залегающей в слоях мезозоя, в Курганской области нет. Я сам в составе этих экспедиций прошел Зауралье вдоль и поперек. Возможно, что-то и залегает под курганской землей в палеозое, но этого нами установлено не было. Определенные косвенные признаки, указывающие на то, что где-то рядом были нефтяные залежи, мы встречали, конечно. Но в то время мы не могли размениваться на мелочи, установив, что признаков крупных месторождений нет, все двинулись на северо-восток.

Но, что касается Зауралья, то, прежде чем начать разработку, необходимо провести серьезную разведку. Пока даже не о чем говорить. Можно только строить предположения. Кроме того, без возможности прогнозировать прибыль серьезный инвестор не придет» [20].

Нежелание идти в проект среди инвесторов отмечают и в правительстве Курганской области. По словам чиновников, заниматься первоначальными мероприятиями должно государство: «Государство должно само за свой счет провести ряд региональных мероприятий, которые привлекут инвесторов. К примеру, работы, которые провели тюменские ученые, что позволило нам установить примерный объем углеводородных залежей, были сделаны по заказу Курганской области и из ее бюджета оплачены, за счет федерального бюджета была проведена сейсморазведка. Однако есть вопросы, которые до сих пор требуют решения за счет федеральных средств».

Б. Кириллов, замдиректора корпорации «Урал промышленный — Урал полярный», заявил: «Для Зауралья необычайно важно реализовать те инновации, которые могут сдвинуть регион с места. Возможность разра-

ботки нефтяных месторождений очень актуальна для областного бюджета. Но нами данный вопрос пока глубоко не изучался. Поскольку речь идет, в первую очередь, об углеводородах — нефти и газе, то на первом этапе — необходима доразведка, на втором этапе будут приниматься соответствующие решения».

Выводы

Итак, что же на текущий момент происходит с геологоразведкой в Курганской области? До сих пор территория области остается геологически малоисследованной. Нефтегазодобывающая промышленность не развита, то есть ее нет совсем.

Кроме параметрических, на территории области пробурено более 90 глубоких скважин различного назначения общим объемом проходки около 76 000 пог. м. В большинстве из них палеозойские отложения вскрыты лишь в пределах первых десятков метров.

В целом по области изученность глубоким бурением не превышает 1 м/км². Ни одна из пробуренных глубоких скважин прямых признаков промышленной нефтегазоносности пока не выявила.

Территория Курганской области, особенно ее южная часть, имеет сходное геологическое строение с северной частью Тургайского прогиба.

Породы палеозоя изучались, главным образом, в южной и западной ее окраинах, где покровные отложения мезо-кайнозоя имеют небольшую мощность.

На остальной части территории области образования складчатого фундамента вскрыты единичными скважинами и поэтому плохо изучены.

В западной части Курганской области в строении палеозоя принимает участие обширный комплекс осадочных, метаморфических и изверженных пород нижне- и среднепалеозойского возраста. Этот комплекс пород по тектонической нарушенности, метаморфизованности отложений и интенсивности магматической деятельности следует считать малоперспективным в нефтепоисковом отношении.

Иначе обстоит дело с южной и центральной частями Курганской области. Палеозойские породы представлены здесь, главным образом, карбонатными отложениями нижнекаменноугольного возраста. Эти породы по своему литологическому составу, степени метаморфизованности и другим признакам сходны с одновозрастными отложениями северной части Тургайского прогиба, где в них выявлено большое количество нефтепроявлений, в том числе открыто Ново-Нежинское месторождение нефти.

Нижнекаменноугольные отложения, развитые в северной части Тургайского прогиба и в пределах Курганской области, образуют крупную отрицательную структуру первого порядка — Кустанайский синклинорий. Строение Кустанайского синклинория характеризуется следующими особенностями:

1. Мощность осадочных образований девона и нижнего карбона, образующих верхний структурно-геологический этаж палеозойского фундамента, достигает 3 000–4 000 м и более.

2. Нарушенность пород в пределах синклинория относительно небольшая, в связи с чем здесь получила широкое развитие пологая складчатость.

3. Как отмечало большинство исследователей (Н. П. Туаев, И. В. Дербигов, Д. Ф. Уманцев и др.), степень метаморфизованности палеозойских пород, слагающих верхнюю часть разреза фундамента, заметно уменьшается на восток от обнаженного Урала и в пределах Кустанайского синклинория она является минимальной по сравнению с другими районами.

4. Среди образований девона и нижнего карбона интрузивные магматические породы отсутствуют, а эффузивные образования имеют существенно подчиненное значение.

5. В пределах Кустанайского синклинория наблюдается смена простираций структурных элементов палеозоя, указывающая на то, что данная структура является переходной зоной между Уральской и Казахской складчатыми областями. Отмеченные особенности Кустанайского синклинория позволяют говорить о существовании здесь краевого прогиба.

Это обстоятельство вместе с многочисленными признаками нефтеносности в палеозойских отложениях, присутствие среди карбонатных отложений данного возраста трещиноватых коллекторов и карстовых зон позволяет весьма положительно оценить перспективы нефтеносности Курганской области.

То, что сейчас на территории Курганской области не открыты месторождений нефти и газа, совершенно не означает, что их там нет.

Как сказал патриарх российской нефтегазовой отрасли И. М. Губкин в 1931 году на чрезвычайной сессии Академии наук СССР: «Мы бедны знанием наших собственных богатств».

Таким образом, все приведенные в статье факты свидетельствуют о перспективности Курганского Зауралья и возможности обнаружения, с высокой степенью вероятности, уже именно в его недрах залежей углеводородов.

Список источников

1. Арсеньев А. А., Леонтьев Д. С. О перспективах газоносности южной и юго-восточной частей Курганской области. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. 2025;1(169):24–37. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2025-1-24-37>

2. Арсеньев А. А., Заватский М. Д., Закиров Н. Н., Леонтьев Д. С. О нефтепроявлениях на реке Алабуга Курганская область. *Актуальные проблемы науки и техники — 2021*. В сб.: статей и докладов на XIV международной научно-практической конференции. Уфа: Изд. УГНТУ, 2021. С. 23–26.

3. Туаев Н. П. О нефтеносности Звериноголовского района в Челябинской области. *Нефтяное хозяйство*. 1937;(11):66–67.
4. Арсеньев А. А., Александров В. М., Закиров Н. Н., Мулявин С. Ф., Леонтьев Д. С., Солодовников А. Ю. *Нефть и газ Курганского Зауралья — география и история поисков*. Тюмень: Тюменский индустриальный университет; 2021. 340 с.
5. Арсеньев А. А., Александров В. М., Леонтьев Д. С. *Естественные нефтепроявления и проявления нефти и газа в скважинах Курганской области*. Тюмень: Тюменский индустриальный университет; 2023. 167 с.
6. Арсеньев А. А., Мулявин С. Ф. История изучения юга Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и Зауралья. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. 2020;(1):8–18. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2020-1-8-18>
7. Арсеньев А. А., Александров В. М., Белоносков А. Ю., Закиров Н. Н., Мамяшев В. Г., Мулявин С. Ф., Сысоев Б. К., Ягафаров А. К. *Анализ и перспективы поисково-разведочных работ на нефть и газ в Курганской области*. Тюмень: Тюменский индустриальный университет; 2019. 339 с.
8. Арсеньев А. А., Александров В. М., Закиров Н. Н., Мулявин С. Ф., Солодовников А. Ю. *Стратегический потенциал Курганской области*. Тюмень: Тюменский индустриальный университет; 2020. 348 с.
9. Леонтьев Д. С., Арсеньев А. А. К вопросу о результатах бурения параметрической скважины Курган-Успенская-1. *Новые технологии — нефтегазовому региону: Материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. В 2-х томах, Тюмень, 22–25 мая 2023 года*. Тюмень: Тюменский индустриальный университет; 2023. С. 75–77.
10. Леонтьев, Д. С., Арсеньев А. А. О перспективах газоносности Лебяжьевского района Курганской области. *Новые идеи в науках о Земле: Материалы XVI Международной научно-практической конференции. Тезисы докладов в 7-ми томах, Москва, 06–07 апреля 2023 года*. Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе; 2023. С. 268–271.
11. Леонтьев, Д. С., Арсеньев А. А. О нефтепроявлениях в Шадринском районе Курганской области. *Научная территория: технологии и инновации : Материалы Международной научно-практической конференции, Тюмень, 17–18 ноября 2022 года*. Тюмень: Тюменский индустриальный университет; 2022. С. 102–104.
12. Леонтьев, Д. С. Перспективы нефтегазоносности Шадринского района Курганской области. *Новые технологии — нефтегазовому региону: материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. В IV т., Тюмень, 30 мая 2022 года. Том I*. Тюмень: Тюменский индустриальный университет; 2022. С. 145–147.
13. Арсеньев А. А., Александров В. М., Закиров Н. Н., Мулявин С. Ф., Леонтьев Д. С., Солодовников А. Ю. *Курганское Зауралье — прошлое, настоящее и будущее*. Тюмень: Тюменский индустриальный университет; 2021. 380 с.
14. Леонтьев Д. С., Арсеньев А. А. О Перспективах нефтегазоносности Звериноголовского района Курганской области. *Разведка и охрана недр*. 2023;(5): 37–43. https://doi.org/10.53085/0034-026X_2023_05_37
15. Ростовцев Н. Н. *Газоносность мезозойских отложений южной полосы Западно-Сибирской низменности*. Москва, 1936.

16. Туаев Н. П. Проблема нефтеносности Западно-Сибирской низменности в свете новых данных. *Нефтяное хозяйство*. 1937;(9):52–57.
17. Туаев Н. П. О нефтеносности Звериноголовского района в Челябинской области. *Нефтяное хозяйство*. 1937;(11):66–67.
18. Цитенко Н. В. *Предварительный отчет о геологических исследованиях, произведенных летом 1938 г. в Звериноголовском районе Челябинской области, Звериноголовской регистрационно-поисковой партией Западно-Сибирского геологического управления*; 1938. URL: http://tfgi74.ru/lit_catalog/10479/
19. Леонтьев Д. С., Арсеньев А. А. К вопросу о результатах бурения колонковой скважины 1-к в Звериноголовском районе Курганской области. *Материалы Международной научно-практической конференции им. Д. И. Менделеева: Сборник статей Международной научно-практической конференции им. Д. И. Менделеева, Тюмень, 24–26 ноября 2022 года*. Тюмень: Тюменский индустриальный университет; 2023. С. 274–277.
20. *Зауральская нефть: миф или реальность*. URL: <https://www.nakanune.ru/articles/14607/>

References

1. Arsenyev A. A., Leontyev D. S. On the prospects of gas-bearing capacity of the southern and southeastern parts of the Kurgan region. *Oil and Gas Studies*. 2025;1(169):24–37. (In Russ.). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2025-1-24-37>
2. Arsenyev A. A., Zavatsky M. D., Zakirov N. N., Leontyev D. S. On Oil Shows on the Alabuga River, Kurgan Region. *Current Problems of Science and Technology – 2021*. In: *Collection of Articles and Reports at the XIV International Scientific-Practical Conference*. Ufa: UGNTU Publishing House, 2021. P. 23–26. (In Russ.).
3. Туаев Н. П. On the Oil-Bearing Capacity of Zverinogolovsky District in the Chelyabinsk Region. *Oil Industry*. 1937;(11):66–67.
4. Arsenyev A. A., Alexandrov V. M., Zakirov N. N., Mulyavin S. F., Leontyev D. S., Solodovnikov A. Yu. *Oil and Gas of the Kurgan Trans-Urals — Geography and History of Exploration*. Tyumen: Industrial University of Tyumen; 2021. (In Russ.).
5. Arseniev A. A., Alexandrov V. M., Leontiev D. S. *Natural Oil Manifestations and Manifestations of Oil and Gas in Wells of the Kurgan Region*. Tyumen: Industrial University of Tyumen; 2023. (In Russ.).
6. Arsenyev A. A., Mulyavin S. F. History of studying the south of the West Siberian oil and gas province and the Trans-Urals. *Oil and Gas Studies*. 2020;(1):8–18. (In Russ.). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2020-1-8-18>
7. Arsenyev A. A., Alexandrov V. M., Belonosov A. Yu., Zakirov N. N., Mamyashev V. G., Mulyavin S. F., Sysoev B. K., Yagafarov A. K. Analysis and prospects of oil and gas exploration in the Kurgan region. Tyumen: Industrial University of Tyumen; 2019. (In Russ.).
8. Arsenyev A. A., Alexandrov V. M., Zakirov N. N., Mulyavin S. F., Solodovnikov A. Yu. *Strategic potential of the Kurgan region*. Tyumen: Industrial University of Tyumen; 2020. (In Russ.).
9. Leontiev D. S., Arseniev A. A. On the results of drilling the parametric well Kurgan-Uspenskaya-1. *New Technologies for the Oil and Gas Region: Materials of the International Scientific and Practical Conference of Students, Postgraduates, and Young Scientists*. In 2 volumes, Tyumen, May 22–25, 2023. Tyumen: Industrial University of Tyumen, 2023. P. 75–77. (In Russ.).

10. Leontiev D. S., Arseniev A. A. On the prospects of gas-bearing capacity of the Lebyazhyevskiy district of the Kurgan region. *New Ideas in Earth Sciences: Materials of the XVI International Scientific and Practical Conference. Abstracts in 7 volumes, Moscow, April 06–07, 2023*. Moscow: Russian State Geological Prospecting University named after Sergo Ordzhonikidze, 2023. P. 268–271. (In Russ.).
11. Leontyev, D. S., Arseniev A. A. On oil manifestations in the Shadrinsk district of the Kurgan region. *Scientific Territory: Technology and Innovation: Materials of the International Scientific and Practical Conference, Tyumen, November 17–18, 2022*. Tyumen: Industrial University of Tyumen, 2022. P. 102–104. (In Russ.).
12. Leontyev, D. S. Prospects for oil and gas potential in the Shadrinsk district of the Kurgan region. *New Technologies for the Oil and Gas Region: Materials of the International Scientific and Practical Conference of Students, Postgraduates, and Young Scientists. In IV vol., Tyumen, May 30, 2022*. Tyumen: Industrial University of Tyumen, 2022. P.145–147. (In Russ.).
13. Arsenyev A. A., Alexandrov V. M., Zakirov N. N., Mulyavin S. F., Leontyev D. S., Solodovnikov A. Yu. *Kurgan Trans-Urals — past, present and future*. Tyumen: Industrial University of Tyumen; 2021. (In Russ.).
14. Leontiev D. S., Arseniev A. A. On the Prospects of Oil and Gas Potential of the Zverinogolovsky District of the Kurgan Region. *Exploration and Protection of Mineral Resources*. 2023;(5): 37–43. https://doi.org/10.53085/0034-026X_2023_05_37
15. Rostovtsev N. N. *Gas Potential of Mesozoic Deposits of the Southern Strip of the West Siberian Lowland*. Vestn. Moscow. 1936. (In Russ.).
16. Tuaeв N. P. The Problem of Oil Potential of the West Siberian Lowland in Light of New Data. *Oil Industry*. 1937;(9):52–57. (In Russ.).
17. Tuaeв N. P. On the Oil Potential of the Zverinogolovsky District in the Chelyabinsk Region. *Oil Industry*. 1937;(11):66–67. (In Russ.).
18. Tsitenko N. V. *Preliminary report on geological studies conducted in the summer of 1938 in the Zverinogolovsky district of the Chelyabinsk region, by the Zverinogolovsk registration and exploration team of the West Siberian Geological Administration, 1938*. (In Russ.). URL: http://tfgi74.ru/lit_catalog/10479/
19. Leontyev D. S. Arsenyev A. A. On the question of the results of drilling the core well 1-k in the Zverinogolovsky district of the Kurgan region. *Proceedings of the International Scientific and Practical Conference named after D. I. Mendeleev: Collection of articles from the International Scientific and Practical Conference named after D. I. Mendeleev, Tyumen, November 24–26, 2022*. Tyumen: Industrial University of Tyumen, 2023. P. 274–277. (In Russ.).
20. *Zauralye Oil: Myth or Reality: Official Website*. (In Russ.). URL: <https://www.nakanune.ru/articles/14607/>

Вклад авторов

Арсеньев А. А.: сбор и анализ материалов; формулирование идеи, гипотезы, цели исследования; теоретический анализ данных; написание статьи; научное редактирование.

Леонтьев Д. С.: сбор и анализ материалов; отбор проб и направление проведения исследований; выбор места исследования; разработка методологии; создание иллюстраций; научное редактирование.

Кильдышев С. Н.: факторологический анализ данных; подбор литературы; написание статьи.

Authors' contributions

Alexey A. Arsenyev: collection and analysis of study materials; formulation of idea, hypothesis and of the study; theoretical data analysis; writing; scientific editing.

Dmitry S. Leontiev: collection and analysis of study materials; sampling and research; choosing a research location; methodology; creating illustrations; scientific editing.

Sergey N. Kildyshev: factological data analysis; literature; writing.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

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

Информация об авторах / Information about the authors

Арсеньев Алексей Аркадьевич,
доцент кафедры геологии месторождения нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, arsenevaa@tyuiu.ru

Alexey A. Arsenyev, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, arsenevaa@tyuiu.ru

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

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

Кильдышев Сергей Николаевич,
доцент кафедры геологии месторождения нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, kildyshevsn@tyuiu.ru

Sergey N. Kildyshev, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, kildyshevsn@tyuiu.ru

Поступила в редакцию / Received 09.10.2025

Поступила после рецензирования / Revised 23.10.2025

Принята к публикации / Accepted 27.10.2025

Научная статья / Original research article
УДК: 550.8.056
DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-25-37>
EDN: GEDDNY



Обоснование высот залежей отложений тюменской свиты с помощью косвенных методов

К. Я. Гильманова

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Российская Федерация
Kseniya.Gilmanova@lukoil.com

Аннотация. Изучаемые отложения тюменской свиты характеризуются сложностями при подтверждении значений коэффициента нефтенасыщенности, определенного по данным геофизических исследований скважин с учетом удельного электрического сопротивления. Возможность альтернативного определения нефтенасыщенности по капиллярной модели затруднена, поскольку указанные отложения имеют сложное строение залежей, которые в ряде случаев ограничены условно принятым уровнем по абсолютной отметке нижнего нефтенасыщенного интервала, без обоснования отметок зеркала чистой воды. По этой причине возникает необходимость опосредованной оценки высот залежей только по данным исследований керна. Цель статьи — разработка косвенных методов оценки высоты залежи в условиях ограничений по геологическим моделям. Для достижения цели на начальном этапе проводилось обобщение и анализ капиллярных характеристик в атмосферных и термобарических условиях. Использование прямых признаков наличия нефтенасыщенных интервалов по данным свечения керна в ультрафиолетовом свете для зоны предельного насыщения позволило уточнить граничные значения фильтрационно-емкостных свойств прямым способом. Далее подбирались соответствующие значения остаточной водонасыщенности, при использовании которых на сопоставлениях открытой пористости с эффективной и динамической, получают аналогичные граничные значения. По установленным значениям остаточной водонасыщенности и имеющимся капиллярным кривым определялись значения капиллярных давлений и высот залежей. Результаты показали, что для создания остаточной водонасыщенности отложений тюменской свиты изучаемых участков достаточно создания капиллярных давлений порядка 7 и 12 атм, что соответствует высотам залежи от 90 до 160 м. Этот подход открывает возможность оценки коэффициента нефтенасыщенности по капиллярной модели в залежах с УПУ и может быть применен в качестве дополнительного при обосновании отдельных линз и блоков в геологических моделях.

Ключевые слова: коэффициент нефтенасыщенности, остаточная водонасыщенность, эксперимент, капиллярные кривые, отложения тюменской свиты

Для цитирования: Гильманова К. Я. Обоснование высот залежей отложений тюменской свиты с помощью косвенных методов. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026;30(2):25–37. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-25-37> EDN: GEDDNY

Justification of the heights of the sediments of the Tyumen suite using indirect methods

Kseniya Ya. Gilmanova

LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russian Federation
Kseniya.Gilmanova@lukoil.com

Abstract. The studied sediments of the Tyumen suite can be characterized by difficulties in confirming oil saturation coefficients derived from well testing data, including the electrical resistivity. Alternative estimation of oil saturation using a capillary model is complicated. This is because the above-mentioned sediments have a complex deposit structure. In some instances, these deposits are limited by a conventionally accepted depth of the lower oil-saturated interval, without justifying the free water level. For this reason, we must estimate deposit heights indirectly using only core analysis data. This article aims to develop indirect methods for evaluating deposit height within the constraints of geological models. To achieve this aim, we first generalized and analyzed capillary properties under both atmospheric and thermobaric conditions. We utilized direct indicators of oil saturation from core fluorescence under ultraviolet light, to determine boundary values for reservoir properties in the zone of maximum saturation. We then selected appropriate values for residual water saturation. Using these values, we compared total porosity with effective and dynamic porosity and obtained consistent boundary values. Based on the established values for residual water saturation and available capillary pressure curves, we calculated capillary pressures and formation heights. As a result, the results show that capillary pressures ranging from 7 atm to 12 atm are sufficient to establish residual water saturation in the Tyumen suite deposits within the studied areas. These pressures correlate to reservoir heights between 90 to 160 m. This approach facilitates the estimation of oil saturation coefficients using the capillary model in reservoirs with uncertain fluid contacts. It can also serve as supplementary tool for justifying individual lenses and blocks within geological models.

Keywords: oil saturation factor, residual water saturation, experiment, capillary curves, sediments of the Tyumen suite

For citation: Gilmanova K. Ya. Justification of the heights of the sediments of the Tyumen suite using indirect methods. *Oil and Gas Studies*. 2026;30(2):25–37. (In Russ.). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-25-37>

Введение

Оценка характера насыщенности пород-коллекторов с подтверждением достоверности расчетов коэффициента нефтенасыщенности является одной из основных задач геофизических методов исследований скважин (ГИС). Обычно такая задача решается достаточно успешно. Однако для некоторых объектов эффективность ее решения оказывается недостаточной и требует, в той или иной мере, усовершенствования применяемых или разработки новых методик. К таким объектам относятся отложения тюменской свиты, с чем и связана актуальность настоящей работы.

В изучаемом районе юрские отложения залегают на поверхности доюрского основания, сформированного, в основном, в результате тектономагматической деятельности палеозойской эпохи [1]. Анализ тектонического строения позволяет сделать выводы о существовании в период формирования юрских пластов сильно дифференцированного рельефа на изучаемой территории. В целом по площади мощность пачки юрских отложений изменяется от 12 до 300 м, уменьшаясь на сводовых участках положительных структурных элементов доюрского рельефа и увеличиваясь в районах палеовпадин [2]. Юрские отложения, заполняя погруженные участки постпалеозойского рельефа, выколаживали его структурные элементы.

Представления об обстановках осадконакопления в юрский период наиболее полно описаны в работах М. В. Коржа и А. Г. Мухер [3, 4]. В них палеогеографический анализ был выполнен на основе данных разведочного бурения. В последнее время значительное количество работ проводится специалистами Московского государственного университета имени М. В. Ломоносова [5]. В этой статье для отложений тюменской свиты были выделены фации континентальной и морской обстановок. В континентальной обстановке встречены фации: русел, пойм, озер и озерных, конусов выноса [5–7]. Морская обстановка встречается только для пластов ЮК2 [5] и представлена отложениями вдольбереговых баров, мелкими подводными валами, слабоподвижным морским мелководьем. Такое разнообразие фациальных обстановок приводит к большой дифференциации фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и формированию отдельных залежей, ограниченных капиллярными барьерами.

Для отложений тюменской свиты нефтегазоносность дополнительно контролируется литологическим, структурным, эрозионным и тектоническими факторами, при этом часть залежей не имеет водонефтяного контакта. Это ведет к использованию в геологических моделях условно принятого уровня нефти (УПУ) и не позволяет определиться с высотой залежи. Однако для подтверждения достоверности определения коэффициента нефтенасыщенности (K_n) по данным ГИС высота залежи имеет большое значение, так как именно с ее учетом связан способ подтверждения K_n в зоне предельного насыщения ($K_n = 1 - K_{во}$). Таким образом, возникает необходимость определения высоты залежи косвенными методами, что и будет являться целью настоящего исследования. В качестве задач можно выделить следующие: обоснование граничных значений фильтрационно-емкостных свойств петрофизическим и прямыми способами (по свечению керна в ультрафиолетовом свете), обобщение капиллярных исследований с учетом различных ступеней давления для подбора высоты залежи.

Объект и методы исследования

Объектом исследования являются высоты залежей отложений тюменской свиты и изменение оценки коэффициента нефтенасыщенности в зависимости от расстояния до зеркала чистой воды (ЗЧВ).

Влияние высоты залежи на достоверность обоснования остаточной водонасыщенности ($K_{во}$) проиллюстрировано на рисунке 1, из которого видны существенные отличия значений $K_{во}$ при разных капиллярных давлениях (разница в оценке значений остаточной водонасыщенности при одной и той же проницаемости может составлять до 20 % абс.).

Подтвердить значения остаточной водонасыщенности может только наличие керна скважины, пробуренной на нефилтующемся растворе (РНО, РУО) [8], или исследования керна, отобранного по изолированной технологии [9]. При отсутствии такого вида работ необходимо оценивать высоту залежи альтернативным способом.

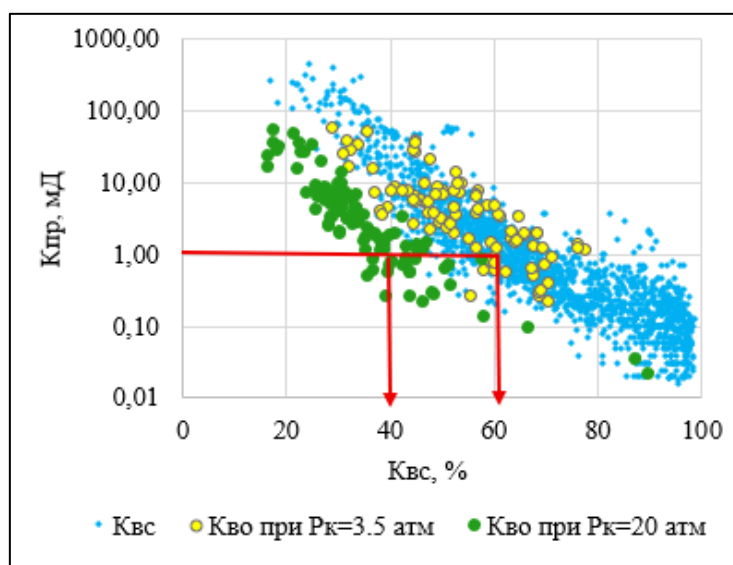


Рис. 1. Сопоставление $K_{пр}=f(K_{во})$ при $P_k = 3-3,5$ атм и 20 атм
Fig. 1. Comparison of $k = f(S_{wr})$ at $P_c = 3-3,5$ atm and 20 atm

Различные авторы для оценки достоверности нефтенасыщенности рекомендуют сопоставлять значения K_n , полученные стандартным способом по зависимостям параметра пористости от коэффициента пористости ($R_p(K_p)$) и параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности ($R_n(K_v)$) со значениями K_n , полученными по модели переходной зоны (Брукс — Кори, J-функция Леверетта и др.) [10]. Однако здесь есть неоднозначность в обеих оценках: малое количество мощных пластов с надежным определением удельного электрического сопротивления пласта и отсутствие обоснованных значений ЗЧВ.

Таким образом, оценить высоту залежи можно только опосредованно.

В настоящем исследовании были использованы: анализ капиллярных кривых, полученных в стандартных и термобарических условиях, данные фотографий керн в дневном и ультрафиолетовом свете, результаты определения фильтрационно-емкостных свойств для отложений тюменской свиты, формулы для расчета высот залежей от ЗЧВ.

Поскольку значения остаточной водонасыщенности участвуют в построении стандартных петрофизических связей эффективной и динамической пористости ($K_{пэф}$ и $K_{пд}$) с открытой пористостью $K_{пэф}=f(K_p)$ и $K_{пэф}=f(K_{пд})$ для определения граничных значений «коллектор — неколлектор», а последние можно обосновать альтернативным путем (статистически), то открывается «окно возможностей» подбора значений $K_{во}$, при котором граничные значения пористости, полученные разными способами, совпадут.

Подход обоснования граничных значений коллекторов с использованием свечения керн нефтенасыщенных интервалов в ультрафиолетовом

свете (УФ) известен в литературе (А. В. Акиншин и др. [11–12]). В этом случае для обоснования граничных значений фильтрационно-емкостных свойств необходимо использовать данные керн скважин, при испытании давших приток чистой нефти, то есть с доказанным отбором керна из зоны предельного насыщения. Тогда «светящиеся» прослой керна в УФ считаются коллекторами, а «не светящиеся» — неколлекторами [13]. Для получения количественных критериев (граничной пористости или проницаемости) проводится статистическая обработка путем построения интегральных параметров (накопленных частот) [8]. Этот способ не зависит от обоснования остаточной водо- и нефтенасыщенности и может быть применен для залежей с условной поверхностью контакта (УПУ).

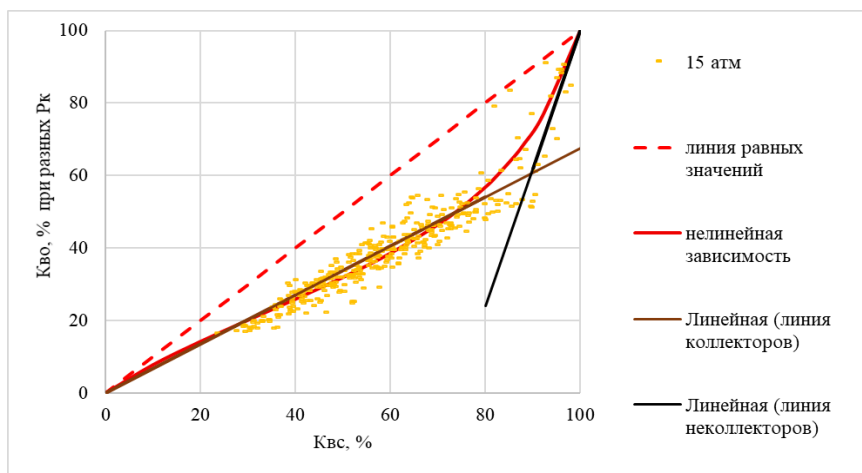
Далее методом обратного расчета возможно уточнить значения остаточной водонасыщенности, при использовании которых по связям $K_{пэф} = f(K_{пд})$ и $K_{пэф} = f(K_{п})$ получаются искомые граничные значения пористости. Для повышения достоверности зависимости строятся для образцов, имеющих код коллектора в УФ.

Однако для реализации метода обратного подбора необходимо получить обобщенные зависимости пересчета значений водоудерживающей способности ($K_{вс}$) в значения водонасыщенности ($K_{во}$) на разных ступенях капиллярного давления (P_k) [14]. Здесь могут быть использованы данные как ультрацентрифугирования образцов, так и капиллярных исследований методом полупроницаемой мембраны. Расхождения между указанными способами получения капиллярных характеристик образцов существуют, но они наблюдаются в основном в области малых капиллярных давлений и не влияют на итоговые значения $K_{во}$.

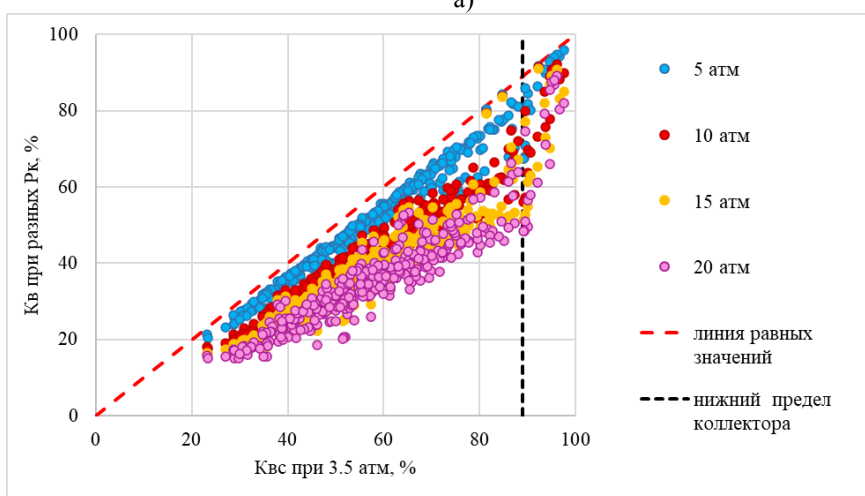
Получаемые уравнения $K_{во}(K_{вс})$ возможно аппроксимировать разными способами: нелинейной зависимостью (уравнение Д. Б. Родивилова [15]) или двумя линейными связями. В области малых капиллярных давлений оба способа дают одинаково высокие коэффициенты корреляции. В области больших капиллярных давлений при использовании двух линейных уравнений (для коллекторов и не коллекторов) дополнительно обосновывается точка их пересечения в поле сопоставления, которая, по всей видимости, характеризует нижний предел коллектора. Эта точка является одной и той же для диапазона капиллярных давлений от 5 до 20 атм (рис. 2б).

В итоге получается набор уравнений для пересчета водоудерживающей способности в остаточную водонасыщенность для разных ступеней P_k . Однако эти уравнения получены в атмосферных условиях при вытеснении воды газом (воздухом).

Поскольку граничные значения ФЕС получают статистическим способом в пластовых условиях (или приводят к пластовым путем введения поправки в пористость $K_{п_тбу} = 0,95 * K_{п_атм}$), то необходимо также перевести в термобарические условия и значения $K_{во}$.



а)



б)

Рис. 2. Сопоставление данных ультрацентрифугирования: а) аппроксимация полиномом и линейными уравнениями для $P_k = 15$ атм; б) линия нижнего предела коллектора

Fig. 2. Comparison of ultracentrifugation data: а) polynomial and linear approximations at $P_c = 15$ atm; б) lower reservoir quality boundary

Учет влияния термобарических условий на остаточную водонасыщенность достаточно неоднозначен. Во-первых, температура уменьшает $K_{во}$ в среднем на 10 % [16]. Во-вторых, давление, изменяя объем пор, может увеличить $K_{во}$ на 5–7 %, а уменьшая размер эффективного радиуса поровых каналов — увеличить содержание менисковой воды на 15–20 % [17].

Ряд исследователей предлагает осуществлять перевод значений остаточной водонасыщенности из атмосферных условий ($K_{во_атм}$) в пластовые, разделив значения $K_{во_атм}$ на аналогичный коэффициент, как при переходе к пористости в термобарических условиях. По факту в этом случае происходит только учет изменения объема пор, тогда как уменьшение радиуса поровых каналов и температуры остается без внимания.

Этой ситуации можно избежать, используя капиллярные кривые, полученные при вытеснении воды нефтью в термобарических условиях.

Исследования в индивидуальном капилляриметре проводят при давлении всестороннего обжатия, равного или близкого по значению эффективному давлению пласта и пластовой температуре. Исследования капиллярных давлений начинают после стабилизации параметров образца (сопротивление и пористость) при термобарических условиях эксперимента. Для этого фиксируются значения сопротивления образца и объема жидкости в измерительных бюретках до начала исследований.

Далее, в соответствии с заданными условиями эксперимента, капиллярное давление поднимается до значения первой ступени. Периодически осуществляется замер сопротивления и объема вытесненной из образца модели пластовой воды, при этом нет необходимости многократно извлекать образцы из камер до конца эксперимента. Образцы выдерживаются на каждой ступени капиллярного давления до стабилизации.

Необходимым условием исследований капиллярных давлений является достижение капиллярного равновесия. Время достижения капиллярного равновесия на каждой ступени эксперимента зависит от соотношения проницаемости и пористости, а также от разности плотностей флюидов — чем меньше разность между плотностями исследуемых жидкостей, тем больше времени потребуется для достижения равновесия. Поэтому продолжительность экспериментов может существенно отличаться для разных месторождений. Критерием достижения капиллярного равновесия при исследованиях методом полупроницаемой мембраны при пластовых условиях является прекращение выделения жидкости в бюретке и стабилизация электрического сопротивления. Допустимы изменения значения сопротивления и объема жидкости в образце не более чем на 1 % в течение 24 часов [18]. После достижения стабилизации и выполнения замеров сопротивления и объема вытесненной жидкости капиллярное давление поднимается до следующего значения.

Величина максимального капиллярного давления зависит от высоты над уровнем свободной воды изучаемого объекта и разницы плотностей флюидов. Максимальное капиллярное давление при проведении лабораторных исследований ограничено давлением прорыва мембраны капилляриметра и в современных капилляриметрах составляет, как правило, 1,2 МПа. После окончания исследований при достижении конечного капиллярного давления 1,2 МПа установка разгружается, образцы ядра извлекаются из кернодержателей. Далее определяется водо- и нефтенасыщенность образцов методом Дина — Старка.

Кроме фактически проведенных исследований, капиллярное давление в пластовых условиях ($P_{к_пл}$) может быть рассчитано по данным капилляриметрии в лабораторных условиях в системе вода — газ, если известны поверхностное натяжение и угол смачивания для системы вода — нефть в пластовых условиях и вода — газ в лабораторных условиях [19]:

$$P_{(к_пл)} = (\sigma_{вн} \times [\cos\theta]_{вн}) / (\sigma_{вг} \times [\cos\theta]_{вг}) \times P_{(к_лаб)},$$

где $\sigma_{вн}$ — поверхностное натяжение на границе раздела вода — нефть при пластовых условиях; $\sigma_{вг}$ — поверхностное натяжение на границе раздела вода — газ в лабораторных условиях; $\theta_{вн}$ — угол смачивания для пластовой системы вода — нефть; $\theta_{вг}$ — угол смачивания для системы вода — газ в лабораторных условиях.

Большие сложности наблюдаются при определении значения угла смачивания в пористой среде. Косинус угла смачивания может изменяться от -1 до $+1$. При приведении лабораторных данных к пластовым условиям это может внести значительные ошибки, поэтому обычно величину угла смачивания не учитывают [20].

Результаты и обсуждение

На рисунке 3 представлены результаты исследований для образцов керна с одинаковой проницаемостью, полученные методом полупроницаемой мембраны в системах вода — нефть и вода — газ, а также расчетная кривая капиллярного давления в системе вода — нефть, полученная на основе эксперимента в системе вода — газ.

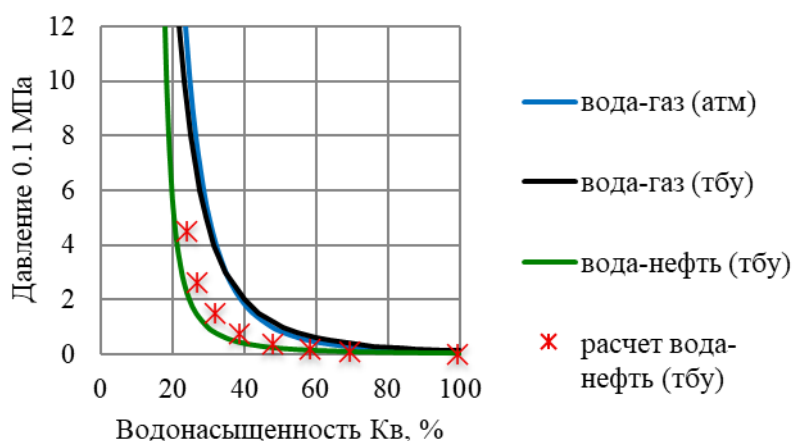


Рис. 3. Результаты капилляриметрических исследований в системах вода — газ и вода — нефть на образцах керна

Fig. 3. Results of capillarimetric studies in water-gas and water-oil systems on core samples

Хотя порода в пластовых условиях находится под действием системы напряжений и это влияет на уменьшение пористости и насыщенности, в нашем случае это влияние в системах вода — газ незначительное, кривые капиллярного давления близки. Полученные разные зависимости по результатам экспериментов в системах вода — газ и вода — нефть отражают изменение поверхностных свойств образцов (рис. 3).

Расчетная кривая капиллярного давления незначительно отличается от фактических экспериментов, скорее всего из-за того, что формула для приведения капиллярного давления в системе вода — газ к пластовым условиям основана на предположении, что капиллярное давление в реальной породе может быть смоделировано посредством пучка трубок, а чем

сложнее реальная структура пустотного пространства породы, тем больше возможные отклонения расчетных значений.

Конечно, для подбора зеркала чистой воды лучше использовать капиллярные кривые, полученные в системе вода — нефть. Но, поскольку таких экспериментов единицы или они отсутствуют вообще, можно применять и пересчет капиллярного давления в пластовые условия. Это дает удовлетворительную сходимость.

Блок-схема алгоритма обратного подбора капиллярных давлений и высоты залежи с учетом верификации по граничным значениям фильтрационно-емкостных свойств приведена на рисунке 4. На основе этой блок-схемы создан программный продукт, сокращающий временные затраты [21].

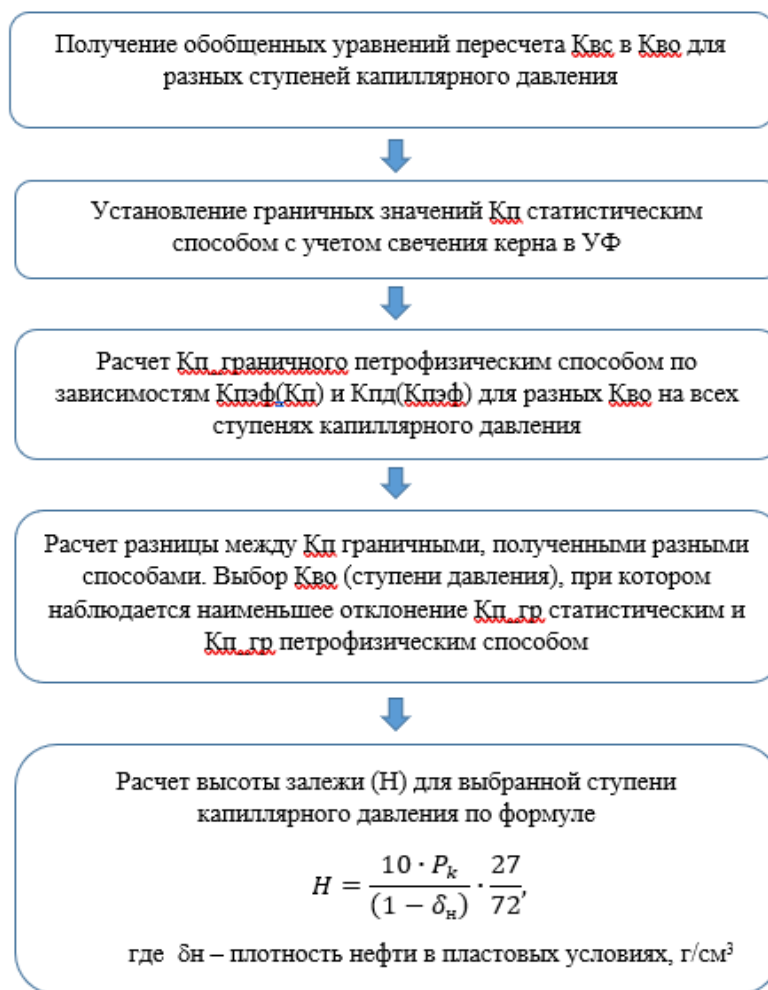


Рис. 4. Обобщенная блок-схема обратного подбора $K_{во}$, капиллярных давлений и высот залежи

Fig. 4. Generalized flowchart for the reverse selection of Sw_r , capillary pressures and formation heights

Выводы

С использованием указанного подхода было установлено, что для создания остаточной водонасыщенности отложений тюменской свиты изучаемых участков достаточно создания капиллярного давления порядка 7 и 12 атм. Таким образом, использование признака коллектор — не коллектор с учетом свечения керн в ультрафиолетовом свете позволило подобрать значения остаточной водонасыщенности и установить высоты залежей с УПУ. Данный подход способствует повышению достоверности оценки коэффициента нефтенасыщенности и может быть применен в качестве дополнительного при построении геологических моделей, обосновании отдельных линз и блоков.

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

Список источников

1. Алексеев В. П., Федоров Ю. Н., Савенко В. А. *Строение и корреляция отложений тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь)*. Екатеринбург: Изд-во УГГУ; 2009. 227 с.
2. *Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа»*. Под ред. Э. А. Ахпателова, В. А. Волкова, В. Н. Гончаровой [и др.]. Екатеринбург: ИздатНаукаСервис; 2004. 148 с.
3. Корж М. В. *Палеогеографические критерии нефтегазоносности юры Западной Сибири*. Москва: Наука; 1978. 135 с.
4. Мухер А. Г. *Условия формирования ниже-среднеюрских континентальных отложений Красноленинского района в связи с нефтегазоносностью*: диссертация на соискание ученой степени канд. геол.-минер. Наук. Тюмень; 1981. 255 с. URL: <https://search.rsl.ru/ru/record/01008906400?ysclid=mnprwtzx19t280056693>
5. Боронин П. А., Москаленко Н. Ю., Аскерова Д. Э., Персидская А. Н. Типизация разреза тюменской свиты по фаціальным условиям осадконакопления. *Труды РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина*. 2021;(4):21–32.
6. Муромцев В. С. *Электрометрическая геология песчаных тел литологических ловушек нефти и газа*. Ленинград: Недра; 1984. 260 с.
7. Изотова Т. С., Денисов С. Б., Вендельштейн Б. Ю. *Седиментологический анализ данных промысловой геофизики*. Москва: Недра; 1993. 176 с.
8. *Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом*. Под ред. В. И. Петерсилье, В. И. Порожун, Г. Г. Яценко. Москва-Тверь: НПЦ «Тверьгеофизика»; 2003. 258 с.
9. Мамяшев В. Г., Зосимов Ф. Н., Кудрявцев В. С., Пих Н. А. *Способ определения электрического удельного сопротивления вод нефтегазосодержащих пластов. СССР. Авторское свидетельство № 1249606. 7 августа 1986*. URL: <https://patents.google.com/patent/SU1249606A1/ru>
10. Волокитин Я. Е., Хабаров А. В. Комплексная методика оценки коэффициента нефтенасыщенности гетерогенных коллекторов. *НТВ «Каротажник»*. 2009;(189):143–166.

11. Акиншин А. В. *Повышение точности определения подсчетных параметров текстурно-неоднородных песчано-алеврито-глинистых коллекторов по данным геофизических исследований скважин (на примере викуловских отложений Красноленинского свода): автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук.* Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет; 2013. 16 с. URL:<https://search.rsl.ru/ru/record/01005539379?ysclid=mnpxalx9pf275869775>
12. Акиншин А. В., Родивилов Д. Б., Яценко В. М., Махмутов И. Р., Анохин А. В. Детальное изучение литолого-петрофизических свойств текстурно-неоднородных терригенных коллекторов Западной Сибири. *Нефтяное хозяйство.* 2023;(6):16–19. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-6-16-19>
13. Спирина А. М., Гильманова Н. В., Москаленко Н. Ю., Гильманова К. Я. Использование интенсивности свечения керн в ультрафиолетовом свете для обоснования граничных значений и насыщенности низкопроницаемых коллекторов. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений.* 2023;(10):77–83.
14. Зубков М. Ю., Колпаков В. В. Остаточная водонасыщенность и капиллярное давление в углеводородной залежи. *Горные ведомости.* 2010;(7):20–27.
15. Родивилов Д. Б., Кантемиров Ю. Д., Махмутов И. Р., Акиншин А. В. *Практическое руководство по петрофизическому моделированию нефтегазонасыщенности.* Тюмень: ИПЦ «Экспресс»; 2023:144 с.
16. Леонтьев Е. И., Дорогиницкая Л. М., Кузнецов Г. С., Малыхин А. Я. *Изучение коллекторов нефти и газа месторождений Западной Сибири геофизическими методами.* Москва: Недра; 1974. 240 с.
17. Афиногенов Ю. А. *Исследование фильтрационных характеристик горных пород путем моделирования пластовых условий: диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук.* Новосибирск: Институт гидродинамики СО АН СССР; 1972. 150 с. URL:<https://search.rsl.ru/ru/record/01009817721?ysclid=mnpxneeveh532513354>
18. *Капилляриметр пластовый 4-х канальный ПИК-ИГК. Руководство по эксплуатации.* Новосибирск: АО "Геологика"; 2017. 37 с.
19. Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. *Физика нефтяного пласта:* пер. с английского. Москва: Гостоптехиздат; 1962. 572 с.
20. Джеббар Тиаб, Эрл Ч. Доналдсон. *Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов;* перевод с английского: Углов М. Д.; под ред. Петерсилье В. И., Былевского Г. А. Москва: Премиум Инжиниринг; 2009. 838 с.
21. Гильманова К. Я. *Программа для подбора значений капиллярных давлений по известным значениям граничной пористости.* Российская Федерация. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024687478. 19 ноября 2024. URL: https://www1.fips.ru/fips_servl/fips_servlet?DB=EVM&DocNumber=2024687478

References

1. Alekseev V. P., Fedorov Yu. N., Savenko V. A. *Structure and Correlation of Deposits of the Tyumen Formation of the Shaimsky Oil and Gas Region (Western Siberia).* Yekaterinburg: UGGU Publishing House; 2009. (In Russ.).

2. Atlas "Geology and Oil and Gas Potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug". Yekaterinburg: IzdatNaukaServis, 2004. (In Russ.).
3. Korzh M. V. *Paleogeographical Criteria of Oil and Gas Potential of the Jurassic of Western Siberia*. Moscow: Nauka; 1978. (In Russ.).
4. Mukher A. G. *Conditions of Formation of Lower-Middle Jurassic Continental Deposits of the Krasnoleninsky District in Connection with Oil and Gas Potential*: dissertation for the Degree of Candidate of Geological and Mineralogical Sciences. Tyumen; 1981. (In Russ.). URL:<https://search.rsl.ru/ru/record/01008906400?ysclid=mnptwx19t280056693>
5. Boronin P. A., Moskalenko N. Yu., Askerova D. E., Persidskaya A. N. Typification of the Tyumen Formation Section Based on Facies Conditions of Sedimentation. *Proceedings of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas*. 2021;(4):21–32. (In Russ.).
6. Muromtsev V. S. *Electrometric Geology of Sand Bodies of Oil and Gas Lithological Traps*. Leningrad: Nedra; 1984. (In Russ.).
7. Izotova T. S., Denisov S. B., Vendelstein B. Yu. *Sedimentological analysis of commercial geophysics data*. Moscow: Nedra; 1993. (In Russ.).
8. Petersilie V. I., Poroskun V. I., Yatsenko G. G. (eds.). *Methodological recommendations for determining the calculation parameters of oil and gas deposits using the volume method*. Moscow-Tver: Tvergeophysics Research Center; 2003. (In Russ.).
9. Mamyashev V. G., Zosimov F. N., Kudryavtsev V. S., Pikh N. A. *Method for Determining the Electrical Resistivity of Oil and Gas-Containing Reservoirs. USSR. Author's certificate No. 1249606. 7 August 1986*. (In Russ.). URL:<https://patents.google.com/patent/SU1249606A1/ru>
10. Volokitin Ya. E., Khabarov A. V. Complex technique for assessing the oil saturation factor of heterogeneous reservoirs. *NTV "Karotazhnik"*. 2009;(189):143–166. (In Russ.).
11. Akinshin A.V. *Improving the accuracy of determining the calculation parameters of texturally heterogeneous sandy-silt-clay reservoirs based on well geophysical data (using the example of the Vikulovsky deposits of the Krasnoleninsky arch): abstract of the dissertation for the degree of Candidate of Geological and Mineralogical Sciences*. Tyumen; 2013. (In Russ.). URL:<https://search.rsl.ru/ru/record/01005539379?ysclid=mnpxa1x9pf275869775>
12. Akinshin A. V., Rodivilov D. B., Yatsenko V. M., Makhmutov I. R., Anokhin A. V. Detailed study of lithological and petrophysical properties of texturally heterogeneous terrigenous reservoirs in Western Siberia. *Oil industry*. 2023;(6):16–19. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-6-16-19>
13. Spirina A. M., Gilmanova N. V., Moskalenko N. Yu., Gilmanova K. Ya. Using the intensity of core luminescence in ultraviolet light to substantiate the boundary values and saturation of low-permeability reservoirs. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2023;(10):77–83. (In Russ.).
14. Zubkov M. Yu., Kolpakov V. V. Residual water saturation and capillary pressure in a hydrocarbon deposit. *Mining Gazette*. 2010;(7):20–27. (In Russ.).
15. Rodivilov D. B., Kantemirov Yu. D., Makhmutov I. R., Akinshin A. V. *Practical guide to petrophysical modeling of oil and gas saturation*. Tyumen: CPI "Express". 2023. (In Russ.).

16. Leontiev E. I., Doroginitskaya L. M., Kuznetsov G. S., Malykhin A. Ya. *Study of Oil and Gas Reservoirs in Western Siberia Using Geophysical Methods*. Moscow: Nedra; 1974. (In Russ.).
17. Afinogenov Yu. A. *Investigation of filtration characteristics of rocks by modeling reservoir conditions: diss. for the degree of Candidate of Geological and Mineralogical Sciences*. Novosibirsk: Institute of Hydrodynamics SB Academy of Sciences of the USSR, 1972. (In Russ.). URL: <https://search.rsl.ru/ru/record/01009817721?ysclid=mnpxneeveh532513354>
18. *Capillarimeter 4-channel PIK-IGK. User Manual*. Novosibirsk: JSC Geologika; 2017. (In Russ.).
19. James W. Amyx, Daniel M. Bass, Jr. Robert Z. Whiting. *Petroleum reservoir engineering. Physical properties*. New York a. o., McGraw-Hill, 1960
20. Tiab Djebbar, Donaldson, Erle C. *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*: Elsevier, cop. 2009 978-0-7506-7711-0
21. Gilmanova K. Ya. *Program for selecting capillary pressure values based on known boundary porosity values*. Russian Federation. Certificate of State Registration of a Computer Program No. 2024687478. 19 November 2024. (In Russ.). URL: https://www1.fips.ru/fips_serv1/fips_servlet?DB=EVM&DocNumber=2024687478

Информация об авторе / Information about the author

Гильманова Ксения Яновна,
геолог 2-й категории, ООО «ЛУКОЙЛ-
Инжиниринг», г. Тюмень, аспирант,
Тюменский индустриальный универси-
тет, Kseniya.Gilmanova@lukoil.com

Kseniya Ya. Gilmanova, Catego-
ry II Geologist, LUKOIL-Engineering
LLC, Tyumen, Graduate Student, Indus-
trial University of Tyumen,
Kseya.Gilmanova@lukoil.com

Поступила в редакцию / Received 30.09.2025

Поступила после рецензирования / Revised 23.10.2025

Принята к публикации / Accepted 01.04.2026

Научная статья / Original research article

УДК 553.7.031.4(571.12)

DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-38-48>

EDN: GFTJAC



Сравнительная гидрогеохимическая характеристика тюменских геотермальных высокоминерализованных вод

Н. Л. Мамаева^{1,2*}, С. А. Петров¹, В. А. Мальчевский¹

¹Тюменский научный центр СО РАН, Тюмень, Российская Федерация

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Российская Федерация

* mamaeva.natali2011@mail.ru

Аннотация. Статья посвящена проблеме оценки особенностей геохимического состава гидротермальных минеральных вод Тюменского региона в сравнении с минеральными водами термальных источников Кавказа, Восточной Сибири и Дальнего Востока. Актуальность обусловлена интенсивным экономическим освоением источников минеральных геотермальных вод Тюменского региона, а отсутствие знаний о гидрогеохимических характеристиках может привести к существенному снижению эффективности вложения финансовых средств. Сделаны выводы, что наименьшая связанность между анионами и катионами наблюдается в геотермальных минеральных водах предгорной равнины Кавказа при отсутствии каких-либо ассоциаций между собой как среди различных анионов, так и среди катионов. При этом содержание сульфат-аниона и катионов кальция и магния не коррелировало с другими проанализированными параметрами. Ассоциативные связи между анионами и катионами были выше в дальневосточных минеральных водах и водах Восточной Сибири. Наибольшая связанность и гармоничность содержания анионов и катионов наблюдается в термах Западно-Сибирской геосинеклизы, в частности в глубокозалегающих гидрогеологических комплексах Тюменского региона. При сравнении различных геотермальных вод России можно сказать, что в водах Тюменского региона распределение главных ионов имеет выраженную катион-анионную связь, указывающую на ее сбалансированный состав.

Ключевые слова: минеральные термальные воды, гидрогеохимическая характеристика, катионы, анионы, Западно-Сибирская геосинеклиза

Для цитирования: Мамаева Н. Л., Петров С. А., Мальчевский В. А. Сравнительная гидрогеохимическая характеристика Тюменских геотермальных высокоминерализованных вод. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026;30(2):38–48. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-38-48> EDN: GFTJAC

Comparative hydrogeochemical characteristics of Tyumen geothermal highly mineralized waters

Natali L. Mamaeva^{1,2*}, Sergei A. Petrov¹, Vladimir A. Malchevski¹

¹Tyumen Scientific Center SB RAS, Tyumen, Russian Federation

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

* mamaeva.natali2011@mail.ru

Abstract. This article focuses on the contemporary problem of assessing of the geochemical composition features of high-mineralized geothermal waters from the Tyumen region in comparison with the mineral waters of thermal springs from the Caucasus, Eastern Siberia, and the Far East. The importance of this study derives from the active economic use of geothermal water sources in the Tyumen region. Lack of knowledge about their hydrogeochemical characteristics can result in a significant decrease in the efficiency of investing funding resources. The authors conclude that minimal anion-cation association, with no stable associations observed among either the anions or the cations, characterizes geothermal waters of the foothill plains of the Caucasus. In addition, the concentration of sulfate, calcium, and magnesium does not correlate with other chemical parameters. In the waters of the Far East and Eastern Siberia, the anion-cation associations are stronger. In the thermal springs of the West Siberian geosyncline, particularly in the deep-lying hydrogeological complexes of the Tyumen region, a more anion-cation association and harmony content is observed. A comparison of geothermal waters from different regions of Russia highlights the distinct and balanced ion distribution in the Tyumen region waters, indicating their well-balanced composition.

Keywords: mineral thermal waters, hydrogeochemical characteristics, cations, anions, West Siberian geosyncline

For citation: Mamaeva N. L., Petrov S. A., Malchevski V. A. Comparative hydrogeochemical characteristics of Tyumen geothermal highly mineralized waters. *Oil and Gas Studies*. 2026;30(2):38–48 (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-38-48>

Введение

На огромной территории Российской Федерации (РФ) выявлены и с различной степенью изучены практически все виды и типы минеральных вод, обнаруженные в недрах Земли [1–9]. При этом их степень минерализации различна и зависит от происхождения вод, содержания минералов, солей, газов, радиоактивных элементов и др. По геоструктурным, гидрохимическим и геотермическим условиям на территории России выделены шесть областей развития азотных терм: Кавказская, Алтайская, Тувинская, Саяно-Байкальская, Буреинско-Охотская и Камчатская [10].

Район Кавказских минеральных вод представляет предгорную равнину, наклоненную к северу от хребтов Кавказа, которая на юге больше расчленена, чем на севере. В районе минеральных вод Кавказа, под четвертичными и современными наносами, обнажаются осадочные горные породы — третичные и мезозой [11].

Термальные байкальские воды характеризуются широким распространением глубинных разломов, сформированных в результате рифтогенных процессов. Что касается терм Бурятии, то они приурочены в основном к баргузинскому комплексу, представленному интрузивными породами протерозойского возраста [12].

На территории российского Дальнего Востока термальные воды имеют ограниченное распространение. Наиболее широкое их многообразие отмечается на Камчатке. Так, Паратунский геотермальный район не имеет явно выраженной связи с вулканизмом. Другая группа термальных вод

Камчатки — воды, тесно связанные с современной вулканической деятельностью, обусловленной субдукционными процессами (Мутновский и Узон-Гейзерный геотермальные районы) [13]. Большинство термальных вод Дальнего Востока приурочено к областям деятельности современного магматизма (Камчатка и Курильские острова).

Однако существует целая группа термальных вод Дальнего Востока, которая находится в пределах Байкальского рифта, Турано-Буреинского горного сооружения, Охотско-Чукотского и Восточно-Сихотэ Алинского вулканогенных поясов [14]. Минеральные термальные подземные воды Сихотэ-Алинского вулканогенного пояса включают группы источников, расположенные в Приморском и Хабаровском краях. При этом гидрокарбонатно-натриевые воды (Тумнин, Амгу, Чистоводное) относятся к трещинно-жильным водам, формирующимся в массивах кристаллических пород, в то время как сульфатно-гидрокарбонатные натриевые (Анненские) располагаются преимущественно в вулканогенно-осадочных породах [15].

Также к внутриконтинентальной части Дальнего Востока относится Кульдурское месторождение азотных слабоминерализованных щелочных термальных вод, расположенное на территории Облученского района Еврейской автономной области [16].

К геотермальным минеральным водам Дальнего Востока принадлежат Амурские термальные источники, расположенные на полуострове Крильон (юго-запад острова Сахалин), который сложен формациями от позднего мела до плейстоцена [17].

Обособленно в этом плане стоит наименее изученная и активно развивающаяся в бальнеологическом плане Западно-Сибирская область. Но без знаний геологического строения, химического состава, гидрогеологических условий залегания и происхождения тюменских высокоминерализованных геотермальных вод нельзя вести правильную эксплуатацию этих минеральных источников и обеспечивать экологическую безопасность. Высокоминеральные термальные воды находятся в глубокозалегающих водоносных горизонтах (в юрском, неокомском и апт-альб-сеноманском гидрогеологических комплексах) [18].

Цель исследования — оценить особенности геохимического состава гидротермальных вод Тюменского региона в сравнении с минеральными водами из термальных источников Кавказа, Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Материалы и методы

В настоящей статье минеральные геотермальные воды России были разделены на четыре группы по географическому положению. Для статистического и гидрогеохимического анализов были проанализированы термальные воды Тюменского региона (9 источников, 19 проб), Кавказа (9 источников, 9 проб), Восточной Сибири (Республика Бурятия, 14 источ-

ников, 14 проб) и Дальнего Востока (Хабаровский и Приморский край, Еврейская АО, Сахалин и Камчатка, 64 источника, 70 проб). Рассмотрены следующие основные ионы, содержащиеся в термальных водах различных районов исследования: катионы Ca^{2+} , Mg^{2+} , $\text{Na}^+ + \text{K}^+$, анионы HCO_3^- , Cl^- , SO_4^{2-} . Данные по химическому составу тюменских геотермальных вод были взяты из учетных карточек буровых скважин, предоставленных Тюменским филиалом ФБУ «ТФГИ по Уральскому федеральному округу». Источником данных по другим районам послужили научные публикации в открытом доступе [11–17].

Проводились статистические исследования анализа химического состава по макрокомпонентам с помощью интегрированного пакета программного обеспечения IBM SPSS Statistics 21. Достоверность различий или сходства между статистическими характеристиками в сравниваемых выборках учитывалась при $p < 0,05$.

Результаты и обсуждение

Рассматриваемые районы с гидротермальными водами, по которым собраны исходные данные, были нанесены на карту (рис. 1).

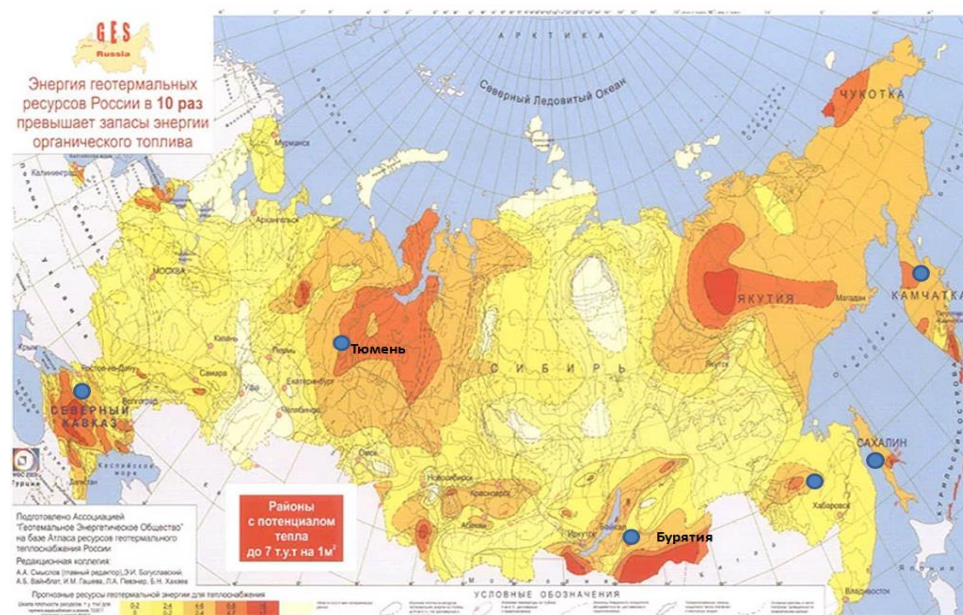


Рис. 1. Рассматриваемые гидротермальные районы [19]

Fig. 1. Hydrothermal areas under consideration [19]

Как следует из карты, основные гидротермальные районы в России расположены на Дальнем Востоке, в Восточной Сибири, на Северном Кавказе и в Тюменской области.

В таблице 1 представлены результаты химического состава основных катионов и анионов различных гидротермальных систем в различных географических районах РФ. Показано, что гидротермальные воды Тюменского региона относятся к природным минеральным хлоридно-натриевым. При этом согласно ГОСТ Р 54316-2020¹ их минерализация составляет от 6–7 до 15–20 г/дм³ [20], и это свидетельствует о том, что она высокая.

Таблица 1. Химический состав различных гидротермальных систем, мг/л
Table 1. Chemical composition of various hydrothermal systems, mg/L

Показатель	Тюменский регион	Восточная Сибирь	Дальний Восток	Кавказ
Cl ⁻	6301,64±484,57	18,90±2,80 **	157,97±30,27 **	680,78±241,93 **
SO ₄ ²⁻	162,96±109,81	154,57±30,53	305,90±37,83	696,39±146,77 *
HCO ₃ ⁻	262,01±15,67	104,21±10,90 **	111,22±14,28 **	2046,76±1028,8
Ca ²⁺	265,18±33,79	13,69±5,81 **	71,21±8,73 **	452,47±93,94
Mg ²⁺	52,20±6,28	0,92±0,15 **	1,16±0,22 **	183,94±94,90
Na ⁺ +K ⁺	4021,92±355,38	130,46±9,25 **	219,14±19,59 **	883,93±444,92 **

* Достоверность различий с Тюменским регионом (* $p < 0,05$; ** $p < 0,001$)

Сравнительный анализ термальных вод Тюменского региона с изучаемыми гидротермальными системами показал, что по химическому составу они значительно отличаются практически по всем компонентам. Так, содержание анионов, в отличие от термальных вод Восточной Сибири по Cl⁻, превышено более чем в 300 раз, для вод Дальнего Востока — почти в 40 раз, для минеральных вод Кавказской группы — в 9 раз; по HCO₃⁻ в 2 раза в сравнении с водами Восточной Сибири и Дальнего Востока; по SO₄²⁻ — в 4 раза меньше по сравнению с Кавказскими термальными водами. Практически аналогичная картина наблюдается по катионам. Так, содержание катионов превышено в водах Тюменского региона по Ca²⁺ в 19 раз, Mg²⁺ — более чем в 50 раз, Na⁺ + K⁺ — в 30 раз в отличие от термальных вод Восточной Сибири; по Mg²⁺ почти в 45 раз; Na⁺ + K⁺ в 18 раз; Ca²⁺ в 4 раза в сравнении с минеральными водами Дальнего Востока; по Na⁺ + K⁺ в 4,5 раза от вод Кавказской группы.

Таким образом, концентрация исследуемых ионов в термальных водах Тюменского региона была значительно выше, чем в минеральных водах Восточной Сибири, Дальнего Востока и Кавказа. Известно, что хими-

¹ ГОСТ Р 54316-2020. Воды минеральные природные питьевые. Общие технические условия. Москва: Стандартинформ. 2020. 46 с.

ческий состав минеральных вод отражает не только состав тех горных пород, в которых они залегают, но и по которым эти воды циркулируют.

Для лучшего понимания взаимосвязи между ионным составом геотермальных минеральных вод, исследованных в разных географических положениях, был проведен корреляционный анализ Пирсона для определения связей и корреляций между ними с учетом уровня значимости (рис. 2).

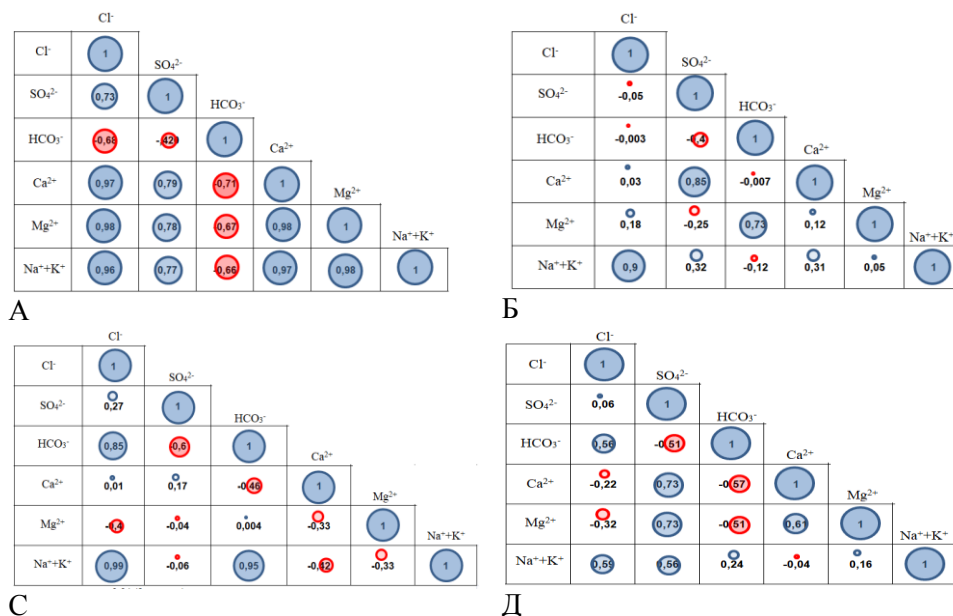


Рис. 2. Корреляция Пирсона для различных геотермальных минеральных вод России (А — Тюменский регион; Б — Дальний Восток; С — Кавказ; Д — Восточная Сибирь)

Fig. 2. Pearson correlation for various geothermal mineral waters in Russia (A — Tyumen region; B — Far East; C — Caucasus; D — Eastern Siberia)

Установлены прямые корреляционные взаимосвязи между Cl⁻ анионом со всеми рассматриваемыми катионами и анионами (кроме HCO₃⁻ (r = -0,68)) в Тюменских термальных водах с высокой степенью достоверности (p < 0,001): с концентрацией SO₄²⁻ (r = 0,73), Ca²⁺ (r = 0,97), Mg²⁺ (r = 0,98), Na⁺+K⁺ (r = 0,96). Содержание аниона SO₄²⁻ связано с высокой степенью достоверности (p < 0,001) с другими химическими компонентами: с Ca²⁺ (r = 0,79), Mg²⁺ (r = 0,78) и Na⁺+K⁺ (r = 0,77). Уровень содержания аниона HCO₃⁻ коррелировал с содержанием Ca²⁺ (r = -0,71 при p < 0,001), Mg²⁺ (r = -0,67 при p < 0,001) и Na⁺+K⁺ (r = -0,66 при p = 0,002). Определены корреляционные взаимосвязи между следующими катионами: Ca²⁺:Mg²⁺ (r = 0,98 при p < 0,001), Ca²⁺:Na⁺+K⁺ (r = 0,97 при p < 0,001), Mg²⁺:Na⁺+K⁺ (r = 0,98 при p < 0,001).

При рассмотрении минеральных вод Кавказской группы выявлены прямые корреляционные взаимосвязи только между анионами Cl^- , HCO_3^- и суммой катионов $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ ($r = 0,99$ при $p < 0,001$ и $r = 0,95$ при $p = 0,049$ соответственно), что указывает на их гидрокарбонатно-хлоридно-натриевые состав.

Иная корреляционная картина складывается при анализе геотермальных минеральных вод Восточной Сибири. Были обнаружены ассоциативные взаимосвязи между содержанием аниона SO_4^{2-} с Ca^{2+} ($r = 0,73$ при $p = 0,003$), Mg^{2+} ($r = 0,73$ при $p = 0,003$) и $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ ($r = 0,56$ при $p = 0,036$). При этом анион HCO_3^- коррелировал с Ca^{2+} ($r = -0,57$ при $p = 0,035$), а Cl^- анион с HCO_3^- ($r = 0,56$ при $p = 0,036$) и $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ ($r = 0,59$ при $p = 0,026$). Обнаружена положительная корреляционная взаимосвязь между $\text{Ca}^{2+} : \text{Mg}^{2+}$ ($r = 0,61$ при $p = 0,022$).

При проведении корреляции между ионами геотермальных вод Дальнего Востока установлены следующие взаимосвязи: Cl^- аниона с суммой катионов $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ ($r = 0,90$ при $p < 0,001$), аниона SO_4^{2-} с Ca^{2+} ($r = 0,85$ при $p < 0,001$), $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ ($r = 0,32$ при $p = 0,007$); SO_4^{2-} с Mg^{2+} ($r = -0,25$ при $p = 0,044$); HCO_3^- с Mg^{2+} ($r = 0,73$ при $p < 0,001$); Ca^{2+} с $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ ($r = 0,31$ при $p = 0,01$).

Таким образом, наименьшая связанность между анионами и катионами наблюдается в геотермальных минеральных водах предгорной равнины Кавказа при отсутствии каких-либо ассоциаций между собой как среди различных анионов, так и среди катионов. При этом содержание сульфат-аниона и катионов кальция и магния не коррелировало с другими проанализированными параметрами. Ассоциативные связи между анионами и катионами были выше в дальневосточных минеральных водах и водах Восточной Сибири. Наибольшая связанность и гармоничность содержания анионов и катионов наблюдается в термах Западно-Сибирской геосинеклизы, в частности в глубокозалегающих гидрогеологических комплексах Тюменского региона.

Выводы

Термальные минеральные воды Тюменского региона обладают наиболее сбалансированным катион-анионным составом. Эта особенность обуславливает развитие следующих наиболее перспективных направлений их использования: бальнеологическое, производство бутылированной минеральной воды и получение химических элементов для различных отраслей промышленности. Реализация работы по данным направлениям требует разработки соответствующих инновационных экобиотехнологий.

Вклад авторов

Мамаева Н. Л.: сбор и обработка материала; статистическая обработка данных; написание статьи.

Петров С. А.: концепция и дизайн исследования; научное редактирование.
Мальчевский В. А.: теоретический анализ данных; научное редактирование; концептуализация.

Authors' contributions

Natali L. Mamaeva: collection and processing of study materials; statistical data processing; writing.

Sergei A. Petrov: concept and design of the study; scientific editing.

Vladimir A. Malchevski: theoretical data analysis; scientific editing; conceptualization.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Conflicts of interests. The authors declare no conflicts of interest.

Список источников

1. Туровинина Е. Ф., Шишина Е. В., Шумасова Ф. К., Аверин С. О. Лечебные минеральные воды юга Тюменской области. *Вопросы курортологии, физиотерапии и лечебной физической культуры*. 2018;95(3):69–73. <https://doi.org/10.17116/kurort201895369>
2. Петров С. А., Мамаева Н. Л. Оценка запасов геотермальных источников минеральных вод юга Тюменской области. *Вопросы курортологии, физиотерапии и лечебной физической культуры*. 2023;100(3):46–50. <https://doi.org/10.17116/kurort202310003146>.
3. Хайруллина Л. Б., Мамаева Н. Л. *Концепция устойчивого развития современного общества: взгляд эколога*. Тюмень: Тюменский индустриальный университет; 2025. 161 с.
4. Сахаров В. А., Ильин В. В., Морозова О. А., Выпряхкин Е. Н., Гоголева И. В., Хи И. Кен. Дагинское месторождение термальных минеральных вод. Условия формирования, современное состояние, перспективы использования (Сахалинская область). *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2020;331(1):13–26. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/1/2443>
5. Ахмедов А. И. Термальные и минеральные воды южного склона Большого Кавказа. *Образование и наука в России и за рубежом*. 2021;(79):81–88.
6. Леонова Н. Б., Микляева И. М., Рябова Н. В., Малхазова С. М. Современное состояние и перспективы использования целебных ресурсов Камчатки. *Вестник Московского университета. Серия 5: География*. 2018;(6):10–17.
7. Сахаров В. А., Морозова О. А., И К. Хи., Выпряхкин Е. Н. *Гидро-минеральные ресурсы острова Сахалин*. Сер. Монографии ученых Сахалинского государственного университета. Южно-Сахалинск: Сахалинский государственный университет; 2020. 160 с.
8. Антонюк М. В., Гвозденко Т. А., Лебедев С. В., Челнокова Б. И. Состояние и перспективы применения бальнеологических ресурсов Сахалинской области в реабилитации и санаторно-курортном лечении. *Тихоокеанский медицинский журнал*. 2023;4 (94):16–20.
9. Рахманин Ю. А., Егорова Н. А., Михайлова Р. И., Рыжова И.Н., Кочеткова М. Г. *Лечебное и профилактическое применение минеральных вод, содержащих кремний, в Российской Федерации (обзор) Часть 1. Минеральные воды Эссентукской группы. Микроэлементы в медицине*. 2023;24(2):3–11. <https://doi.org/10.19112/2413-6174-2023-24-2-3-11>

10. Адилов В. Б., Львова Н. В., Морозова Е. Ю., Ряженев В. В. Азотные слабоминерализованные термальные минеральные воды России. *Вопросы курортологии, физиотерапии и лечебной физической культуры*. 2019;96(5):66–71. <https://doi.org/10.17116/kurort20199605166>
11. Дзенс-Литовский А. И. Минеральные источники кавказской группы минеральных вод (КМВ). *Природа*. 1940;(6):70–83. URL: http://neotec.ginras.ru/comrus/_dzens-litovskiy-a-i-1940-mineralnye-istochniki-kavkazskoy-gruppy-mineralnyh-vod-kmv.pdf.
12. Зиппа Е. В., Пургина Д. В., Дребот В. В. Химический состав и геотермальный режим термальных вод байкальской складчатой области (Республика Бурятия). *Успехи современного естествознания*. 2022;(12):110–115.
13. Чудаев О. В. *Состав и условия образования современных гидротермальных систем Дальнего Востока России*. Владивосток: Дальнаука; 2003. 226 с.
14. Брагин И. В., Павлов А. А., Челноков Г. А., Лаврушин В. Ю., Харитонов Н. А. Состав и условия формирования азотно-кремнистых терм Амгинской группы (северо-восток Приморского края). *Тихоокеанская геология*. 2024;43(2):0–101. <https://doi.org/10.30911/0207-4028-2024-43-2-90-101>
15. Брагин И. В. *Термальные воды Сихотэ-Алиня (состав и условия формирования): автореферат на соискание диссертации кандидата геолого-минералогических наук*. Владивосток: Дальневосточный геологический институт Дальневосточного отделения РАН; 2011. 18 с.
16. Харитонов Н. А., Лямина Л. А., Челноков Г. А., Брагин И. В., Карабцов А. А., Тарасенко И. А. [и др.]. Химический и изотопный состав азотных термальных вод месторождения Кульдур (ЕАО, Россия). *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*. 2020;(5):77–91. <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2020-5-77-91>
17. Жарков Р. В., Козлов Д. Н., Веселов О. В. Амурские термальные источники (остров Сахалин). *Успехи современного естествознания*. 2018;(11):317–322.
18. Павленко О. Л. *Подземные минеральные лечебные воды юга Тюменской области (условия формирования и практическое использование): автореферат на соискание диссертации кандидата геолого-минералогических наук*. Тюмень: Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа Тюменского государственного нефтегазового университета; 2012. 17 с.
19. Карта прогнозных ресурсов геотермальной энергии. Камчатский научный центр ДО РАН. URL: http://www.kscnet.ru/ivs/publication/kuril_kam2005/title4.jpg.
20. Тюменский филиал ФБУ «ТФГИ по Уральскому федеральному округу». URL: https://www.tmntfgi72.ru/miniralinie_vodi.

References

1. Turovinina E. F., Shishina E. V., Shumasova F. K., Averin S. O. The medicinal mineral waters in the southern part of the Tyumen region. *Problems of balneology, physiotherapy and exercise therapy*. 2018;95(3):69–73. (In Russ.). <https://doi.org/10.17116/kurort201895369>
2. Petrov S. A., Mamaeva N. L. Assessment of reserves of mineral water's geothermal sources in the south of Tyumen region. *Problems of balneology, physiotherapy, and exercise therapy*. 2023;100(3):46–50. (In Russ.). <https://doi.org/10.17116/kurort202310003146>

3. Hajrullina L. B., Mamaeva N. L. *The concept of sustainable development of modern society: an ecologist's view*. Tyumen: Industrial University of Tyumen; 2025. (In Russ.).
4. Saharov V. A., Il'in V. V., Morozova O. A., Vypryazhkin E. N., Gogoleva I. V., I Ken Khi. Darginskoye thermal mineral water deposit. Formation conditions, current status, and development prospects (Sakhalin Oblast). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2020;331(1):13–26. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/1/2443>
5. Ahmedov A. I. Thermal and mineral waters of the southern slope of the Greater Caucasus. *Obrazovanie i nauka v Rossii i za rubezhom*. 2021;(79):81–88. (In Russ.).
6. Leonova N. B., Miklyaeva I. M., Ryabova N. V., Malhazova S. M. Current state and prospects for the use of Kamchatka's healing resources. *Moscow University Bulletin. Series 5, Geography*. 2018;(6):10–17. (In Russ.).
7. Saharov V. A., Morozova O. A., Hi I K., Vypryazhkin E. N. *Hydrothermal resources of Sakhalin Island*. Ser. Monografii uchenykh Sahalinskogo gosudarstvennogo universiteta. Yuzhno-Sahalinsk: Sahalinskij gosudarstvennyj universitet; 2020. (In Russ.).
8. Antonyuk M. V., Gvozdenko T. A., Lebedev S. V., Chelnokova B. I. The status and prospects of using the balneological resources of the Sakhalin region in rehabilitation and spa treatment. *Pacific Medical Journal*. 2023;4 (94):16–20. (In Russ.).
9. Rahmanin Yu. A., Egorova N. A., Mihajlova R. I., Ryzhova I. N., Kochetkova M. G. *Therapeutic and prophylactic use of mineral waters containing silicon in the Russian Federation (review). Part 1. Mineral waters of the Essentuki group. Trace elements in medicine (Moscow)*, 2023;24(2):3–11. (In Russ.). <https://doi.org/10.19112/2413-6174-2023-24-2-3-11>
10. Adilov V. B., L'vova N. V., Morozova E. Yu., Ryazhenov V. V. Weakly mineralized nitrogen thermal waters of Russia. *Problems of Balneology, Physiotherapy and Exercise Therapy*. 2019; 96(5):66–71. (In Russ.). <https://doi.org/10.17116/kurort20199605166>
11. Dzens-Litovskiy A. I. Mineral springs of the Caucasian group of mineral waters (KMV). *Priroda*. 1940;(6):70–83. (In Russ.). URL: http://neotec.ginras.ru/comrus/_dzens-litovskiy-a-i-1940-mineralnye-istochniki-kavkazskoy-gruppy-mineralnyh-vod-kmv.pdf
12. Zippa E. V., Purgina D. V., Drebot V. V. Chemical composition and geothermal regime of thermal waters of the Baikal folded region (Republic of Buryatia). *Advances in current natural sciences*. 2022;(12):110–115. (In Russ.).
13. Chudaev O. V. *Composition and conditions of formation of modern hydrothermal systems of the Russian Far East*. Vladivostok: Dal'nauka; 2003. (In Russ.).
14. Bragin I. V., Pavlov A. A., Chelnokov G. A., Lavrushin V. I., Kharitonova N. A. The composition and formation conditions of nitrogen–siliceous thermal waters of the AMGU group (northeast of the Primorsky krai). *Russian Journal of Pacific Geology*. 2024;18(2):198–209. (In Russ.). <https://doi.org/10.30911/0207-4028-2024-43-2-90-101>
15. Bragin, I. V. Thermal waters of Sikhote-Alin (composition and conditions of formation): abstract of the dissertation for the degree of Candidate of Geological and Mineralogical Sciences. Vladivostok: Far Eastern Geological Institute of the Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences; 2011. (In Russ.).

16. Kharitonova N. A., Lyamina L. A., Chelnokov G. A., Bragin I. V., Karabtsov A. A., Tarasenko I. A. [et al.]. *Chemical and isotopic composition of nitrogen thermal waters of the Kuldur Deposit (JAR, Russia)*. Moscow University Bulletin. Series 4. Geology. 2020;(5):77-91. (In Russ.) <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2020-5-77-91>
17. Zharkov R. V., Kozlov D. N., Veselov O. V. Amur thermal springs (Sakhalin Island). *Advances in current natural sciences*. 2018;(11):317–322. (In Russ.).
18. Pavlenko O. L. *Underground mineral healing waters of the south of the Tyumen region (conditions of formation and practical use)] : Abstract of the dissertation for the degree of Candidate of Geological and Mineralogical Sciences*. Tyumen: West Siberian Institute of Oil and Gas Geology Problems of Tyumen State Oil and Gas University; 2012. (In Russ.).
19. Map of predicted geothermal energy resources. http://www.kscnet.ru/ivs/publication/kuril_kam2005/title4.jpg. Kamchatskiy nauchnyy tsentr DO RAN. (In Russ.). URL: http://www.kscnet.ru/ivs/publication/kuril_kam2005/title4.jpg.
20. Tyumen branch of the Federal State Budgetary Institution "TFGI for the Ural Federal District". www.tmntfgi72.ru/miniralinie_vodi, date of access 11.02.2025. (In Russ.) URL: https://www.tmntfgi72.ru/miniralinie_vodi

Информация об авторах / Information about the authors

Мамаева Наталья Леонидовна, старший научный сотрудник, Федеральный исследовательский центр Тюменский научный центр Сибирского отделения Российской академии наук; старший преподаватель, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, mamaeva.natali2011@mail.ru

Natali L. Mamaeva, Senior Researcher, Tyumen Scientific Centre SB RAS; Senior Lecturer, Industrial University of Tyumen, mamaeva.natali2011@mail.ru

Петров Сергей Анатольевич, доктор медицинских наук, профессор, главный научный сотрудник, Федеральный исследовательский центр Тюменский научный центр Сибирского отделения Российской академии наук, г. Тюмень, tumiki@yandex.ru

Sergei A. Petrov, Doctor of Medical Sciences, Professor, Chief Researcher, Tyumen Scientific Centre SB RAS, tumiki@yandex.ru

Мальчевский Владимир Алексеевич, доктор медицинских наук, профессор РАН, главный научный сотрудник, Федеральный исследовательский центр Тюменский научный центр Сибирского отделения Российской академии наук, г. Тюмень, malchevski@mail.ru

Vladimir A. Malchevski, Doctor of Medical Sciences, Professor of the RAS, Chief Researcher, Tyumen Scientific Centre SB RAS, malchevski@mail.ru

Поступила в редакцию / Received 11.11.2025

Поступила после рецензирования / Revised 11.12.2025

Принята к публикации / Accepted 12.12.2025

Original research article / Научная статья
DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-49-63>
EDN: GJOOHU



Technical and economic performance of multilateral drilling on Russia's Arctic shelf with evidence from Siberian fields

Joshua A. Nyarko^{1,3*}, Evgeny G. Kurbasov^{2,3}

¹*Accra, Republic of Ghana*

²*LCC Obsky GCC, Moscow, Russian Federation*

³*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation*

*joshnyarko4@gmail.com

Abstract. The liquids output of Russia is mainly in the Siberian basins with extra resources on the Arctic shelf. The conditions in these areas are difficult from both a technical and logistical perspective, which affects both well design and field planning. The study determines the case where multilateral wells offer better technical and economic performance in this situation. A PRISMA 2020 guided systematic review included English and Russian sources published between 2017 and 2025. Databases included Scopus, Web of Science, One Petro, Science Direct, eLIBRARY ru, and CyberLeninka. Economic results were standardised by price year and discount rate. Results indicate that multilateral wells are technically feasible at high latitude. Best outcomes occur when placement is accurate, junction integrity is reliable, branch level surveillance is active, and learning reduces drilling time. Economic performance improves when production targets are met with fewer surface sites and when monitoring delays costly water handling. Value is most sensitive to oil prices, water breakthrough timing and junction reliability. Post COVID shifts in markets and logistics increased the benefit of concentrating output per site and staging decisions. Recommendations follow directly from these results. Deploy multilaterals only where junction integrity and branch diagnostics can be assured. Start with a focused pilot, quantify learning, and scale after cycle time and variance decline. Standardise economic appraisal and stress test price paths, water timing, and integrity. Mitigate Arctic logistics risk through prepositioned inventories and schedules aligned to ice and weather windows.

Acknowledgments: The authors express their gratitude to scientific adviser, doctor of engineering sciences, professor of Industrial University of Tyumen Sergey N. Bastrikov, for his assistance in conducting the study

Keywords: multilateral wells, Russia's Arctic shelf, West Siberia, technoeconomic performance, junction integrity, intelligent well surveillance, learning curves

For citation: Nyarko. J. A., Kurbasov E. G. Technical and economic performance of multilateral drilling on Russia's Arctic shelf with evidence from Siberian fields. *Oil and Gas Studies*. 2026;30(2):49–63 (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-49-63>

Анализ эффективности многоствольного бурения на российском арктическом шельфе на примере месторождений Западной Сибири

Д. А. Ньярко^{1,3*}, Е. Г. Курбасов^{2,3}

¹*Аккра, Республика Гана*

²*ООО «Обский газохимический комплекс», Москва, Российская Федерация*

³*Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Российская Федерация*

*joshnyarko4@gmail.com

Аннотация. Добыча жидких углеводородов в России осуществляется в основном в сибирских бассейнах с дополнительными ресурсами на арктическом шельфе. Условия в этих районах сложные как с технической, так и с логистической точки зрения, что влияет как на проектирование скважин, так и на планирование месторождений. Исследование определяет случаи, когда многоствольные скважины обеспечивают лучшие технические и экономические показатели в данной ситуации. Систематический обзор PRISMA 2020 включал английские и русские источники, опубликованные в период с 2017 по 2025 год. Были задействованы такие базы данных, как: Scopus, Web of Science, OnePetro, ScienceDirect, eLIBRARY.ru и CyberLeninka. Отбор и анализ данных осуществлялись по структурированному шаблону. Экономические результаты были стандартизированы по ценовому году и ставке дисконтирования. Результаты показывают, что многоствольные скважины применимы в различных вариантах. Наилучшие результаты достигаются при точном размещении, надежности соединений, активном контроле на уровне ответвлений и сокращении времени бурения за счет накопления опыта. Экономические показатели улучшаются, когда производственные цели достигаются с меньшим количеством наземных объектов и когда мониторинг позволяет избежать затратного водоснабжения. Стоимость наиболее чувствительна к ценам на нефть, срокам прорыва воды и надежности соединений. Исследования показали, что применять многоствольные скважины можно только там, где гарантированы целостность соединений и мониторинг проводки ответвлений. Следует начать с целенаправленного пилотного проекта, количественно оценить полученные знания и масштабировать после сокращения цикла и снижения отклонений. Затем необходимо стандартизировать экономическую оценку и стресс-тесты ценовых траекторий, сроков подачи воды и целостности, а также снизить логистические риски в Арктике за счет заранее размещенных запасов и графиков, согласованных с ледовыми и погодными условиями.

Благодарности: Авторы выражают благодарность научному руководителю доктору технических наук, профессору Тюменского индустриального университета Сергею Николаевичу Бастрикову за помощь в проведении исследований

Ключевые слова: многоствольные скважины, арктический шельф России, Западная Сибирь, технико-экономические показатели, целостность соединений, интеллектуальный мониторинг скважин, кривые обучения

Для цитирования: Ньярко Д. А., Курбасов Е. Г. Анализ эффективности многоствольного бурения на российском арктическом шельфе на примере месторождений Западной Сибири. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026;30(2):49–63. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-49-63> EDN: GJOONU

Introduction

Russia remains a systemically important oil producer in the global energy economy, with liquids output that has consistently ranked among the top three worldwide [1]. In 2021, Russian crude and condensate production averaged about 10.5 million barrels per day, roughly 14 percent of global supply [2]. This production is geographically concentrated in West and East Siberia with additional resources on the Arctic shelf [3]. West Siberia is the country's core liquids province and the source of the Urals export blend. Offshore Arctic production is far less mature [4]. As of 2023, Gazprom Neft's Prirazlomnoye field in the Pechora Sea was the only Russian Arctic offshore project in commercial operation [5].

The COVID period and its aftermath created two distinct operating contexts for Russian upstream activities. In 2020, the demand shock associated with the pandemic precipitated unprecedented OPEC plus cuts, including a Russian commitment to reduce crude output by almost two million barrels per day [6]. Output partially recovered in 2021 but the post-2022 environment introduced sanctions, changing trade routes and price caps that altered investment conditions and logistics [6]. Official and agency data indicate that Russian crude output in 2024 averaged about 9.2 million barrels per day on an EIA definition, down from 9.6 million barrels per day in 2023, while broader crude plus condensate statistics reported by authorities show a decline of about 2.8 percent to 516 million tons [7]. Export destinations shifted toward Asia between 2021 and 2024, with China and India absorbing the majority of crude shipments as Europe reduced purchases [8].

Against this backdrop, operators in Siberia and on the Arctic shelf face a persistent technical and economic challenge [9]. Mature onshore reservoirs and remote offshore settings require higher recovery factors, tighter surface footprints per unit of production, and improved capital efficiency under severe climatic and logistical constraints [10]. Multilateral well architectures have been advanced in Russia as one response. Since 2018, case material from the Novoportovskoye field on the Yamal Peninsula documented the planning and execution of multiple TAML-classified branches [11]. This includes the nation's first quadruple multilateral, with reported improvements in drainage and construction efficiency relative to single laterals. Subsequent Siberian applications have emphasized intelligent surveillance to manage inflow from separate branches, including marker-based monitoring deployed during well reconstructions that preserved production on the parent bore while adding horizontal sidetracks [12]. Collectively, this engineering trajectory suggests an opportunity for multilateral designs to deliver higher initial rates, better sweep in thin oil rims, and fewer slots or wellheads for a given production target. The countervailing risks include junction integrity, completion complexity, water breakthrough management, and cost transparency, particularly in ice-window operations offshore.

Despite the strategic importance of these decisions, there is no consolidated synthesis that evaluates both technical performance and project economics of multilateral drilling in Russia's Arctic shelf and Siberian provinces using post-2017 evidence [13]. Public reporting is fragmented across conference proceedings, operator notes, trade press, and agency datasets, and the pandemic and sanctions periods complicate cross-study comparisons of costs and productivity. This study addresses that gap through a systematic review of peer-reviewed and

practitioner sources in English and Russian from 2017 onward, with an explicit focus on measurable performance indicators.

Study methods

This study employs a systematic review design reported in line with PRISMA 2020. We searched Scopus, Web of Science, OnePetro, ScienceDirect, eLIBRARY ru, and CyberLeninka for records published from January 2017 to October 2025 in English and Russian. Search strategies combined terms for multilateral wells, Arctic or Siberia, and technical or economic performance, with database specific Russian synonyms. Eligible studies examined multilateral interventions of any TAML level in Arctic shelf or Siberian fields and reported technical and or economic outcomes, with single lateral wells used as comparators where available. Two reviewers screened titles and abstracts, completed full text assessments, reconciled disagreements, and collated multiple reports from the same project to avoid double counting. The study extracted field context, well architecture, drilling and completion metrics, production and water management results, surveillance methods, unit costs, and investment criteria such as net present value and internal rate of return, and contacted authors when key data were missing. Study quality was appraised with Joanna Briggs Institute tools, augmented with items on data completeness and cost transparency. Findings were synthesized narratively, with random effects models applied where metrics were commensurate, and economic results were harmonized to a common price year and Brent price assumptions under CHEERS guidance, with all logs, extraction sheets, appraisal forms, and code archived as supplementary materials.

Theoretical framework (Techno-economic systems framework)

This study adopts a techno-economic systems view in which multilateral architecture increases effective reservoir contact and stabilizes inflow, thereby improving recovery per surface slot and unit development cost when integrity and control are ensured. Reliability theory anchors the role of junction quality because junction integrity and branch isolation condition whether added laterals deliver sustained production rather than early water or gas entry [14]. Information economics explains how intelligent surveillance and control reduce allocation uncertainty across branches and preserve productive operating regimes through timely diagnostics and interventions [15]. Learning curve theory links program experience to drilling time and cost reductions, with evidence of measurable performance gains in recent offshore and onshore campaigns [16]. Real options thinking motivates staged branch additions, flow reallocation and intervention timing under uncertainty and offers a more realistic valuation than static

net present value for Arctic and Siberian projects [17]. Arctic logistics and supply chain resilience further shape cost levels and variance, so the value of higher per well productivity and fewer slots rises where transport and weather risks are material [18]. The integrated expectation is that multilaterals outperform single laterals in these settings when junction reliability is high, surveillance is available, and learning effects are captured [19]. This proposition consistent with Russia specific cases such as Novoportovskoye and Prirazlomnaya.

Technical performance

Technical performance describes the extent to which multilateral architecture improves measurable engineering outcomes in Arctic and Siberian settings [20]. It considers drilling efficiency expressed as meters advanced per day and days required per thousand meters, as well as the incidence and duration of non-productive time [21]. It also evaluates placement quality through the share of total footage landed within the intended reservoir intervals and the consistency of geosteering decisions relative to structural and facies models. Completion integrity is central because junction quality and hydraulic isolation determine whether additional laterals convert contact potential into sustained flow, rather than precipitating early ingress of unwanted fluids [22].

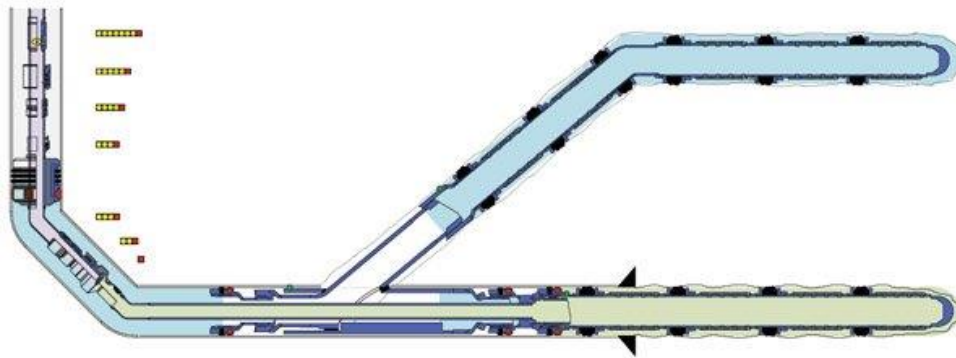


Fig. 1. First intelligent multilateral TAML5 wells on the V. Filanovsky Field [29]
Рис. 1. Первые интеллектуальные многосторонние скважины TAML5 на месторождении им. В. Филановского [29]

Branch inflow stability then serves as a practical indicator of sound design and appropriate pressure management across laterals [23]. Production outcomes are read in two horizons. Initial rates reflect early contact efficiency and effective drawdown strategy, while average rates over defined periods and decline parameters reveal connectivity, pressure support and the timing of water entry [24]. Modern surveillance strengthens each of these judgments. Fiber optic diagnostics and marker based methods enable branch level allocation, rapid detection of adverse fluid trends, and informed adjustments to operating mode [25]. Learn-

ing by doing further improves performance as teams iterate on trajectory design, junction construction and completion sequencing.

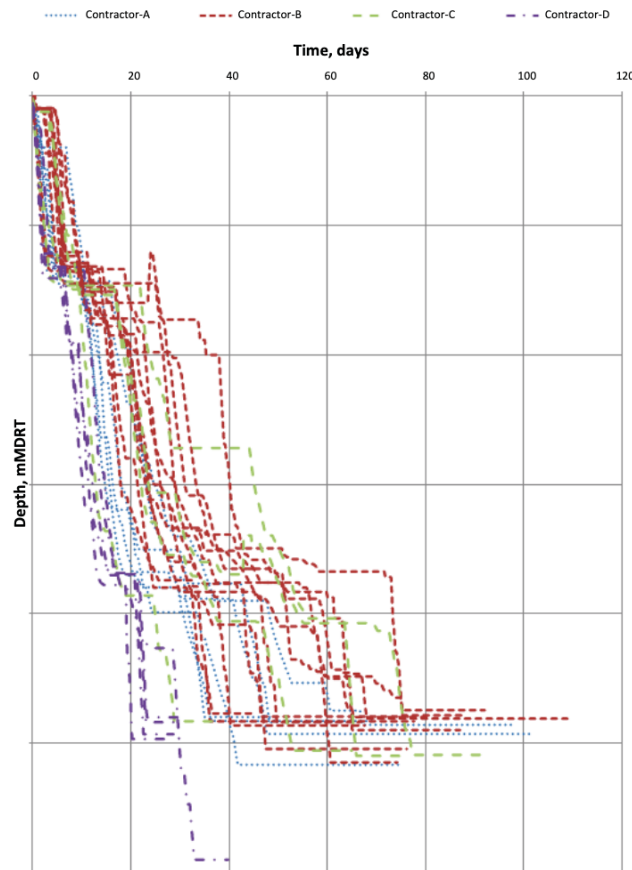


Fig. 2. Technical drilling performance (max depth 2500 mTVD wells) [32]
Рис. 2. Технические характеристики бурения (максимальная глубина скважин TVD 2500) [32]

Programme execution and batch operations shorten cycle times and compress variability, which is crucial where weather and ice windows constrain activity [26]. Evidence from both onshore Siberia and the Arctic shelf shows that complex multilateral wells can be executed within these limits while achieving high footage in target and stable inflow when surveillance and control are embedded in the work plan [27]. Taken together, these elements define technical performance as the coordinated achievement of accurate placement, durable integrity, reliable monitoring, and progressive learning.

Economic performance

Economic performance evaluates whether technical advantages convert into superior value at the project level under Arctic and Siberian constraints [30].

It begins with unit well cost and development cost per barrel, reported on a consistent price year and with an explicit statement of perspective and discounting. It then accounts for operating cost shifts that arise when a production target is achieved with fewer surface locations and fewer completions. Investment criteria such as net present value, internal rate of return, and payback time translate engineering outcomes into financial results that can be compared across alternatives and scenarios [31].

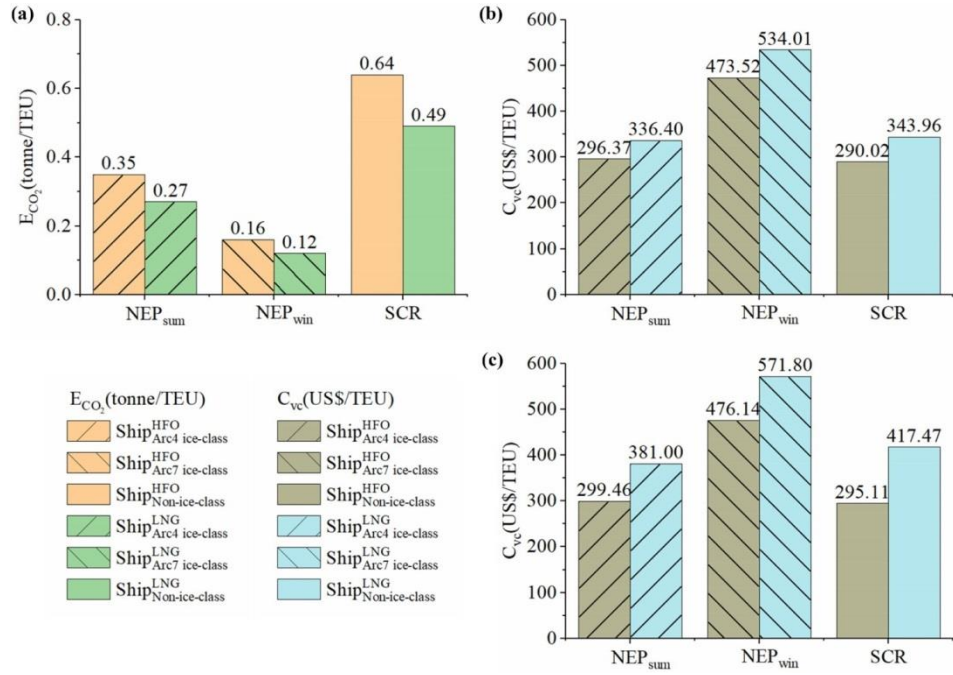


Fig. 3. The USE for CO₂ and USC per trip before and after the onset of the RUC. (a) The USE for CO₂ per trip of LNG- and HFO-fueled vessels (summer and winter in the graph refer to August 2022 and January 2023, respectively). (b) The USC per trip before the RUC. (c) The USC per trip after the onset of the RUC (before-RUC and after-RUC are from February 2021 to February 2022 and from February 2022 to January 2023, respectively) [33]

Рис. 3. USE для CO₂ и USC на рейс до и после введения RUC. (a) USE для CO₂ на рейс судов, работающих на СПГ и мазуте (лето и зима на графике относятся к августу 2022 г. и январю 2023 г. соответственно). (b) USC за рейс до введения RUC. (c) USC за рейс после введения RUC (до введения RUC и после введения RUC — соответственно с февраля 2021 года по февраль 2022 года и с февраля 2022 года по январь 2023 года) [33]

In this context, uncertainty treatment is not a formal add on but a core requirement, since price paths, logistics conditions and seasonal schedules shape both costs and timing [33]. Learning effects observed in drilling and completion reduce expected days and narrow schedule dispersion, which lowers exposure to interruption and improves the credibility of cost forecasts [34]. Surveillance that

provides timely diagnostics and branch level control protects drawdown, delays expensive water handling, and stabilizes operating cash flows. Portfolio studies consistently show that the relative advantage of multilateral programs rises as slot costs increase, as logistics premia grow with distance and climate, and as per well productivity gains become more reliable through better placement and completion [34]. Design choices regarding branch count and branch length change both the level and the timing of cash flows, while completion choices influence integrity risks that carry potential penalties if failures occur [35]. Real options thinking adds value by recognizing that branch additions and interventions can be staged as new information arrives, which improves decision quality in volatile contexts. Sensitivity analysis then clarifies which uncertainties dominate the economics in a given field, with price assumptions, water breakthrough timing, and junction reliability often emerging as the leading drivers [36].

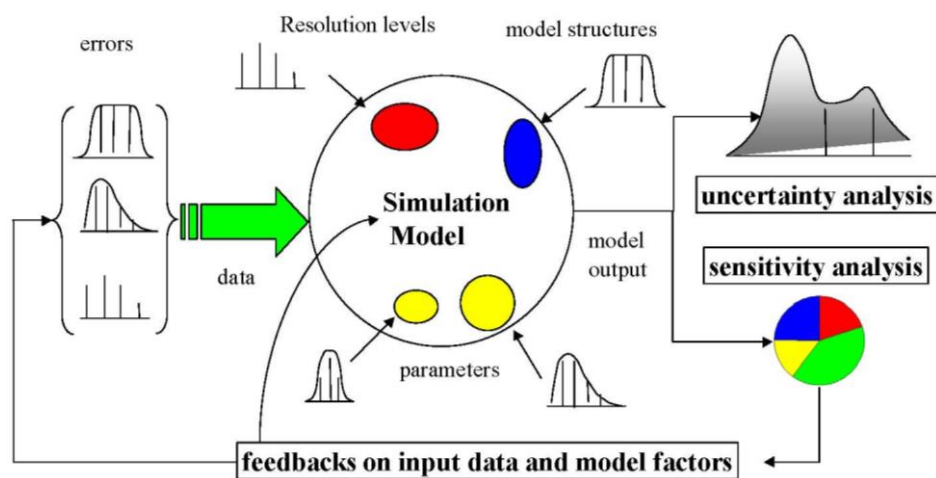


Fig. 4. Sensitivity analyses [36]
Рис. 4. Анализ чувствительности [36]

When these practices are combined within a transparent reporting frame, the economic case for multilateral architecture becomes both rigorous and comparable across projects.

Integrated technoeconomic performance with Siberian evidence

An integrated view connects specific engineering levers to financial outcomes within the operational realities of Siberia and the Arctic shelf. Branch count and branch length increase contacted volume and typically raise early time production, but this potential becomes durable only when junction integrity and hydraulic isolation are achieved [14]. Completion design interacts with reservoir heterogeneity to balance inflow across laterals and to manage pressure drawdown in a way that moderates coning and cross flow [17, 22]. Surveillance

quality determines how quickly and accurately operators detect deviations from expected behavior, and how confidently they can adjust choke settings, inflow devices, or lift strategies to restore favorable conditions. Learning in drilling and completion reduces cycle times and narrows uncertainty bands for both schedule and cost, while logistics reliability programs reduce the probability and impact of weather and transport disruptions along long northern supply lines [16]. These pathways do not act in isolation. They combine to shift the expected level of operating cash flows and to compress their variance, which in turn reshapes the distribution of net present value and internal rate of return. Siberian practice offers concrete illustrations of this logic [22, 23]. Reconstruction campaigns that add laterals while maintaining production on the parent bore show the importance of careful sequencing and reliable junction work [37]. Marker supported operating mode selection demonstrates how information can preserve drawdown and delay costly water handling [35]. Offshore examples confirm that multilateral geometries expand reservoir contact from a single surface location, which supports slot minimization and improves cost per barrel when integrity is maintained. Under conditions where integrity is consistent, surveillance is active, learning is captured, and logistics are stabilized, multilateral programs frequently outperform single lateral programs in both value and resilience [34]. The integrated concept therefore recommends simultaneous attention to placement, integrity, monitoring, learning and logistics, together with valuation methods that price flexibility and accommodate evolving information.

Conclusion

This review synthesized post 2017 evidence on the technical and economic performance of multilateral drilling on Russia's Arctic shelf and in Siberian basins using a PRISMA guided approach and a techno-economic systems framework that integrates reliability, information, learning, real options, and Arctic logistics. The evidence shows that multilateral designs are feasible in high latitude settings and can achieve high footage in target, stable inflow across branches, and execution within weather and ice windows when placement accuracy, junction integrity, and branch level surveillance are jointly ensured. Relative to single laterals, programs that reduce slot count while expanding reservoir contact tend to lower unit development cost and improve investment indicators such as net present value, internal rate of return, and payback, especially where logistics premia and surface constraints are material. Sensitivity analyses identify price paths, water breakthrough timing, and junction reliability as dominant economic drivers, which underscores the value of disciplined monitoring and integrity management. Before COVID, expansion strategies relied on established export routes and service availability, while the post COVID period and subsequent policy constraints shifted market access and supply chains. This thereby increasing the premium on designs that deliver more output per surface site and allow staged decisions as information improves. In relation to the objectives, the

study finds that technical performance is strongest when placement, integrity, surveillance, and program learning align, that economic performance is favorable when fewer wells achieve the target and surveillance protects drawdown, and that moderating conditions linked to logistics and markets after COVID further strengthen the relative case for multilateral deployment in Siberia and on the Arctic shelf.

Recommendations

Based on the study's findings, these recommendations are directed primarily to operating companies and field development planners responsible for Arctic shelf and Siberian assets. Secondary audiences are asset economists and project finance teams, service companies and technology providers, and relevant regulators and research teams. Deploy multilateral wells only where junction integrity and branch level surveillance are assured, since these conditions produced the strongest technical outcomes. Sequence developments to maximise output per site and reduce slot count, because programs that achieved targets with fewer wells delivered lower unit costs and stronger returns. Start with a well-defined pilot and measure the learning effects, then expand only when the drilling time and variance have shown continuous reductions. Use a fixed price year and discount rate to standardize the economic appraisals and carry out the stress tests on the price paths, water breakthrough timing, and junction reliability. Reduce the risk of Arctic logistics by pre-stocking the inventories and coordinating the schedules with the ice and weather windows.

Authors' contributions

All authors contributed equally to the preparation of the manuscript.

Вклад авторов

Все авторы внесли равный вклад в подготовку публикации.

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

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Reference

1. Julius Mansah. The World's Top Oil Producers of 2019. Investopedia. 2019. URL: <https://www.investopedia.com/investing/worlds-top-oil-producers/>
2. EnerData. Russia's oil and gas condensate production rose by 2.2 % in 2021 to 524 Mt. Enerdata. 2022. URL: <https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/russias-oil-and-gas-condensate-production-rose-22-2021-524-mt.html>
3. International Energy Agency. Energy Fact Sheet: Why does Russian oil and gas matter? Analysis. IEA. 2022. URL: <https://www.iea.org/articles/energy-fact-sheet-why-does-russian-oil-and-gas-matter>

4. Kryukov V. A. Russia's Oil Dilemmas. Production: To Go North-East or to Go Deep? Exports: Is a Compromise Between Westward and Eastward Directions Possible? *European Energy and Climate Security: Public Policies, Energy Sources, and Eastern Partners*. Cham: Springer International Publishing, 2015:81–109. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-21302-6>
5. Staalesen A. Paralysis looms over Russia's Arctic oil ArcticToday. Arctic-Today. 2025. URL: <https://www.arctictoday.com/paralysis-looms-over-russias-arctic-oil-2/>
6. Ma R. R., Xiong T., Bao Y. The Russia–Saudi Arabia oil price war during the COVID-19 pandemic. *Energy Economics*. 2021;(102):105517. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105517>
7. Olesya Astakhova. *Russian oil output expected to hold steady in 2024*. Reuters. 2023. (In Russ.). URL: <https://www.reuters.com/business/energy/russian-oil-output-expected-to-hold-steady-2024-2023-12-27/>
8. Vasily Astrov. Russia is shifting its foreign trade massively towards China. *wiiw.ac.at*. 2025. (In Russ.). URL: <https://wiiw.ac.at/russia-is-shifting-its-foreign-trade-massively-towards-china-n-695.html>
9. Malik I. H., Ahmed R., Ford J. D., Hamidi A. R. Arctic Warming: Cascading Climate Impacts and Global Consequences. *Climate*. Multidisciplinary Digital Publishing Institute, 2025;13(5):85. <https://doi.org/10.3390/cli13050085>
10. Mohammadi S., Berg C. F., Schumann H. Low-emission offshore oil and gas production: A review of achievements and challenges. *Journal of Cleaner Production*. Elsevier, 2025;(525):146504. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2025.146504>
11. Haq A. Huge Volumes of Oil and Gas Resources in Russia – GeoExpro. Geo-Expro. 2019. URL: <https://geoexpro.com/huge-volumes-of-oil-and-gas-resources-in-russia/>
12. Solovyev T., Soltanov D., Galimzyanov A., Naydenskiy K., Nukhaev M., Mukhametshin I. (2019, October). *Successful Application of the Intelligent Inflow Tracers for Monitoring of Horizontal Wells on North Komsomolskoe Field*. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference (p. D023S017R003)*. SPE. 2019. (In Russ.). <https://doi.org/10.2118/196831-MS>
13. Balashova E. S., Gromova E. A. *Arctic shelf development as a driver of the progress of the Russian energy system*. MATEC Web of Conferences. 2017;(106):06008–06008. EDP Sciences. (In Russ.). <https://doi.org/10.1051/mateconf/201710606008>
14. Zhou X., Van Gelder P. H. A. J. M., Liang Y., Zhang H. An integrated methodology for the supply reliability analysis of multi-product pipeline systems under pumps failure. *Reliability Engineering & System Safety*. 2020;(204):107185. <https://doi.org/10.1016/j.ress.2020.107185>
15. Antoine-Moussiaux N., Vandenberg O., Kozlakidis Z., Aenishaenslin C., Peyre M., Roche [et al.]. Valuing Health Surveillance as an Information System: Interdisciplinary Insights. *Frontiers in Public Health*. 2019;(7):138. <https://doi.org/10.3389/fpubh.2019.00138>
16. Castrejon-Campos O., Aye L., Hui F. K. P. Effects of learning curve models on onshore wind and solar PV cost developments in the USA. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2022;(160):112278. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112278>
17. Lamberts-Van Assche H., Compennolle T. Using Real Options Thinking to Value Investment Flexibility in Carbon Capture and Utilization Projects: A Review. *Sustainability*. 2022;14(4):2098. <https://doi.org/10.3390/su14042098>
18. Taarup-Esbensen J., Gudmestad O. T. Arctic supply chain reliability in Baffin Bay and Greenland. *Polar Geography*. 2022;45(2):77–100. <https://doi.org/10.1080/1088937X.2022.2032447>
19. Ahdeema J., Sefat M. H., Muradov K. (2023, September). *Hybrid optimization technique allows dynamic completion design and control in advanced multilateral wells with multiple types of flow control devices*. In *SPE Offshore Europe Conference and Exhibition (p. D021S005R003)*. SPE. <https://doi.org/10.2118/215507-MS>

20. Dunichkin I., de Souza C. B., Bogachev K., Korobeynikova A., Shchekaturova N. *Perspective trends in the design of Multifunctional Residential Units (MRUs) in the Russian Arctic: A discussion of potentials and challenges to their implementation.* In *E3S Web of Conferences*. 2019;(97):01036. EDP Sciences.
21. Elekhteiar H. M., Salem A., El-Fakharany T. Reducing Non-Productive Time (NPT) in Oil Well Drilling: A Comprehensive Approach using Learning Management Systems. *Journal of Petroleum and Mining Engineering*. 2025;27(1):26–38.
22. Jones C. N., Scott D. T., Edwards B. L., Keim R. F. Perirheic mixing and biogeochemical processing in flow-through and backwater floodplain wetlands. *Water Resources Research*. 2014;50(9):7394–7405. <https://doi.org/10.1002/2014WR015647>
23. Higgins R. J., Zarev A., Green R. B., Barakos G. N. Investigation of a four-bladed propeller inflow at yaw. *Aerospace Science and Technology*. 2022;(124):107530. <https://doi.org/10.1016/j.ast.2022.107530>
24. Kabir C. S., Haftbaradaran R., Asghari R., Sastre J. P. Understanding variable well performance in a chalk reservoir. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2016;19(01):083–094. <https://doi.org/10.2118/175436-PA>
25. Zhang J., Xiang Y., Wang C., Chen Y., Tjin S. C., Wei L. Recent advances in optical fiber enabled radiation sensors. *Sensors*. 2022;22(3):1126. <https://doi.org/10.3390/s22031126>
26. Kerkhove L. P., Vanhoucke M. Optimised scheduling for weather sensitive offshore construction projects. *Omega*. 2017;(66):58–78. <https://doi.org/10.1016/j.omega.2016.01.011>
27. Raniolo S., Mancini S., Brega F., Rovellini M. E., Gentil P., Malpeli M. (2014, October). Production Enhancement In Arctic Environment: The Multilateral Experience For Viscous Oil. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. SPE,2014. SPE-170759-MS. <https://doi.org/10.2118/170759-MS>
28. Haslam S. LUKOIL: First Intelligent Multilateral TAML5 Wells on the V. Filanovsky Field. *ROGTEC*. 2017. URL: <https://www.rogtecmagazine.com/lukoil-first-intelligent-multilateral-taml5-wells-v-filanovsky-field/>
29. Haslam S. LUKOIL: First Intelligent Multilateral TAML5 Wells on the V. Filanovsky Field. *ROGTEC*. 2017. URL: <https://www.rogtecmagazine.com/lukoil-first-intelligent-multilateral-taml5-wells-v-filanovsky-field/>
30. Cordier M., Vasilevskaya A., Jungsberg L., Vanderlinden J. P., Ramage J., Lantuit H. Uncovering the economic impact of thawing arctic permafrost: Exploring GDP production in a changing landscape. *Polar Science*. 2025;(44):101203. <https://doi.org/10.1016/j.polar.2025.101203>
31. Tang B. J., Ji C. J., Zheng Y. X., Liu K. N., Ma Y. F., Chen J. Y. Risk assessment of oil and gas investment environment in countries along the Belt and Road Initiative. *Petroleum Science*. 2024;21(2):1429–1443. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.10.009>
32. Eren T. Drilling time follow-up with non-productive time monitoring. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*. 2018;19(2):197–216. <https://doi.org/10.1504/IJOGCT.2018.094547>
33. Wu A., Che T., Xu Q., Wang J., Chen J., Zhu X. Assessing the economic viability of the Arctic Northeast Passage from 2021 to 2065. *International Journal of Digital Earth*. 2024;17(1):2323182. <https://doi.org/10.1080/17538947.2024.2323182>
34. Araújo J. G., Brito H. G., Galvão M. V., Maitelli C. W. S., Doria Neto A. D. (2025). Deep Learning Models Applied Flowrate Estimation in Offshore Wells with Electric Submersible Pump. *Energies*. 2025;18(19):5311. <https://doi.org/10.3390/en18195311>
35. Liu X. The role of logistics and infrastructure in promoting international trade. *Journal of Education and Educational Research*. 2024;9(3):281–286.

36. Razavi S., Jakeman A., Saltelli A., Prieur C., Iooss B., Borgonovo E. [et al.]. The future of sensitivity analysis: an essential discipline for systems modeling and policy support. *Environmental Modelling & Software*, 2021;(137):104954. <https://doi.org/10.1016/j.envsoft.2020.104954>
37. Antunes R., Gonzalez V. A Production model for construction: a theoretical framework. *Buildings*. 2015;5(1):209–228.

Список источников

1. Джулиус Манса. Список крупнейших мировых производителей нефти за 2019 год. Investopedia. 2019. URL: <https://www.investopedia.com/investing/worlds-top-oil-producers/>
2. EnerData. Добыча нефти и газового конденсата в России в 2021 году выросла на 2,2 % до 524 млн т. Enerdata. 2022. URL: <https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/russias-oil-and-gas-condensate-production-rose-22-2021-524-mt.html>
3. Международное энергетическое агентство. Информационный бюллетень по энергетике: Почему важны российские нефть и газ? Анализ. МЭА. 2022. URL: <https://www.iea.org/articles/energy-fact-sheet-why-does-russian-oil-and-gas-matter>
4. Крюков В. А. Нефтяные дилеммы России. Производство: двигаться на Северо-восток или вглубь? Экспорт: возможен ли компромисс между западным и восточным направлениями? В кн. *Европейская энергетическая и климатическая безопасность. Государственная политика, источники энергии и восточные партнеры*. Международное издательство Springer; 2015. С. 81–109. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-21302-6>
5. Стаалесен А. Над российской арктической нефтью навис паралич ArcticToday. *ArcticToday*. 2025. URL: <https://www.arctictoday.com/paralysis-looms-over-russias-arctic-oil-2/>
6. Ма Р. Р., Сюн Т., Бао Ю. Война цен на нефть между Россией и Саудовской Аравией во время пандемии COVID–19. *Экономика энергетики*. 2021;(102):105517. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105517>
7. Олеся Астахова. Ожидается, что добыча нефти в России останется стабильной в 2024 году. Reuters. 2023. URL: <https://www.reuters.com/business/energy/russian-oil-output-expected-hold-steady-2024-2023-12-27/>
8. Василий Астров. Россия массово переориентирует свою внешнюю торговлю на Китай. *wiiw.ac.at*. 2025. URL: <https://wiiw.ac.at/russia-is-shifting-its-foreign-trade-massively-towards-china-n-695.html>
9. Малик И. Х., Ахмед Р., Форд Дж. Д., Хамиди А. Р. Потепление в Арктике: каскадное воздействие на климат и глобальные последствия. *Климат*. Междисциплинарный цифровой издательский институт. 2025;13(5):85. <https://doi.org/10.3390/cli13050085>
10. Мохаммади С., Берг К. Ф., Шуман Х. Морская добыча нефти и газа с низким уровнем выбросов: обзор достижений и проблем. *Журнал более чистого производства*. Elsevier, 2025;(525):146504. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2025.146504>
11. Хак А. Огромные объемы нефтегазовых ресурсов в России — Geo-Expro. *GeoExpro*. 2019. URL: <https://geoexpro.com/huge-volumes-of-oil-and-gas-resources-in-russia/>
12. Соловьев Т., Солтанов Д., Галимзянов А., Найденский К., Нухаев М., Мухаметшин И. Успешное применение интеллектуальных индикаторов притока для мониторинга горизонтальных скважин на Северном Комсомольском месторождении. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. 2019. <https://doi.org/10.2118/196831-MS>

13. Балашова Е. С., Громова Е. А. Освоение арктического шельфа как движущая сила развития российской энергетической системы. *Веб-конференция МАТЕС. EDP Sciences*. 2017;(106):06008–06008. <https://doi.org/10.1051/mateconf/201710606008>
14. Чжоу Х., Ван Гелдер П. Х. А. Дж. М., Лян Ю., Чжан Х. Интегрированная методология анализа надежности поставок многопродуктовых трубопроводных систем при отказе насосов. *Проектирование надежности и безопасность систем*. 2020;(204):107185. <https://doi.org/10.1016/j.res.2020.107185>
15. Антуан-Муссио Н., Ванденберг О., Козлакидис З., Энишаенслин К., Пейр М., Рош [и др.]. Оценка эпиднадзора за состоянием здоровья как информационной системы: междисциплинарные выводы. *Границы общественного здравоохранения*. 2019;(7):138. <https://doi.org/10.3389/fpubh.2019.00138>
16. Кастрехон-Кампос О., Ай Л., Хуэй Ф.К.П. Влияние моделей кривой обучения на изменение стоимости наземных ветровых и солнечных фотоэлектрических установок в США. *Обзоры возобновляемой и устойчивой энергетики*. 2022;(160):112278. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112278>
17. Ламбертс-Ван Аше Х., Компернолле Т. Использование концепции реальных вариантов для оценки инвестиционной гибкости в проектах по улавливанию и утилизации углерода: обзор. *Устойчивое развитие*. 2022;14(4), 2098. <https://doi.org/10.3390/su14042098>
18. Тааруп-Эсбенсен Дж., Гудместад О. Т. Надежность арктической цепочки поставок в Баффиновом заливе и Гренландии. *Полярная география*. 2022; 45(2):77–100. <https://doi.org/10.1080/1088937X.2022.2032447>
19. Ахдима Дж., Сефат М. Х., Мурадов Х. Гибридный метод оптимизации позволяет осуществлять динамическое проектирование заканчивания и контроль в сложных многоствольных скважинах с использованием различных типов устройств регулирования потока. *Конференция и выставка SPE Offshore Europe*. 2023; D021S005R003. <https://doi.org/10.2118/215507-MS>
20. Дуничкин И., де Соуза С. Б., Богачев К., Коробейникова А., Щекатурова Н. *Перспективные тенденции в проектировании многофункциональных жилых комплексов (МЖК) в Российской Арктике: обсуждение потенциальных возможностей и проблем на пути их реализации*. Веб-конференция E3S. 2019;(97):01036. EDP Sciences.
21. Элехтеяр Х. М., Салем А., Эль-Фахарани Т. Сокращение непроизводительного времени (NPT) при бурении нефтяных скважин: комплексный подход с использованием систем управления обучением. *Журнал нефтяной и горной инженерии*. 2025;27(1):26–38.
22. Джонс К. Н., Скотт Д. Т., Эдвардс Б. Л., Кейм Р. Ф. Периодическое перемешивание и биогеохимическая обработка на проточных и подпорных пойменных водно-болотных угодьях. *Исследование водных ресурсов*. 2014;50(9):7394–7405. <https://doi.org/10.1002/2014WR015647>
23. Хиггинс Р. Дж., Зарев А., Грин Р. Б., Баракос Г. Н. Исследование притока воздуха четырехлопастным воздушным винтом при рыскании. *Аэрокосмическая наука и техника*. 2022;(124):107530. <https://doi.org/10.1016/j.ast.2022.107530>
24. Кабир К. С., Хафтбарадаран Р., Асгари Р., Састре Дж. П. Понимание переменных характеристик скважин в меловом коллекторе. *SPE Оценка и проектирование коллекторов*. 2016;19(01):083–094. <https://doi.org/10.2118/175436-PA>
25. Чжан Дж., Сян Ю., Ван К., Чен Ю., Цзинь С. С., Вэй Л. Последние достижения в области оптоволоконных датчиков излучения. *Датчики*. 2022;22(3):1126. <https://doi.org/10.3390/s22031126>
26. Керхов, Л. П., Ванхоук, М. Оптимизированное планирование для морских строительных проектов, чувствительных к погодным условиям. *Omega*. 2017;(66):58–78. <https://doi.org/10.1016/j.omega.2016.01.011>

27. Раньоло С., Манчини С., Брега Ф., Ровеллини М. Э., Джентил П., Мальпели М. *Повышение эффективности добычи в Арктических условиях: много-сторонний опыт в области добычи вязкой нефти. Ежегодная техническая конференция и выставка SPE. 2014. SPE-170759-MS. <https://doi.org/10.2118/170759-MS>*
28. Хаслам С. ЛУКОЙЛ: первые интеллектуальные многосторонние скважины TAML5 на месторождении им. В. Филановского. *ROGTEC. 2017. URL: <https://www.rogtecmagazine.com/lukoil-first-intelligent-multilateral-taml5-wells-v-filanovsky-field/>*
29. Кордые М., Василевская А., Юнгсберг Л., Вандерлинден Дж. П., Рэймидж Дж., Лантюит Х. Анализ экономических последствий таяния вечной мерзлоты в Арктике: исследование производства ВВП в условиях меняющегося ландшафта. *Полярная наука. 2025;(44): 101203. <https://doi.org/10.1016/j.polar.2025.101203>*
30. Тан Б. Дж., Цзи К. Дж., Чжэн Ю. Х., Лю К. Н., Ма Ю. Ф., Чен Дж. Ю. Оценка рисков для нефтегазовой инвестиционной среды в странах, входящих в инициативу «Один пояс, один путь». *Наука о нефти. 2024;21(2):1429–1443. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.10.009>*
31. Эрен Т. Отслеживание времени бурения с мониторингом непроиз-водительного времени. *Международный журнал технологий нефти, газа и угля. 2018;19(2):197–216. <https://doi.org/10.1504/IJOGST.2018.094547>*
32. Ву А., Че Т., Сюй К., Ван Дж., Чен Дж., Чжу Х. Оценка экономиче-ской жизнеспособности Северо-Восточного Арктического прохода с 2021 по 2065 год. *International Journal of Digital Earth. 2024;17(1):2323182. <https://doi.org/10.1080/17538947.2024.2323182>*
33. Араужу Х. Г., Брито Х. Г., Гальван М. В., Майтелли К. В. С., Дориа Нето А. Д. Модели глубокого обучения, применяемые для оценки расхода в мор-ских скважинах с использованием электрического погружного насоса. *Energies. 2025;18(19):5311. <https://doi.org/10.3390/en18195311>*
34. Лю Х. Роль логистики и инфраструктуры в развитии междунаро-дной торговли. *Journal of Education and Educational Research. 2024;9(3):281–286.*
35. Разави С., Джейкман А., Сальтелли А., Приер С., Иоосс Б., Боргоново Э. [и др.]. Будущее анализа чувствительности: важная дисциплина для системного моделирования и поддержки политики. *Экологическое моделирование и программ-ное обеспечение. 2021; (137):104954. <https://doi.org/10.1016/j.envsoft.2020.104954>*
36. Антунес Р., Гонсалес В. Модель производства в строительстве: теоре-тическая основа. *Здания. 2015;5(1):209–228. <https://doi.org/10.3390/buildings5010209>*

Information about the authors / Информация об авторах

Joshua A. Nyarko, Master's Student,
Industrial University of Tyumen; Accra, Re-
public of Ghana, joshnyarko4@gmail.com

Амоаси Ньярко Джошуа, маги-
странт, Тюменский индустриальный
университет, г. Тюмень; г. Аккра, Рес-
публика Гана, joshnyarko4@gmail.com

Evgeny G. Kurbasov, Deputy Head
of the Geological Exploration and Drilling
Planning and Control Department, Plan-
ning and Accounting Department, LCC
Obshy GCS, Moscow, Graduate Student,
Industrial University of Tyumen, [Evge-
nii.Kurbasov@obghk.ru](mailto:Evge-
nii.Kurbasov@obghk.ru)

Курбасов Евгений Геннадьевич,
заместитель начальника отдела плани-
рования и контроля геологоразведочных
работ и бурения Управления планиро-
вания и учета, ООО «Обский газохими-
ческий комплекс», Москва, аспирант,
Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень, Evgenii.Kurbasov@obghk.ru

Received / Поступила в редакцию / 10.02.2026

Revised / Поступила после рецензирования / 07.04.2026

Accepted / Принята к публикации / 08.04.2026

Научная статья / Original research article
УДК 681.3:622.276.6
DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-64-73>
EDN: HFYDLJ



Применение технологий машинного обучения для подбора скважин-кандидатов на проведение гидравлического разрыва пласта

А. В. Малышева

Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», Альметьевск, Российская Федерация
nastyamalysheva9566@gmail.com

Аннотация. В условиях истощения легкодоступных запасов углеводородов в России высокую значимость приобретает оптимизация методов интенсификации притока, в частности гидравлического разрыва пласта. Основная проблема традиционного подхода к подбору скважин-кандидатов заключается в субъективности экспертных оценок и неспособности классических табличных критериев учитывать скрытые нелинейные зависимости между геолого-техническими параметрами. Цель работы — разработка и апробация интеллектуальной системы прогнозирования эффективности ГРП на основе больших данных. Ведущим методом исследования выступает машинное обучение, реализованное через гибридную архитектуру нейронных сетей. Предложенная модель сочетает полносвязные слои для обработки статических характеристик пласта и рекуррентные блоки типа LSTM для анализа динамических временных рядов добычи. В качестве эмпирической базы использованы сведения о более чем 2 000 операциях ГРП. Результаты исследования демонстрируют преимущество предложенного алгоритма над традиционными методами: точность классификации успешных операций увеличилась с 56 до 70 %. Модель показала высокую устойчивость при ранжировании объектов по потенциалу продуктивности, даже при наличии погрешностей в количественном прогнозе дебита. Практическая значимость работы заключается в создании эффективного инструмента поддержки принятия решений, позволяющего минимизировать риски неэффективных капиталовложений и автоматизировать процесс предварительного отбора скважин. Внедрение подобных систем способствует цифровой трансформации нефтегазовой отрасли в рамках концепции «Индустрия 4.0».

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, машинное обучение, отбор скважин-кандидатов, прогнозирование эффективности, гибридная модель

Для цитирования: Малышева А. В. Применение технологий машинного обучения для подбора скважин-кандидатов на проведение гидравлического разрыва пласта. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026;30(2):64–73. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-64-73> EDN: HFYDLJ

Application of machine learning technologies for the candidate-wells selection for hydraulic fracturing

Anastasia V. Malysheva

Almetyevsk State Technological University "Petroleum Higher School", Almetyevsk, Russian Federation
nastyamalysheva9566@gmail.com

Abstract. In the face of dwindling easily hydrocarbon reserves in Russia, optimization methods of stimulation inflow, specifically hydraulic fracturing, has become critically important. Unfortunately, traditional approach of candidate-well selection features the high subjectivity of expert assessment and the inability of conventional tabular criteria to account for hidden non-linear relationships between geological and technical parameters. Therein lies the key problem with it. This article aims to develop and validate an intelligent system for predicting hydraulic fracturing efficiency based on Big Data. The study uses machine learning implemented through a hybrid neural network architecture as a leading method. The proposed model combines fully connected layers for processing static reservoir characteristics with Long Short-Term Memory (LSTM) recurrent blocks for analysis of dynamic production time series. The empirical database includes data from over 2,000 hydraulic fracturing operations. The results of this study demonstrate that proposed algorithm has an advantage over traditional methods: the accuracy of classifying successful operations increased from 56% to 70%. The model showed high robustness in ranking objects by productivity potential, even with minor discrepancies in quantitative flow rate forecasting. The practical significance of this work lies in providing an effective decision-support tool. This tool will minimize the risks of inefficient investments and automates the pre-selection process. The implementation of such systems facilitates the digital transformation of the oil and gas industry within the "Industry 4.0" framework.

Keywords: hydraulic fracturing, machine learning, candidate well selection, efficiency forecasting, hybrid model

For citation: Malysheva A. V. Application of machine learning technologies for the candidate-wells selection for hydraulic fracturing. *Oil and Gas Studies*. 2026;30(2):64–73. (In Russ.). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-64-73>

Введение

Нефтегазовая отрасль традиционно играет ключевую роль в экономике Российской Федерации. В условиях постепенного истощения легкодоступных запасов углеводородов особое значение приобретают технологии, обеспечивающие повышение эффективности добычи и переработки сырья. Среди них особое место занимает гидравлический разрыв пласта (ГРП) — метод интенсификации притока, многократно доказавший свою результативность на практике [1].

Сегодня ГРП относится к числу наиболее востребованных и обсуждаемых технологий в нефтедобыче. Его применение позволяет не только поддерживать уровень добычи на зрелых месторождениях, но и повышать конечный коэффициент извлечения нефти, вовлекать в разработку трудноизвлекаемые залежи, эксплуатация которых ранее считалась экономически нецелесообразной [2]. Тем самым обеспечивается более быстрая окупаемость вложенных инвестиций.

Однако эффективность ГРП во многом зависит от корректного выбора скважин-кандидатов. На практике даже при соблюдении технологических требований результаты операций могут различаться в несколько раз. Основной причиной неудач часто становится недостаточная проработка этапа планирования и анализа исходных данных [3]. Математическое моделирова-

ние процесса позволяет частично снизить эти риски, однако классические модели имеют свои ограничения [4].

Отбор скважин для проведения ГРП традиционно осуществляется на основе экспертных оценок специалистов и накопленного промыслового опыта [5]. Несмотря на наличие статистики по проведенным операциям, этот процесс остается во многом субъективным. Разные инженерные группы нередко приходят к противоположным выводам, поскольку критерии подбора зависят от опыта и интуиции экспертов, а также от специфики конкретного месторождения (рис. 1) [6, 7].



Рис. 1. Структурная схема классического способа подбора скважин-кандидатов
Fig. 1. Structural diagram of the classical method for selecting candidate wells

Как правило, критерии представляют собой таблицы с перечнем параметров и их граничными значениями: проницаемость, дебит, давление, обводненность, характеристики пласта [8]. Эти таблицы периодически корректируются в ходе опытно-промышленных работ. Тем не менее, ручная обработка большого объема данных приводит к потерям информации и повышает риск ошибок.

Практика показывает, что нередко скважины, полностью удовлетворяющие установленным критериям, демонстрируют слабый эффект после ГРП, в то время как некоторые «нетипичные» объекты дают высокий прирост добычи. Это указывает на то, что традиционные методы не учитывают сложные взаимосвязи между множеством факторов, влияющих на результат [9].

Современные тенденции цифровизации промышленности, объединенные понятием «Индустрия 4.0», открывают новые возможности для оптимизации производственных процессов в нефтегазовой сфере [10]. Среди ключевых инструментов цифровой трансформации особое место занимают Big Data и машинное обучение — технологии, позволяющие

анализировать большие массивы информации и выявлять закономерности, неочевидные для человека [11].

Машинное обучение уже активно применяется для решения различных задач: прогнозирования отказов оборудования, оптимизации режимов эксплуатации, анализа сейсмических данных или прогнозирования пластового давления [12]. В контексте ГРП эти методы позволяют строить модели, способные прогнозировать эффективность операций на основе исторических данных, учитывать геолого-технические параметры и тем самым снижать неопределенность при выборе скважин-кандидатов [13].

Объект и методы исследования

Успешное применение машинного обучения представляет собой циклический процесс, а не разовую задачу. Его жизненный цикл включает несколько ключевых этапов: от сбора и подготовки данных до развертывания обученной модели и мониторинга ее работы в реальных условиях, с последующей обратной связью для улучшения (рис. 2) [14]. Эта итеративная процедура обеспечивает постоянное повышение точности и надежности прогнозов.

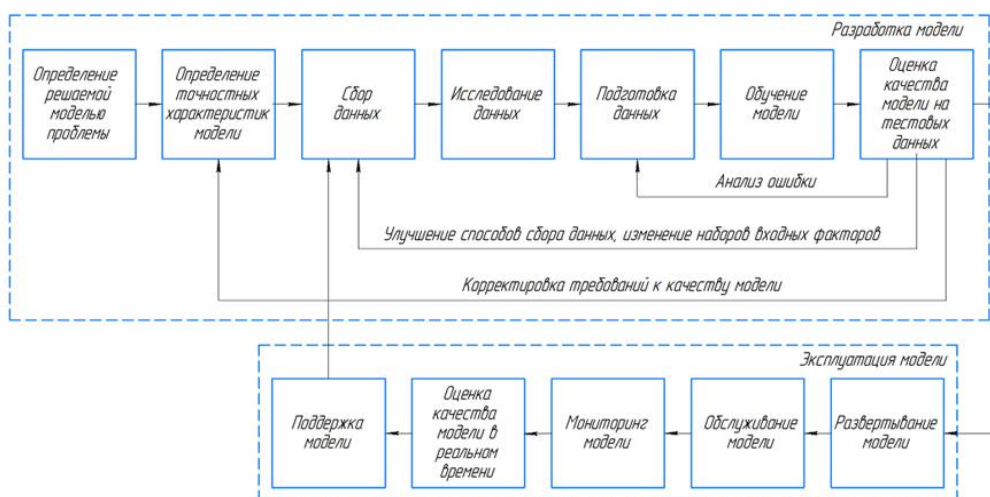


Рис. 2. Жизненный цикл машинного обучения

Fig. 2. Machine learning lifecycle

Основным условием успешного внедрения ML является наличие качественных и репрезентативных данных. Например, в ПАО «Татнефть» за период 1996–2016 гг. было проведено более 1 700 операций ГРП на различных объектах, что создало обширную базу для аналитических исследований и обучения моделей [15].

Алгоритмы машинного обучения (в частности, градиентный бустинг, случайный лес, нейронные сети) способны учитывать десятки и сотни

признаков — от геологических характеристик до истории эксплуатации и экономических параметров [16]. Обученные модели выявляют скрытые зависимости и ранжируют скважины по вероятности достижения целевого прироста дебита.

Одно из ключевых преимуществ ML-подхода — его объективность и масштабируемость: модель способна анализировать тысячи записей и обновлять прогноз при поступлении новых данных. Кроме того, методы интерпретации моделей (например, SHAP, LIME) позволяют инженерам видеть вклад каждого параметра в итоговое решение, что делает процесс прозрачным и повышает доверие специалистов [17].

Использование машинного обучения в процессе подбора скважин дает ряд ощутимых преимуществ, начиная с повышения точности прогнозов и снижения числа неэффективных операций и заканчивая выявлением новых закономерностей, ранее не описанных традиционными моделями.

Тем не менее остаются и вызовы. Среди них — неполнота данных, различие форматов информации с разных месторождений, а также необходимость согласования ML-подходов с существующими инженерными процедурами. Важно понимать, что машинное обучение не заменяет опыт эксперта, а служит инструментом поддержки принятия решений, повышающим точность и обоснованность прогнозов [18]. В некоторых случаях целесообразно совмещать ML с методами моделирования кислотного ГРП для расширения области применения [19].

В перспективе развитие ML-технологий в нефтегазовой отрасли идет в сторону интеграции с системами цифровых двойников месторождений, что позволит непрерывно обновлять прогнозы в реальном времени. Также активно развиваются гибридные подходы, объединяющие физические модели с алгоритмами машинного обучения.

Переход от экспертных оценок к автоматизированным системам подбора скважин-кандидатов на ГРП — это важный шаг к созданию умных систем управления разработкой месторождений, где каждое решение обосновывается данными, а не только интуицией инженера.

В рамках исследования использована база данных, включающая сведения о более чем 2 000 операциях ГРП, проведенных на месторождениях компании ПАО «Гатнефть». Каждая запись содержала как статические геолого-технические характеристики, так и динамические данные о добыче нефти и воды по месяцам до проведения операции.

Для прогнозирования результативности ГРП были выделены 3 укрупненные группы факторов:

1. Размеры и глубина пласта — отражают геометрические параметры продуктивных интервалов.
2. Фильтрационно-емкостные свойства — характеризуют проницаемость, пористость и насыщенность пласта.

3. Показатели добычи углеводородов и воды — позволяют оценить текущее состояние разработки и динамику изменения дебита.

Целевая переменная определялась как прирост дебита нефти после проведения операции относительно исходных значений.

Для решения задачи прогнозирования была разработана архитектура модели, сочетающая преимущества традиционных нейронных сетей и анализа временных рядов. Поскольку в наборе данных присутствуют как статические признаки, так и временные зависимости (добыча по месяцам до ГРП), было принято решение объединить в одной архитектуре два подхода:

- обработка статических признаков через полносвязные слои;
- анализ временных рядов с помощью рекуррентной нейронной сети типа LSTM [20].

Такое решение позволило учесть не только физико-геологические характеристики скважин, но и динамику изменений их работы, что существенно повысило точность прогноза. Обучение модели проводилось на исторических данных с разделением выборки на обучающую и тестовую части в соотношении 80/20. Качество модели оценивалось по точности классификации успешных операций.

Результаты

Сравнение результатов моделирования с традиционным экспертным отбором показало, что предложенная модель значительно повышает качество прогнозов. При тестировании модель правильно определила успешность с точностью около 70 %, в то время как при традиционном подходе корректно классифицировались 56 % скважин.

Таким образом, применение машинного обучения позволяет увеличить долю успешных операций на 14 %. Это подтверждает, что даже при ограниченной точности количественного прогноза дебита модель надежно ранжирует объекты по потенциалу, выделяя наиболее перспективные для проведения ГРП.

Несмотря на то, что модель периодически занижает прогнозируемый дебит относительно фактического, наблюдается устойчивая зависимость: скважины с более высоким потенциалом в реальности получают и более высокие прогнозные значения. Это делает модель надежным инструментом ранжирования и предварительного отбора, даже в случаях частичного расхождения с реальными значениями дебита.

Выводы

Предложенная система служит не только средством количественного прогнозирования, но и эффективным инструментом поддержки принятия решений. Применение модели также позволяет уменьшить долю неэффективных ГРП, сократить время на анализ данных и повысить

экономическую отдачу за счет выбора наиболее перспективных объектов для проведения гидравлического разрыва пласта.

Проведенное исследование показало, что использование методов машинного обучения при планировании операций ГРП обеспечивает значительное повышение точности прогнозирования эффективности и позволяет оптимизировать процесс выбора скважин. Даже при определенных погрешностях в оценке абсолютных значений дебита модель демонстрирует устойчивую способность идентифицировать наиболее перспективные объекты, что делает ее ценным инструментом практического применения. Внедрение подобных интеллектуальных систем в производственную практику создает предпосылки для перехода к данным управляемой модели нефтедобычи, где решения принимаются на основе объективного анализа и цифровых технологий.

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

Список источников

1. Садыков Г. М., Гладкова П. О., Гайдамакин Д. Н. Применение метода гидравлического разрыва пласта для повышения нефтеотдачи. *Инновационная наука*. 2021;(12-2):34–36.
2. Бисембаева К. Т., Джалалов Г. И., Сабырбаева Г. Оценка эффективности гидроразрыва пласта на нефтяном месторождении. *Yessenov science journal*. 2022;2(43):125–133. <https://doi.org/10.56525/CVZE7367>
3. Бобков Д. О. Проблемы, возникающие при проведении ГРП, и возможности их решения. *Современные научные исследования и инновации*. 2017;(7):41–46.
4. Есипов Д. В., Куранаков Д. С., Лапин В. Н., Чёрный С. Г. Математические модели гидроразрыва пласта. *Вычислительные технологии*. 2014;19(2):33–61.
5. Рамазанов Р. Р., Харламов К. А., Летко И. И., Марценюк Р. А. Анализ эффективности геолого-технических мероприятий. *Нефтяное хозяйство*. 2019;(6):62–65. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-6-62-65>.
6. Киселев К. А. Критерии подбора скважин-кандидатов для операции многостадийного гидроразрыва пласта. *Вестник науки*. 2020;2(1-22):203–206.
7. Салимов О. В., Насыбуллин А. В., Сахабутдинов Р. З., Салимов В. Г. О критериях подбора скважин для гидроразрыва пласта. *Георесурсы*. 2017;19(4):368–373.
8. Фархутдинова М. *Анализ влияния параметров скважин и процесса ГРП на его эффективность*. Москва: LAP Lambert Academic Publishing; 2014. 52 с.
9. Стромилло Д. В., Ахымбаева Б. С. Геологические факторы и современные подходы к гидроразрыву пласта. *Вестник науки*. 2024;5(12-2):418–425.
10. Попов Е. А., Стариков М. А., Невкин А. А. Внедрение алгоритмов машинного обучения в производственные процессы компаний нефтяной и газовой промышленности. *Бурение и нефть*. 2021;(4):36–40.

11. Надршин И. Р. Внедрение искусственного интеллекта в процесс подготовки и проведения гидроразрыва пласта. *Молодые нефтяники*. 2025;(IX):219–222. <https://doi.org/10.24412/cl-37425-2025-1-219-222>
12. Мартюшев Д. А., Пономарева И. Н., Захаров Л. А., Шадров Т. А. Применение машинного обучения для прогнозирования пластового давления при разработке нефтяных месторождений. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2021;332(10):140–149. <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/10/3401>
13. Азбуханов А. Ф., Костригин И. В., Бондаренко К. А., Семенова М. Н., Середа И. А., Юлмухаметов Д. Р. Подбор скважин-кандидатов для проведения гидроразрыва пласта на основе математического моделирования с использованием методов машинного обучения. *Нефтяное хозяйство*. 2019;(11):38–42. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-11-38-42>
14. Кочнев А. А., Козырев Н. Д., Кочнева О. Е., Галкин С. В. Разработка комплексной методики прогноза эффективности геолого-технических мероприятий на основе алгоритмов машинного обучения. *Георесурсы*. 2020;22(3):79–86. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.79-86>
15. Дуткин А. С., Алаева Н. Н. Подбор параметров для прогнозирования результативности гидравлического разрыва пласта. *Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли 2024: материалы IX Международной научно-практической конференции*. Альметьевск: Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»; 2024. С. 685–689.
16. Галкин В. И., Колтырин А. Н. Исследование вероятностных моделей для прогнозирования эффективности технологии пропантного гидравлического разрыва пласта. *Записки Горного института*. 2020;(246):650–659. <https://doi.org/10.31897/PMI.2020.6.7>
17. Мухтаруллин И. Ф., Ябиров Р. З., Владимиров В. В. Прогноз уровня добычи и оценка эффективности геолого-технических мероприятий на основе аналитических методов. *Георесурсы*. 2010;1(33):42–43.
18. Загитова Л. Р., Дуткин А. С., Рассказова А. А. Разработка методики прогнозирования результативности гидравлического разрыва пласта с применением алгоритмов машинного обучения. *Научно-технический вестник Поволжья*. 2024;(4):36–40.
19. Каневская Р. Д., Новиков А. В. Методы моделирования кислотного гидроразрыва пласта. *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности*. 2018;(3):28–34. <https://doi.org/10.30713/0132-2222-2018-3-28-34>
20. Андронов Ю. В., Стрекалов А. В. Выбор переменных для обучения нейронной сети при прогнозировании эффективности гидравлического разрыва пласта. *Нефтегазовое дело*. 2014;12(3):37–47.

References

1. Sadykov G. M., Gladkova P. O., Gaidamakin D. N. Application of hydraulic fracturing to enhance oil recovery. *Innovative science*. 2021;(12-2):34–36. (In Russ.).
2. Bissebayeva K. T., Dzhalalov G. I., Sabyrbayeva G. Efficiency estimation of hydraulic fracturing at oil deposit. *Yessenov science journal*. 2022. №2 (43). 2022;2(43):125–133. (In Russ.). <https://doi.org/10.56525/CBZE7367>
3. Bobkov D. O. Problems arising during hydraulic fracturing and the possibilities of their solution. *Modern scientific research and innovation*. 2017;(7): 41–46. (In Russ.).

4. Esipov D. V., Kuranakov D. S., Lapin V. N., Cherny S. G. Mathematical models of hydraulic fracturing. *Computational technologies*. 2014;19(2):33–61.
5. Ramazanov R. R., Kharlamov K. A., Letko I. I., Martsenyuk R. A. Efficiency analysis of geological and technical measures. *Oil industry*. 2019;(6):62–65. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-6-62-65>
6. Kiselev K. A. Criteria for selecting candidate wells for multistage hydraulic fracturing operations formation. *Science Bulletin*. 2020;2(1-22):203–206. (In Russ.).
7. Salimov O. V., Nasybullin A. V., Sakhabutdinov R. Z., Salimov V. G. The criteria for the selection of wells for hydraulic fracturing. *Georesourcy*. 2017;19(4):368–373. (In Russ.).
8. Farkhutdinova M. Analysis of the influence of well parameters and the hydraulic fracturing process on its efficiency. Moscow: LAP Lambert Academic Publishing; 2014. (In Russ.).
9. Stromilo D. V., Akhimbaeva B. S. Geological factors and modern approaches to hydraulic fracturing. *Science Bulletin*. 2024;5(12-2):418–425.
10. Popov E. A., Starikov M. A., Nevkin A. A. Implementation of machine learning algorithms in the production processes of companies in the oil and gas industry. *Drilling and Oil*. 2021;(4):36–40. (In Russ.).
11. Nadrshin I. R. The introduction of artificial intelligence in the process of preparation and conduct of hydraulic fracturing. *Molodye neftyaniki*. 2025;(IX): 219–222. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/cl-37425-2025-1-219-222>
12. Martyushev D. A., Ponomareva I. N., Zakharov L. A., Shadrov T. A. Application of machine learning for forecasting formation pressure in oil field development. *Bulletin of the Tomsk polytechnic university. Geo assets engineering*. 2021;332(10):140–149. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/10/3401>
13. Azbukhanov A. F., Kostigrin I. V., Bondarenko K. A., Semenova M. N., Sereda I. A., Yulmukhametov D. R. Selection of wells for hydraulic fracturing based on mathematical modeling using machine learning methods. *Oil industry*. 2019;(11):38–42. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-11-38-42>
14. Kochnev A. A., Kozyrev N. D., Kochneva O. E., Galkin S. V. Development of a comprehensive methodology for the forecast of effectiveness of geological and technical measures based on machine learning algorithms. *Georesourcy*. 2020;22(3):79–86. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.79-86>
15. Dutkin A. S., Alayeva N. N. Selection of parameters for predicting the effectiveness of hydraulic fracturing. *Achievements, problems and prospects of the oil and gas industry development in 2024: proceedings of the IX International Scientific and Practical Conference*. Almet'yevsk: Almet'yevsk State Technological University "Higher School of Petroleum"; 2024, pp. 685–689. (In Russ.).
16. Galkin V. I., Koltyrin A. N. Investigation of probabilistic models for forecasting the efficiency of proppant hydraulic fracturing technology. *Journal of mining institute*. 2020;(246):650–659. (In Russ.). <https://doi.org/10.31897/PMI.2020.6.7>
17. Mukhtarullin I. F., Yabirov R. Z., Vladimirov V. V. Prediction of oil production and workover effectiveness estimation on basis of analytical methods. *Georesourcy*. 2010;1(33):42–43. (In Russ.).
18. Zagitova L. R., Dutkin A. S., Rasskazova A. A. Development of a method for predicting the performance of hydraulic fracturing using machine learning algorithms. *Scientific and Technical Volga region Bulletin*. 2024;(4):36–40. (In Russ.).

19. Kanevskaya R. D., Novikov A.V. Methods of modeling acid hydraulic fracturing. *Automation, telemechanization and communication in oil industry*. 2018;(3):28–34. (In Russ.). <https://doi.org/10.30713/0132-2222-2018-3-28-34>

20. Andronov Yu. V. Strekalov A. V. Choice of variables for neural network training for predicting the efficiency of formation hydraulic fracturing. *Petroleum engineering*. 2014;12(3):37–47. (In Russ.).

Информация об авторе / Information about the author

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

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

Поступила в редакцию / Received 16.10.2025

Поступила после рецензирования / Revised 21.11.2025

Принята к публикации / Accepted 05.03.2026

Научная статья / Original research article
УДК 622.276
DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-74-88>
EDN: HMQQMM



Изучение возможности применения геохимических методов для разделения добычи нефти при совместной эксплуатации двух пластов на одном из месторождений Западной Сибири

С. Ф. Мулявин¹, С. И. Чемоданов², Р. А. Нещадимов^{2*}

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Российская Федерация

²ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Российская Федерация

*Roman.Neschadimov@lukoil.com

Аннотация. В условиях совместной эксплуатации нескольких пластов процесс контроля и регулирования разработки существенно усложняется, в значительной степени — из-за необходимости разделения общей добычи нефти между всеми пластами, перфорированными в скважине. На текущий момент эта задача не имеет общепринятого удовлетворительного решения. Одним из активно внедряемых подходов для решения проблемы разделения добычи нефти является применение геохимических методов. Цель представленной работы — оценка применимости и адаптация геохимических методов разделения добычи в условиях совместной эксплуатации двух пластов на одном из месторождений Западной Сибири. В результате проведенных исследований получено подтверждение того, что геохимические методы могут быть использованы на этом месторождении. Разделение добычи выполнено на двух скважинах с совместной эксплуатацией, результаты согласуются с геолого-физической характеристикой пластов и подтверждаются исследованием профиля притока. Практическая значимость исследования состоит в распространении успешного опыта разделения добычи нефти с помощью геохимических методов в условиях совместной эксплуатации.

Благодарности: Авторы выражают признательность коллективу «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» и ТПП «Когалымнефтегаз» и особую благодарность Дручину Виталию Сергеевичу, Рябову Игорю Вячеславовичу и Павлову Максиму Сергеевичу за помощь в организации и проведении исследований

Ключевые слова: совместная эксплуатация, разделение добычи нефти, газовая хроматография, геохимические методы, совместная разработка, математическая статистика

Для цитирования: Мулявин С. Ф., Чемоданов С. И., Нещадимов Р. А. Изучение возможности применения геохимических методов для разделения добычи нефти при совместной эксплуатации двух пластов на одном из месторождений Западной Сибири. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026; 30(5):74–88. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-74-88> EDN: HMQQMM

Study of the possibility of using geochemical methods for oil production allocation during commingled production from two reservoirs in a field in Western Siberia

Semyon F. Mulyavin, Sergey I. Chemodanov, Roman A. Neshchadimov

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

²LUKOIL-Engineering, Tyumen, Russian Federation

Abstract. Commingled production from several reservoirs significantly complicates the control and regulation of field development, largely due to the need to allocate total oil production among all reservoirs perforated in a well. Currently, there is no widely accepted and satisfactory solution to this issue. The oil and gas industry increasingly employs geochemical methods as one approach to address oil production allocation. This study aims to evaluate the applicability and adaptation of geochemical methods of oil production allocation in the conditions of commingled production from two reservoirs at a field in Western Siberia. The study results confirm the applicability of geochemical methods in this field. The authors conducted oil production allocation for two wells with commingled production. The results align with the geological and physical characteristics of the reservoirs, as well as being supported by inflow profile measurements. The practical significance of this work consists in further dissemination of successful experience of oil production allocation using geochemical methods in the conditions of commingled production.

Acknowledgements: The authors express their gratitude to the staff of LUKOIL-Engineering and Kogalymneftegaz and special thanks to Vitaly Sergeevich Druchin, Igor Vyacheslavovich Ryabov and Maxim Sergeevich Pavlov for their assistance in organizing and conducting the research.

Keywords: commingled production, oil production allocation, gas chromatography, geochemical methods, commingled development, mathematical statistics

For citation: Mulyavin S. F., Chemodanov S. I., Neshchadimov R. A. Study of the possibility of using geochemical methods for oil production allocation during commingled production from two reservoirs in a field in Western Siberia. *Oil and Gas Studies*. 2026;30(2):74–88. (In Russ.). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-74-88>

Введение

В условиях совместной эксплуатации нескольких пластов процесс контроля и регулирования разработки существенно усложняется в значительной степени из-за необходимости разделения общей добычи нефти между всеми пластами, перфорированными в скважине. Раздельный учет добычи по пластам является одновременно требованием правил разработки [1] и необходимым условием для локализации и подсчета остаточных запасов.

Компоновки для одновременно-раздельной добычи с возможностью замера дебита нефти каждого из пластов мало распространены из-за высокой стоимости и технических ограничений. В сложившихся условиях основным источником информации о разделении добычи служат исследования профиля притока, но они выполняются с определенной периодичностью и промежутки между ними достигают нескольких лет.

По этой причине разделение добычи нефти часто выполняется с помощью различных расчетных методик, но на текущий момент эта задача не имеет общепринятого удовлетворительного решения [2].

Один из активно внедряемых подходов для решения проблемы разделения добычи нефти — применение геохимических методов. Методология данных методов базируется на закономерностях формирования химического состава углеводородных систем в различных геологических условиях. В случае гидродинамической связи пластов наблюдается тенденция к гомогенизации химического состава нефтей вследствие процессов массо-

переноса и взаимного смешения. В условиях изоляции пластов отмечается существенное различие в химическом составе нефтей, обусловленное отсутствием процессов массопереноса и спецификой геолого-физических условий залегания флюидов в различных горизонтах.

Количественная оценка вклада пластов в суммарный дебит скважины требует проведения сравнительного анализа компонентного состава эталонных проб нефтей, отобранных из каждого пласта, и их смеси из скважин с совместной эксплуатацией. По эталонным пробам устанавливаются граничные значения геохимических коэффициентов, тогда как коэффициенты в смеси нефтей, принимающие некоторое промежуточное значение, указывают на долю нефти, поступающей из каждого пласта.

Из этого следует, что для применения геохимических методов есть два условия: во-первых, должна существовать техническая возможность отбора эталонных проб, во-вторых, химический состав нефтей должен иметь достаточно существенное различие.

Первые практические работы, направленные на применение геохимических методов для решения задач разделения добычи нефти при совместной эксплуатации, а также контроля и регулирования разработки были выполнены в 90-х годах XX века [3–6]. В [7, 8] была продемонстрирована возможность применения геохимических коэффициентов для разделения добычи при совместной эксплуатации. В качестве геохимических коэффициентов использовались отношения высот хроматографических пиков углеводородов.

По мере развития теории и практики применения геохимических методов дискуссионным стал вопрос о видах геохимических коэффициентов. Авторами [9] отмечены два важных недостатка применения геохимических коэффициентов в виде отношения высот пиков. Первый из них заключается в необходимости выполнения дополнительных исследований с подготовкой и анализом модельных смесей по причине того, что зависимости отношения высот пиков при смешивании нефтей могут иметь нелинейный характер. Второй — в ограниченном количестве пластов, для которых возможно разделение добычи.

В качестве альтернативного подхода в [9] предложено использовать высоты пиков (псевдоконцентраций). Для обработки результатов были применены методы матричной алгебры, которые позволили выполнить разделение добычи в условиях совместной разработки более чем 2 пластов и учесть потенциальные ошибки, возникающие при анализе проб и по причине их загрязнения.

Использование высот пиков, а не их отношений имеет, в свою очередь, ряд недостатков. В [10] этот подход критикуется за проблемы с воспроизводимостью результатов и необходимостью строгого контроля за объемом проб и условиями исследований. Несмотря на необходимость создания модельных смесей и корректировки результатов на их основе, авто-

рами [10] разработан подход с использованием отношений высот соседних или близко расположенных пиков.

В рамках отечественной практики геохимические методы исследования с использованием газовой хроматографии высокого разрешения были успешно применены для управления разработкой и разделением добычи нефти на Астохском участке Пильтун-Астохского месторождения [11, 12].

В [13, 14] в качестве геохимических коэффициентов авторами взяты отношения площадей хроматографических пиков. В основе представленного подхода заложено совмещение методик Эрдмана — Морриса и «отпечатков пальцев». В результате авторами были выделены различия в компонентном составе нефтей на месторождениях имени Р. Требса и имени А. Титова, а также выполнено разделение добычи нефти из скважин с совместной эксплуатацией двух пластов Соровского месторождения. Исследования РVT и физико-химических свойств подтверждают результаты геохимических исследований.

На месторождениях группы компаний «ЛУКОЙЛ» геохимические методы, включающие газовую хроматографию и хромато-масс-спектрометрию, были успешно применены для разделения добычи нефти на двух месторождениях в европейской части России. В первом случае исследования проводились на месторождении в акватории Каспийского моря и были направлены на мониторинг работы горизонтальных скважин, вскрывающих несколько пластов. Во втором случае исследования были выполнены на месторождении, расположенном на суше. Полученная в результате информация была использована для назначения геолого-технических мероприятий, обеспечивших дополнительную добычу нефти [15–23].

Цель представленной работы — оценка применимости и адаптация геохимических методов разделения добычи в условиях совместной эксплуатации двух пластов на одном из месторождений Западной Сибири.

Объект и методы исследования

Работы по изучению возможности применения геохимических методов для разделения добычи нефти при совместной эксплуатации были выполнены на объекте Б одного из крупных многопластовых месторождений в Западной Сибири. Эксплуатационный объект Б включает нефтяные пласты Б1 и Б2. Краткая информация о геолого-физической характеристике пластов приведена в таблице 1.

Участок проведения исследований был выбран в северной части эксплуатационного объекта по причине наличия на нем горизонтальных скважин, селективно эксплуатирующих каждый из двух пластов, что позволило обеспечить возможность качественного отбора эталонных проб.

Таблица 1. Геолого-физическая характеристика исследуемых объектов
Table 1. Geological and physical characteristics of the studied objects

Параметр объекта Б	Б1	Б2
Тип коллектора	Терригенный, поровый	
Нефтенасыщенная толщина, м	3,4	4,3
Пористость, %	22	22
Начальная нефтенасыщенность, %	50	59
Проницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	34	230
Расчлененность, ед.	2	2
Нач. пластовое давление, МПа	21,2	22,8
Вязкость нефти (пл. усл.), МПа·с	1,69	1,71
Плотность нефти (п. усл.), $\text{кг/м}^3 \cdot 10^{-3}$	0,860	0,853

Для каждого из пластов отбор эталонных проб нефти был выполнен в двух горизонтальных скважинах. Отбор проб с совместной добычей был выполнен в двух наклонно-направленных скважинах.

Геохимические исследования проб нефти осуществлялись методами газовой хроматографии и хромато-масс-спектрометрии, дополнительно проводилось определение массовой доли серы и металлов методом рентгенофлуоресцентной спектрометрии. Задействован следующий набор оборудования: газовый хроматограф Agilent 7890В, хромато-масс-спектрометр Кристалл 5000, анализатор серы энергодисперсионный ЭКРОС-7700, волнодисперсионный рентгенофлуоресцентный спектрометр Спектроскан МАКС-GF1Е.

Результаты

Так как физико-химические характеристики эталонных нефтей были очень близки, исследования с помощью хромато-масс и рентгенофлуоресцентной спектрометрии не выявили существенного различия между пластами. После анализа нескольких десятков близлежащих пиков, полученных с помощью газовой хроматографии, удалось определить пять геохимических коэффициентов с наибольшим различием между пластами Б1 и Б2: изопентан/циклопентан, 3-метилгексан/циклогексан, н-гексан/толуол, 1Т,3-диметилциклопентан/н-гептан, толуол/н-гептан. В качестве геохимических коэффициентов использовали отношения площадей хроматографических пиков.

Для этих пяти геохимических коэффициентов, определенных по эталонным пробам, была осуществлена проверка наличия статистически значимого различия между ними с целью подтверждения возможности их

дальнейшего использования для разделения добычи нефти из скважин с совместной эксплуатацией.

Решение этой задачи выполнено с использованием теста Стьюдента (в случае равных дисперсий) и Уэлча (в случае различных дисперсий). Предварительно соответствие значений геохимических коэффициентов нормальному распределению установлено с помощью теста Шапиро — Уилка. Проверка равенства дисперсий выполнялась с помощью теста Фишера.

В итоге при уровне значимости 0,05 наличие статистически значимого различия между средними значениями выявлено для всех отобранных геохимических коэффициентов, что дает возможность использовать их для разделения добычи в скважинах с совместной эксплуатацией (табл. 2).

Для определения вида зависимости доли нефти каждого из пластов в общей смеси от значений геохимических коэффициентов были приготовлены и изучены модельные смеси из эталонных проб нефти с заранее известными соотношениями:

1. Пласт Б1 – 25 % / Пласт Б2 – 75 %;
2. Пласт Б1 – 50 % / Пласт Б2 – 50 %;
3. Пласт Б1 – 75 % / Пласт Б2 – 25 %.

Таблица 2. Результаты обработки экспериментальных данных методами математической статистики

Table 2. Results of experimental data processing using mathematical statistical methods

Геохимический коэффициент	3-метилгексан/ циклогексан		1Т,3-диметилиц- клопентан/ н-гептан		Н-гексан/ толуол		Толуол/ н-гептан		Изопентан/ циклопентан	
	Б1	Б2	Б1	Б2	Б1	Б2	Б1	Б2	Б1	Б2
Среднее значение, б. р	1,028	1,109	0,196	0,183	6,519	3,681	0,169	0,216	3,362	2,197
Стандартное отклонение	0,007	0,026	0,001	0,002	0,240	0,571	0,005	0,011	0,199	0,183
Тест Шапиро — Уилка	0,897	0,813	0,958	0,854	0,927	0,908	0,918	0,979	0,894	0,773
Критическое значение Шапиро — Уилка (0,05)	0,818	0,748	0,818	0,748	0,818	0,748	0,818	0,748	0,818	0,748
Соответствие нормальному распределению	Да									
Тест Фишера	15,76		7,83		5,67		4,82		1,18	
Критическое значение Фишера (0,05)	4,35		4,35		4,35		4,35		8,89	
Равные дисперсии	Нет		Нет		Нет		Нет		Да	
t-критерий Стьюдента/Уэлча	6,11		9,76		9,53		8,45		9,81	
Критическое значение t-критерия Стьюдента (0,05)	3,18		3,18		2,78		2,78		2,23	
Статистически значимое различие средних	Да									

Полученные зависимости имеют нелинейный характер, что согласуется с результатами зарубежных работ [3, 4]. Для аппроксимации зависимостей с высокой точностью использованы полиномы. Например, для коэффициента 3-метилгексан/циклогексан получена зависимость $y = 72,55x^2 - 166,32x + 95,22$ (рис. 1), где x — значение геохимического коэффициента, y — доля нефти пласта Б1.

Обсуждение

Разделение совместной добычи нефти из пластов Б1 и Б2 было выполнено в двух скважинах. Установлено, что добыча нефти в обоих скважинах преимущественно обеспечена пластом Б2. Этот результат является закономерным, учитывая геолого-физическую характеристику и существенную разницу в проницаемости между пластами (табл. 1).

В скважине 1 после проведения геохимических исследований было выполнено определение профиля притока по данным геофизических исследований, подтвердившее результаты геохимических исследований — весь приток в скважину происходит из интервала перфорации, соответствующего пласту Б2. Результаты разделения добычи приведены в таблице 3. Графическое представление результатов геохимических исследований в виде нормированных «звездных» диаграмм представлено на рисунке 2.

Таким образом, получено подтверждение того, что геохимические методы могут быть использованы на этом месторождении для разделения добычи нефти при совместной эксплуатации двух пластов.

Дальнейшие исследования должны быть проведены по следующим направлениям:

- 1) увеличение количества эталонных и совместных проб с целью уточнения геохимических коэффициентов и зависимостей;
- 2) изучение изменения геохимических коэффициентов по площади и их определение на других залежах пластов Б1 и Б2; отбор эталонных проб из остальных пластов данного месторождения и изучение возможности разделения добычи нефти на всех эксплуатационных объектах;
- 3) сопоставление результатов разделения добычи на основании промыслово-геофизических методов, одновременно-раздельной добычи и методов геохимии;
- 4) изучение возможности применения геохимических методов для разделения добычи на других месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», в первую очередь в районах нового бурения.

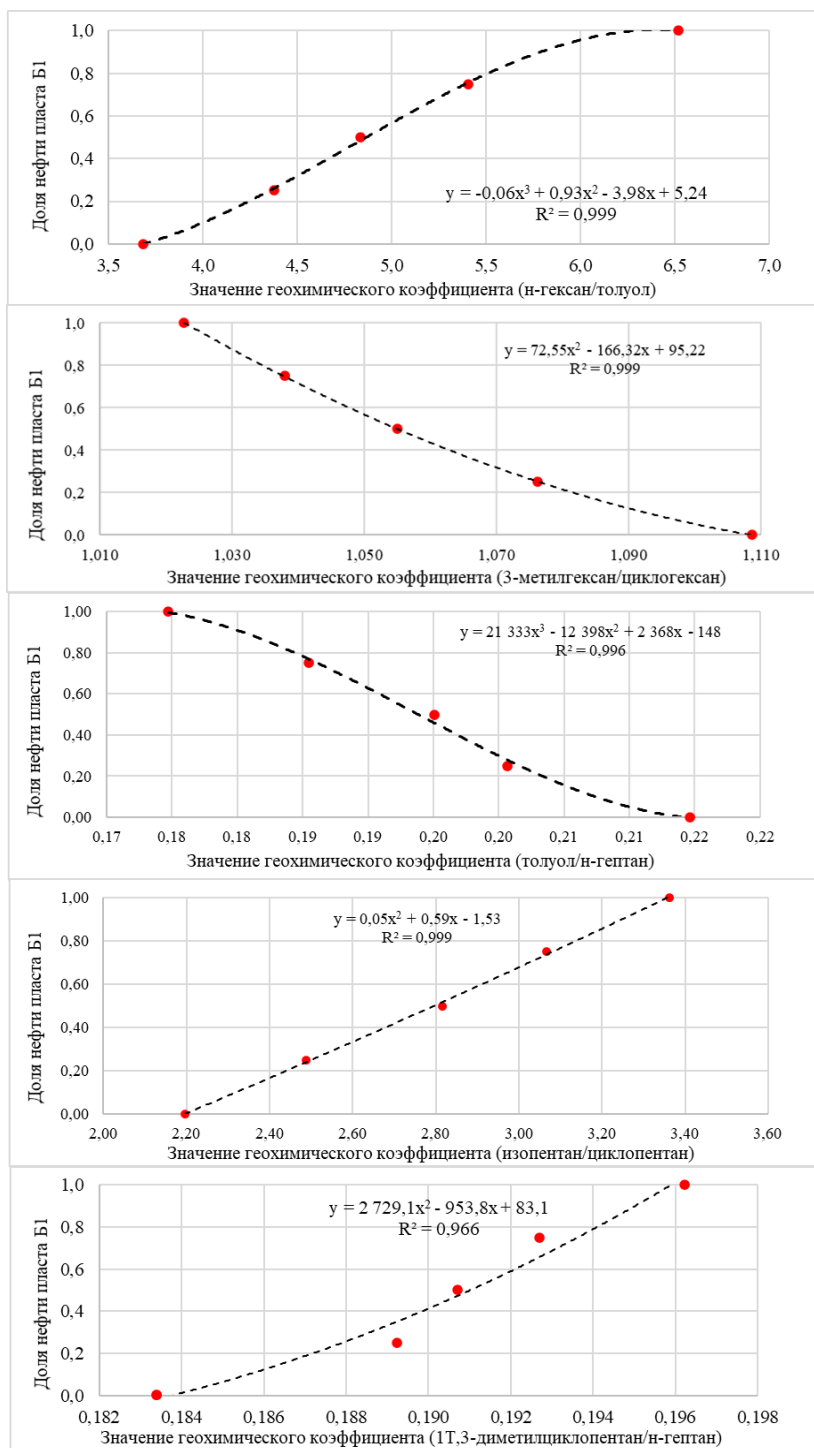


Рис. 1. Зависимости доли нефти пласта Б1 в общей смеси от значений геохимических коэффициентов

Fig. 1. Relationship between the share of oil from reservoir B1 in the total mixture and the values of geochemical coefficients

Таблица 3. Результаты разделения добычи нефти на основании геохимических исследований

Table 3. Results of oil production allocation based on geochemical studies

Скважина		Скв. 1		Скв. 2	
Пласт		Б1	Б2	Б1	Б2
Доля в добыче нефти (геохимические исследования), %	Изопентан/циклопентан	0	100	10	90
	3-метилгексан/циклогексан	0	100	10	90
	Н-гексан/толуол	0	100	0	100
	1Т,3-диметилциклопентан/н-гептан	11	89	25	75
	Толуол/н-гептан	12	88	0	100
	Среднее значение	5	95	9	91
Профиль притока (геофизические исследования), %		0	100	–	–

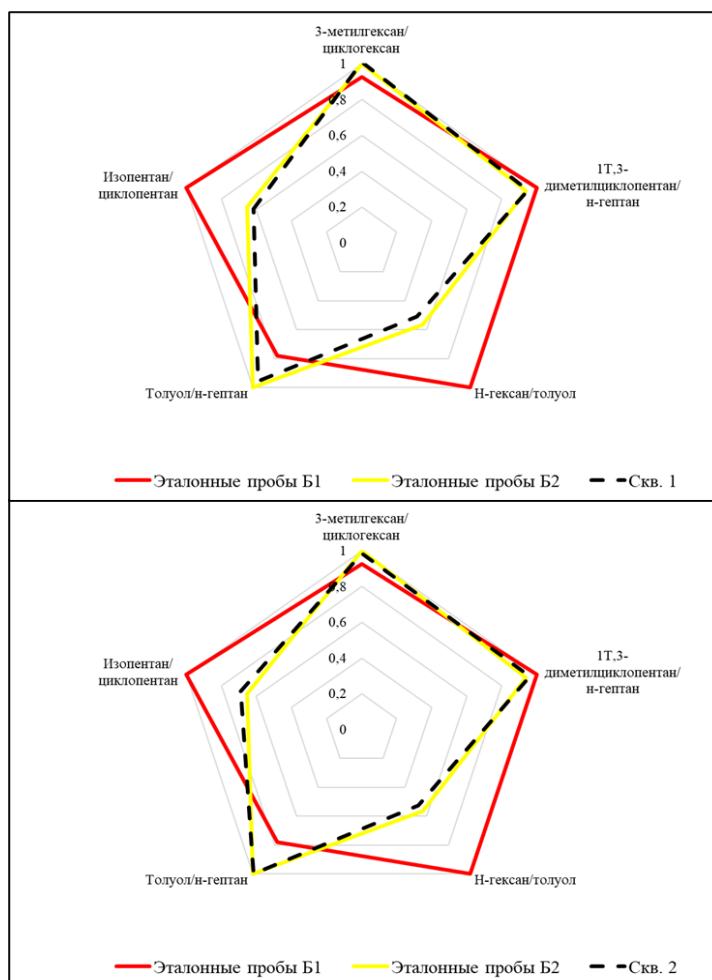


Рис. 2. Нормированные «звездные» диаграммы геохимических коэффициентов для скважин с совместной эксплуатацией

Fig.2. Normalized star diagrams of geochemical coefficients for wells with commingled production

Выводы

1. Применение геохимических методов служит одним из активно внедряемых подходов для решения сложной и комплексной задачи разделения добычи нефти при совместной эксплуатации нескольких пластов.
2. Выполнен комплекс геохимических исследований, в результате которых методом газовой хроматографии определены пять геохимических коэффициентов, позволивших осуществить разделение совместной добычи нефти.
3. Проведенный анализ модельных смесей выявил нелинейный характер зависимости геохимических коэффициентов от доли нефти каждого пласта.
4. Выполнено разделение добычи на двух скважинах с совместной эксплуатацией. Полученные результаты согласуются с геолого-физической характеристикой пластов и подтверждаются результатами измерений профиля притока.
5. В результате проведенных исследований получено подтверждение того, что геохимические методы могут быть использованы на этом месторождении для разделения добычи нефти при совместной эксплуатации двух пластов. Определено дальнейшее направление исследований.

Вклад авторов

Все авторы внесли равный вклад в подготовку публикации.

Authors' contributions

All authors contributed equally to the preparation of the manuscript.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

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

Список источников

1. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 14.06.2016 № 107 «Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья (с изменениями на 7 августа 2020 года)» URL: <https://docs.cntd.ru/document/420365257?ysclid=mefz7mi5c2689006427>
2. Янин А. Н. *Проблемы разработки нефтяных месторождений Западной Сибири*. Тюмень: ГИП предприятие «Зауралье»; 2010. 524 с.
3. Patience R., Bastow M., Fowler M., Moore J., Barrie C. The application of petroleum geochemical methods to production allocation of commingled fluids. In SPE *Europec featured at EAGE Conference and Exhibition. 2021.* (p. D041S014R002). <https://doi.org/10.2118/205130-MS>
4. Baskin D. K., McCaffrey M. A. Reservoir Geochemistry: The Changing Landscape from the 1950's to the Present. *Search and Discovery Article*; 2020: 70409. <https://doi.org/10.1306/70409Baskin2020>
5. England W. A. The organic geochemistry of petroleum reservoirs. *Organic Geochemistry*. 1990;16(1-3):415–425. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(90\)90058-8](https://doi.org/10.1016/0146-6380(90)90058-8)

6. Larter S. R., Aplin A. C. *Reservoir geochemistry: methods, applications and opportunities*. Geological Society, London, Special Publications. 1995;86(1):5–32. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1995.086.01.02>
7. Kaufman R. L., Ahmed A. S., Elsinger R. J. Gas Chromatography as a development and production tool for fingerprinting oils from individual reservoirs: applications in the Gulf of Mexico: *In: Proceedings of the 9th Annual Research Conference of the Society of Economic Paleontologists and Mineralogists*. (D. Schumaker and B. F. Perkins, Ed.), New Orleans. 1990;263–282.
8. Hwang R. J., Baskin D. K., Teerman S. C. Allocation of commingled pipeline oils to field production. *Organic Geochemistry*. 2000;31(12):1463–1474. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(00\)00123-6](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(00)00123-6)
9. McCaffrey M. A., Ohms D. H., Werner M., Stone C., Baskin D. K., Patterson B. A. Geochemical allocation of commingled oil production or commingled gas production. *In SPE Western Regional Meeting*. Anchorage, Alaska, USA, May 2011: (SPE-144618-MS). <https://doi.org/10.2118/144618-MS>
10. Nouvelle X., Rojas K., & Stankiewicz A. Novel method of production back-allocation using geochemical fingerprinting. *In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, November 2012*: (SPE-160812). <https://doi.org/10.2118/160812-MS>
11. Павлов Д. В., Гафаров Т. Н., Облеков Р. Г., Хабаров А. В., Васильев А. С., Ли Ч. С. Методика количественного определения вклада пластов в добычу с помощью геохимического анализа нефти на примере Пильтун-Астохского месторождения. *Нефтяное хозяйство*. 2024;(4):82–88. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2025-4-82-88>
12. Морозов Н. В. *Методика геохимического определения доли углеводородного флюида каждой залежи в смеси углеводородных флюидов нескольких залежей для отдельного учета добычи УВС*. ФБУ «ГКЗ». 2025. URL: <https://gkz-rf.ru/ets/metodiki-odobrennye-ets-gkz/metodika-geokhimicheskogo-opredeleniya-doli-uglevodorodnogo-flyuida?ysclid=mefzuxzsf156596374>
13. Новичкова Е. В. *Корреляция образцов нефти месторождения им. Р. Трещина по детальному анализу бензиновых фракций (по методу Эрмандана и Морриса)*. В сб.: тезисов докладов научно-технической конференции молодых ученых-специалистов ООО «БашНИПИ-нефть». Уфа: БашНИПИнефть; 2013. С. 9–10.
14. Русских Е. В., Муринов К. Ю. Применение хроматографического анализа для сопоставления составов нефтей и разделения добычи скважин, эксплуатирующих многопластовые объекты. *Нефтяное хозяйство*. 2017;(10):28–32. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-28-32>
15. Куклинский А. Я., Штунь С. Ю., Морошкин А. Н., Ермоловский А. В., Тарасова Ю. С., Невестенко М. А. [и др.]. Применение методов резервуарной геохимии при оценке вклада в добываемую продукцию каждого из двух совместно эксплуатирующихся пластов, содержащих разные по молекулярному составу нефти. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*.
16. Ермоловский А. В., Польская Н. Н., Самойленко А. Ю., Каган К. Г., Невестенко М. А., Тарасова Ю. С. [и др.]. Прикладные аспекты нефтегазопромысловый и нефтегазопромысловый геохимии. В сб.: *Геонауки: современные вызовы и пути решений: Сборник материалов 11-й международной геолого-геофизической конференции*. Санкт-Петербург 2024. Москва: Геомодель Развитие; 2024. С. 16–19.

17. Садманова М. В., Тарасова Ю. С., Ермоловский А. В. Геохимический контроль процесса разработки многопластовых месторождений. *Нефтяная столица: сборник материалов Седьмого международного молодежного научно-практического форума*; 2024. С. 273–278.
18. Садманова М. В., Ермоловский А. В., Невестенко М. А., Тарасова Ю. С., Зубарева Е. В. Геохимический мониторинг нефтей в процессе разработки многопластовой залежи. *Рассохинские чтения: материалы международной конференции, посвященной памяти профессора, доктора технических наук Геннадия Васильевича Рассохина. Ухта, 03–04 февраля 2022 года*. Ухта: Ухтинский государственный технический университет; 2022. С. 107–112.
19. Ермоловский А. В., Самойленко А. Ю., Каган К. Г., Поликарпов М. Ю., Польская Н. Н., Невестенко М. А. [и др.]. *Методы резервуарной геохимии в комплексе с гидродинамическими и промыслово-геофизическими исследованиями при сопровождении мероприятий по оптимизации работы эксплуатационных скважин месторождения в акватории каспийского моря*. Сборник научных трудов специалистов ООО «Лукойл-Инжиниринг». Сыктывкар: Коми республиканская типография; 2022;(1):107–115.
20. Ермоловский А. В., Невестенко М. А., Тарасова Ю. С., Садманова М. В. Расширение спектра возможностей применения геохимических технологий в разведке, разработке и эксплуатации месторождений. В сб.: *Геонауки: Время перемен, время перспектив: Сборник материалов 10-й международной геолого-геофизической конференции. Санкт-Петербург, 17–20 апреля 2023 года*. Москва: Геомодель Развитие; 2023. С. 386–390.
21. Садманова М. В., Невестенко М. А., Тарасова Ю. С., Ермоловский А. В., Протопопов А. А., Казанцев А. С. [и др.]. Возможность использования геохимических данных на стадии эксплуатации многопластового месторождения. *Рассохинские чтения: материалы международной конференции, посвященной памяти профессора, доктора технических наук Г. В. Рассохина. Ухта, 02–03 февраля 2023 года*. Ухта: Ухтинский государственный технический университет; 2023. С. 155–159.
22. Садманова М. В., Тарасова Ю. С., Невестенко М. А. Геохимический мониторинг нефти как инструмент для регулирования работы эксплуатационных скважин. *Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых*. 2021;(1):46–52.

References

1. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 14.06.2016 № 107 «Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья (с изменениями на 7 августа 2020 года)» (In Russ.). URL: <https://docs.cntd.ru/document/420365257?ysclid=mefz7mi5c2689006427>
2. Yanin A. N. *Problemy razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri*, Tyumen: GIP predpriyatie “Zaural’E”; 2010. (In Russ.).
3. Patience R., Bastow M., Fowler M., Moore J., Barrie C. The application of petroleum geochemical methods to production allocation of commingled fluids. *In SPE Europec featured at EAGE Conference and Exhibition*. 2021. (p. D041S014R002). SPE. <https://doi.org/10.2118/205130-MS>

4. Baskin D. K., McCaffrey M. A. Reservoir Geochemistry: The Changing Landscape from the 1950's to the Present. *Search and Discovery Article*; 2020:70409. <https://doi.org/10.1306/70409Baskin2020>
5. England W. A. The organic geochemistry of petroleum reservoirs. *Organic Geochemistry*. 1990;16(1-3):415–425. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(90\)90058-8](https://doi.org/10.1016/0146-6380(90)90058-8)
6. Larter S. R., Aplin A. C. *Reservoir geochemistry: methods, applications and opportunities*. Geological Society, London, Special Publications. 1995;86(1):5–32. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1995.086.01.02>
7. Kaufman R. L., Ahmed A. S., Elsinger R. J. Gas Chromatography as a development and production tool for fingerprinting oils from individual reservoirs: applications in the Gulf of Mexico: *In: Proceedings of the 9th Annual Research Conference of the Society of Economic Paleontologists and Mineralogists. (D. Schumaker and B. F. Perkins, Ed.)*, New Orleans. 1990;263–282.
8. Hwang R. J., Baskin D. K., Teerman S. C. Allocation of commingled pipeline oils to field production. *Organic Geochemistry*. 2000;31(12):1463–1474. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(00\)00123-6](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(00)00123-6)
9. McCaffrey M. A., Ohms D. H., Werner M., Stone C., Baskin D. K., Patterson B. A. Geochemical allocation of commingled oil production or commingled gas production. *In SPE Western Regional Meeting*. Anchorage, Alaska, USA, May 2011: (SPE-144618-MS). <https://doi.org/10.2118/144618-MS>
10. Nouvelle X., Rojas K., & Stankiewicz A. Novel method of production back-allocation using geochemical fingerprinting. *In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, November 2012: (SPE-160812)*. <https://doi.org/10.2118/160812-MS>
11. Pavlov D. V., Gafarov T. N., Oblekov R. G., Khabarov A. V., Vasiliev A. S., Lee Ch. S. Methodology for quantitative oil production allocation using oil geochemical analysis by the example of Piltun-Astokhskoye field. *Oil industry*. 2024;(4):82–88. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2025-4-82-88>
12. Morozov N. V. *Metodika geokhimicheskogo opredeleniya doli uglevodородного flyuida kazhdoy zalezhi v smesi uglevodородnykh flyuidov neskol'kikh zalezhey dlya razdel'nogo ucheta dobychi UVS*. 2025. (In Russ.). URL: <https://gkz-rf.ru/ets/metodiki-odobrennye-ets-gkz/metodika-geokhimicheskogo-opredeleniya-doli-uglevodorodnogo-flyuida?ysclid=>
13. Novichkova E. V. Korrelyatsiya obraztsov nefi mestorozhdeniya im. R. Trebsa po detal'nomu analizu benzinovykh fraktsiy (po metodu Erdmana i Morrisa). *In: Sbornik tezisov dokladov nauchno-tehnicheskoy konferentsii molodykh uchenykh-spetsialistov OOO «BaSHNIPIneft'»*. Ufa: BaSHNIPIneft', 2013; P. 9–10. (In Russ.).
14. Russkikh E. V., Murinov, K. Yu. Using the chromatographic analysis for comparison of oil compositions and separation of production of wells, exploiting multi-layer objects. *Oil industry*. 2017;(10):28–32. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-28-32>
15. Kuklinsky A. Ya., Shtun S. Yu., Moroshkin A. N., Ermolovsky A. V., Tarasova Yu. S., Nevestenko M. A. [et al.]. Applying reservoir geochemistry methods to determine performance of each of jointly operated formations with different oil molecular composition. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2021; (1-349):39–43. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-1\(349\)-39-43](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-1(349)-39-43)

16. Ermolovsky A. V., Polskaya N. N., Samoilenko A. Y., Kagan K. G., Nevestenko M. A., Tarasova Yu. S. [et al.]. *Prikladnye aspekty neftegazopoiskovoy i neftegazopromyslovoy geokhimii*. Sankt-Peterburg. *Geonauki: sovremennye vyzovy i puti resheniy*. *Sbornik materialov 11-y mezhdunarodnoy geologo-geofizicheskoy konferentsii, Sankt-Peterburg 2024*. Moscow: Geomodel' Razvitie; 2024. P. 16–19. (In Russ.).
17. Sadmanova M. V., Tarasova Yu. S., Ermolovsky A. V. *Geokhimicheskii kontrol' protsessa razrabotki mnogoplastovykh mestorozhdeniy*. *Neftyanaya stolitsa. Sbornik materialov Sed'mogo mezhdunarodnogo molodezhnogo nauchno-prakticheskogo foruma, 2024*. P. 273–278. (In Russ.).
18. Sadmanova M. V., Ermolovskij A. V., Nevestenko M. A., Tarasova Yu. S., Zubareva E. V. *Geokhimicheskii monitoring neftey v protsesse razrabotki mnogoplastovoy zalezhi*. In: *Rassokhinskie chteniya. Materialy mezhdunarodnoy konferentsii, posvyashchennaya pamyati professora, doktora tekhnicheskikh nauk Gennadiya Vasil'evicha Rassokhina*. Uhta: Uhtinskij gosudarstvennyj tekhnicheskij universitet; 2022. P. 107–112. (In Russ.).
19. Ermolovskij A. V., Samoilenko A. Yu., Kagan K. G., Polikarpov M. Yu., Pol'skaya N. N., Nevestenko M. A., ... Satubaliev D. Sh. *Metody rezervuarnoy geokhimii v komplekse s gidrodinamicheskimi i promyslovo-geofizicheskimi issledovaniyami pri soprovozhdenii meropriyatiy po optimizatsii raboty ekspluatatsionnykh skvazhin mestorozhdeniya v akvatorii kaspiyskogo moray*. *Sbornik nauchnykh trudov spetsialistov OOO "Lukoil-Inzhiniring"*. Syktyvkar: Komi respublikanskaya tipografiya; 2022;(1):107–115. (In Russ.).
20. Ermolovsky A. V., Nevestenko M. A., Tarasova Y. S., Sadmanova M. V. *Increasing the range of application of geochemical technology in geological exploration, fields exploitation and operation*. *Geonauki: Vremya peremen, vremya perspektiv. Sbornik materialov 10-y mezhdunarodnoy geologo-geofizicheskoy konferentsii, Sankt-Peterburg 2023*. Moscow: Geomodel' Razvitie; 2023. P. 386–390. (In Russ.).
21. Sadmanova M. V., Nevestenko M. A., Tarasova Yu. S., Ermolovskij A. V., Protopopov A. A., Ryabokon' A. V. *Vozmozhnost' ispol'zovaniya geokhimicheskikh dannykh na stadii ekspluatatsii mnogoplastovogo mestorozhdeniya*. *Rassokhinskie chteniya. Materialy mezhdunarodnoy konferentsii, posvyashchennaya pamyati professora, doktora tekhnicheskikh nauk Gennadiya Vasil'evicha Rassokhina. Ukhta, 02–03 fevralya 2023 goda*. Ukhta: Ukhtinskij gosudarstvennyj tekhnicheskij universitet; 2023. P. 155–159. (In Russ.).
22. Sadmanova M. V., Tarasova Yu. S., Nevestenko M. A. *Geokhimicheskii monitoring neftey kak instrument dlya regulirovaniya raboty ekspluatatsionnykh skvazhin*. *Problemy razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh*. 2021;(1):46–52. (In Russ.).

Информация об авторах / Information about the authors

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

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

Чемоданов Сергей Игоревич, кандидат физико-математических наук, начальник отдела геохимических исследований, ЛУКОЙЛ-Инжиниринг, г. Тюмень, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6788-4280>

Нешчадимов Роман Александрович, инженер 1-й категории отдела проектирования, мониторинга и нейросетевой оптимизации разработки Южно-Ягунской группы месторождений, ООО ЛУКОЙЛ-Инжиниринг, г. Тюмень, NeshchadimovRA@yandex.ru, ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-2563-7721>

Sergey I. Chemodanov, Candidate of Physics and Mathematics Sciences, Head of Geochemical Research Department, LUKOIL-Engineering, Tyumen, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6788-4280>

Roman A. Neshchadimov, 1st category Engineer of the Department of Design, Monitoring and Neural Network Optimization of the Development of the Yuzhno-Yagunsky Group of Fields LUKOIL-Engineering, Tyumen, Russia, NeshchadimovRA@yandex.ru, ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-2563-7721>

Поступила в редакцию / Received 10.09.2025

Поступила после рецензирования / Revised 29.09.2025

Принята к публикации / Accepted 10.10.2025

Научная статья / Original research article

УДК 66.074.3

DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-89-103>

EDN: HVCWRS

Выбор контактных устройств для абсорбционного концентрирования ВСГ установок каталитического риформинга

Л. В. Таранова*, В. С. Сергеев

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Российская Федерация

**taranova@tyuiu.ru*

Аннотация. В статье изучена актуальная проблема повышения эффективности работы полурегенеративных установок каталитического риформинга за счет увеличения межрегенерационного пробега катализаторов с рассмотрением возможности абсорбционной очистки водородсодержащего газа от углеводородов для минимизации отложений кокса на поверхности катализатора. Целью работы явилось обоснование возможности реализации абсорбционного концентрирования на установке с достижением целевых показателей по степени концентрирования циркулирующего водородсодержащего газа на уровне 98 %. В задачи входил анализ насадочных контактных устройств с выработкой рекомендаций по их выбору для осуществления целевого процесса. Для решения задач использовали комплекс расчетно-аналитических методов, включающих анализ характеристик насадок разных типов, технологические и гидравлические расчеты с определением размерных характеристик насадочных слоев. Проведен сравнительный анализ ряда моделей регулярных и нерегулярных насадок, отличающихся размерными характеристиками, материалами и численными значениями ключевых характеристик — удельной поверхности и свободного объема. На основе выполнения параметрического анализа установлена взаимосвязь между показателями эффективности контактных устройств и размерными характеристиками абсорбционных колонн, что можно использовать при решении прогнозных задач при выборе типа насадок. На этой основе предложен методический подход сравнительного анализа и выбора насадок с учетом конкретных условий массообмена; предложен критерий их применимости. Для решения целевых задач с обеспечением заданной степени концентрирования водородсодержащего газа применительно к рассматриваемой установке предложены две наиболее эффективные разновидности насадок с учетом габаритных ограничений, с позиций минимизации объема насадочного слоя, и с учетом введенного коэффициента применимости насадок, что позволит в итоге минимизировать коксоотложение и увеличить межрегенерационный пробег катализатора.

Ключевые слова: каталитический риформинг, водородсодержащий газ, абсорбционная очистка, контактные устройства

Для цитирования: Таранова Л. В., Сергеев В. С. Выбор контактных устройств для абсорбционного концентрирования ВСГ установок каталитического риформинга. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026;30(2):89–103. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-89-103> EDN: HVCWRS

Selection of mass transfer devices for absorption concentration of hydrogen-containing gas (HCG) in catalytic reforming units

Lyubov V. Taranova*, Vadim S. Sergeev

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

taranova@tyuiu.ru

Abstract. This article examines the pressing issue of improving the efficiency of semi-regenerative catalytic reforming units by increasing the cycle length between catalyst regenerations. This work also considers the possibility of using absorption purification of hydrogen-containing gas to remove hydrocarbons to minimize coke deposition on the catalyst surface. This article aims to prove the feasibility of absorption concentration within the unit and to achieve a target hydrogen gas concentration of up to 98 % in the circulating stream. The tasks involve analysis of packed contact devices and development of recommendations for their selection for this process. To solve these tasks, the authors employ a combination of calculation and analytical methods. These methods include evaluating different packing types, technological and hydraulic calculations to determine the geometric parameters of packed beds. The work compares several structured and random packing types that differ in size, material, and numerical values of key characteristics – specific surface area, and void fraction. Based on a parametric analysis performed, the authors identify a correlation between the performance of contact devices and the geometric characteristics of absorption columns. This correlation can support predictive selection of suitable packings. On this basis, the article proposes a methodological approach for comparative analysis and selection of packings based on specific mass transfer conditions, and a criterion for evaluating their applicability. In order to achieve these objectives, the authors select two most efficient types of packing that meet the process requirements. The selection considers geometric constraints, the minimization of packing volume, and the proposed applicability coefficient. This approach aids in reducing coke formation and increasing the catalyst cycle length between regenerations.

Keywords: catalytic reforming, hydrogen-containing gas, absorption cleaning, mass transfer internals

For citation: Taranova L. V., Sergeev V. S. Selection of mass transfer devices for absorption concentration of hydrogen-containing gas (HCG) in catalytic reforming units. *Oil and Gas Studies*. 2026;30(2):89–103. (In Russ.). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-89-103>

Введение

В группу наиболее распространенных процессов переработки углеводородного (УВ) сырья (нефтей, газового конденсата) входят процессы каталитического риформинга (КР), направленные на выработку качественных продуктов переработки — высокооктановых бензинов при использовании в качестве сырья бензиновых фракций первичной переработки с пределами выкипания 85–180°C [1–3].

Процесс КР осуществляется на пористых полифункциональных катализаторах общего состава [Pt/Al₂O₃] при давлениях 1÷3 МПа и при температурах 480÷530°C (для полурегенеративных установок) [1–3]. Активность и стабильность каталитических систем постепенно снижается в ходе межрегенационного цикла, что обусловлено постепенным зауглероживанием активных центров. Кокс, образуемый на поверхности катализатора, физически блокирует доступ конвертируемых молекул УВ к металлическим и кислотным центрам, что негативно сказывается на общей эффективности гидрокаталитического процесса.

Согласно статистическим данным [4] на отечественных промышленных площадках широко распространены классические полурегенеративные установки КР, со стационарным слоем и периодической регенерацией катализаторов с остановкой технологической установки на этот период, что

определяет актуальность решения задач максимизации межрегенерационного пробега (MP-периода). В результате — увеличение продолжительности бесперебойной работы установки и соответственно объема выпускаемой продукции; снижение уровня затрат на проведение регенерационных мероприятий; увеличение срока службы катализатора.

В целях продления MP-периода установки и для минимизации коксоотложений можно предложить [1–3] оптимизацию параметров проведения процесса, в частности, повышение парциального давления водорода в реакционной системе или увеличение доли водорода в циркулирующем водородсодержащем газе (ЦВСГ). При рассмотрении фактора парциального давления компонента газовой смеси следует учитывать его взаимосвязь с общим давлением в системе [5] и тот факт, что высокое давление в процессе КР хотя и предотвращает коксообразование, но сдерживается рядом технологических ограничений.

Увеличение доли водорода в составе ЦВСГ риформинга является приемлемой альтернативой повышению парциального давления водорода в системе. Так, в [6] на основании ориентировочных прогнозных расчетов коксуемости катализаторов по методике [1] показано снижение доли коксовых отложений с 42,7 до 34,2 % при увеличении доля H_2 в ЦВСГ с 82 до 98 % об.

На практике для концентрирования водорода применяют адсорбционное и абсорбционное разделение, а также мембранные и криогенные технологии, в ходе которых УВ метанового ряда выделяются из ЦВСГ [6, 7].

В работе для решения проблемы рассмотрен процесс абсорбционного концентрирования. Его ключевая особенность в данном случае состоит в возможности использования материальных потоков установки (стабильный риформат) в качестве жидкого поглотителя алканов [7], который как насыщенный абсорбент-рифформат далее направляется на стабилизацию. При этом не требуется отдельный блок регенерации абсорбента.

Как известно, эффективность работы колонных аппаратов (в том числе и для процессов абсорбции) и эксплуатационные показатели, такие как КПД, гидравлическое сопротивление, гидродинамическая устойчивость, во многом определяются характеристиками принимаемых контактных устройств (КУ). Для практической реализации абсорбционной очистки ЦВСГ от алканов в работе рассматривались насадочные КУ, ключевыми параметрами которых являются удельная поверхность f_a (m^2/m^3), свободный объем $V_{св}$ (m^3/m^3), эквивалентный диаметр d_e (м), фактор формы, материал изготовления, геометрические размеры и прочие конструктивные особенности [8–10], определяющие их выбор для изучаемых процессов.

Удельная поверхность определяет эффективность массообмена и более развитая поверхность, в целом, способствует интенсификации процесса. Значения этой характеристики связаны с фактором формы, то есть ее сложностью. Любые изменения (усложнения) поверхности, содействующие турбулизации потоков, должны обеспечивать повышение эффективности контакта фаз [11] и в итоге способствовать минимизации габаритных размеров аппаратов.

Показатель свободного объема определяет гидравлические сопротивления в слое насадки, для минимизации которых стремятся к повышению значений $V_{св}$, что, в свою очередь, связано с размерными характеристиками насадочных элементов.

Ассортимент насадок для реализации массообменных процессов достаточно широк [12–14] с учетом их типа (регулярные или нерегулярные), материала для их изготовления (метал, керамика, пластик), формы и размеров насадочных тел и других факторов. Анализ ассортимента насадок показывает, что удельная поверхность современных промышленных упорядоченных насадок изменяется в широких пределах — $f_a = 125 \div 1700 \text{ м}^2/\text{м}^3$, а для нерегулярных, несмотря на чрезвычайное конструктивное многообразие, редко превышает $300 \text{ м}^2/\text{м}^3$ (для более распространенных типоразмеров — 38 и 50 мм). Показатели свободного объема современных насадок находятся, как правило, на уровне 90 % и выше (за исключением керамических моделей).

Цель настоящей работы заключается в обосновании возможности реализации абсорбционного способа концентрирования циркуляционного ВСГ на полурегенеративных установках каталитического риформинга с достижением целевых показателей по степени концентрирования циркулирующего водородсодержащего газа на уровне 98%-й концентрации водорода в его составе. В задачи входит сравнительный анализ насадочных контактных устройств с выработкой рекомендаций по их выбору и комплексный расчет процесса абсорбции, включая технологические и гидравлические расчеты с определением размерных характеристик насадочных слоев, с ориентировкой на максимально достижимый результат по степени очистки ЦВСГ от алканов.

Объекты и методы исследования

Объектом была выбрана типовая установка КР для производства высокооктанового компонента автобензинов, блочная схема которой приведена на рисунке 1 наряду с основными параметрами по блокам установки.

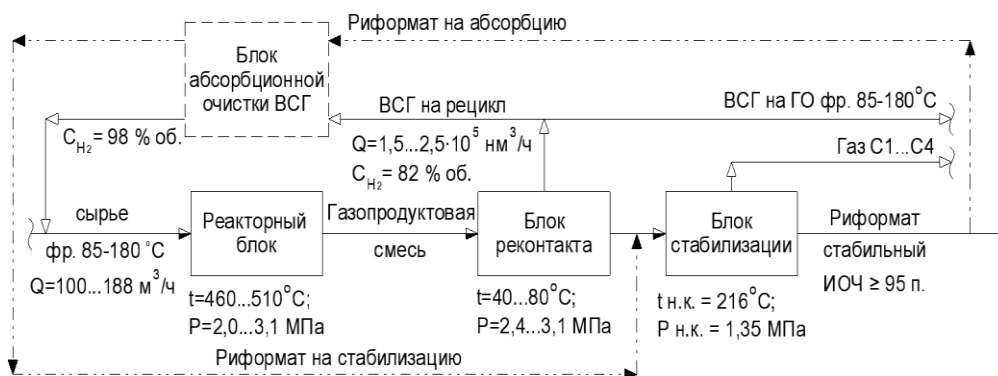


Рис. 1. Блочная схема установки каталитического риформинга:

$t_{н.к.}$; $P_{н.к.}$ — параметры нижней части колонны стабилизации

Fig. 1. Block flow diagram of the catalytic reforming unit:

$t_{н.к.к.}$; $P_{н.к.}$ — parameters of the lower section of the stabilizer column

Схема установки представлена тремя основными блоками. Сырьевой поток (стабильный гидрогенизат) после смешения с ЦВСГ поступает в реакторный блок, где протекают ключевые реакции преобразования сырья. Блок представлен каскадом пяти реакторов с одинаковым объемом загрузки эрионитного алюмоплатинового катализатора марки ГПС. С учетом эндотермичности процесса, предусмотрен межступенчатый нагрев газосырьевой смеси в трубчатой печи. Продуктовая смесь из реакторного блока поступает далее на разделение в блок реконтакта.

В продуктовых сепараторах блока реконтакта ВСГ отделяется от жидкого продукта, далее направляемого на стабилизацию с целью извлечения легких газов и обеспечения требований по уровню давления насыщенных паров продуктового риформата. ВСГ из блока реконтакта затем используется на установке гидроочистки (ГО) и возвращается на риформинг в виде ЦВСГ. Кратность циркуляции ВСГ в реакторном блоке не превышает $1\,500\text{ нм}^3/\text{м}^3$.

На схеме показано возможное включение блока абсорбционной очистки ВСГ после сепарационного блока с использованием в качестве абсорбента части продуктового стабильного риформата.

Для оценки возможностей концентрирования ЦВСГ методом абсорбции на основе предварительного анализа ассортимента насадочных КУ отобран ряд разновидностей регулярных и нерегулярных насадок, характеристики которых, по данным [12], представлены в таблице 1. Для расчетов отобраны насадки с широкими диапазонами по удельной поверхности $f_a = 125\div596\text{ м}^2/\text{м}^3$ и преимущественно высоким уровнем пустотности — $V_{св} = 0,76\div0,97\text{ м}^3/\text{м}^3$.

Таблица 1. Основные характеристики отобранных к расчетам насадок [12]
Table 1. Key characteristics of the packings selected for calculations [12]

№	Модель насадки	Материал насадки	Типоразмер, мм	f_a , м ² /м ³	$V_{об}$, м ³ /м ³
Регулярные пакетные					
1	<i>Plate packing (PP), 125Y</i>	Пластик	–	125	0,98
8	<i>Mellapack (MP), 250Y</i>	Пластик	–	250	0,97
13	<i>Metal Corrugated Plate Packing (MCP), 350Y</i>	Металл	–	350	0,95
15	<i>Metal Mesh Packing BX (MMP), BX</i>	Металл	–	500	0,95
17	<i>Plastic Corrugated Plate Packing (CP)</i>	Пластик	–	400	0,76
Нерегулярные насадки кольцевой формы					
2	<i>NorPack (NP), 38 mm</i>	Пластик	38	165	0,90
3	<i>Conjugate ring (CR), 25mm</i>	Металл	25	185	0,95
9	<i>Conjugate ring (CR), 16 mm</i>	Металл	16	313	0,97
10	<i>Ralu ring (RR), 15 mm</i>	Металл	15	320	0,94
16	<i>Nutter ring (NR), 76 mm</i>	Металл	76	596	0,99
Нерегулярные насадки седловой формы					
4	<i>Intalox Saddles (IS), 50mm</i>	Пластик	50×25×1,5	250	0,96
7	<i>Intalox Saddles (IS), 38mm</i>	Пластик	38×19×1,2	265	0,95
11	<i>Intalox Saddles (IS), 25mm</i>	Пластик	25×12×1,2	288	0,85
Нерегулярные насадки шаровой формы					
6	<i>Polyhedra Hollow Ball (PHB), 50 mm</i>	Пластик	50	237	0,91
12	<i>Polyhedra Hollow Ball (PHB), 38 mm</i>	Пластик	38	325	0,91
14	<i>Polyhedra Hollow Ball (PHB), 25 mm</i>	Пластик	25	460	0,90
Нерегулярные насадки иных форм					
5	<i>LanPack (LP), 60 mm</i>	Пластик	60	222	0,89

Методом исследования выступил комплекс расчетно-аналитических методов с использованием расчетных методик [10, 15, 16]. Суть расчетов сводилась к определению общегабаритных размеров насадочных слоев для реализации необходимой степени извлечения алканов C₁÷C₆ из ЦВСГ риформинга с использованием характеристик отобранных насадок.

Ограничительными показателями по рекомендациям [10, 17] выбраны: диаметр абсорбера (D_к) — не более 4 м (для минимизации пристеночного эффекта; высота насадочного слоя (H) — не более 40 м; соотношение H/D_к = 1,5÷10. Эти эмпирические ограничения обеспечивают оптимальные гидродинамические условия, а также устойчивость насадочной колонны против ветровых нагрузок.

Результаты и обсуждение

В ходе работы выполнены прогнозные расчеты процесса абсорбции [15, 16] для обеспечения целевых показателей по составу ЦВСГ со сниже-

нием содержания УВ C_1-C_6 от 17,6 до 2,0 % об. Термобарические параметры абсорбции приняты с учетом рабочих параметров установки после продуктовых сепараторов (см. рис. 1).

Результаты технологических расчетов по определению габаритов насадочных слоев и их объемов приведены на комбинированном графике на рисунке 2. Нумерация насадочных слоев (1–17) на графике соответствует нумерации (№ п/п) моделей насадок из таблицы 1.

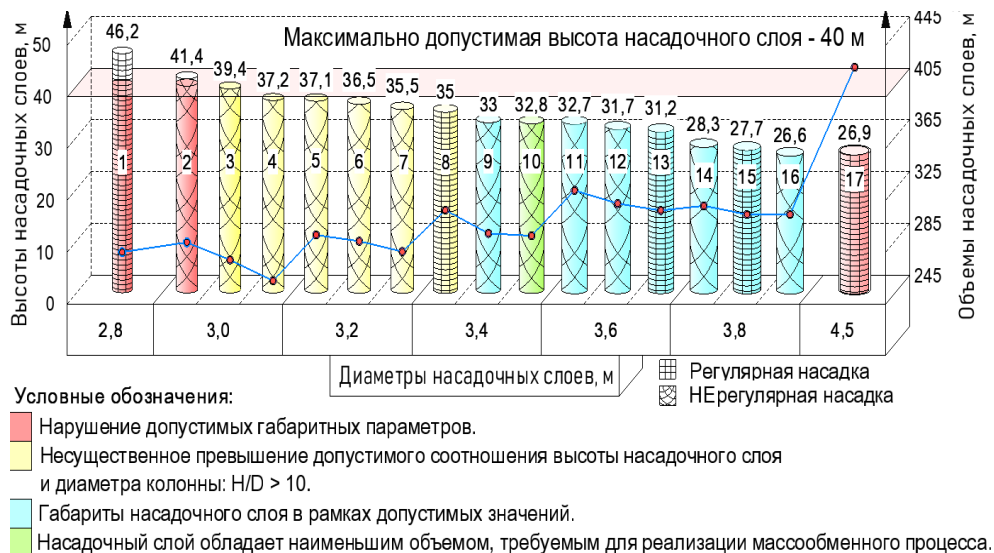


Рис. 2. Результаты технологических расчетов габаритов и объемов насадочных слоев

Fig. 2. Results of process calculations of packing bed dimensions and volumes

Расчетные задачи сводились к определению типа/разновидности насадок, обеспечивающих реализацию целевых показателей по составу ЦВСГ при наименьших значениях объема насадочного слоя ($V_{н.с}$) как отправной точки для оптимизации последующего выбора насадки с учетом вышеуказанных габаритных ограничений.

На основе первичного анализа данных отмечено следующее:

1. По общей высоте слоя насадки и диаметра в действующих условиях массообмена неприемлемыми оказались образцы насадок, пронумерованные как *PP125Y* (№ 1); *NP 38 mm* (№ 2); *CP* (№ 17). В первых двух случаях требуемая высота превышает граничные значения (более 40 м), для третьей насадки получили превышение диаметра (более 4 м).

2. С учетом рекомендаций по соотношению H/D_k не удовлетворяют требованиям (отношение более 10) модели насадочных слоев *CR 25mm* (№3); *IS 50mm* (№4); *LP 60 mm* (№5); *PHNB 50 mm* (№6); *IS 38mm* (№7); *MP 250Y* (№8). Однако следует отметить низкие расчетные объемы насадочных слоев ряда насадок этой группы, особенно для разновидности *IS 50mm* (№4), что указывает на возможные перспективы их использования.

3. Оставшаяся категория (слои № 9÷16) является приемлемой для применения с учетом всех ограничительных параметров: расчетная высота

слоев — на уровне $H = 33,0 \div 26,6$ м; требуемый диаметр $D_k = 3,4 \div 3,8$ м; соотношение $H/D_k = 9,7 \div 7$. Основные результаты расчетов для этой группы насадок сведены в таблице 2.

С точки зрения минимально требуемого объема (количества насадки) в качестве наиболее предпочтительного варианта можно выделить модель нерегулярной кольцевой насадки *Ralu ring (RR)* с типоразмером 15 mm (№ 10) с расчетным объемом насадочного слоя для решения целевых задач $V_{н.с} = 297,65$ м³.

В рамках исследования был проведен анализ ключевых параметров, отобранных к расчетам КУ. На рисунке 3 диаграммами проиллюстрирован разброс значений свободного объема $V_{св}$ (м³/м³) и удельной поверхности f_a (м²/м³) для всех рассматриваемых моделей насадок (№ 1–17).

Анализируя разброс (дисперсии) свободного объема ($V_{св}$ м³/м³) всех насадок (рис. 3а), можем заключить, что для большинства отобранных к расчету насадок значения параметра лежат в диапазоне $V_{св} = 0,9 \div 0,99$ м³/м³. Исключением из общей тенденции являются насадки: *LP 60 mm* (№ 5), $V_{св} = 0,89$ м³/м³; *IS 25 mm* (№ 11), $V_{св} = 0,85$ м³/м³; *CP* (№ 17), $V_{св} = 0,76$ м³/м³.

Диаграмма (рис. 3б) с характеристиками удельной площади поверхности насадок f_a м²/м³ составлена с учетом применимости моделей насадок. Ее анализ позволяет оценить влияние удельной поверхности на применимость модели контактного устройства под моделируемый процесс абсорбционной очистки.

Анализ диаграмм позволяет заключить, что ключевую роль в применимости контактных устройств оказывает удельная поверхность насадки, поскольку порозность большинства насадок находилась на соизмеримо высоком уровне (для большинства — на уровне $V_{св} = 0,9 \div 0,99$ м³/м³), в то время как значение f_a насадок варьирует в весьма широких пределах ($f_a = 125 \div 596$ м²/м³).

При анализе диаграммы по удельной поверхности насадок отмечено следующее:








1. Низкие диапазоны удельной поверхности ($f_a = 125 \div 165$ м²/м³, красная область диаграммы) не способствуют развитию высокой площади контакта фаз, что приводит к существенному увеличению высоты насадочного слоя ($H > 40$ м) и колонны в целом.

При этом толщина слоя стремится к минимуму. В действующих условиях насадки с такими характеристиками не могут конкурировать с более эффективными моделями.

2. Несбалансированные по соотношению H/D_k насадочные слои образованы насадками с умеренно развитой удельной поверхностью ($f_a = 185 \div 250$ м²/м³, желтая область диаграммы).

3. Сбалансированные по габаритам насадочные слои отличаются высокой удельной поверхностью ($f_a = 288 \div 596$ м²/м³, синяя и зеленая область диаграммы).

Таблица 2. Характеристика насадок, отобранных по результатам технологического расчета
Table 2. Characteristics of packings selected based on process calculations

Модель								
	CR, 16 mm	RR, 15 mm	NR, 76 mm	IS 25 mm	РННВ 25 и 38 mm	MMP BX	MCPР 350Y	
Тип	Нерегулярные						Регулярные	
	Кольцевые			Седла	Шаровые		Пакетные	
№ по табл. 1	9	10	16	11	14	12	15	13
Типоразмер, мм	16	15	76	25	25	38	Высота элемента насадки, $l = 450$ мм	
$f_a, \text{м}^2/\text{м}^3$	313	320	596	288	460	325	500	350
$V_{\text{св}}, \%$	97	94	98,6	85	90	91	95	95
$d_{\text{э}}, \text{мм}$	12,4	11,8	6,6	11,8	7,8	11,2	7,6	10,9
Расчетные габариты насадочных слоев								
$H, \text{м}$	33	32,8	26,6	32,7	28,3	31,7	27,7	31,2
$D, \text{м}$	3,4	3,4	3,8	3,6	3,8	3,6	3,8	3,6
$V, \text{м}^3$	299,5	297,7	301,5	332,7	320,8	322,5	314,1	317,2
Совокупный показатель применимости								
$k = f_a \cdot V_{\text{св}} / V$	1,01	1,01	1,95	0,73	1,00	0,92	1,51	1,04

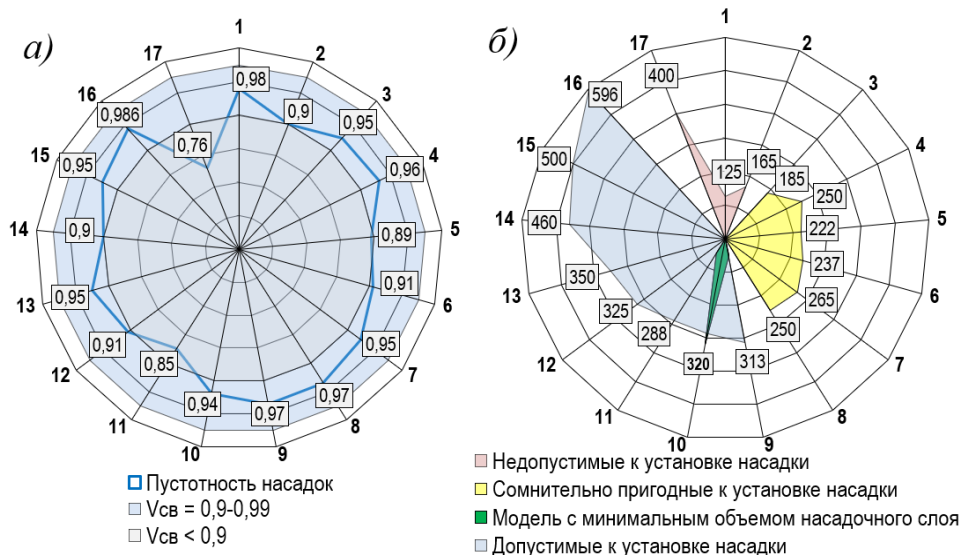


Рис. 3. Анализ основных характеристик отобранных к расчету насадок:
 а — разброс (дисперсия) пустотности исследуемых насадок; б — удельная поверхность исследуемых насадок

Fig. 3. Analysis of key characteristics of the packings selected for calculations:
 а — variation (dispersion) of packing void fraction; б — specific surface area of the packings

Анализируя рисунки 2, 3, укажем на обратную зависимость между f_a и высотой слоя Н. Так, например, для слоев №14–16 с диаметром 3,8 м с ростом f_a с 460 до 596 м²/м³ высота насадочного слоя снижается с 28,3 до 26,6 м. Полученные выводы справедливы при сопоставимом уровне свободного объема, что и было выдержано для исследованных КУ (для большинства моделей $V_{св} = 0,9 \div 0,99$ м³/м³). Исключением является модель СР (№ 17), которая, несмотря на достаточно развитую удельную поверхность ($f_a = 400$ м²/м³), оказалась непригодной из-за низкой пустотности ($V_{св} = 0,76$ м³/м³), нетипичной для пакетных регулярных насадок.

Таким образом, проведенный анализ демонстрирует возможность прогнозирования применимости насадочных устройств для конкретных условий массообмена на основе их структурных характеристик.

При определении размерных характеристик абсорбционных колонн ориентируются на фиктивную скорость газа в сечении колонны (ω), связанную с предельной скоростью ($\omega_{пр}$) в режиме захлебывания насадки. Эти показатели определяются с учетом типа и разновидности насадок [10] с использованием эмпирических формул. В этой связи в работе выполнен параметрический анализ для установления зависимостей между структурными характеристиками насадок и значениями фиктивных скоростей с выработкой унифицированного подхода для определения этого параметра.

Анализ был проведен для серии гипотетических регулярных насадок при варьировании значений удельной поверхности и доли свободного объема в пределах $f_a = 100 \div 600$ м²/м³ и $V_{св} = 85 \div 97$ %, что согласуется с интервалами показателей анализируемых насадок. Результаты расчетов в виде графических зависимостей значений удельной поверхности в выбранном диапазоне изменения свободного объема и зависимостей диаметра насадочного слоя от фиктивной скорости газа представлены на рисунке 4.

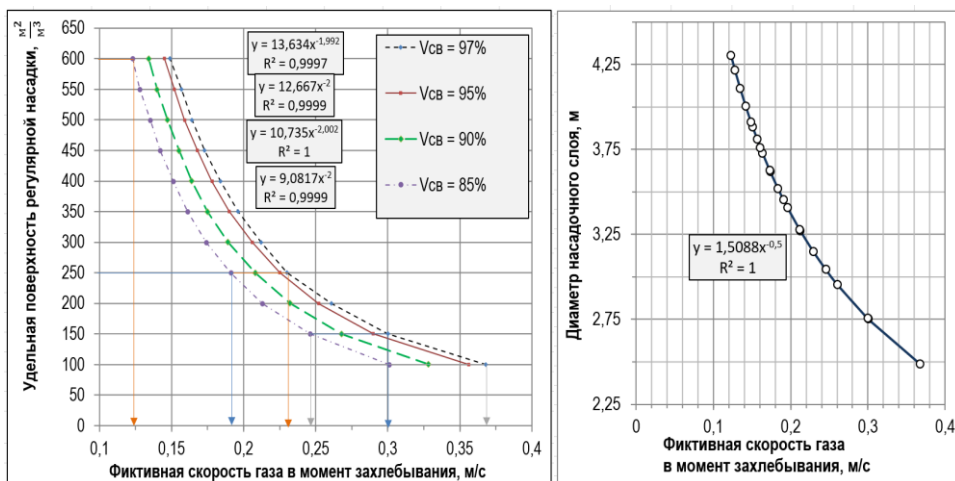


Рис. 4. Влияние ключевых характеристик насадок на гидродинамические показатели процесса

Fig. 4. Influence of key packing characteristics on hydrodynamic process parameters

По итогам анализа графических зависимостей были установлены следующие закономерности:

1. С ростом пустотности насадки ($V_{св}$) при одних и тех же значениях f_a отмечен рост фиктивной скорости газа (ω); при этом, чем меньше f_a , тем больше наблюдаемый рост значений ω .

2. Удельная поверхность обратно квадрату фиктивной скорости. Взаимосвязь выражается общим уравнением вида: $f_a = A / \omega^2$, где численное значение показателя A при снижении доли свободного объема в интервале 97–85 % последовательно уменьшается, составляя для соответствующих значений $V_{св}$ значений порядка $A = 13,6; 12,7; 10,7; 9,1$.

3. Взаимосвязь диаметра слоя насадки и фиктивной скорости в действующих условиях массообмена выражается уравнением вида $D_k = 1,5 \omega^{-0,5}$, то есть при известных характеристиках насадки можно достаточно просто определить значения ω и далее — требуемый диаметр.

4. Анализ зависимостей позволяет взаимно увязать значения удельной поверхности, скорости и диаметра насадочного слоя с учетом введенной градации по интервалам значений f_a (таблица 3): с увеличением степени развитости удельной поверхности насадок снижается фиктивная скорость газа с необходимостью увеличения при этом диаметра насадочного слоя.

Таблица 3. Взаимосвязь размерных характеристик и скоростного режима
Table 3. Correlation between dimensional characteristics and flow velocity regime

Степень развитости удельной поверхности f_a	$f_a, \text{ м}^2/\text{м}^3$	$\omega, \text{ м/с}$	$D_k, \text{ м}$
Низкая (малая)	100 ÷ 150	0,37 ÷ 0,25	2,5 ÷ 3,0
Средняя (умеренно развитая)	150 ÷ 250	0,30 ÷ 0,19	2,75 ÷ 3,45
Высокая (развитая)	250 ÷ 600	0,23 ÷ 0,12	3,15 ÷ 4,30

Следовательно, рост удельной поверхности насадки, обеспечивая интенсификацию массообмена и сокращение высоты слоя, приводит к увеличению диаметра насадочной колонны, что формирует ключевой технологический компромисс. Это приводит к необходимости оптимизации размерных характеристик насадочных слоев при проектировании насадочных колонн.

Чтобы произвести первичную оценку применимости насадок при выборе типа насадок для решения целевых задач, предложен критерий применимости (k), учитывающий выделенные для анализа показатели — значения f_a ($\text{м}^2/\text{м}^3$), доля свободного объема — $V_{св}$; расчетный объем насадочного слоя — V (м^3), с учетом которого для отобранной группы сбалансированных по размерным характеристикам насадок (см. таблицу 2) можно составить сравнительный ряд применимости:

Nutter Ring (76 мм) > MMP > MCPP ≈ Ralu Ring (15 мм) ≈ Conjugate ring (16 мм) ≈ PННВ (25мм) > PННВ (38 мм) > Intalox PP (25 мм)

Таким образом, можно отметить, что полученные диаграммы позволяют спрогнозировать применимость насадочных контактных устройств в действующих условиях массообмена, с учетом их основных характеристик.

В условиях массообмена применительно к решаемым в данной работе задачам минимизации содержания углеводородов в составе циркуляционного ВСГ можно рекомендовать из изученных нерегулярных насадок разновидность нерегулярной металлической насадки *Nutter Ring (NR* типоразмер 16 мм), а из регулярных — разновидность *Metal Mesh Packing BX (MMP*, высота пакета 450 мм, значения $d_3 = 0,096$ мм), характеристики которых представлены в таблицах 1, 2. Значения введенного критерия применимости составляют для них порядка $k = 1,95$ и $k = 1,51$ соответственно, что примерно в 1,5–2 раза выше остальных насадок этой отобранной группы.

Выводы

1. В работе рассмотрены возможности использования абсорбционной очистки водородсодержащего газа от углеводородов для минимизации коксоотложений на поверхности катализаторов для увеличения межрегенерационного периода в процессах каталитического риформинга бензиновой фракции.

2. Выполнено расчетное обоснование для процесса абсорбционного концентрирования ВСГ до достижения целевых показателей по степени концентрирования (98 % об.) с проведением сравнительного анализа для ряда контактных насадочных устройств и определением общегабаритных размеров насадочных слоев; предложены методические подходы сравнительного анализа и выбора насадок с прогнозированием их применимости для конкретных условий массообмена на основе их структурных характеристик.

3. Установлена взаимосвязь между основными характеристиками насадок (удельная поверхность, свободный объем), гидравлическими параметрами и размерными характеристиками слоя насадки с определением наиболее эффективных в условиях изучаемого процесса типов контактных устройств с учетом предложенной их градации по степени развитости удельной поверхности; определены разновидности насадок для решения целевых задач со сбалансированными размерными характеристиками.

4. Отмечено существование обратной взаимосвязи между удельной поверхностью насадок и диаметром насадочного слоя с необходимостью технологического компромисса и сбалансированности размерных характеристик.

5. С учетом предложенного критерия применимости насадок отобраны наиболее эффективные для достижения целевых результатов разновидности нерегулярных (*Nutter ring*, с типоразмеров 76 мм) и регулярных (*Metal Mesh Packing BX*) насадок, совокупный показатель применимости для которых в 1,5–2 раза выше этого показателя для других насадок.

Вклад авторов

Таранова Л. В.: формулирование идеи, цели исследования; теоретический анализ и обобщение данных; концептуализация; написание статьи; научное редактирование.

Сергеев В. С.: сбор и анализ исходных материалов; формулирование цели и задач; проведение исследования; проработка методических подходов; выполнение расчетов; создание иллюстраций; написание статьи.

Authors' contributions

Lyubov V. Taranova: formulation of the idea and aim of the study; theoretical analysis and data synthesis; conceptualization; writing; scientific editing.

Vadim S. Sergeev: collection and analysis of study materials; formulation of the aim and objectives; study; development of methodological approaches; calculations; creating illustrations; writing.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

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

Список источников

1. Маслянский Г. Н., Шапиро Р. Н. *Каталитический реформинг бензинов*. Химия и технология. Санкт-Петербург: Химия; 1985. 213 с.
2. Ахметов С. А. *Технология глубокой переработки нефти и газа*. Уфа: Гилем; 2002. 672 с.
3. Капустин В. М., Гуреев А. А. *Технология переработки нефти. Часть 2. Деструктивные процессы*. Москва: КолосС; 2007. 334 с.
4. Смоликов М. Д., Кирьянов Д. И., Шкуренко В. А., Бикметова Л. И., Белопухов Е. А., Яблокова С. С. [и др.]. Интегрированные процессы реформинга и изомеризации бензиновых фракций для производства экологически чистых автобензинов. *Катализ в промышленности*. 2022;22(1):40–56. <https://doi.org/10.18412/1816-0387-2022-1-40-56>
5. Васюкова А. Н., Задачаина О. П., Насонова Н. В., Перепелкина Л. И. *Типовые расчеты по физической и коллоидной химии*. Благовещенск: ДальГАУ; 2012. 141 с.
6. Афонина И. И., Сариллов М. Ю. Модернизация установки каталитического реформинга с целью повышения качества водородосодержащего газа. *Ученые записки Комсомольского-на-Амуре государственного технического университета*. 2017;1(4(32)):59–65.
7. Сергеев В. С., Таранова Л. В. Повышение межремонтного пробега установки каталитического реформинга со стационарным слоем катализатора. *Новые технологии — нефтегазовому региону: материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. В 2-х томах, Тюмень, 20–23 мая 2025 года*. Тюмень: Тюменский индустриальный университет; 2025. С. 268–271.
8. Филиппов В. В. *Гидродинамика насадочной колонны*. Самара: СамГТУ; 2022. 23 с.

9. Дмитриев Е. А., Комляшев Р. Б., Моргунова Е. П., Трушин А. М., Вешняков А. В., Сальникова Л. С. *Аппаратура процессов разделения гомогенных и гетерогенных систем*. Москва: РХТУ им. Д. И. Менделеева; 2016. 104 с.
10. Ветошкин А. Г. *Защита атмосферы от газовых выбросов*. Пенза: ПГУ; 2004. 271 с.
11. Титова Л. М., Лоцманова О. В., Телечкина Э. Р. Нерегулярные насадки колонных аппаратов: научно-аналитический обзор. *Южно-Сибирский научный вестник*. 2020;2(30):80–88.
12. SP-terploobmen: каталог завода-изготовителя. URL: <https://sp-terploobmen.ru/> (дата обращения: 20.12.2024).
13. Новикова И. В., Пушнов А. С. О взаимовлиянии основных геометрических характеристик регулярных насадок. *Химическая техника*. 2015;(4):21.
14. ИНЖЕХИМ: Инженерно-внедренческий центр: каталог завода-изготовителя. URL: <https://ingehim.ru/about/productsat/> (дата обращения: 20.12.2024).
15. Рамм В. М. *Абсорбция газов*. Москва: Химия; 1976. 654, с.
16. Плановский А. Н., Рамм В. М., Каган С. З. *Процессы и аппараты химической технологии*. Москва: Химия; 1967. 847 с.
17. Поникаров И. И., Перельгин О. А., Доронин В. Н., Гайнуллин М. В. *Машины и аппараты химических производств*. Москва: Машиностроение; 1989. 368 с.

References

1. Maslyansky G. N., Shapiro R. N. *Catalytic reforming of gasoline. Chemistry and technology*. St. Petersburg: Chemistry; 1985. (In Russ.).
2. Akhmetov S. A. *Deep Oil and Gas Refining Technology*. Ufa: Gilem; 2002. (In Russ.).
3. Kapustin V. M., Gureev A. A. *Oil Refining Technology*. Part 2. Destructive Processes. Moscow: KolosS; 2007. (In Russ.).
4. Smolikov M. D., Kiryanov D. I., Shkurenok V. A., Bikmetova L. I., Belopukhov E. A., Yablokova S. S., [et al.]. The integrated reforming and isomerization of gasoline fractions for the production of eco-friendly motor gasolines. *Kataliz v promyshlennosti*. 2022;22(1):40-56. (In Russ.). <https://doi.org/10.18412/1816-0387-2022-1-40-56>
5. Vasyukova A. N., Zadachina O. P., Nasonova N. V., Perepelkina L. I. *Typical Calculations in Physical and Colloid Chemistry*. Blagoveshchensk: DalGAU; 2012. (In Russ.).
6. Afonina I. I., Sarilov M. Iu. Modernization of the Catalytic Reforming Unit to Improve the Quality of Hydrogen-containing Gas. *Scientific Notes of Komsomolsk-on-Amur State Technical University*. 2017;1(4(32)):59–65. (In Russ.).
7. Sergeev V. S., Taranova L.V. Increasing the Run Length of a Fixed-bed Catalytic Reforming unit. *New Technologies for the Oil and Gas Region. Proceedings of the International Scientific and Practical Conference of Students, Graduate Students, and Young Scientists*. Tyumen: TYUIU; 2025. P. 268–271. (In Russ.).
8. Filippov V. V. *Hydrodynamics of a packed column*. Samara: SamGTU; 2022. (In Russ.).

9. Dmitriev E. A., Komlyashev R. B., Morgunova E. P., Trushin A. M., Veshnyakov A.V., Salnikova L. S. *Equipment for Separation Processes of Homogeneous and Heterogeneous Systems*. Moscow: RHTU im. D. I. Mendeleeva; 2016. (In Russ.).
10. Vetoshkin A. G. *Protection of the Atmosphere from Gas Emissions*. Penza, PnzGU; 2004. (In Russ.).
11. Titova L. M., Lotsmanova O. V., Telechkina E. R. Random Column Packing. *South Siberian Scientific Bulletin*. 2020;2(30):80–88. (In Russ.).
12. Manufacturer's Catalog «SP-teploobmen». Available at: <https://sp-teploobmen.ru/>. (Accessed 20 december 2024) (In Russ.).
13. Novikova I. V., Pushnov A. S. About the Interrelation of the Main Geometric Characteristics of Structured Packings. *Chemical Technology*. 2015;(4):21. (In Russ.).
14. «INZHEKHIM» Engineering and Implementation Center. Available at: <https://ingehim.ru/about/productsat/> (Accessed 20 december 2024) (In Russ.).
15. Ramm V. M. *Gas Absorption*. Moscow: Chemistry; 1976. (In Russ.).
16. Planovskij A. N., Ramm V. M., Kagan S. Z. *Processes and Apparatus of Chemical Technology*. Moscow: Chemistry; 1967. (In Russ.).
17. Ponikarov I. I., Perelygin O. A., Doronin V. N., Gajnullin M. V. *Machinery and Apparatus of Chemical Industries*. Moscow: Machine building industry; 1989. (In Russ.).

Информация об авторах / Information about the authors

Таранова Любовь Викторовна, кандидат технических наук, доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, taranova1v@tyuiu.ru

Lyubov V. Taranova, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen, taranova1v@tyuiu.ru

Сергеев Вадим Сергеевич, магистрант, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, vadim.sergeev.02@list.ru

Vadim S. Sergeev, Student, Industrial University of Tyumen, dim.sergeev.02@list.ru

Поступила в редакцию / Received 29.10.2025

Поступила после рецензирования / Revised 12.11.2025

Принята к публикации / Accepted 12.12.2025

Научная статья / Original research article

УДК 622.276

DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-104-120>

EDN: HXZWUY



Моделирование влияния относительных фазовых проницаемостей на циклическое заводнение нефтяных залежей

И. Г. Телегин

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Российская Федерация

teleginig@tyuiu.ru

Аннотация. Функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП) играют важную роль в разработке месторождений углеводородов, они определяют структуру распределения флюидов в пласте, изменение дебитов нефти, воды и газа. ОФП влияют и на продолжительность периода рентабельности эксплуатации месторождения. Поэтому функции ОФП являются настроечными параметрами при создании гидродинамических моделей залежей углеводородов. В связи с этим цель статьи — изучение влияния функций ОФП на структуру решений нефтенасыщенности в неоднородном нефтяном пласте при циклическом заводнении нефтяного пласта. В данной работе функции ОФП задавались степенными функциями, зависящими от двух параметров: показателя степени ОФП и максимального значения ОФП — числового параметра C_r . Для моделирования зависимости коэффициента извлечения нефти от параметров ОФП использовалась двумерная двухслойная модель нефтяного пласта. Описаны расчеты циклического заводнения и стационарного заводнения при вариации параметров задающих ОФП по нефти и ОФП по воде. Показано, что функции относительных фазовых проницаемостей задают конфигурацию распределения нефтенасыщенности, скорость пропитки низкопроницаемой зоны с остаточными нефтяными запасами, скорость движения флюидов, чем и обуславливается зависимость КИН и эффективности циклического заводнения неоднородного пласта от ОФП.

Ключевые слова: относительные фазовые проницаемости, циклическое заводнение, неоднородный нефтяной пласт, капиллярное давление, капиллярная пропитка, противоточная капиллярная пропитка

Для цитирования: Телегин И. Г. Моделирование влияния относительных фазовых проницаемостей на циклическое заводнение нефтяных залежей. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026;30(2):104–120. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-104-120>
EDN: HXZWUY

Modeling of the effect of relative phase permeability on cyclic flooding of oil deposits

Igor G. Telegin

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

teleginig@tyuiu.ru

Abstract. Relative phase permeability (RPP) functions play a crucial role in the development of hydrocarbon fields, these functions determine the structure of fluid distribution within the reservoir, change of the production rates of oil, water and gas. Additionally, RPP affects the duration of the field productive life. For this reason, engineers utilize RPP functions as tuning parameters in the construction of hydrodynamical model of hydrocarbon deposits. This study aims to analyze the influence of RPP functions on decision structure of oil saturation in a heterogeneous oil reservoir during cyclic waterflooding. In this article, RPP functions are modeled using power-law relationships that depend on two parameters: the RPP exponent and the maximum RPP value, defined by the numerical parameter C_i . To model the dependence of the oil recovery factor on RPP parameters, the study applies a two-dimensional, two-layer oil reservoir model. The article details calculations for both cyclic and steady-state waterflooding while varying the parameters that define oil and water RPP. The results of this study show that relative phase permeability functions control the configuration of oil saturation distribution, the imbibition rate of low-permeability zones with residual oil, and fluid flow velocity. Thus, both the oil recovery factor and the efficiency of cyclic waterflooding in a heterogeneous reservoir depend on RPP.

Keywords: relative phase permeability, cyclic flooding, heterogeneous oil reservoir, capillary pressure, capillary imbibition, countercurrent capillary imbibition

For citation: Telegin I. G. Modeling of the effect of relative phase permeability on cyclic flooding of oil deposits. *Oil and Gas Studies*.2026;30(2):104–120 (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-104-120>

Введение

Метод циклического заводнения (ЦЗ) относится к гидродинамическим методам увеличения нефтеотдачи (МУН) и обычно применяется при наличии в геологическом строении нефтяного пласта низкопроницаемых (НП) и высокопроницаемых (ВП) участков и слоев. Технология циклического заводнения сводится к периодической смене режимов работы скважин. Эти изменения режимов ведут к интенсификации перетоков флюидов между разнопроницаемыми слоями пласта [1]. Современное использование метода ЦЗ в России и за рубежом описано в [2–9]. Отметим, что целенаправленно метод ЦЗ исследуется в России и Китае.

Нефтяной пласт и насыщающие его флюиды

В трехмерном пространстве (x, y, z) под скоростью двухфазной фильтрации \vec{v}_i какого-либо флюида (нефти или воды) понимается объем i -ой фазы, который протекает через единичную площадку за единицу времени. Для i -ого флюида справедлив обобщенный закон Дарси [10–11]

$$\vec{v}_i = -\frac{K \cdot k_i}{\mu_i} (\text{grad}(p_i) - \rho_i \vec{g}), i = \{o, w\}, \quad (1)$$

где $K(x, y, z)$ — тензор проницаемости коллектора, μ_i — динамическая вязкость i -ой фазы, k_i — функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП) [12–13], p_i — давление в i -ой фазе, \vec{g} — вектор ускорения свободно-

го падения, ρ_i — плотность i -ого флюида, индекс $i = \langle o \rangle$ означает нефтяную фазу, а $i = \langle w \rangle$ — водную.

В нефтяном пласте с насыщением вода — нефть происходят следующие процессы перемещения флюидов:

- 1) конвективный перенос за счет разности давлений в разных частях пласта;
- 2) гравитационная сегрегация, возникающая за счет разности плотностей фаз;
- 3) капиллярная пропитка, возникающая за счет разницы давлений в фазах. Капиллярная пропитка в пористых средах зависит от вязкости, функций ОФП, проницаемости и капиллярного давления P_c [14]

$$P_c(S_w) = p_o - p_w = \gamma \cdot \cos(\theta) \cdot \sqrt{\frac{m}{K}} \cdot j(S_w), \quad (2)$$

где γ — поверхностное натяжение между нефтью и водой, θ — краевой угол смачивания, m — пористость, $j(S_w)$ — функция Леверетта, зависящая от водонасыщенности S_w . Свойства капиллярного давления P_c описаны в [14–15].

В этой работе функция ОФП по воде k_w была взята в виде полиномиальной функции

$$k_w(S_w) = \begin{cases} 0, S_w \leq S_{wcr}; \\ C_w \cdot \left(\frac{S_w - S_{wcr}}{1 - S_{wcr} - S_{owcr}} \right)^\alpha, S_w > S_{wcr}; \end{cases} \quad (3)$$

ОФП по нефти k_o

$$k_o(S_w) = \begin{cases} 0, S_w \geq 1 - S_{owcr}; \\ C_o \cdot \left(1 - \frac{S_w - S_{wcr}}{1 - S_{wcr} - S_{owcr}} \right)^\beta, S_w < 1 - S_{owcr}, \end{cases} \quad (4)$$

функция капиллярного давления P_c

$$P_c(S_w) = \begin{cases} 0, S_w \geq 1 - S_{owcr}; \\ 0.4 \cdot (0.8 - S_w)^3, S_w < 1 - S_{owcr}, \text{ МПа}, \end{cases} \quad (5)$$

где S_{owcr} — остаточная нефтенасыщенность, S_{wcr} — остаточная водонасыщенность. Параметры C_w , C_o , β , α определяют вид функций ОФП. Варьируя эти параметры, можно моделировать широкий спектр функций ОФП. Согласно [16] значения параметра C_i возьмем из промежутка $(0;1]$, а $\{\beta, \alpha\}$ из отрезка $[1;5]$.

В статье изучим двухслойной нефтяной пласт, состоящий из следующих слоев:

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

2) 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 — 2 010,5–2 020,5 м.

Разнопроницаемые слои разделены глинистой перемычкой, толщиной 0,5 м с проницаемостью $K_{\text{пер}} = 9,869 \cdot 10^{-16} \text{ м}^2$. Низкопроницаемый слой и глинистая перемычка являются типичным случаем вертикальной застойной нефтяной зоны, которая образуется при различии проницаемостей слоев в 5 и более раз [17]. Поэтому НП слой и глинистая перемычка не вскрывались перфорацией. Остальные параметры пласта и насыщающих флюидов приведены в таблице 1.

Таблица 1. Параметры пласта

Table 1. Reservoir parameters

Параметр	Значение
Сжимаемость скелета породы, 1/Па	$5 \cdot 10^{-11}$
Начальная нефтенасыщенность $S_o = 1 - S_w$, д. ед.	0,8
Начальная водонасыщенность, д. ед.	0,2
Остаточные насыщенности $S_{wcr} = S_{owcr}$, д. ед.	0,2
Пористость, д. ед.	0,2
Начальное пластовое давление, МПа	20
Вязкости $\mu_w = \mu_o$, мПа*с	1
Сжимаемость воды, 1/Па	$5 \cdot 10^{-10}$
Объемный коэффициент воды, д. ед.	1,01
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м ³	1 000
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
Размеры пласта по осям OX, OY, OZ, м	500×15×20,5

Создание синтетической фильтрационной модели

Для наглядного представления эволюции изменения нефтенасыщенности $S_o = 1 - S_w$ модель пласта mdl_OFP была взята двумерной в плоскости OXZ. Такого типа модели имеют следующие преимущества: наглядная детализация распределения фаз, возможность получения расчетов с высокой точностью, малое время расчетов. Размеры ячеек модели были взяты равными по осям OX, OY, OZ: 5,0×15,0×0,2 м, глинистая перемычка аппроксимировалась ячейками по осям OX, OY, OZ с размерами 5,0×15,0×0,1 м. Такая детализация позволила получить решение нефтенасыщенности S_o с точностью порядка 0,01. В левом конце пласта ($x=0$) размещена нагнетательная скважина NAG (с максимальным давлением нагнетания 45 МПа), а на правом конце ($x = 500$ м) — добывающая скважина DOB (минимальное забойное давление 5 МПа). В расчетах брался отчетный шаг 1 месяц, рав-

ный 30 суткам. Для получения решений (S_i, P_i) использовалась система уравнений модели Black Oil [18]. Гидродинамическое моделирование проводилось с помощью симулятора «ТНавигатор» [19–20]. Текст подобного типа моделей нефтяного пласта и подробное пояснение к созданию синтетических моделей описаны в [21].

Алгоритм циклического заводнения

Циклическое заводнение реализуется в периодической смене режимов работы скважин. Нами изучены следующие варианты разработки:

- Контрольный вариант стационарного заводнения (СЗ). На скважине NAG постоянная приемистость $10,5 \text{ м}^3/\text{сут.}$, а на скважине DOB постоянный дебит жидкости $10 \text{ м}^3/\text{сут.}$;

- Вариант циклической закачки воды. На скважине DOB постоянный дебит жидкости $10 \text{ м}^3/\text{сут.}$, скважина NAG до 21-го месяца скважина работала с постоянной приемистостью $10,5 \text{ м}^3/\text{сут.}$, а с 21-го месяца циклически по алгоритму:

- 1-й полуцикл форсирования закачки воды с приемистостью $21 \text{ м}^3/\text{сут.}$ В этот период давление растет быстрее в ВП слое и интенсифицируются вертикальные перетоки жидкости из ВП слоя в НП слой (длительность полуцикла — 1 месяц).

- 2-й полуцикл остановки. Давление снижается быстрее в ВП слое и интенсифицируются вертикальные перетоки флюидов из НП слоя в ВП слой (длительность полуцикла — 1 месяц).

В вариантах ЦЗ графики дебитов нефти осциллируют и при выводе дебиты усреднялись

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

где j — порядковый номер месяца, $q_{o,j}$ — исходный дебит нефти в j -й месяц. Расчет прекращался при достижении дебита нефти меньше $0,5 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Исследование влияния параметра α

Зафиксируем параметры $C_w = 0,5$, $\beta = 2$ и $C_o = 0,5$, а параметру α зададим целые значения из множества $\{1;2;3;4;5\}$. Результаты расчетов сведены в таблицу 2. Применяются обозначения: T_i — срок разработки, месяцев; $КИН_i$ — коэффициент извлечения нефти i -го варианта, д. ед.; функция эффективности циклического заводнения Eff

$$Eff = 100 * (Q_{цз} - Q_0)/Q_0, \quad (6)$$

где Q_i — накопленная добыча нефти, нижний индекс «0» означает стационарный вариант расчета, а нижний индекс «цз» — вариант циклического заводнения. Из таблицы следует, что в стационарном варианте с ростом α уменьшается КИН и время рентабельной эксплуатации T_0 , а в варианте ЦЗ увеличение α ведет к росту эффективности Eff и росту ΔT — разницы дли-

тельности рентабельной эксплуатации между вариантом ЦЗ и контрольным вариантом. Это объясняется следующими взаимосвязанными тенденциями:

- скорость капиллярной пропитки с ростом α , снижается, и вода слабее впитывается в НП слой; в контрольном варианте это ведет к увеличению остаточных запасов нефти, которые потенциально можно извлечь с помощью ЦЗ;
- в случае циклического заводнения увеличение степени α до 5 ведет к тому, что внедренная НП слой с помощью ЦЗ вода не успевает полностью впитаться и скапливается вблизи глинистой перемычки, а когда выполняется полуцикл остановки нагнетания, часть внедренной воды возвращается обратно в ВП слой, поэтому Eff при $\alpha = 5$ несколько меньше Eff при $\alpha = 4$.

Таблица 2. Результаты расчета эффективности ЦЗ при вариации параметра α
Table 2. The results of calculating the effectiveness of cyclic flooding with variation of the parameter α

α	КИН ₀	КИН _{ЦЗ}	Eff	T ₀	T _{ЦЗ}	$\Delta T = T_{ЦЗ} - T_0$
1	0,494	0,507	2,8	136	147	11
2	0,461	0,499	8,3	136	167	31
3	0,403	0,466	15,5	83	148	65
4	0,382	0,446	16,9	64	135	71
5	0,371	0,433	16,8	52	126	74

Высокая скорость пропитки низкопроницаемого слоя при $\alpha = 1$ ведет к низкой величине Eff(α). На рисунке 1 продемонстрировано распределение нефтенасыщенности S_o на конец разработки в случае стационарного заводнения при $\alpha = 1$. Показано, что вода за счет противоточной капиллярной пропитки достаточно эффективно пропитывает НП слой. На рисунке нет нефтенасыщенностей, больших 0,66. Для сравнения на рисунке 2 приведено распределение нефтенасыщенности S_o на конец разработки в варианте ЦЗ с $\alpha = 5$. Из рисунка видно, что НП слой слабо вырабатывается и со смещением к добывающей скважине сформирована обширная чисто нефтяная невырабатываемая застойная зона. Отметим, что при $\alpha \geq 3$ эффективность циклического заводнения довольно высокая (больше 15 %), что связано с благоприятными условиями для ЦЗ: малая вязкость нефти, большие перепады давления, длительные периоды между сменами режимов.

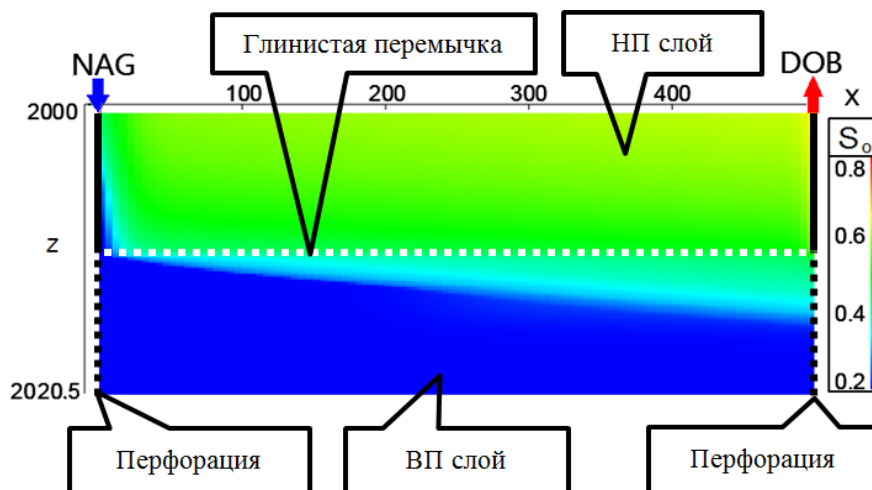


Рис. 1. Распределение S_o в варианте стационарного заводнения при $C_o = 0,5$, $\beta = 2$, $C_w = 0,5$, $\alpha = 1$ на конец разработки

Fig. 1. Distribution of S_o in the stationary flooding variant with $C_o = 0.5$, $\beta = 2$, $C_w = 0.5$, $\alpha = 1$ at the end of development

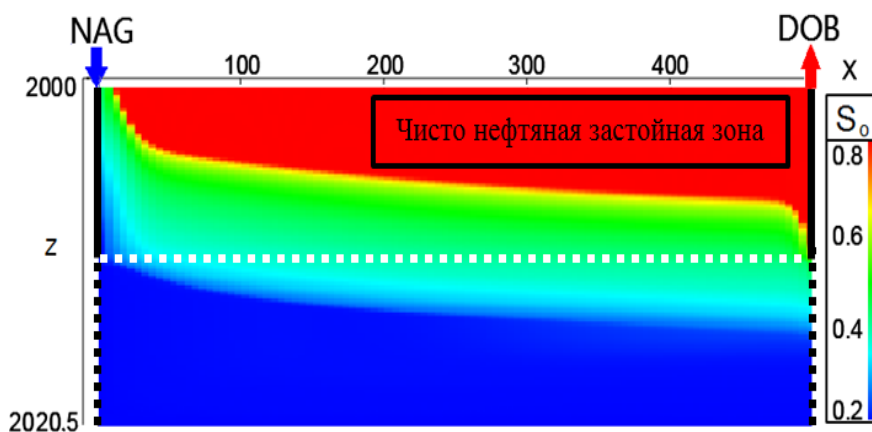


Рис. 2. Итоговое распределение S_o в варианте ЦЗ при $C_o = 0,5$, $\beta = 2$, $C_w = 0,5$, $\alpha = 5$

Fig. 2. The resulting distribution of S_o in the variant of cyclic flooding with $C_o = 0.5$, $\beta = 2$, $C_w = 0.5$, $\alpha = 5$

Наглядное представление динамики изменения КИН приведено на рисунке 3. Из него и таблицы 2 видно, что при $\alpha = 1$ циклическое заводнение малоэффективно.

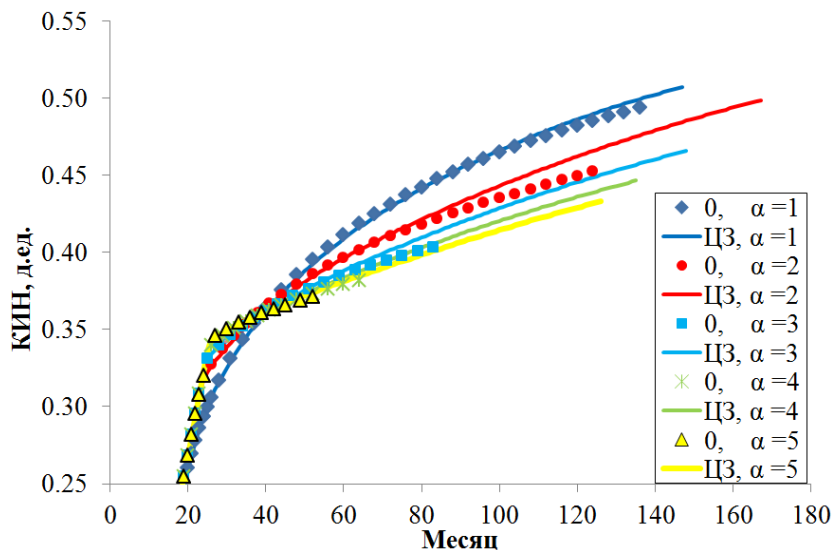


Рис. 3. Графики изменения величины КИН с разными значениями α и $C_o = 0,5$, $\beta = 2$, $C_w = 0,5$

Fig. 3. Graphs of changes in the value of the oil recovery coefficient with different values α and $C_o = 0.5$, $\beta = 2$, $C_w = 0.5$

На рисунке 4 представлены дебиты нефти (в вариантах ЦЗ выведены усредненные дебиты q_y) для разных расчетных вариантов при вариации параметра α . График наглядно демонстрирует влияние пропитки низкопроницаемого слоя на характеристики разработки. В варианте с $\alpha = 1$ вода на добывающую скважину приходит раньше, чем в других вариантах, и снижение дебита нефти происходит более плавно. В расчетах с $\alpha = 5$ приход воды на добывающую скважину происходит позже, чем в других вариантах, однако падение дебита самое резкое. Влияние ЦЗ, по сравнению с вариантами стационарного заводнения, в основном проявляется в снижении скорости уменьшения дебитов нефти, что ведет к продлению периода рентабельной эксплуатации.

Исследование влияния параметра C_w

Зададим $C_o = 0,5$, $\beta = 2$, $\alpha = 2$, а C_w будем задавать значения из множества $\{0,25; 0,5; 0,75; 1\}$. Результаты расчетов с этими параметрами сведены в таблицу 3. Из нее следует, что с ростом C_w при стационарном заводнении увеличивается КИН и время рентабельной разработки. При циклическом заводнении рост C_w приводит к уменьшению эффективности циклического заводнения Eff и уменьшению ΔT . Это объясняется тем, что с ростом C_w скорость пропитки НП слоя увеличивается, что уменьшает остаточные запасы нефти, которые потенциально можно извлечь с помощью ЦЗ.

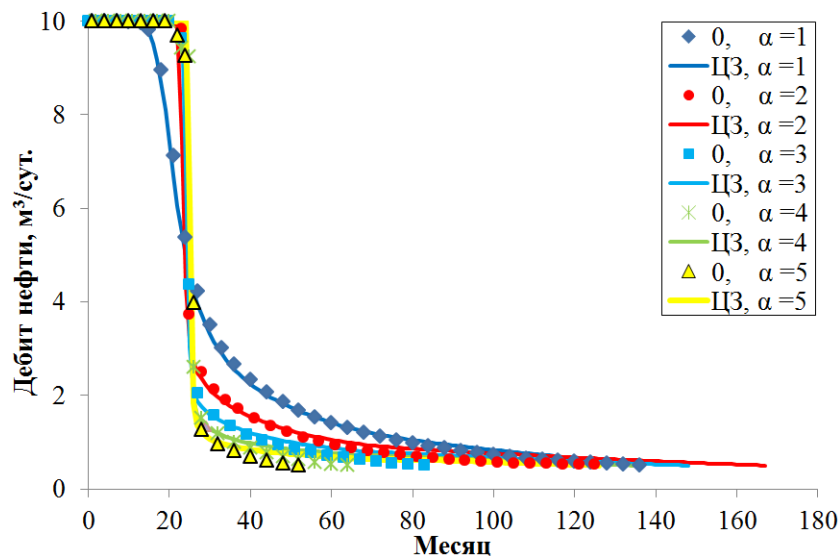


Рис. 4. Графики дебитов нефти с разными значениями параметра α и $C_o=0,5, \beta=2, C_w=0,5$

Fig. 4. Graphs of oil flow rates with different values of the parameter α and $C_o=0.5, \beta=2, C_w=0.5$

Таблица 3. Результаты расчета эффективности ЦЗ при вариации параметра C_w
Table 3. The results of calculating the effectiveness of cyclic flooding with variation of the parameter C_w

C_w	KIN_0	$KIN_{ЦЗ}$	Eff	T_0	$T_{ЦЗ}$	$\Delta T = T_{ЦЗ} - T_0$
0,25	0,451	0,499	10,6	116	152	36
0,5	0,461	0,499	8,3	136	167	31
0,75	0,470	0,493	4,9	153	167	14
1	0,468	0,485	3,6	155	165	10

Графики КИН для разных вариантов значений параметра C_w приведены на рисунке 5. Из таблицы 3 и графика 5 следует, что при C_w больших 0,7 циклическое заводнение малоэффективно.

На рисунке 6 выведены графики дебитов нефти для разных расчетных вариантов при вариации параметра C_w . График наглядно показывает отличие влияния C_w от влияния α . Если степень α влияет на процессы пропитки глобально, то множитель C_w воздействует на пропитку слабее и графики дебитов расположены кучнее, чем на рисунке 4. Циклическая закачка воды начинает заметно сказываться на графиках КИН и дебитах нефти приблизительно с 45-го месяца разработки.

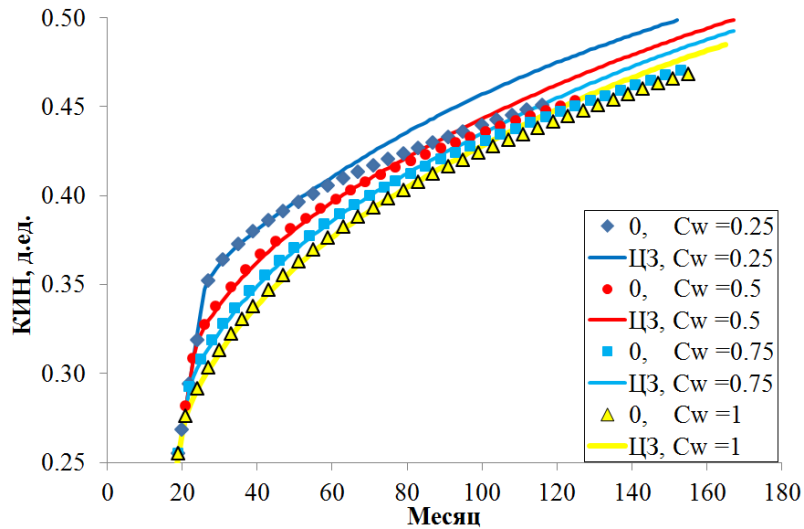


Рис. 5. Графики изменения величины КИН, вариация параметра C_w и при $\beta = 2$, $C_o = 0,5$, $\alpha = 2$
Fig. 5. Graphs of changes in the magnitude of oil recovery rate, variation of the parameter C_w and at $\beta = 2$, $C_o = 0,5$, $\alpha = 2$

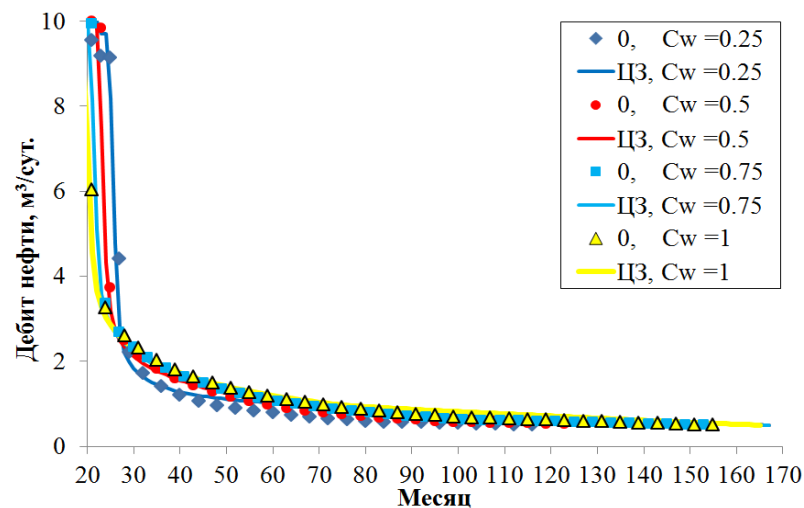


Рис. 6. Графики дебитов нефти, вариация параметра C_w и при $\beta = 2$, $C_o = 0,5$, $\alpha = 2$
Fig. 6. Graphs of oil flow rates, variation of the parameter C_w and at $\beta = 2$, $C_o = 0,5$, $\alpha = 2$

На рисунке 7 выведено распределение нефтенасыщенности $S_o = 1 - S_w$ на конец разработки в случае циклического заводнения при $C_w = 0,25$. Если сравнить этот рисунок с рисунком 2, то видно, что на них обоих присутствуют чисто нефтяные невырабатываемые застойные зоны, однако конфигурации и размеры этих зон отличаются. На рисунке 7 застойная зона

меньше застойной зоны с рисунка 2. В то же время переходная водонефтяная зона на рисунке 7 больше, что говорит о более интенсивной работе противоточной капиллярной пропитки, которая размывает и впитывает внедренную в низкопроницаемый слой воду.

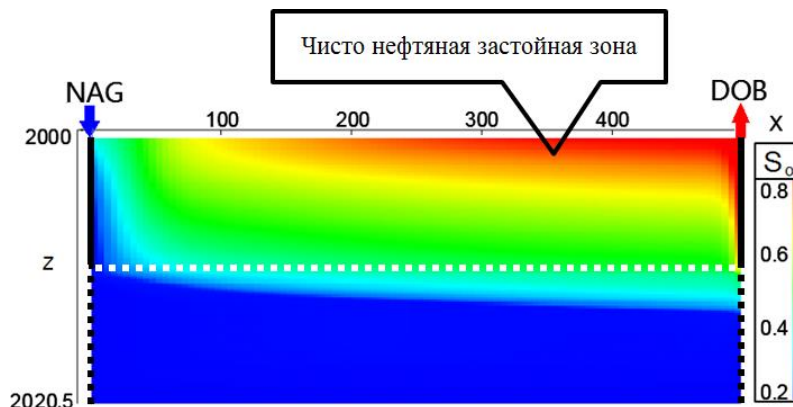


Рис. 7. Итоговое распределение S_o в варианте ЦЗ при $C_w = 0,25$, $\beta = 2$, $C_o = 0,5$, $\alpha = 2$
Fig. 7. The resulting distribution of S_o in the variant of cyclic flooding with $C_o = 0.25$,
 $\beta = 2$, $C_o = 0.5$, $\alpha = 2$

Исследование влияния параметра β

Зададим параметры $C_w = 0,5$, $\alpha = 2$ и $C_o = 0,5$, а показателю степени β зададим значения из множества $\{1;2;3;4;5\}$. Результаты расчетов полученных вариантов показаны в таблице 4. Из таблицы следует, что с ростом β при стационарном заводнении уменьшается КИН₀ и время рентабельной разработки T_0 . При циклическом заводнении увеличение β ведет к росту эффективности циклического заводнения Eff и росту ΔT . На величину нефтеотдачи величина β влияет сильнее, чем параметр α .

Таблица 4. Сводка расчетов вариантов при вариации β
Table 4. Summary of calculations of variants with variation β

β	КИН ₀	КИН _{цз}	Eff	T_0	$T_{цз}$	$\Delta T = T_{цз} - T_0$
1	0,517	0,538	3,9	156	168	12
2	0,461	0,499	8,3	136	167	31
3	0,394	0,440	11,6	116	157	41
4	0,342	0,388	13,4	98	140	42
5	0,307	0,347	13,1	90	124	34

На рисунке 8 выведено распределение нефтенасыщенности на конец разработки в случае ЦЗ при $\beta = 5$. Это изображение сильно отличается от распределений S_o на рисунках 1 и 2. На рисунке 8 сформирована большая

водонефтяная зона в ВП слое. Причина формирования этой зоны заключается в падении скорости фильтрации нефти \vec{v}_o при $\beta > 3$ и значениях $S_o < 0,5$, которая определяется формулой (1). В результате скорость движения нефти от нагнетательной скважины к добывающей скважине сильно уменьшается и для выработки ВП слоя требуется длительное время разработки. Это приводит к формированию дополнительных остаточных запасов нефти, которые потенциально можно извлечь с помощью ЦЗ.

На рисунке 9 представлены графики КИН, полученные при вариации степени β . Показано «ступенчатое» изменение КИН и сроков рентабельной разработки. Рост β действует аналогично увеличению остаточной нефтенасыщенности S_{owcr} и уменьшает КИН.

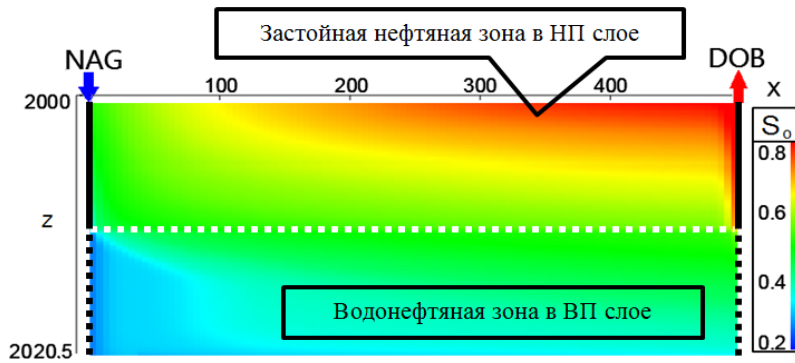


Рис. 8. Распределение S_o в варианте ЦЗ при $C_w = 0,5$, $\alpha = 2$, $C_o = 0,5$, $\beta = 5$ на конец разработки
Fig. 8. Distribution of S_o in the cyclic flooding variant with $C_w = 0.5$, $\alpha = 2$, $C_o = 0.5$, $\beta = 5$ at the end of development

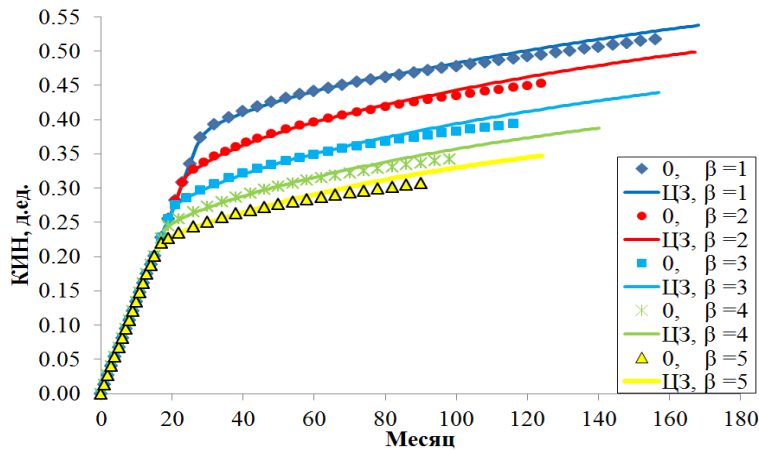


Рис. 9. Графики изменения величины КИН в вариантах с разными значениями β и $C_w = 0,5$, $\alpha = 2$, $C_o = 0,5$
Fig. 9. Graphs of changes in the value of the oil recovery coefficient in variants with different values β and $C_w = 0.5$, $\alpha = 2$, $C_o = 0.5$

На рисунке 10 показаны графики дебитов нефти расчетных вариантов с разными β . Видим, что рост β ускоряет приход воды на добывающую скважину и увеличивает скорость уменьшения дебита нефти. Циклическая закачка воды замедляет падение нефтяных дебитов.

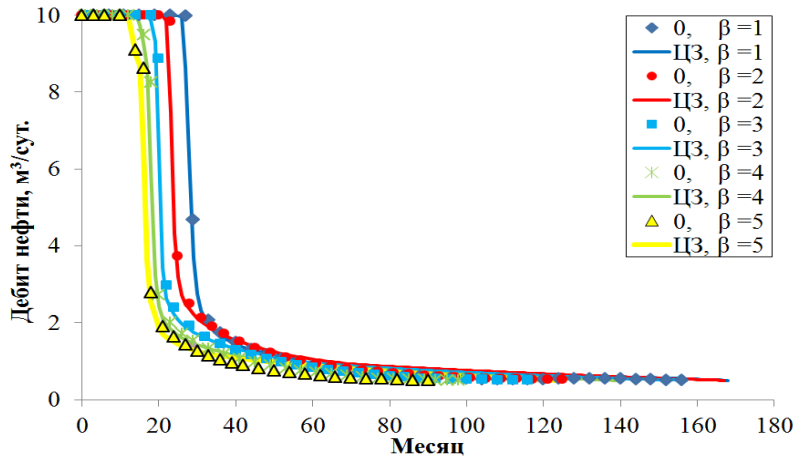


Рис. 10. Графики дебитов нефти в вариантах с разными значениями β и $C_w = 0,5$, $\alpha = 2$, $C_o = 0,5$

Fig. 10. Graphs of oil flow rates in variants with different values β and $C_w = 0.5$, $\alpha = 2$, $C_o = 0.5$

Исследование влияния параметра C_o

Зададим $C_w = 0,5$, $\beta = 2$, $\alpha = 2$, а значение C_o будем задавать из множества $\{0,25;0,5;0,75;1\}$. Результаты расчетов с этими параметрами сведены в таблицу 5. Из таблицы следует, что с ростом C_o при стационарном заводнении увеличивается КИН₀ и время рентабельной разработки T_0 . Рост C_o в варианте ЦЗ ведет к уменьшению эффективности Eff и уменьшению разницы ΔT . На рисунке 11 даны графики КИН, полученные при вариации C_o . Показано «ступенчатое» изменение КИН и сроков рентабельной разработки, как на рисунке 9 (вариация β). Таким образом, уменьшение C_o действует подобно увеличению степени β . Рисунок 12 демонстрирует изменение дебитов нефти при вариации параметра C_o . Он схож с рисунком 10 (вариация β), но графики дебитов расположены кучнее.

Таблица 5. Результаты расчета эффективности ЦЗ при вариации параметра C_o

Table 5. The results of calculating the effectiveness of cyclic flooding with a variation of the C_o parameter

C_o	КИН ₀	КИН _{ЦЗ}	Eff	T_0	$T_{ЦЗ}$	$\Delta T = T_{ЦЗ} - T_0$
0,25	0,405	0,455	12,2	116	166	50
0,5	0,461	0,499	8,3	136	167	31
0,75	0,478	0,519	8,6	129	165	36
1	0,501	0,534	6,5	142	167	25

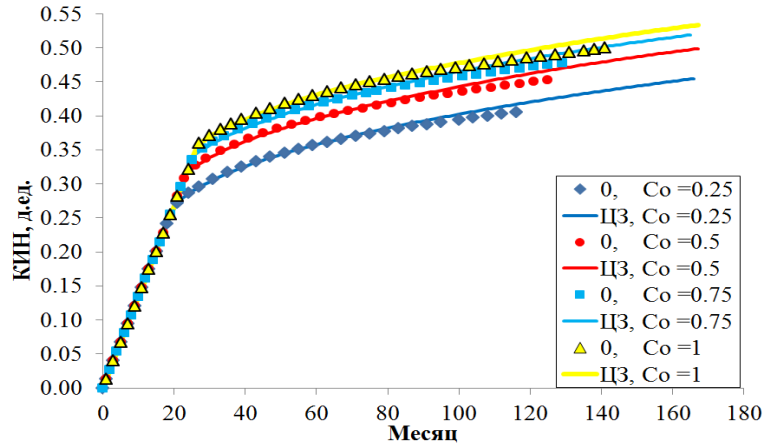


Рис. 11. Графики изменения величины КИН в вариантах с разными значениями C_o и при $C_w = 0,5$, $\alpha = 2$, $\beta = 2$

Fig. 11. Graphs of changes in the value of the oil recovery coefficient in variants with different values C_o and with $C_w = 0.5$, $\alpha = 2$, $\beta = 2$

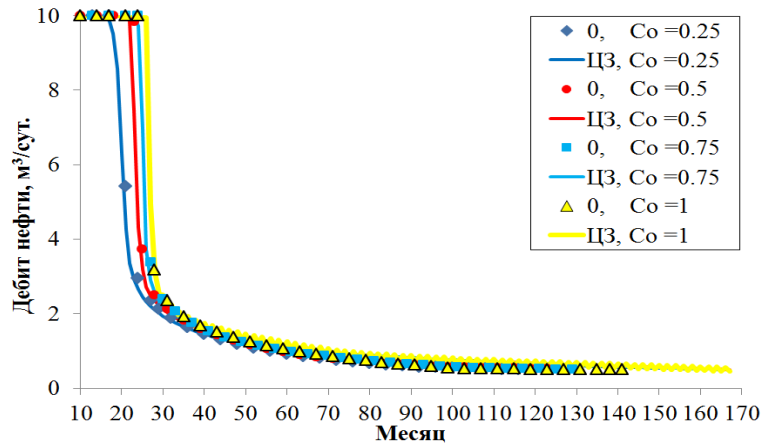


Рис. 12. Графики дебитов нефти в вариантах с вариацией C_o и при $C_w = 0,5$, $\alpha = 2$, $\beta = 2$

Fig. 12. Graphs of oil flow rates in variants with a variation of C_o and with $C_w = 0.5$, $\alpha = 2$, $\beta = 2$

На рисунке 13 выведено двумерное распределение нефтенасыщенности S_o на конец разработки в случае циклической закачки воды при $C_o = 0,25$. Этот рисунок имеет небольшое сходство с рисунком 8 (вариация β). Показаны две водонефтяные зоны в разнопроницаемых слоях. Механизм формирования водонефтяной зоны в высокопроницаемом слое такой же, как в серии с вариацией β , но при вариации C_o водонефтяная зона в ВП слое существенно меньше. В низкопроницаемом слое присутствует только водонефтяная зона и, в отличие от изображения на рисунке 8, чисто нефтяной зоны в НП слое нет.

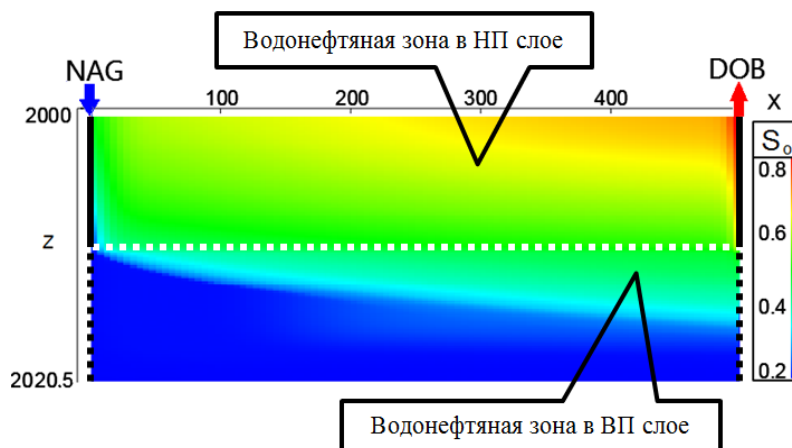


Рис. 13. Нефтенасыщенность S_o в варианте ЦЗ при $C_w = 0,5$, $\alpha = 2$, $C_o = 0,25$, $\beta = 2$ на конец разработки
Fig. 13. Oil saturation of S_o in the cyclic flooding variant with $C_w = 0.5$, $\alpha = 2$, $C_o = 0.25$, $\beta = 2$ at the end of development

Выводы

Расчеты влияния параметров C_w , α , C_o , и β на циклическое заводнение подтвердили, что функции ОФП определяют конфигурацию распределения нефтенасыщенности и поэтому сильно влияют на эффективность циклического заводнения. При уменьшении C_w и/или C_o , увеличении α и/или β эффективность циклического заводнения растет. Таким образом, при составлении программ ЦЗ необходимо учитывать вид функций ОФП. Это позволит априори оценить влияние изменения режимов работы скважин на ряд параметров разработки и определить необходимость проведения мероприятий циклической закачки воды.

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

Список источников

1. Сургучёв М. Л. Об увеличении нефтеотдачи неоднородных пластов. *Труды ВНИИ*. 1959;(19):102–110.
2. Владимирев И. В., Горобец Е. А., Литвин В. В., Васильев В. В., Хальзов А. А. Особенности применения циклического заводнения на недонасыщенных нефтью коллекторах (на примере пластов ПК-13 Самотлорского месторождения). *Нефтепромысловое дело*. 2008;(10):25–31.
3. Захарова Н. П., Алымова Т. И., Решетникова А. В., Малышев Г. А. Анализ результатов применения технологии нестационарного воздействия на Родниковом месторождении. *Нефтяное хозяйство*. 2008;(12):58–62.
4. Чалов С. В., Поплыгин В. В. О применении циклического заводнения на нефтяном месторождении. *Вестник Пермского государственного технического университета. Геология, геоинформационные системы, горно-нефтяное дело*. 2010;9(5):65–69.

5. Рустамов И. Ф., Хальзов А. А., Лепихин В. А., Фатхслимов М. А. Оценка эффективности циклического заводнения в разнородных коллекторах Росташинского месторождения. *Нефтепромысловое дело*. 2013;(3):66–70.
6. Яртиев А. Ф., Хабибрахманов А. Г., Подалалов В. Б., Бакиров А. И. Циклическое заводнение бобриковского горизонта Сабанчинского нефтяного месторождения. *Нефтяное хозяйство*. 2017;(3):85–87. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-3-85-87>
7. Сидельников К. А., Цепелев В. П. Комплексный подход к управлению циклическим заводнением на месторождениях ОАО "Удмуртнефть". *Нефтяное хозяйство*. 2018; (6):112–116. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-6-112-116>
8. Казанцев П. Ю., Левкович С. В., Копытов А. Г., Левитина Е. Е. Опыт применения нестационарного заводнения на примере пластов Викуловской (ВК) и Тюменской (ЮК) свит. *Территория «НЕФТЕГАЗ»*. 2023;(1–2):34–38.
9. Guo F. J., Hu Q. H., Wang L., Wang S. F., Zhao Y. Z., Tao Y. Y. Study on Cyclic Water Injection Optimization of Wumishan Carbonate Reservoir in Renqiu. *In International Field Exploration and Development Conference*. 2023:402–411. Singapore: Springer Nature Singapore.
10. Wyckoff R. D., Botset H. F. The flow of gas-liquid mixtures through unconsolidated sands. *Physics*. 1936;7(9):325–345.
11. Whitaker S. Flow in porous media I: A theoretical derivation of Darcy's law. *Transport in Porous Media*. 1986;1(1):3–25.
12. Schäfer G., di Chiara Roupert, R., Alizadeh, A. H., Piri, M. On the prediction of three-phase relative permeabilities using two-phase constitutive relationships. *Advances in Water Resources*. 2020;(145):103731. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2020.103731>
13. Шурунов А. В. Определение параметров зависимостей относительных фазовых проницаемостей с помощью гидродинамических исследований скважин и численного моделирования для низкопроницаемого терригенного коллектора. *Актуальные проблемы нефти и газа*. 2025;16(1):24–33. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.05>
14. Leverett M. Capillary behavior in porous solids. *Transactions of the AIME*. 1941;142(01):152–169.
15. Антонцев С. Н., Монахов В. Н. Об общей квазилинейной модели фильтрации несмешивающихся жидкостей. *Динамика сплошной среды*. 1969;(3):5–17.
16. *Развитие исследований по теории фильтрации в СССР (1917–1967)*. Москва: Наука; 1969. 546 с.
17. *Химия и химическая технология. Справочник химика*. – URL: <https://www.chem21.info/page/142099166237216052154184149037175236013009003133/>(дата обращения: 20.09.2025)
18. Азиз Х., Сеттари Э. *Математическое моделирование пластовых систем*. Москва: Недра; 1982. 408 с.
19. *iNavigator 18.2 симулятор: справочное руководство*. Москва: RFD; 2018. 2524 с.
20. Александров В. М., Телегин. И. Г. *Моделирование циклического заводнения нефтяных залежей с помощью симулятора «тНавигатор»*. Тюмень: Тюменский индустриальный университет; 2024. 191 с.

References

1. Surguchev M. L. Ob uvelichenii nefteotdachi neodnorodnykh plastov. *Trudy VNI*. 1959;(19):102–110. (In Russ.).
2. Vladimirov I. V., Gorobets E. A., Litvin V. V., Vasil'ev V. V., KHal'zov A. A. Osobennosti primeneniya tsiklicheskogo zavodneniya na nedonasy-shchennykh nef'tyu kollektorakh (na primere plastov PK-13 Samotlorskogo mesto-rozhdeniya). *Oil-field engineering*. 2008;(10):25–31. (In Russ.).

3. Zakharova N. P., Alymova T. I., Reshetnikova A.V., Malyshev G. A. The analysis of application of non-stationary action technology at Rodnikovoye field. *Oil industry*. 2008;(12):58–62. (In Russ.).
5. Rustamov I. F., Khalzov A. A., Lepikhin V. A., Fatkhislamov M. A. Assessment of efficiency of cyclic water-flooding in heterogeneous collectors of Rostashinsky oil field. *Oilfield engineering*. 2013;(3):66–70. (In Russ.).
6. Yartiev A. F., Khabibrakhmanov A. G., Podavalov V. B., Bakirov A. I. Cyclic water flooding of bobric formation at Sabanchinskoye field. *Oil industry*. 2017; (3):85–87. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-3-85-87>
7. Sidelnikov K. A., Tsepelev V. P. Integrated cyclic waterflooding management in the oil fields of UDMURTNEFT OJSC. *Oil industry*. 2018;(6):112–116. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-6-112-116>
8. Kazantsev P. Yu., Levkovich S. V., Kopytov A. G., Levitina E. E. Experience with non-stationary waterflooding in the Vikulovskaya (VK) and Tyumen (YUK) formations. *Oil and Gas Territory*. 2023;(1–2):34–38. (In Russ.).
9. Guo F. J., Hu O. H., Wang L., Wang S. F., Zhao Y. Z., Tao Y. Y. Study on Cyclic Water Injection Optimization of Wumishan Carbonate Reservoir in Renqiu. In *International Field Exploration and Development Conference*. 2023:402–411. Singapore: Springer Nature Singapore.
10. Wyckoff R. D., Botset H. F. The flow of gas-liquid mixtures through unconsolidated sands. *Physics*. 1936;7(9):325–345.
11. Whitaker S. Flow in porous media I: A theoretical derivation of Darcy's law. *Transport in Porous Media*. 1986;1(1):3–25.
12. Schäfer G., di Chiara Roupert R., Alizadeh A. H., Piri M. On the prediction of three-phase relative permeabilities using two-phase constitutive relationships. *Advances in Water Resources*. 2020;(145):103731. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2020.103731>
13. Shurunov A.V. Determination of dependence parameters of relative phase permeabilities using well testing and numerical modeling for a low-permeability terrigenous reservoir. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025;16(1):24–33. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.05>
14. Leverett M. Capillary behavior in porous solids. *Transactions of the AIME*. 1941;142(01):152–169.
15. Antontsev S. N., Monakhov V. N. Ob obshchey kvazilineynoy modeli fil'tratsii nesmeshivayushchikhsya zhidkostey. *Dinamika sploshnoy sredy*. 1969;(3):5–17.
17. Khimiya i khimicheskaya tekhnologiya. Spravochnik khimika. (In Russ.). URL: <https://www.chem21.info/page/142099166237216052154184149037175236013009003133/>
18. Aziz K., Settari A. *Petroleum reservoir simulation*. 1979. Applied Science Publishers, 476.
19. *tNavigator 18.2 simulator: spravochnoe rukovodstvo*. (2018). Moscow, RFD; 2018. (In Russ.).
20. Alexandrov V. M., Telegin I. G. *Modeling of Cyclic Flooding of Oil Deposits Using the tNavigator Simulator*. Tyumen: Industrial University of Tyumen; 2024. (In Russ.).

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 10.04.2025

Поступила после рецензирования / Revised 05.06.2025

Принята к публикации / Accepted 01.08.2025

Научная статья / Original research article
УДК 622.276
DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-121-130>
EDN: IPVJCL



Проектирование комплексного развития трудноизвлекаемых запасов в условиях Фроловской мегавпадины: инфраструктурные и технологические решения

Д. А. Холодницкий, В. В. Поплыгин*

Когалымский филиал Пермского национального исследовательского политехнического университета, Когалым, Российская Федерация

* poplygin@bk.ru

Аннотация. Актуальность исследования обусловлена необходимостью вовлечения в промышленную разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородов, составляющих значительную ресурсную базу России, в условиях сжатых сроков действия налоговых льгот. Цель работы — анализ и систематизация инженерно-технологических и инфраструктурных решений, обеспечивающих экономически эффективную разработку ТРИЗ в рамках заданных временных и законодательных ограничений. Методология включает анализ геолого-промысловых характеристик месторождений, оценку фильтрационно-емкостных свойств коллекторов баженовской и тюменской свит, моделирование профилей добычи и пропускной способности инфраструктурных объектов. Результаты демонстрируют критическую зависимость экономики проекта от пятнадцатилетнего «налогового окна», требующего максимального ускорения строительства скважин и инфраструктуры. Установлено, что основными источниками ценности проекта служат льготное налогообложение, возможность интеграции в существующую инфраструктуру Назымской группы месторождений и применение отработанных технологий горизонтального бурения с многостадийным гидроразрывом пласта. В статье детально проанализированы узкие места в цепочке подготовки и транспорта нефти, такие как необходимость расширения дожимной насосной станции «Апрельская», магистральных нефтепроводов и головных сооружений коммерческого учета. Выводы работы подчеркивают необходимость скоординированного планирования геологоразведочных работ, промышленного обустройства и развития транспортной сети для реализации потенциала ТРИЗ в сжатые сроки, что имеет значение для аналогичных проектов в регионах со сложнопостроенными коллекторами.

Благодарности: Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2026-0005).

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, Фроловская мегавпадина, налоговые льготы, инфраструктура, горизонтальное бурение, гидроразрыв пласта, транспорт нефти, энергообеспечение

Для цитирования: Холодницкий Д. А., Поплыгин В. В. Проектирование комплексного развития трудноизвлекаемых запасов в условиях Фроловской мегавпадины: инфраструктурные и технологические решения. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026;30(2):121–130. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-121-130> EDN: IPVJCL

Designing the comprehensive development of hard-to-recover reserves in the Frolov mega-depression: infrastructure and technological solutions

Dmitry A. Kholodnitsky, Vladimir V. Poplygin*

Abstract. The relevance of this study is based on the need to engage hard-to-recover reserves of hydrocarbons, which represent a large part of Russia's resource base, in tight deadline of limited tax exemptions. This article aims to analyze and systematize engineering technological, and infrastructure solutions that enable economically efficient development of HTRR under defined time and regulatory limits. The study methodology relies on analysis of geological and reservoir characteristics, evaluation of reservoir properties of the Bazhenov and Tyumen suites, and numerical modeling of production profiles and infrastructure throughput capacity. The results show a strong dependence of project economics on a 15-year tax incentive window, which requires accelerated drilling and infrastructure construction. The work identifies the key value sources of the project include preferential taxation, integration with the existing Nazym field group infrastructure, and the use of established horizontal drilling technologies with multi-stage hydraulic fracturing. The authors also analyze key bottlenecks in the oil production and transportation chain, such as the need to expand the Aprelskaya booster pipeline pumping station, trunk pipelines, and commercial metering units. Conclusions of this work emphasize the importance of coordinated planning of exploration, field development, and transportation infrastructure to realize the potential of tight reservoirs within a limited timeframe. The results can serve for similar projects in complex-built reservoirs in other regions.

Acknowledgements: The study was carried out with the support of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (project No. FSNM-2026-0005).

Keywords: hard-to-recover reserves, Frolov mega-depression, tax exemptions, infrastructure, horizontal drilling, hydraulic fracturing, oil transportation, energy supply

For citation: Kholodnitsky D. A., Poplygin V. V. Designing the comprehensive development of hard-to-recover reserves in the Frolov mega-depression: infrastructure and technological solutions. *Oil and Gas Studies*.2026;30(2):121–130. (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-121-130>

Введение

Трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ) нефти, сосредоточенные в низкопроницаемых коллекторах баженовской свиты [1, 2] и сложнопостроенных песчаных телах тюменской свиты, представляют стратегический резерв для поддержания уровня добычи в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [3–5]. Их разработка экономически оправдана лишь при применении специальных технологий (горизонтальное бурение, многостадийный разрыв пласта (МГРП)) [6–9] и наличии государственных мер поддержки, прежде всего льготного налогообложения (жесткая временная привязка к пятнадцатилетнему периоду действия понижающих коэффициентов (Кц, Кд) и налогу на добычу полезных ископаемых (НДПИ), отсчитываемому с момента достижения 1 % выработанности запасов).

Цель исследования — комплексный анализ и обоснование ключевых инфраструктурных и технологических решений, направленных на максимизацию экономического эффекта (NPV) в условиях сжатых сроков.

Материалы и методы

Исследование основано на анализе проектной документации и исходных данных по Апрельскому, Галяновскому, Верхненазымскому и

Средне-Назымскому месторождениям, входящим в Назымскую группу [10–13]. Используются данные геологоразведочных работ (ГИС, керн, результаты испытаний скважин), сведения о запасах углеводородного сырья (УВС), а также проектные показатели по добыче и обустройству. Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов проанализированы на основе статистической обработки данных по пористости и проницаемости, полученных из керна материала и гидродинамических исследований (ГДИ) скважин. Для пластов ЮК0 и ЮК2 значения пористости приняты по данным ГИС, проницаемости — по керну.

Моделирование производственных профилей и нагрузок на инфраструктуру выполнено с помощью детерминированных расчетов на основе планов эксплуатационного бурения и динамики добычи. Оценка пропускной способности существующих и проектируемых объектов (установок подготовки нефти, нефтепроводов, насосных станций) проводилась методом сравнения с нарастающими объемами транспорта. Схема энергоснабжения разработана исходя из расчета пиковых электрических нагрузок объектов Назымской группы.

Результаты

Геолого-промысловая и ресурсная основа. Назымская группа месторождений охватывает четыре месторождения с запасами категорий А+В1+В2, превышающими 50 млн т нефти (табл. 1). Основные объекты разработки — пласты ЮК0 (баженовская свита) и ЮК2-9 (тюменская свита), отнесенные к ТРИЗ. Коллекторы характеризуются низкой проницаемостью: для ЮК0 — в среднем $3,76 \times 10^{-3}$ мкм², для ЮК2 — $0,47 \times 10^{-3}$ мкм² по керну. Это предопределяет применение технологий горизонтального бурения с МГРП [14–17].

Таблица 1. Извлекаемые запасы нефти месторождений Проекта
Table 1. Recoverable oil reserves of the Project fields

Месторождение	Пласт	Начальные извлекаемые запасы, тыс. т	Текущие извлекаемые запасы, тыс. т
Апрельское	ЮК0	6 113	6 048
	ЮК2	8 823	7 897
	ЮК3-4	20 147	20 116
	<i>Всего</i>	<i>35 083</i>	<i>34 061</i>
Галяновское	ЮК0-1	3 419	2 648
	ЮК2-9	12 041	12 041
	<i>Всего</i>	<i>15 460</i>	<i>14 689</i>
Верхненазымское	ЮК0	392	392
	<i>Всего</i>	<i>824</i>	<i>824</i>
Итого		≥ 51 367	≥ 49 574

Влияние налоговых льгот. Ключевым драйвером развития месторождений ТРИЗ на Назымской группе является льготное налогообложение: Кц = 0 для пласта ЮК0 и Кд = 0,2–0,4 для тюменских отложений. Период

действия льготы составляет 15 лет после достижения 1 % выработанности запасов по каждому объекту (табл. 2). Это условие формирует жесткое требование по ускоренному вводу скважин и инфраструктуры для максимизации добычи в «налоговое окно».

Таблица 2. Период действия налоговой льготы по НДС
Table 2. Duration of the mineral extraction tax (MET) incentive period

Месторождение (Пласт)	Период действия льготы
Апрельское (ЮК0)	2026–2040 гг.
Галяновское (ЮК0-1)	2020–2034 гг.
Галяновское (ЮК2-9)	2027–2041 гг.

Профиль добычи и инфраструктурные ограничения. Пик добычи прогнозируется на 2030 год — около 2,87 млн т/год (рис. 1). Суммарная добыча по всем объектам в активе к 2030 году превысит 4,5 млн т/год. Анализ показал, что существующая инфраструктура Назымской группы месторождений недостаточна для обеспечения таких объемов.

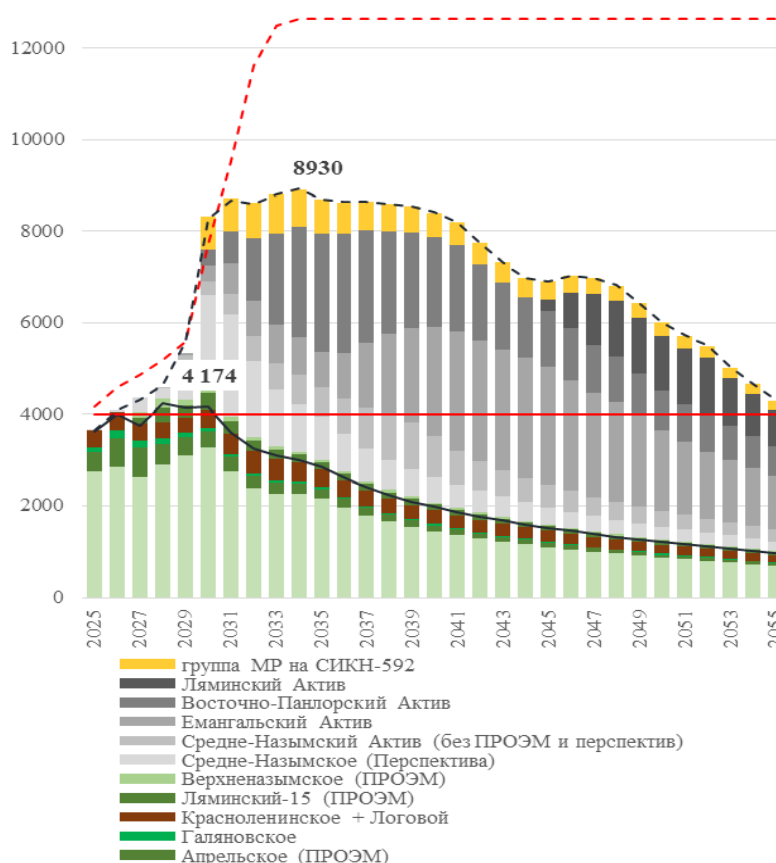


Рис. 1. Прогнозный профиль добычи нефти
Fig. 1. Forecast oil production profile

Выявлены ключевые «узкие места»:

1. *Подготовка нефти на Апрельском месторождении*: Существующая МУПСВ (250 тыс. т/год) требует дополнения новой дожимной насосной станции (ДНС) с установкой предварительного сброса воды (УПСВ) (440 тыс. т/год) к 2026 году.

2. *Магистральный транспорт*: Пропускная способность участков нефтепроводов от ПНС «Галяновская» до ЦПС «Каменное» и далее до СИКН-807 является недостаточной уже к 2029 году, что требует их расширения.

3. *Сдача нефти*: Технические возможности коммерческих узлов учета СИКН-807 и СИКН-592 (суммарно 5,2 млн т/год) будут исчерпаны к 2029 году. Необходимо выполнение новых технических условий ПАО «Транснефть» по увеличению мощности СИКН-592 до 12,63 млн т/год.

4. *Энергообеспечение*: Для электроснабжения новых кустов скважин и объектов инфраструктуры запланировано расширение строящейся газотурбинной электростанции (ГТЭС) на Средне-Назымском месторождении до 36 МВт и строительство сети ВЛ-35кВ.

Схема энергоснабжения. Разработана централизованная схема на базе ГТЭС 36 МВт с резервированием по схеме N+2. От ГТЭС планируется строительство ВЛ-35кВ к подстанциям на Апрельском, Верхненазымском, Галяновском месторождениях. Это обеспечит надежное электроснабжение при работе в изолированном режиме.

Обсуждение

Полученные результаты подтверждают тезис о том, что экономическая эффективность разработки ТРИЗ в современных российских условиях достигается только при синхронном действии трех факторов: налоговых льгот, современных технологий добычи и развитой, адаптируемой инфраструктуры [18, 19].

Анализ подтверждает, что чистая приведенная стоимость (NPV) проекта исключительно чувствительна к соблюдению графика ввода мощностей в первые 7–10 лет «налогового окна». Моделирование денежных потоков показывает, что смещение всего на один год ввода ключевых объектов инфраструктуры, таких как ДНС «Апрельская» или расширение нефтепровода, приводит к снижению NPV более чем на 15 % из-за потери льготного периода налогообложения для значительной части добытой нефти. Это обуславливает необходимость перехода от традиционного последовательного проектирования к интегрированному планированию (Integrated Project Management), где этапы геологоразведки, бурения и строительства инфраструктуры максимально совмещены.

Особого внимания заслуживает анализ эффективности применения МГРП в низкопроницаемых коллекторах тюменской свиты (ЮК2). Статистический анализ проектных и фактических параметров ГРП (масса про-

панта, объем жидкости разрыва, полудлина трещины) по аналогичным объектам Западной Сибири свидетельствует о наличии оптимального диапазона значений, превышение которого ведет к неоправданному росту затрат без пропорционального увеличения дебита. Для условий Назымской группы рекомендуется проведение серии опытно-промышленных работ по оптимизации дизайна ГРП на первых пяти скважинах, с последующей корректировкой дизайна для основного фонда. Это позволит избежать избыточного расходования материалов и сократить сроки проведения операций на зрелой стадии проекта.

Ключевым выводом расширенного анализа является необходимость рассмотрения инфраструктуры не как набора изолированных объектов, а как единого взаимосвязанного организма. Так, предложенная схема энергоснабжения на базе ГТЭС 36 МВт неразрывно связана с системой утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ). Остановка или неэффективная работа установки предварительной подготовки газа (УППГ) приведет к подаче на ГТЭС нестабильного газа, что снизит выработку электроэнергии и поставит под угрозу электроснабжение кустовых площадок. В свою очередь, перебои в подаче электроэнергии от ГТЭС приведут к остановкам добычи и, как следствие, снижению загрузки нефтепроводов и ДНС [10].

Поэтому в рамках проекта необходимо разработать единую автоматизированную систему управления технологическими процессами, охватывающую добычу, подготовку, транспорт нефти и энергогенерацию. Это позволит в реальном времени балансировать нагрузки, например, в периоды пиковой добычи направлять максимальный объем ПНГ на ГТЭС для обеспечения работы насосного оборудования, а в периоды спада — направлять излишки газа на УППГ для переработки. Такой уровень интеграции требует применения цифровых двойников (Digital Twins) ключевых объектов, что позволит моделировать различные сценарии и предотвращать аварийные ситуации. Реализация этого подхода выводит проект разработки ТРИЗ на качественно новый уровень технологического суверенитета и экономической устойчивости, создавая прецедент для масштабирования на другие мегавпадины Западной Сибири.

Выводы

1. Экономическая целесообразность разработки трудноизвлекаемых запасов напрямую зависит от пятнадцатилетнего периода налоговых льгот по НДС, что обуславливает необходимость максимально сжатых сроков строительства.
2. Ключевыми источниками ценности являются льготное налогообложение, интеграция в существующую инфраструктуру Назымской группы и обязательное применение технологий горизонтального бурения с многостадийным ГРП для низкопроницаемых коллекторов.

3. Для реализации проектных уровней добычи требуется комплексное развитие инфраструктуры: строительство новой ДНС на Апрельском месторождении, расширение магистральных нефтепроводов (ПНС «Галяновская» — ЦПС «Каменное» — СИКН-807) и мощностей узлов коммерческого учета нефти (СИКН-592) в соответствии с новыми техническими условиями ПАО «Транснефть».

4. Разработанная централизованная схема энергоснабжения на базе ГТЭС мощностью 36 МВт с разветвленной сетью ВЛ-35кВ обеспечит надежное электроснабжение рассредоточенных объектов.

5. Успешная реализация возможна только при условии скоординированного, опережающего развития геологоразведочных работ, фонда скважин и всех звеньев инфраструктурной цепочки, что служит моделью для освоения других активов с трудноизвлекаемыми запасами.

Вклад авторов

Авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

Authors' Contributions

All authors contributed equally to the preparation of the manuscript.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов

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

Список источников

1. Балущкина Н. С., Калмыков Г. А., Белохин В. С., Хамидуллин Р. А., Корост Д. В. Кремнистые коллекторы баженовского горизонта Средне-Назымского месторождения и структура их порового пространства. *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*. 2014;(2):35–43.

2. Козлова Е. В., Калмыков Г. А., Ганичев Д. И., Балущкина Н. С. Формы нахождения углеводородов в породах баженовской свиты. *Геофизика*. 2015;(3):15–22.

3. Шмаков В. Д., Касков Н. Р., Бакулин А. А., Шорохова А. П. Новые данные о геологическом строении и продуктивности доюрского комплекса Средне-Назымского месторождения. *Георесурсы*. 2023;25(3):111–118. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.14>

4. Соколов А. В., Шубина А. В. Анализ обеспеченности запасами нефти текущей добычи для различных стратиграфических комплексов Западной Сибири. *Георесурсы*. 2023;25(1):45–50. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.5>

5. Ступакова А. В., Соколов А. В., Соболева Е. В., Кирюхина Т. А., Курасов И. А., Бордюг Е. В. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири. *Георесурсы*. 2015;61(2):63–76. <https://doi.org/10.18599/grs.61.2.6>

6. Колупаев Д. Ю., Угрюмов А. С., Кашников О. Ю., Ханов А. В., Продан А. С., Поветкин С. Л., Брусничкин А. М., Зырянов С. А. Обоснование скважины целевой технологии для стимуляции баженовской свиты. *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти*. 2024;9(1):58–69. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-58-69>

7. Шамаков В. Д. Уточнение структуры ресурсной базы и перспективы прироста запасов нефти Назымской группы месторождений. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2023;6(378):18–24. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-6\(378\)-18-24](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-6(378)-18-24)
8. Богаткина Ю. Г., Сарданашвили О. Н., Техничко-экономическая оценка освоения Средне-Назымского нефтяного месторождения с применением различных налоговых механизмов. *Neftegaz.RU*. 2023;(7):84–87.
9. Смирнов О. А., Лукашов А. В., Бородкин В. Н., Морев А. В. Выделение перспективных зон в доюрском комплексе Средне-Назымского месторождения Западной Сибири на основе комплексирования геолого-геофизических данных. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2022;17(3). https://doi.org/10.17353/2070-5379/28_2022
10. Бронскова Е. И. Геологическая модель строения Апрельского месторождения с учетом палеорельефа продуктивных пластов в тюменской свите. *Территория НЕФТЕГАЗ*. 2016;(7–8):28–31.
11. Бронскова Е. И. Комплексный анализ геологического строения Апрельского месторождения для эффективной доразведки и разработки залежей в Тюменской свите. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2016;(8):36–44
12. Спирина А. М., Черепанов Е. А., Кузнецов С. Л. Устойчивость ствола скважин при использовании изотропной модели и VTI-анизотропии для верхнеюрских отложений Западной Сибири. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2022;12(372):42–50. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-12\(3712\)-42-50](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-12(3712)-42-50)
13. Резванов Р. А., Смирнов О. А. Состояние и проблемы петрофизического изучения доюрского фундамента на примере месторождения Шаимского района Западной Сибири. *Нефтяное хозяйство*. 2014;(4):20–24.
14. Левкина В. В., Калмыков А. Г., Генарова Т. Н., Тихонова М. С., Пирогов А. В., Шпигун О. А., Бычков А. Ю. Сравнение потенциала вторичных и третичных методов воздействия на пласт для получения углеводородов из нефтематеринских пород, обладающих высоким нефтегенерационным потенциалом. *Георесурсы*. 2019;21(4):95–102. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.95-102>
15. Назарова Л. Н., Скоров Д. С. Комплексная технология воздействия на керогенсодержащие пласты баженовской свиты. *Нефтяное хозяйство*. 2020;(3):14–17. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-3-14-17>
16. Нестеров, И. И. *Нефтегазоносность глинистых пород Западной Сибири*. Москва: Недра; 1987. 256 с.
17. Ушакова А. С., Ситников А. Н., Мухина Е. Д., Бакулин Д. А., Мухаметдинова А. З., Михайлов Н. Н. Особенности воздействия взаимных растворителей на низкопроницаемые породы баженовской свиты. *Нефтепромысловое дело*. 2024;6(666):22–30.
18. Катышева Е. Г. Вопросы эффективности налоговых льгот при разработке трудноизвлекаемых запасов углеводородов. *Международный научно-исследовательский журнал*, 2017;05(59):29–31. <https://doi.org/10.23670/IRJ.2017.59.142>
19. Попова Д. А., Туктарова Ф. К. Налоговые льготы как инструмент стимулирования добычи трудноизвлекаемых запасов нефти в России. *Экономика и управление: проблемы, решения*. 2025;2(6):184–91. <https://doi.org/10.36871/ek.ur.p.r.2025.06.02.020>

References

1. Balushkina N. S., Kalmykov G. A., Belokhin V. S., Khamidullin R. A., Korost D. V. Siliceous reservoirs of the bazhenov formation, the sredny nazym oil field, and the structure of their pore space. *Moscow University Geology Bulletin*. 2014;69(2):91–100. (In Russ.).
2. Kozlova E. V., Kalmykov G. A., Ganichev D. I., Balushkina N. S. Orms of hydrocarbons in rocks of the bazhen formation. *Journal of geophysics*. 2015;(3):15–22. (In Russ.).
3. Shmakov V. D., Kaskov N. R., Bakulin A. A., Shorokhova A. P. Geological structure and reservoir productivity of Pre-Jurassic basement rocks of the Sredne-Nazymskoye oil field (Western Siberia): new data. *Georesources*. 2023;25(3):111–118. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.14>
4. Sokolov A. V., Shubina A. V. Analysis of the reserves-to-production ratio for various stratigraphic complexes of Western Siberia. *Georesources*. 2023;25(1):45–50. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.5>
5. Stoupakova A. V., Sokolov A. V., Soboleva E. V., Kiryukhina T. A., Kurasov I. A., Bordyug E. V. Geological survey and petroleum potential of Paleozoic deposits in the Western Siberia. *Georesources*. 2015;61(2):63–76. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.61.2.6>
6. Kolupaev D. Yu., Ugryumov A. S., Kashnikov O. Yu., Khanov A. V., Prodan A. S., Povetkin S. L., Brusnichkin A. M., Zyryanov S. A. Justification of a well with target technology for stimulation of the Bazhenov formation. *PROneft. Professionally about Oil*. 2024;9(1):58–69. (In Russ.) <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-1-58-69>
7. Shmakov V. D. Clarification of the resource base structure and prospects for oil reserves increase of the Nazymkiy group of fields. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2023;6(378):18–24. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-6\(378\)-18-24](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-6(378)-18-24)
8. Bogatkina J. G., Sardanashvili O. N. Technical and economic assessment of the development of the Sredne-Nadymskoye oil field using various tax mechanisms. *Neftegaz.RU*. 2023;(7):84–87. (In Russ.).
9. Smirnov O. A., Lukashov A. V., Borodkin V. N., Morev A. V. Promising zones identification in the pre-jurassic section of the Sredne-Nazym field in Western Siberia on the basis of compilation of geological and geophysical data. *Petroleum geology. Theoretical and applied studies*. 2022;17(3). (In Russ.). https://doi.org/10.17353/2070-5379/28_2022
10. Bronskova E. I. The geological model of the Aprelskoye oil field structure in view of paleorelief of productive formations in the Tyumen suite. *Territorija neftegaz*. 2016;(7–8):28–31. (In Russ.).
11. Bronskova E. I. Comprehensive analysis of April field geological structure to provide effective additional exploration and development of Tyumen suite deposits. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2016;(8):36–44. (In Russ.).
12. Spirina A. M., Cherepanov E. A., Kuznetsov S. L. Wellbore stability when using the isotropic model and VTI-anisotropy for the upper jurassic deposits of the Western Siberia. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2022;12(372):42–50. (In Russ.) [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-12\(3712\)-42-50](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-12(3712)-42-50)
13. Rezvanov R. A., Smirnov O. A. Status and problems of the of pre-jurassic basement petrophysical study by the example of Shaim region in Western Siberia. *Oil industry*. 2014;(4):20–24. (In Russ.).

14. Levkina V. V., Kalmykov A. G., Henarova T. N., Tikhonova M. S., Pirogov A. V., Shpigun O. A., Bychkov A. Yu. Comparison of the potential of secondary and tertiary methods of influence on the formation for the production of hydrocarbon compounds from oil source rocks with high oil-generating potential. *Georesources*, 2019;21(4):95–102. In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.95-102>
15. Nazarova L. N., Skorov D. S. Integrated technology for influencing kerogen-containing strata of the bazhenov formation. *Oil industry*. 2020;(3):14–17. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-3-14-17>
16. Nesterov I. I. *Oil and Gas Potential of Clay Rocks in Western Siberia*. Moscow: Nedra; 1987. (In Russ.).
17. Ushakova A. S., Sitnikov A. N., Mukhina E. D., Bakulin D. A., Mukhametdinova A. Z., Mikhailov N. N. Specific features of mutual solvents influence on low-permeable rocks of the bazhenov formation. *Oilfield engineering*. 2024;6(666):22–30. (In Russ.).
18. Katysheva E. G. Issues of tax benefits effectiveness in development of hard-to-recover reserves of hydrocarbons. *International research journal*. 2017;05(59):29–31. <https://doi.org/10.23670/IRJ.2017.59.142>. (In Russ.).
19. Popova D. A., Tuktarova F. K. Tax incentives as a tool to stimulate production of hard-to-recover oil reserves in Russia. *Ekonomika i upravlenie: problemy, resheniya*. 2025;2(6):184–91. (In Russ.). <https://doi.org/10.36871/ek.up.p.r.2025.06.02.020>

Информация об авторах / Information about the authors

Холодницкий Дмитрий Александрович, аспирант, Когальмский филиал Пермского национального исследовательского политехнического университета, г. Когальм

Поплыгин Владимир Валерьевич, кандидат технических наук, доцент, директор, Когальмский филиал Пермского национального исследовательского политехнического университета, Когальм, poplygin@bk.ru, ORCID: <http://orcid.org/0000-0003-2142-5246>

Dmitry A. Kholodnitsky, Post-graduate Student, Branch of the Perm National Research Polytechnic University in Kogalym

Vladimir V. Poplygin, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor, Branch of the Perm National Research Polytechnic University in Kogalym, poplygin@bk.ru, ORCID: <http://orcid.org/0000-0003-2142-5246>

Поступила в редакцию / Received 09.02.2026

Поступила после рецензирования / Revised 03.03.2026

Принята к публикации / Accepted 20.03.2026

**Реформа образования: опыт компаний и вузов
в подготовке специалистов
для нефтегазодобывающей отрасли**

***Education reform: the experience of companies
and universities in the training of skilled workers
for the oil and gas industry***

Научная статья / Original research article
УДК 622.276:622.323
DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-131-141>
EDN: AZOZGP



**Кафедре машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности
Тюменского индустриального университета — 55 лет.
История. Промежуточные итоги и перспективы**

А. А. Пазяк*, В. В. Петрухин

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

Аннотация. Кафедра машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности Тюменского индустриального университета отмечает свое 55-летие. За эти годы кафедра МОП выпустила огромное количество инженеров-механиков с высшим образованием. Учебная и научная работа кафедры всегда была связана с нуждами нефтяной, газовой промышленности. Выпускники кафедры трудятся практически во всех российских компаниях, преимущественно Тюменской области, добывающих нефть и газ, в сервисных организациях Российской Федерации, СНГ, в странах дальнего зарубежья. Разработанные на кафедре технологии и технические решения, направленные на повышение эффективности бурения нефтяных и газовых скважин, а также добычи нефти и газа внедрены на производственных объектах региона и страны.

Ключевые слова: кафедра машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности, подготовка специалистов, научно-исследовательская работа, экспериментальная работа

Для цитирования: Пазяк А. А., Петрухин В. В. Кафедре машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности — 55 лет. История. Промежуточные итоги и перспективы. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026;30(2):131–141. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-131-141> EDN: AZOZGP

**The Department of Machinery and Equipment of the Oil and Gas Industry
of Industrial University of Tyumen is 55 years old.
History. Intermediate Results and Prospects**

Andrey A.Pazyak*, Vladimir V. Petruhin

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

Abstract. The Department of Machinery and Equipment of the Oil and Gas Industry at Tyumen Industrial University celebrates its 55th anniversary. Over the years, the M&E department has graduated a large number of mechanical engineers with higher education. The department's educational and research work has always been focused on the needs of the oil and gas industry. The department's graduates work in virtually all Russian companies, primarily in the Tyumen region,

that produce oil and gas, and in service organizations in the Russian Federation, the CIS, and in countries far abroad. Technologies and technical solutions developed at the department, aimed at increasing the efficiency of oil and gas well drilling, as well as oil and gas production, have been implemented at production facilities in the region and country.

Keywords: Department of Machinery and Equipment of the Oil and Gas Industry training of specialists, research work, experimental work

For citation: Pazyak A. A., Petruhin V. V. The Department of Machinery and Equipment of the Oil and Gas Industry is 55 years old. History. Intermediate Results and Prospects. *Oil and Gas Studies*. 2026;30(2):131–141. (In Russ.). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-131-141>

Кафедра «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов» (МОП) образована в ноябре 1970 года, выделившись из состава кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин». Сотрудники кафедры А. С. Карачев, В. Н. Артюшкин, К. Н. Миняев, В. Ф. Бочарников до 1970 года входили в состав кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», образуя секцию «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов», обеспечивающую с 1965 года выпуск специалистов [1].

Первый набор студентов по специальности «Ремонт машин и оборудования, машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов» состоялся на очное обучение в 1965 году и на заочное — в 1966 году.

Первым заведующим кафедрой МОП был кандидат технических наук (к. т. н.), доцент А. С. Карачев (рис. 1).



Рис. 1. а — Первый заведующий кафедрой МОП А.С. Карачев;
б — логотип кафедры МОП

Fig. 1. a — The first head of the Department of Machinery and Equipment of the Oil and Gas Industry, A. S. Karachev;

b — The logo of the Department of Machinery and Equipment of the Oil and Gas Industry

В период с 1970 по 2002 год во главе кафедры «Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности» стояли А. С. Карачев (1970–1975), Х. Г. Давлетшин (1975–1976), В. П. Дворниченко (1976–1976), Ю. Н. Чижиков (1976–1979; 1986–1987), В. А. Шибанов (1979–1983), В. Н. Артюшкин (1983–1986), В. Ф. Бочарников (1987–2002).

Первый выпуск двадцати трех инженеров-механиков по специальности «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов» состоялся в 1970 году, а с 1970 по 2025 год подготовлено более 5 000 выпускников, окончили ВУЗ с отличием — более 100 человек.

Первым выпускником (1974 года выпуска), оставшимся на кафедре преподавателем, был студент группы МОП 69-1 В. П. Федотов.

В разные годы, в период становления, развития, совершенствования на кафедре работали преподаватели, среди которых существенную часть составляли выпускники кафедры, в том числе закончившие обучение с красными дипломами. В разные годы на кафедре работали следующие преподаватели: А. С. Карачев (1965–1996), Ю. Н. Миняев (1967–1970), В. Н. Артюшкин (1965–1988), В. Н. Бочарников (1968–2009), Ф. С. Лотарев (1971–1973), А. А. Силкиен (1971–1974), Ю. М. Осокин (1970–1975), А. Д. Рычков (1971–1975), Т. А. Полянская (1972–1976), В. Д. Куликов (1972–1973), В. Е. Стрекалов (1973–1976), Ю. Н. Чижиков (1973–1987, 1988–1991), Х. Г. Давлетшин (1975–1976), В. П. Дворниченко (1976–1977), В. Т. Чарков (1977–1980), И. В. Васильченко (1976–1979), Л. М. Хабибулин, А. А. Двинин (1977–2011), В. А. Шибанов (1979–1983), Ю. В. Назаров (1980–1983), В. В. Бабарыкин (1980–1981, 1989–1993), С. Ф. Васильев (1985–1992), В. В. Корнилов (1987–1992), В. П. Федотов (1974–1991), Н. С. Зарубин (1991–1992), М. Б. Грушевский (1992 – н. д.), А. Е. Анашкина (1993–2012), В. В. Нассонов (1994–2001), А. А. Безус (1997–2009), Б. И. Бондарец (1995–2013), Н. И. Петрухина (1999–2008), Б. А. Ерка (2001–2013).

В разные периоды выпускниками кафедры были защищены диссертации на соискание ученых степеней кандидата и доктора технических наук (табл. 1).

Таблица 1. Выпускники кафедры МОП, защитившие диссертации на соискание ученых степеней

Table 1. Graduates of the Department of Machinery and Equipment of the Oil and Gas Industry who defended their dissertations for academic degrees

Фамилия, имя, отчество	Год выпуска	Ученая степень
Штоль Владимир Филиппович	1972	к.т.н.
Лепехин Юрий Николаевич	1974	к.т.н.
Федотов Василий Павлович	1974	к.т.н.
Чемакин Михаил Павлович	1975	к.т.н.
Бабарыкин Валентин Валентинович	1980	к.т.н.
Леонов Василий Александрович	1980	к.т.н.
Петрухин Владимир Владимирович	1980	к.т.н.
Медведев Александр Павлович	1980	д.т.н.
Карнаузов Александр Владимирович	1980	к.т.н.
Кучеров Сергей Витальевич	1987	к.т.н.
Анашкина Александра Евгеньевна	1993	к.т.н.
Сергеев Сергей Александрович	1993	к.т.н.
Гаммер Максим Дмитриевич	2004	к.т.н.
Черезов Кирилл Михайлович	2004	к.т.н.
Захаров Илья Владимирович	2005	к.т.н.
Нероденко Дмитрий Григорьевич	2005	к.т.н.
Петрухин Сергей Владимирович	2006	к.т.н.
Ильиных Виталий Николаевич	2010	к.т.н.
Пазяк Андрей Александрович	2013	к.т.н.

Знаменательный 1991 год: ввод в эксплуатацию нового 3-го учебного корпуса, расположенного по адресу: ул. 50 лет Октября, 38. Кафедра МОП значительно расширилась учебными лабораториями (лаборатория гидравлических машин и компрессоров (рис. 2), лаборатория нефтегазопромыслового оборудования, лаборатория эксплуатации и ремонта нефтегазопромыслового оборудования, лаборатория компьютерного моделирования и интерактивных лабораторных работ), которые активно используются и в настоящее время.

Обустройство и оборудование лабораторий заняло около двух лет, все это проводилось силами молодых ассистентов кафедры [2], учебным мастером, выпускником кафедры А. Г. Галкиным, во главе с заведующим к. т. н., доцентом В. Ф. Бочарниковым.



Рис. 2. Учебная лаборатория гидравлических машин и компрессоров кафедры МОП
Fig. 2. The educational laboratory of hydraulic machines and compressors of the Department of Machinery and Equipment of the Oil and Gas Industry

В 1994 году, в соответствии с преобразованием Тюменского индустриального института в Тюменский государственный нефтегазовый университет, решением Ученого совета кафедра переименована в кафедру «Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности» (МОНиГП). Позднее, в начале XXI века, аббревиатура исторически вернулась к МОП.

Примерно в это же время деканом нефтегазопромыслового факультета объявлен конкурс на создание логотипа кафедры. Были представлены два варианта, выполненные сотрудниками кафедры. Победителем стал логотип (рис. 1б) одного из соавторов этой статьи.

С сентября 2002 по июнь 2023 года кафедрой заведовал доктор технических наук, профессор, заслуженный деятель науки Российской Феде-

рации В. Н. Сызранцев, активизировалась работа по подготовке кадров высшей квалификации для ППС кафедры и других учебных заведений и предприятий. Диссертационные работы к. т. н. под научным руководством В. Н. Сызранцева защитили: 7 ППС кафедры МОП (рис. 3) [3] и 5 аспирантов других вузов. Защищены две докторские диссертации: С. Л. Голофаства [4] и К. В. Сызранцевой [5].

На кафедре были сформированы новые направления научных исследований:

1. Разработка методов оценки надежности изделий на основе аппарата непараметрической статистики [4, 5].
2. Численные методы расчета напряженно-деформированного состояния деталей нефтегазового оборудования [5].
3. Развитие методов оценки нагруженности, усталостной поврежденности и прогнозирования ресурса на основе обработки информации с датчиков деформаций интегрального типа [4, 5].
4. Анализ и синтез геометрии и нагруженности прогрессивных зубчатых передач [3].
5. Разработка виртуальных лабораторных работ и тренажеров для учебного процесса направления «Нефтегазовое дело» [6].

Полученные научные результаты опубликованы в 9 монографиях издательства «Наука» РАН [4, 6].

В лабораториях было установлено и запущено около десятка действующих стендов и оборудования. Впервые в практику изучения нефтегазового промышленного оборудования включены разработанные на кафедре оригинальные виртуальные лабораторные работы [6], получившие при демонстрации в Москве на двух выставках «Образовательная среда» высшие награды.



a



b

Рис. 3. Приводы на основе плоскоконической прецессирующей передачи:
a — шарового крана DN 300; *b* — установки электровинтового насоса
Fig. 3. Drives based on bevel professional gears: *a* — ball valve DN 300;
b — electric screw pump

Достигнутые результаты по организации учебного процесса и созданная материально-техническая база были продемонстрированы заведующим кафедрой, профессором В. Н. Сызранцевым и доцентом кафедры А. А. Безус во время посещения ТюмГНГУ в 2008 году двух лабораторий кафедры МОП Д. А. Медведеву накануне его выборов в Президенты Российской Федерации (рис. 4).



Рис. 4. Демонстрация Д. А. Медведеву материально-технической базы кафедры МОП

Fig. 4. Demonstration of the material and technical base of the Department of Machinery and Equipment of the Oil and Gas Industry to Dmitry Medvedev

В сентябре 2023 года кафедру возглавил выпускник кафедры МОП, к. т. н., доцент, А. А. Пазяк, который продолжает политику кафедры во всех сферах деятельности.

Действующий состав кафедры (рис. 5) приведен ниже в таблице 2.

Табл. 2. Кадровый состав кафедры МОП на 2025 год

Table. 2. The staff of the Department of Machinery and Equipment of the Oil and Gas Industry for 2025

№	Ф.И.О.	Должность, ученая степень, звание
1	Пазяк Андрей Александрович	Заведующий кафедрой, к.т.н., доцент
2	Захаров Илья Владимирович	Доцент, к.т.н.
3	Засорин Егор Валерьевич	Старший преподаватель
4	Кретьева Анастасия Юрьевна	Доцент, к.э.н., доцент
5	Лебедев Сергей Юрьевич	Доцент, к.т.н.
6	Москвина Елена Юрьевна	Доцент, к.т.н., доцент
7	Мурашов Семен Сергеевич	Аспирант
8	Назина Марина Владимировна	Учебный мастер 1 категории
9	Никитина Любовь Ивановна	Доцент, к.т.н., доцент
10	Нероденко Дмитрий Григорьевич	Доцент, к.т.н.
11	Панова Ирина Васильевна	Заведующий лабораторией
12	Петрухин Владимир Владимирович	Доцент, к.т.н., доцент
13	Петрухин Сергей Владимирович	Доцент, к.т.н., доцент
14	Пивень Валерий Васильевич	Профессор, д.т.н., профессор
15	Сердюк Иван Сергеевич	Ассистент, аспирант
16	Стоянова Ольга Борисовна	Специалист 2 категории
17	Сухоруков Сергей Геннадьевич	Доцент
18	Сызранцев Владимир Николаевич	Профессор, д.т.н., профессор
19	Сызранцева Ксения Владимировна	Профессор, д.т.н., доцент
20	Трубкин Данил Александрович	Ассистент, аспирант
21	Трясцин Роман Александрович	Доцент, к.т.н., доцент
22	Фетисова Людмила Вениаминовна	Ассистент



Рис. 5. Профессорско-преподавательский состав кафедры МОП

Fig. 5. Faculty of the Department of Machinery and Equipment of the Oil and Gas Industry

До 2015 года кафедра МОП осуществляла подготовку инженеров-механиков. Среди ее выпускников — известные ученые, руководители предприятий, доктора и кандидаты наук.

С 2016 кафедра готовит выпускников по двум уровням системы высшего образования: бакалавриат — 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства» и магистратура — 21.04.01 «Нефтегазовое дело», профиль «Диагностика технического состояния и надежности нефтегазового оборудования». Также на кафедре реализуется программа подготовки кадров высшей квалификации по научной специальности 2.5.2 «Машиноведение».

Для приобретения практических навыков наиболее успешные студенты бакалавриата, а также все магистранты кафедры МОП принимают участие в проведении виртуальных испытаний разрабатываемых технических решений. Кроме того, они работают с оборудованием, предоставляемым нефтегазовыми и машиностроительными предприятиями. В подобных случаях кафедра выполняет функции независимой экспертной стороны, формируя заключения на основе результатов экспериментальных и компьютерных исследований.

Дисциплины магистратуры отличаются серьезным научным содержанием: математическое моделирование технологических процессов в нефтегазовой отрасли для оценки вероятности безотказной работы оборудования методами непараметрической статистики, твердотельное моделирование деталей и сборочных конструкций в ПК Solidworks [7, 8], параметрический конечно-элементный анализ в ANSYS Mechanical APDL (рис. 6).

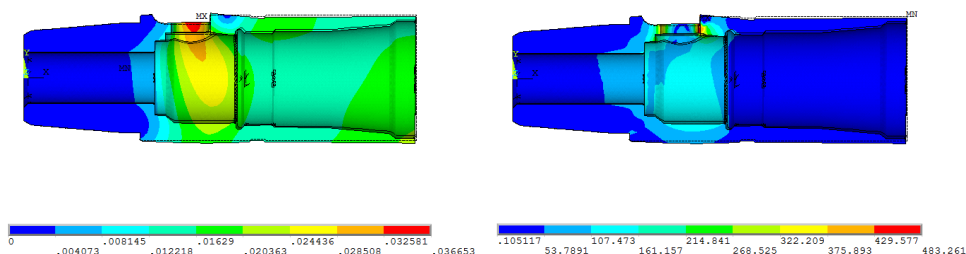


Рис. 6. Анализ напряженно-деформированного состояния корпуса шарового крана, изготовленного из стали 20Х13 ГОСТ 5949-2018 (а — распределение суммарных перемещений; б — распределение эквивалентных по Мизесу напряжений)

Fig. 6. Analysis of the stress-strain state of the ball valve body made of steel 20X13 GOST 5949-2018 (a — distribution of total displacements; b — distribution of equivalent stresses according to Mises)

Сотрудниками кафедры опубликован значительный объем учебных пособий по различным дисциплинам, читаемым на кафедре. Для обеспечения требуемого качества выполнения курсовых проектов совместно с работодателями разработаны оригинальные учебные пособия, реализующие поэтапные процедуры проектирования нефтегазового оборудования в программном продукте SolidWorks. Также активно используются аддитивные технологии, включая трехмерную печать, при изготовлении демонстрационных моделей оборудования нефтегазовой отрасли.

Также на кафедре активно реализуются программы ДПО, в их числе профессиональная переподготовка «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов». За последние годы авторскими коллективами кафедры подготовлены массовые открытые онлайн курсы «Основы нефтегазового дела» и «Машины и оборудование для бурения, добычи, подготовки и транспорта нефти и газа». Образовательный процесс тесно связан с решением актуальных производственных задач и реализуется при постоянном взаимодействии с предприятиями нефтегазовой и машиностроительной отрасли. В сотрудничестве с промышленными партнерами выполняются научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы.

В настоящее время на кафедре ведется учебно-методическая работа по возобновлению подготовки программы специалитета в соответствии с новым образовательным стандартом.

При разработке учебных планов планируется максимально использовать накопленный за 55 лет научно-педагогический и инженерный опыт. Особое внимание уделяется преемственности поколений профессорско-преподавательского состава и научных сотрудников, что является важным условием устойчивого развития образовательного и исследовательского коллектива.

Обновление кадрового состава, активное сотрудничество с промышленными предприятиями, внедрение передовых образовательных технологий и ориентация на практический результат позволяют рассматривать 55-летний юбилей кафедры «Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности» Тюменского индустриального университета как этап дальнейшего роста и профессионального развития.

Вклад авторов

Авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

Authors' contributions

All authors contributed equally to the preparation of the manuscript.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

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

Список источников

1. Бочарников В. Ф., Петрухин В. В., Петрухина Н. И. *Кафедра «Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности»*. Серия «Тюменский государственный нефтегазовый университет». Тюмень: ТюмГНГУ; 2002. 13 с.
2. Петрухин В. В. *Исследование и разработка мероприятий по повышению эффективности эксплуатации погружных центробежных электронасосов для добычи нефти: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук*. Тюмень, 2000. 229 с. URL:<https://www.dissercat.com/content/issledovanie-i-razrabotka-meropriyatii-po-povysheniyu-effektivnosti-ekspluatatsii-pogruzhnyk?ysclid=mo2rjso1lt278244315>
3. Пазяк А. А. *Разработка полуобкатной плоскоконической передачи для приводов запорной арматуры: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук*. Тюмень, 2018; 170 с. URL:<https://www.dissercat.com/content/razrabotka-poluobkatnoi-ploskokonicheskoi-peredachi-dlya-privodov-zapornoj-armatury?ysclid=mo2ruadk24620139771>
4. Сызранцев В. Н., Новоселов В. В., Созонов П. М., Голофаст С. Л. *Оценка безопасности и прочностной надежности магистральных трубопроводов методами непараметрической статистики*. Новосибирск: Наука; 2013. 172 с.
5. Сызранцева К. В. *Совершенствование методологии оценки нагруженности и надежности деталей машин на основе учета особенностей их эксплуатационного деформирования: диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук*. Тюмень, 2018. 281 с. URL:<https://www.dissercat.com/content/sovershenstvovanie-metodologii-otsenki-nagruzhennosti-i-nadezhnosti-detalei-mashin-na-osnove?ysclid=mo2s86hmgб232309530>
6. Гаммер М. Д., Сызранцев В. Н., Голофаст С. Л. *Имитаторы на базе программно-аппаратной платформы в техническом образовании*. Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма; 2011. 224 с.
7. Дудинцев В. А., Князев Ю. И., Сызранцев В. Н., Пазяк А. А. *Проектирование шарового крана*. Тюмень : Тюменский индустриальный университет; 2018. 89 с.
8. Дудинцев В. А., Жирнов И. И., Сызранцев В. Н., Москвина Е. Ю. *Превенторы. SOLIDWORKS. Проектирование*. Тюмень: Тюменский индустриальный университет; 2016. 178 с.

References

1. Bocharnikov V. F., Petrukhin V. V., Petrukhina N. I. *Department of Machines and Equipment for the Oil and Gas Industry: Series "Tyumen State Oil and Gas University"*. Tyumen: TyumGNU, 2002. (In Russ.).
2. Petrukhin V. V. *Research and Development of Measures to Improve the Efficiency of Submersible Centrifugal Electric Pumps for Oil Extraction: Dissertation for the Degree of Candidate of Technical Sciences*. Tyumen, 2000. (In Russ.). URL:<https://www.dissercat.com/content/issledovanie-i-razrabotka-meropriyatii-po-povysheniyu-effektivnosti-ekspluatatsii-pogruzhnyk?ysclid=mo2rjso1lt278244315>
3. Pazyak A. A. *Development of a Semi-Rolling Planoconical Gear for Valve Actuators: Dissertation for the Degree of Candidate of Technical Sciences*. Tyumen, 2018; 170 p. (In Russ.). URL:<https://www.dissercat.com/content/razrabotka-poluobkatnoi-ploskokonicheskoi-peredachi-dlya-privodov-zapornoj-armatury?ysclid=mo2ruadk24620139771>

4. Syzrantsev V. N., Novoselov V. V., Sozonov P. M., Golofast S. L. *Assessment of Safety and Strength Reliability of Main Pipelines by Nonparametric Statistics*. Novosibirsk: Nauka; 2013. (In Russ.).
5. Syzrantseva K. V. *Improvement of the Methodology for Assessing the Load and Reliability of Machine Parts Based on the Features of Their Operational Deformation: Doctoral Dissertation*. Tyumen; 2018. (In Russ.). URL: <https://www.dissercat.com/content/sovershenstvovanie-metodologii-otsenki-nagruzhennosti-i-nadezhnosti-detalei-mashin-na-snove?ysclid=mo2s86hmgb232309530>
6. Gammer M. D., Syzrantsev V. N., Golofast S. L. *Simulators based on a software and hardware platform in technical education*. Novosibirsk: Nauka. Siberian Publishing House; 2011. (In Russ.).
7. Dudintsev V. A., Knyazev Yu. I., Syzrantsev V. N., Pazyak A. A. *Design of a Ball Valve*. Tyumen: Tyumen Industrial University; 2018. (In Russ.).
8. Dudintsev V. A., Zhirnov I. I., Syzrantsev V. N., Moskvina E. Yu. *Preventors. SOLIDWORKS. Design*. Tyumen: Tyumen Industrial University; 2016. (In Russ.).

Информация об авторах / Information about the authors

Петрухин Владимир Владимирович, кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, morris58@mail.ru

Пазяк Андрей Александрович, кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, a.a.pazyak@gmail.com

Vladimir V. Petruhin, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor, Associate Professor at Department of Machinery and Equipment of the Oil and Gas Industry, Industrial University of Tyumen, morris58@mail.ru

Andrey A. Pazyak, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor, Head of Department of Machinery and Equipment of the Oil and Gas Industry, Industrial University of Tyumen, a.a.pazyak@gmail.com

Поступила в редакцию / Received 25.12.2025

Поступила после рецензирования / Revised 14.04.2026

Принята к публикации / Accepted 15.04.2026

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 исследова-

ние, а также содержать благодарности в адрес других ученых и/или предприятий, оказавших содействие в реализации исследования;

- информация об авторах (полные Ф.И.О., должность, ученая степень, звание, место работы, e-mail, ORCID (при наличии)) — на русском и английском языках;
- вклад авторов;
- конфликт интересов.

7. **Структура статьи** должна включать следующие рубрики (согласно стандарту IMRAD): Введение; Объект и методы исследования; Экспериментальная часть/постановка эксперимента (опционально); Результаты; Обсуждение; Выводы; Список источников. Объем текста статьи (без учета таблиц, графического материала и библиографического списка) — от 5 до 10 страниц.

- **Введение.** Включает актуальность темы исследования, обзор литературы по теме исследования, постановку проблемы исследования, формулирование цели и задач исследования.

- **Объект и методы исследования.** Включает детальное описание методов и схемы экспериментов/наблюдений, позволяющих воспроизвести их результаты, пользуясь только текстом статьи; материалы, приборы, оборудование и другие условия проведения экспериментов/наблюдений.

- **Экспериментальная часть/постановка эксперимента.** Необязательный раздел. Может включать подробную информацию о стадиях реализации эксперимента, включающую графические материалы для наиболее полного раскрытия методики и условий проведения опытов.

- **Результаты.** Результаты рекомендуется представлять преимущественно в виде таблиц, графиков и иных наглядных формах. Этот раздел включает анализ полученных результатов, их интерпретацию, сравнение с результатами других авторов.

- **Обсуждение.** Содержит интерпретацию полученных результатов исследования, включая соответствие полученных результатов гипотезе исследования; ограничения исследования и обобщения его результатов; предложения по практическому применению; предложения по направлению будущих исследований.

- **Выводы.** Подводятся итоги научного исследования. Заключение содержит выводы, кратко формулирующие основные научные результаты статьи. Выводы должны логически соответствовать поставленным в начале статьи задачам, содержать краткие итоги разделов статьи без повторения формулировок, приведенных в них. В разделе «Выводы» не должно быть ссылок на источники литературы.

- **Список источников** (не менее 20 источников) должен содержать ссылки на актуальные научные работы отечественных и зарубежных специалистов. Объем самоцитирования — не более 30 % от общего числа ссылок.

- Авторы несут ответственность за достоверность каждой ссылки. Все источники должны быть последовательно пронумерованы. Ссылки на литературу заключаются в квадратные скобки (например, «как описано в [9, 10]»). Ссылаться нужно в первую очередь на «авторизованные источники» — книги, статьи в журналах. Допускается упоминание диссертаций и патентов. Состав источников должен быть актуальным. Нормативно-техническую документацию (ГОСТ, СНИП, СанПиН и пр.), а также различные отчеты и карты следует оформлять как постраничные сноски.

8. Редакция имеет право производить сокращения и редакционные изменения текста рукописей.

9. Исправленные статьи авторам не предоставляются. Рукописи, не удовлетворяющие перечисленным требованиям, к рассмотрению не принимаются и авторам не возвращаются.

10. Плата за опубликование рукописей не взимается.

11. С полным перечнем требований можно ознакомиться на сайте журнала tumng.tyuiu.ru

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 № 3223.
Дата выхода в свет 30.04.26. Формат 70x108/16.
Уч.-изд. л. 8,68. Усл. печ. л. 12,7.

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 3223.
Date of publishing 30.04.26. Sheet size 70x108/16.
Published sheets 8,68. Conventional printed sheets 12,7.
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.