

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ

OIL AND GAS STUDIES

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

4 (172)
Июль — август 2025

4 (172)
July — August 2025

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

Периодичность издания — 6 раз в год

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

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

**Издание включено в Перечень ВАК Министерства науки и высшего
образования РФ ведущих рецензируемых научных журналов
и изданий, индексируется в РИНЦ**

Сайт журнала: <http://www.tumnig.tyuiu.ru>
E-mail: shuvaevanv@tyuiu.ru

16+

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)

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

Клочков Юрий Сергеевич, д. т. н., доцент, и. о. ректора, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

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

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

Лебедев Михаил Валентинович, д. г.-м. н., эксперт Управления геолого-разведочных работ – Западная Сибирь, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

EDITORIAL BOARD

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Arslan V. Nasybullin, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, 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
ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Васильев Ю. В., Иноземцев Д. П., Гудков А. В., Козырев В. И. Техногенное влияние добычи углеводородов на современные деформационные процессы Губкинского газового месторождения	9
Неёлова Е. Ю., Кобылинский Д. А. Оптимизация размещения нагнетательных скважин с учетом капиллярных характеристик продуктивных пластов	26
Хайруллина Л. Б., Мамаева Н. Л., Копытова Е. В. Состояние производственного травматизма на нефтегазодобывающих объектах	41

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Джакиев А. М., Абдыхалыков К. С. Совместные предприятия в нефтегазовом секторе России и Казахстана: стратегическое сотрудничество и устойчивое развитие	50
Леонтьев Д. С., Огудова Е. В. К вопросу о ликвидации нефтяных и газовых скважин	67
Пивень В. В., Трубкин Д. А. Определение собственных частот колебаний самоустанавливающихся колес адаптивной зубчатой передачи с арочными зубьями	78
Телегин И. Г. Моделирование влияния массовых сил на циклическое заводнение нефтяного пласта	87

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

Беляев И. С., Рысева О. П., Громов В. А., Ружьев В. А., Пирогов С. П. Цифровая модель прогнозирования снеготаносимости транспортных магистралей на территории субарктической зоны	100
Ганиев Т. А., Миннихметов Т. Б., Сабанов С. Л., Малышева А. В. Исследование состояния стенок резервуара при помощи технологии наземного лазерного сканирования	115
Толмачев А. А. Разработка алгоритма определения напряженно-деформированного состояния криволинейных участков нефтегазопроводов из многослойных полипропиленовых армированных труб	126

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке)	137
Правила подготовки рукописи (на английском языке)	139

CONTENTS

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Vasiliev Yu. V., Inozemtsev D. P., Gudkov A. V., Kozyrev V. I. Technogenic impact of hydrocarbon production on modern deformation processes at the Gubkinskoye gas field	9
Neelova E. Yu., Kobylinsky D. A. Optimization of injection well placement considering the productive reservoirs capillary properties	26
Khairullina L. B., Mamaeva N. L., Kopytova E. V. The state of occupational injuries at oil and gas production facilities	41

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

Jakiyev A. M., Abdykhalov K. S. Strategic Cooperation between Russia and Kazakhstan in the oil and gas sector: institutional mechanisms and sustainable	50
Leontiev D. S., Ogudova E. V. About the issue of liquidation of oil and gas wells	67
Piven V. V., Trubkin D. A. Determination of the natural oscillation frequencies of self-aligning wheels of an adaptive gear drives with arched teeth	78
Telegin I. G. Modeling the influence of body forces on cyclic flooding of an oil reservoir	87

DESIGNING, CONSTRUCTION AND OPERATION OF PIPELINE TRANSPORT SYSTEM

Belyaev I. S., Ryseva O. P., Gromov V. A., Ruzhev V. A., Pirogov C. P. A digital forecasting model for snowdrifts extent on transport routes in the subarctic zone	100
Ganiev T. A., Minniakhmetov T. B., Sabanov S. L., Malysheva A. V. Study of tank wall state using surface laser scanning	115
Tolmachev A. A. Development of an algorithm for determining the stress-strain state of curved sections of oil and gas pipelines made of multilayer reinforced polypropylene pipes	126

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian)	137
Manuscripts presentation requirements (In English)	139

Научная статья / Original research article
УДК 551.2; 539.3
DOI:10.31660/0445-0108-2025-4-9-25
EDN: MPNFSW



**Техногенное влияние добычи углеводородов на современные
деформационные процессы Губкинского газового месторождения**

Ю. В. Васильев*, Д. П. Иноземцев, А. В. Гудков, В. И. Козырев

*Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики
им. А. А. Трофимука СО РАН, Тюмень, Россия*

**radan92@list.ru*

Аннотация. Анализ материалов геодинамического мониторинга на месторождениях Западной Сибири свидетельствует о том, что добыча углеводородного сырья формирует мощное техногенное воздействие на геологическую среду, которое приводит к нарушению напряженно-деформированного состояния массива недр. Это нередко сопровождается сломом колонн скважин, межпластовыми перетоками и газовыми грифонами, загрязнением водоносных горизонтов, оседанием земной поверхности с нарушением устойчивости и эксплуатационной надежности технологических объектов нефтегазового обустройства. Для обеспечения промышленной безопасности и охраны недр на Губкинском месторождении создан геодинамический полигон с целью проведения многократных повторных наблюдений за современными деформационными процессами. В работе использован системный подход к выполнению анализа и интерпретации результатов геодинамического мониторинга: нивелирования II класса, спутниковых наблюдений, радарной интерферометрии, эксплуатационных параметров разработки месторождений. Это позволило определить, что условиями формирования современных деформаций земной поверхности является преимущественно техногенный фактор. Выявлена взаимосвязь условий формирования мульды оседания земной поверхности в центральной части месторождения с динамикой накопленных отборов газа и падения пластовых давлений по основному продуктивному пласту ПК1 (сеноман). Дана оценка современных деформаций и рекомендации по корректировке проекта геодинамического полигона.

Ключевые слова: современные деформационные процессы, нивелирование, спутниковые наблюдения, геодинамический мониторинг, радарная интерферометрия, пластовые давления, мульда оседания земной поверхности, промышленная безопасность

Благодарности: Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования РФ (проект № FWZZ-2022-0015).

Для цитирования: Техногенное влияние добычи углеводородов на современные деформационные процессы Губкинского газового месторождения. Ю. В. Васильев, Д. П. Иноземцев, А. В. Гудков, В. И. Козырев. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-4-9-25 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 4. – С. 9–25. – EDN: MPNFSW

**Technogenic impact of hydrocarbon production on modern deformation
processes at the Gubkinskoye gas field**

**Yuri V. Vasiliev*, Dmitry P. Inozemtsev, Arkady V. Gudkov,
Vladimir I. Kozyrev**

Abstract. Geodynamic monitoring data from Western Siberian fields attests to the fact that hydrocarbon production has significant anthropogenic impacts on the geological environment. These impacts disrupt the subsurface rocks stress-strain state, leading to various problems. Among these are: casing failures, crossflows, gas springs, pollution of aquifers, land surface subsidence with violation of stability and reliability of oil and gas infrastructure. To ensure the industrial safety and protection of the subsoil at the Gubkinskoye gas field, a geodynamic polygon was established. This form of geodynamic monitoring facilitates repeated measurements of modern deformation processes. The study authors used a system-based approach to analyze and interpret the data of geodynamic monitoring: second-class leveling, satellite observations, radar interferometry, and operating data of field development. The results demonstrate that technogenic factor is the primary conditions for the formation of current surface deformation. The authors established a correlation between conditions for the formation of a subsidence trough of the earth's surface and dynamics of accumulated gas extractions and the reduction in reservoir pressure in the main productive layer. This paper provides an assessment of modern deformation and offers recommendations for enhancing the monitoring program.

Keywords: modern deformation processes, leveling, satellite observations, geodynamic monitoring, radar interferometry, reservoir pressures, subsidence trough, industrial safety

Acknowledgments: This work was supported financially by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (Project No. FWZZ-2022-0015).

For citation: Vasiliev, Yu. V., Inozemtsev, D. P., Gudkov, A. V., & Kozyrev, V. I., (2025). Technogenic impact of hydrocarbon production on modern deformation processes at the Gubkinskoye gas field. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 9-25. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-4-9-25

Введение

Губкинское газовое месторождение, введенное в разработку в 1999 году, расположено в Пуровском районе ЯНАО, в 10 километрах северо-восточнее города Губкинского. В настоящее время ЗАО «Пургаз» осуществляет отбор газа из продуктивного горизонта ПК1 в интервале глубин 745–900 м.

Для выполнения существующих нормативных требований^{1,2}, предъявляемых к недропользователям в процессе освоения месторождений углеводородного сырья, а также обеспечения промышленной безопасности и охраны недр создан Губкинский геодинамический полигон.

На территории южного купола Губкинского месторождения расположены технологические сооружения газового промысла: установка комплексной подготовки газа и дожимная компрессорная станция. Введено в эксплуатацию 20 кустов на добычу сеноманского газа, с общим числом 80 действующих скважин.

Особый статус необходимости создания полигона состоял в том, что в площади горного отвода месторождения, а значит, в зоне техногенного влияния разработки располагаются гражданские сооружения поселка Пурпе, трасса железной дороги Сургут — Новый Уренгой. Кроме того,

¹Закон Российской Федерации «О недрах» (от 21.02.1992 г. №2395-1).

²Правила осуществления маркшейдерской деятельности. Утверждено Ростехнадзором (приказ №186 от 19.05.2023)

Закладка геодинимического полигона на Губкинском месторождении и первый цикл маркшейдерско-геодезических работ выполнены в 2001 году (рис. 1). Геодинимический полигон представлял собой пространственное геодезическое построение в виде площадной сети, наблюдательные пункты которой равномерно покрывают территорию месторождения и охватывают зону предполагаемых деформаций земной поверхности [1, 2]. За период наблюдений с 2003 по 2024 год планово-высотная сеть полигона часто изменялась из-за конкурсной основы ежегодного выбора исполнителей [3, 4].

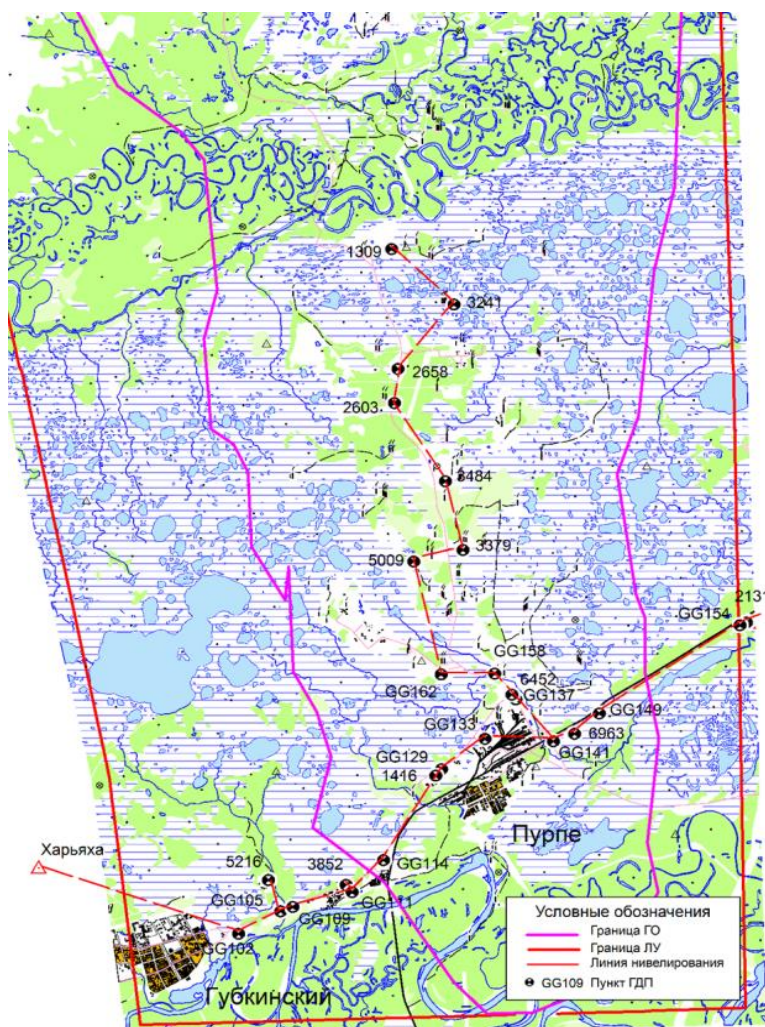


Рис. 1. **Схема наблюдательной сети и нивелирования на Губкинском геодинамическом полигоне в 2024 году**

Объект и методы исследования

Нивелирование II класса

Наблюдения за вертикальными деформациями земной поверхности территории Губкинского месторождения выполнялись методом геометрического нивелирования II класса точности по двум профильным линиям³.

Цель измерений заключалась в следующем:

- получение превышений между пунктами ГДП;
- сравнение высот пунктов ГДП, полученных в различных циклах наблюдений;
- по результатам анализа материалов нивелирования — получение вертикальной составляющей векторов сдвижения земной поверхности.

Нивелирование II класса в 2024 году произведено по двум линиям: GG154 — п. тр. Харьяха по 16 пунктам; GG141 — 1309 по 12 пунктам, узловой пункт — GG141.

В процессе камеральной обработки нивелирования выполнялись:

- систематизация полевых материалов;
- создание компьютерного проекта обработки нивелирования;
- уравнивание высотной сети.

Поправки в превышения по секциям и между осадочными реперами за среднюю длину метра комплекта реек вводят по результатам эталонирования реек на компараторе.

Поправки в превышения по секциям за различие температуры реек при эталонировании и нивелировании вводят по формуле

$$\delta_h = \alpha(t_n - t_s)h,$$

где α — средний коэффициент линейного расширения реек, принимаемый равным 2×10^{-6} ; t_s — температура реек при эталонировании; t_n — среднее значение температуры воздуха при нивелировании; h — превышение, мм.

Для анализа результатов наблюдений в надежности полученных данных вычислялись средние квадратические случайные и систематические погрешности и сравнивались с допустимыми погрешностями⁴.

Случайные η и систематические σ погрешности вычислялись по следующим формулам:

$$\eta^2 = \frac{1}{4n} \sum \frac{d^2}{r},$$

³ Инструкция по нивелированию I, II, III и IV классов. ГКИНП (ГНТА)-03-010-02. М.: Роскартография (ЦНИИГАиК), 2003 г.

⁴ ГОСТ Р 8.736-2011 Национальный стандарт РФ. Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения прямые многократные. Методы обработки результатов измерений. Основные положения.

Предельная случайная ошибка для нивелирования II класса принимается $\pm 2,0$ мм/км,

$$\sigma^2 = \frac{1}{4 \sum L} \sum \frac{S^2}{L}.$$

Предельная систематическая ошибка для нивелирования II класса принимается $\pm 0,20$ мм/км, где d — разность превышений между прямым и обратным ходами (мм); n — число секций; $\sum d$ — накопление разностей, (км); L — длина линии (км); S — накопление разностей на участке (мм).

Было выполнено вычисление высот пунктов геодинимического полигона в системе высот (Балтийская 1977) от одного опорного репера GG-154.

За период наблюдений (2011–2024) из 27 пунктов на 21 зафиксировано понижение высотных отметок, что составляет 78 % от общего числа анализируемых пунктов. При этом максимальное значение оседаний достигает -194 мм (3 379), в то время как максимальное поднятие равняется $+164$ мм (GG 102).

Построенная схема изолиний вертикальных смещений пунктов за период 2011–2024 годов показала наличие зоны оседания в центральной купольной зоне Губкинского газового месторождения (рис. 2).

Полученные расчетом максимальные относительные деформации на площади геодинимического полигона находятся в пределах допуска⁵ и не угрожают безопасной эксплуатации Губкинского месторождения.

В результате анализа было выявлено, что в годовом интервале между последними циклами наблюдений (2023–2024) отмечаются небольшие колебания высотных отметок наблюдательных пунктов с амплитудой, соразмерной точности наблюдений. Максимальное отрицательное сдвижение зафиксировано на пункте 3 484 (-27 мм), максимальное поднятие уровня поверхности выявлено на пункте GG105 ($+20$ мм).

Спутниковые наблюдения

С целью дополнения результатов интерпретации данных высокоточного нивелирования при изучении напряженно-деформируемого состояния скелета коллектора и вмещающих его пород на месторождении проводятся спутниковые определения горизонтальной составляющей вектора движения земной поверхности [5]. Спутниковые наблюдения выполнялись в соответствии с требованиями нормативно-технической документации^{6,7}.

⁵ СП 22.13330.2016 Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83* (с Изменениями № 1, 2, 3) Применяется с 17.06.2017 взамен СП 22.13330.2011 Статус: Действующий (действующий 29 с 17.06.2017)

⁶ ГОСТ Р 57373-2016 Глобальная навигационная спутниковая система. Методы и технологии выполнения геодезических работ. Пункты спутниковой геодезической сети 1 класса (СГС-1). Технические условия.

⁷ ГОСТ 32453-2017 Глобальная навигационная спутниковая система. Системы координат. Методы преобразования координат определяемых точек.

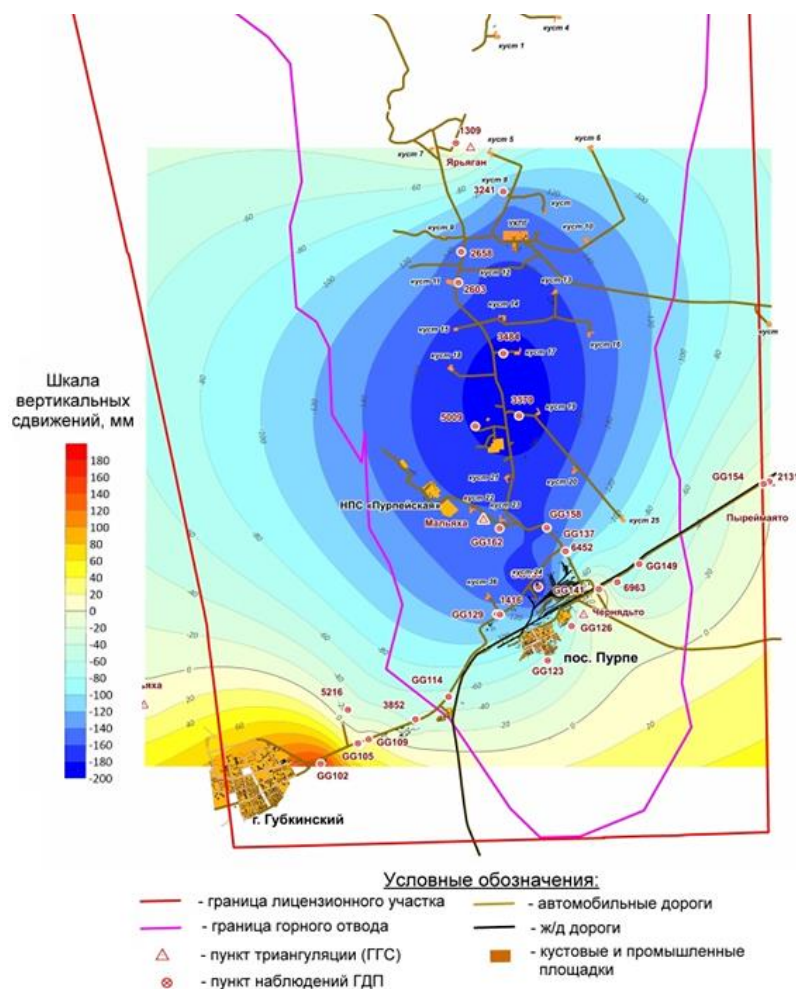


Рис. 2. Схема вертикальных сдвижений земной поверхности по данным нивелирования II класса за период наблюдений за 2011–2024 годы

С 2003 года неоднократно менялись схемы спутниковых геодезических наблюдений, поэтому с 2015-го принято решение использовать в качестве исходного пункта один, находящийся вне границ горного отвода. Таким пунктом стал гр. рп. 2131.

Камеральная обработка с оценкой точности спутниковых геодезических измерений выполнена в специализированном программном продукте по следующим этапам:

- 1) предварительная обработка — разрешение неоднозначностей фазовых псевдодальностей до наблюдаемых спутников, получение координат определяемых пунктов в системе координат WGS-84 и оценка точности;
- 2) уравнивание геодезических построений и оценка точности;
- 3) трансформация координат в поперечную цилиндрическую равноугольную картографическую проекцию для корректного сравнения

координат пунктов из разных циклов наблюдений в процессе выполнения анализа материалов работ.

Для учета редукации фазовых центров антенн при камеральной обработке спутниковых измерений выбраны актуальные данные калибровки используемых спутниковых антенн (сайт <https://geodesy.noaa.gov/ANTCAL/>).

Оценка точности измерений геодезической спутниковой аппаратурой выполнена по замкнутым фигурам (полигонам).

Допустимая невязка приращений координат вычислялась по формуле

$$W_{f, \text{доп}} = \sqrt{(m_{1, \text{доп}})^2 + (m_{2, \text{доп}})^2 + (m_{3, \text{доп}})^2},$$

где $m_{i, \text{доп}}$ — допустимые значения погрешностей по сторонам треугольника.

Фактическая невязка приращений координат рассчитывалась по формуле

$$W_f = \sqrt{(W_{\Delta X})^2 + (W_{\Delta Y})^2 + (W_{\Delta Z})^2},$$

где $W_{\Delta X}$, $W_{\Delta Y}$, $W_{\Delta Z}$ — невязки по осям координат.

При этом допустимая погрешность измерения длины определялась по формуле

- для линий длиной менее 5 км

$$m_x = (5 + 5 \cdot 10^{-6} \cdot D)_{\text{мм}},$$

где D — измеряемое расстояние в м;

- для линий длиной более 5 км используется формула

$$m_x = (5 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot D)_{\text{мм}}.$$

Средние квадратические погрешности взаимного положения пунктов геодезического полигона не превышали:

- $(3 + 1 \cdot 10^{-7} \cdot D)$ мм по каждой из плановых координат;

где D — расстояние между пунктами в мм.

При выполнении камеральной обработки использовались точные эфемериды (сайт https://cddis.nasa.gov/Data_and_Derived_Products/GNSS/).

Уравнивание в специализированном программном комплексе выполнялось в автоматическом режиме. В ходе уравнивания оценивались и исключались большие ошибки. Для обнаружения любых расхождений во введенных данных и подтверждения того, что все данные точек находятся в пределах заданных допусков, полученная сеть подвергалась логической оценке (ГОСТ Р ИСО 6707-1-202).

Схема спутниковых наблюдений на геодинамическом полигоне Губкинского месторождения приведена на рисунке 3.

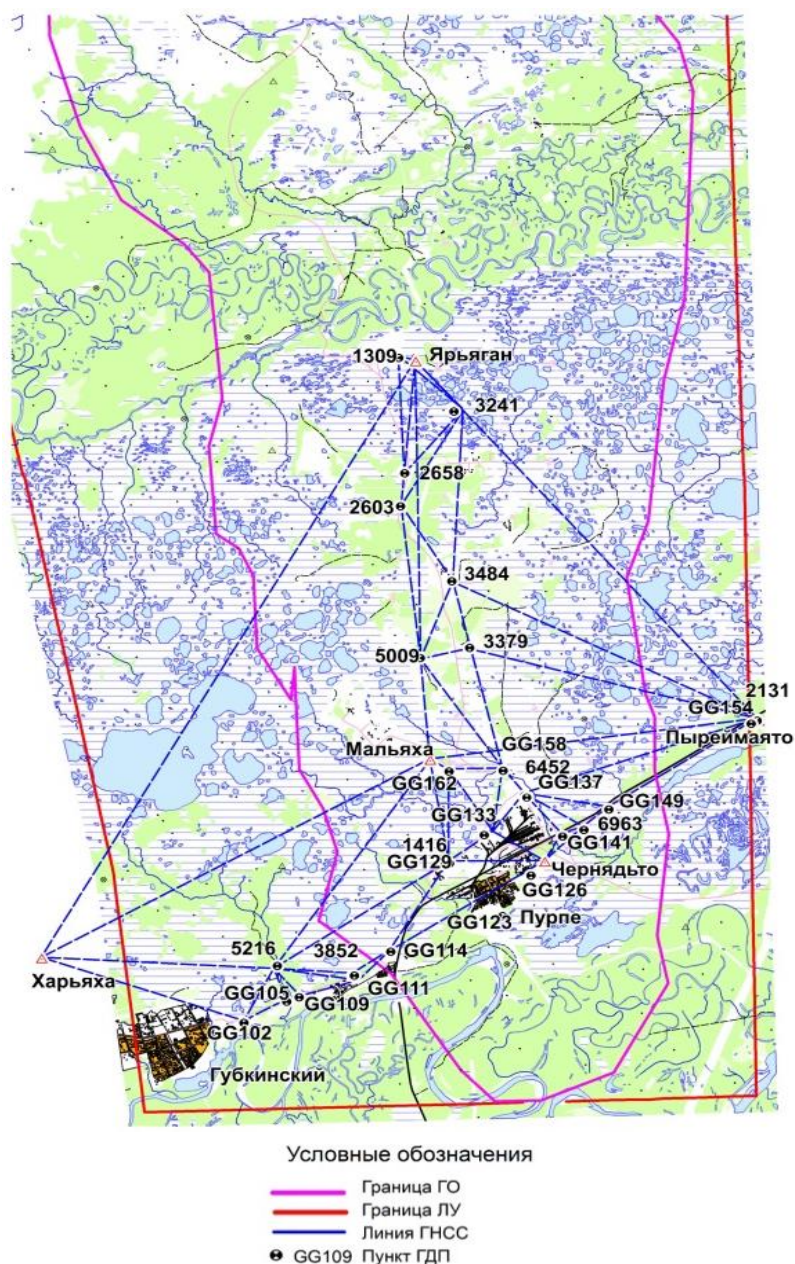


Рис. 3. Схема спутниковых наблюдений на Губкинском геодинамическом полигоне 2024 года

Горизонтальные сдвигения пунктов на территории Губкинского месторождения оценивались по результатам геодезических спутниковых наблюдений по двум интервалам наблюдений: циклы 2015–2024 и 2023–2024 годов.

В качестве исходных данных для наблюдения за горизонтальными деформациями между указанными циклами измерений использовались координаты, полученные в системе координат WGS-84 [6].

По результатам высокоточных спутниковых наблюдений за период 2015–2024 годов был выполнен сравнительный анализ координат пунктов Губкинского геодинимического полигона (таблица).

Ведомость изменения координат пунктов Губкинского геодинимического полигона, вычисленных по результатам геодезических спутниковых наблюдений

№ п/п	Имя пункта	Период 2015-2024гг			Период 2023-2024гг		
		ΔX , м	ΔY , м	D, м	ΔX , м	ΔY , м	D, м
	1	2	3	4	5	6	7
1	1309	-0,017	0,037	0,041	-0,011	0,007	0,013
2	1416	-0,017	0,023	0,029	-0,004	0,018	0,018
3	2131	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4	2603	-0,034	0,023	0,041	-0,016	-0,003	0,016
5	2658	-0,059	-0,072	0,093	-0,002	-0,024	0,024
6	3241	-0,072	-0,039	0,082	-0,036	-0,014	0,039
7	3379	-0,061	0,028	0,067	-0,025	0,004	0,025
8	3484	-0,016	-0,056	0,058	-0,008	-0,033	0,034
9	3852	-0,031	0,045	0,055	-0,019	0,024	0,031
10	5009	-0,062	0,045	0,077	-0,022	0,027	0,035
11	5216	0,004	0,059	0,059	-0,005	0,037	0,037
12	6452	-0,021	0,038	0,043	-0,017	0,015	0,023
13	6963	0,050	0,003	0,050	0,014	0,005	0,015
14	GG102	0,021	0,041	0,046	-0,005	0,027	0,027
15	GG105	0,040	0,055	0,068	0,022	0,029	0,036
16	GG109	0,013	0,025	0,028	0,007	0,009	0,011
17	GG111	-0,027	0,020	0,034	-0,022	0,009	0,024
18	GG114	0,005	0,035	0,035	0,014	0,018	0,023
19	GG129	-0,024	0,033	0,041	-0,009	0,027	0,028
20	GG133	-0,025	-0,002	0,025	0,003	0,014	0,014
21	GG137	-0,009	0,004	0,010	0,002	-0,003	0,004
22	GG141	0,023	0,028	0,036	0,009	0,024	0,026
23	GG149	0,044	0,004	0,044	0,016	0,005	0,017
24	GG154	-0,010	-0,041	0,042	-0,009	-0,009	0,013
25	GG158	-0,037	-0,005	0,037	-0,015	-0,009	0,017
26	GG162	-0,041	0,005	0,041	-0,018	0,011	0,021

Горизонтальные сдвигения пунктов геодинимического полигона, вычисленные по результатам измерений за период 2015–2024 годов методом GPS-измерений, имеют величины в пределах от 10 до 93 мм. Наблюдательные пункты получили разнонаправленную ориентировку векто-

ров горизонтальных сдвижений. Максимальное сдвижение наблюдается на пункте 2 658 (93 мм). Результаты спутниковых измерений за 2023–2024 годы получены в диапазоне от 4 до 39 мм. Максимальное сдвижение наблюдается на пункте 3 241 (39 мм).

Далее полученные координаты были использованы для вычисления относительных горизонтальных деформаций. Полученные значения находятся в пределах от $2,55 \cdot 10^{-7}$ до $2,48 \cdot 10^{-5}$, что на порядок не превышает предельных и допустимых деформаций согласно п. 4 ПБ 07-269-98⁸.

Изменения длин линий каркасной спутниковой сети Губкинского геодезического полигона на 1–2 порядка меньше предельных и допустимых деформаций по нормативному документу⁸. Таким образом, выявленные горизонтальные сдвижения земной поверхности не представляют опасности для объектов нефтегазового обустройства.

Спутниковая радарная интерферометрия

Метод спутниковой радарной интерферометрии необходим для получения дополнительной информации к инструментальным геодезическим измерениям о смещениях объектов инфраструктуры и деформаций земной поверхности Губкинского газового промысла по требованиям СТО Газпром⁹.

Интерферометрическая обработка радиолокационной съемки с повторных орбит космического аппарата (КА) — это современный способ дистанционного зондирования, позволяющий получить цифровую модель рельефа (ЦМР), уточнение нулевой изогипсы (границы мульды) оседания, площадные оценки вертикальных деформаций земной поверхности за время между съемками.

Метод спутниковой радиолокационной интерферометрии использует эффект интерференции электромагнитных волн и основан на математической обработке нескольких когерентных амплитудно-фазовых измерений одного и того же участка земной поверхности со сдвигом в пространстве приемной антенны РСА. Преимущество интерферометрического метода перед обработкой стереоснимков заключается в более высокой точности получаемых результатов, достигаемой за счет использования фазовой компоненты отраженного поверхностью радиосигнала. Метод площадной дифференциальной интерферометрии подробно описан в работах Howard Zebker, Alessandro Ferretti, Ramon Hanssen [7–9].

Точки измерения представляют собой отражения радиолокационного сигнала от техногенных объектов и элементов микрорельефа земной поверхности. Исходя из геометрии съемки, смещения рассчитываются в проекции на направление обзора радиолокатора [10].

Для использованных кадров отклонение линии обзора от перпендикуляра к земной поверхности составило 28°. Для каждой точки при помощи линейной аппроксимации рассчитаны среднегодовая скорость смещений и

⁸ ПБ 07-269-98 Правила охраны сооружений и природных объектов от вредного влияния подземных горных разработок на угольных месторождениях.

⁹ СТО Газпром 2-3.1-439-2010 «Методика проведения космического мониторинга состояния территорий горных отводов для обеспечения промышленной безопасности при добыче и хранении нефти и газа». (Утверждено распоряжением ОАО «Газпром» от 11.01.2010 № 3.– 23 с.).

среднеквадратичное отклонение. Точность результатов обработки радарных данных ниже, чем геодезические инструментальные измерения на пунктах геодинамического полигона, однако метод интерферометрии дает площадную оценку смещений и позволяет выделить места формирования зон геодинамического риска [11].

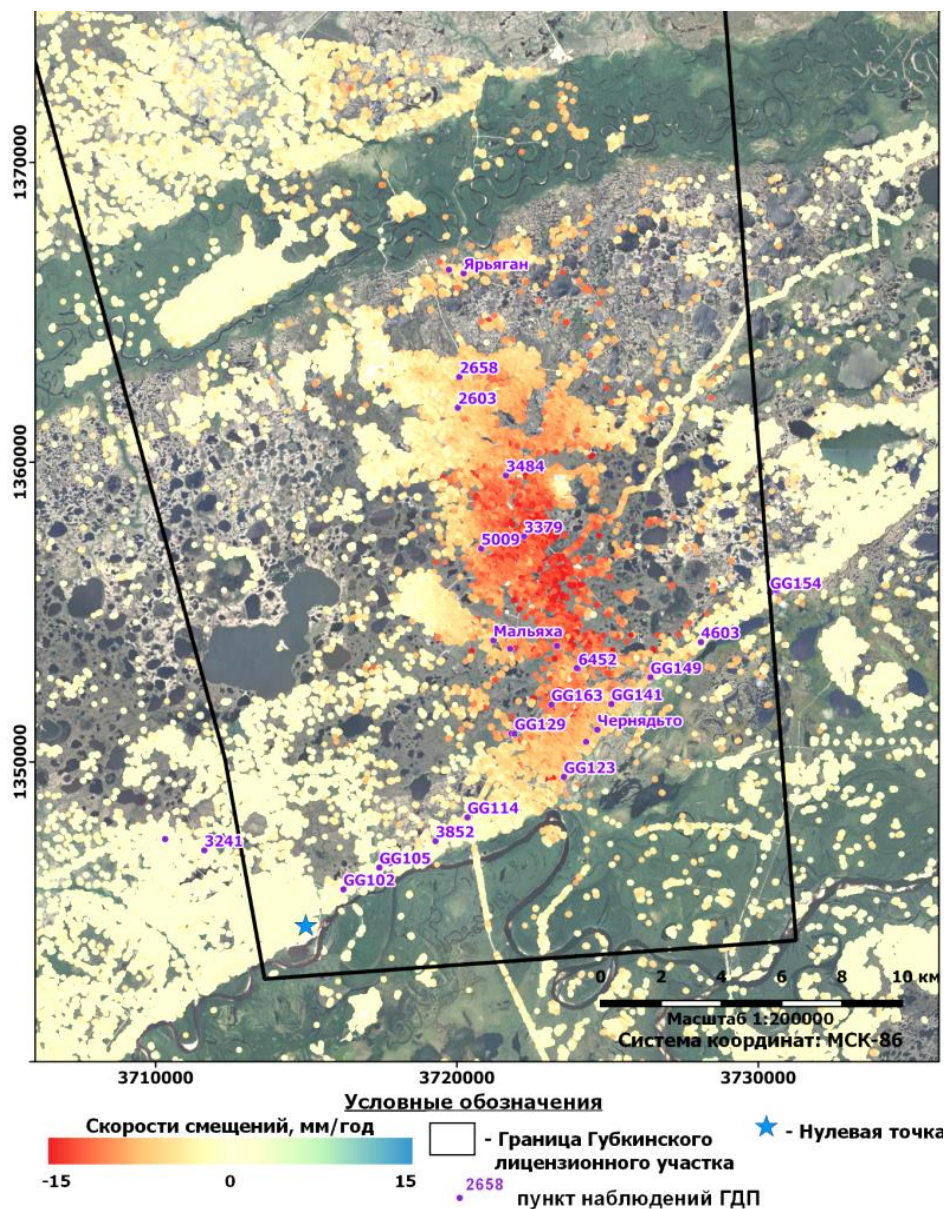


Рис. 4. Среднегодовые скорости сдвижений постоянных отражателей на земной поверхности по результатам интерферометрической обработки многопроходных данных Sentinel-1A/B (апрель 2019 — сентябрь 2024)

Результаты выполнения интерферометрической обработки 99 радиолокационных сцен Sentinel-1A/B, полученных в течение 66 месяцев с апреля 2019 по сентябрь 2024 года, представлены на рисунке 4. Они свидетельствуют о формировании мульды оседания земной поверхности в центральной части месторождения от –15 до –25 мм.

Рассчитаны смещения для 170 245 постоянных отражателей от техногенных объектов и элементов микрорельефа ландшафта земной поверхности. Временные ряды смещений указывают на оседание земной поверхности с постоянной скоростью, достигающей в центре месторождения 10 мм/год.

Результаты геодинамического мониторинга

Анализ истории разработки и основных геолого-промысловых показателей Губкинского месторождения свидетельствует о том, что происходит снижение первоначально высоких пластовых давлений, изменяется состав пластового флюида, плотность и прочностные свойства горных пород, что в итоге приводит к потере механической устойчивости дискретной динамически активной геологической среды.

Подтверждаются аналитические зависимости, используемые при прогнозных оценках оседания земной поверхности, и наличие связей вертикальных оседаний от падения пластовых давлений. Процесс добычи углеводородов сопровождается уплотнением пород, приводит к оседанию слоев, перекрывающих продуктивные горизонты [12].

На территории Губкинского месторождения отмечаются участки постоянного снижения пластовых давлений и уровней пластовых вод, участки их хаотического колебания и участки стабильных пластовых давлений и уровней (рис. 5). Причиной разброса нестабильности являются неодинаковые скорости обводнения скважин и прискважинной зоны. В результате интенсивной и долговременной эксплуатации месторождения с 1999 по 2024 годы текущее пластовое давление составляет 15,85 атм. (падение $R_{пл}$ – 79,63 % от начального).

Прослеживается взаимосвязь процесса оседания земной поверхности в центральной части Губкинского газового месторождения с техногенным влиянием разработки: по максимальным отборам газа в купольной части, по зонам (депрессии) падения давлений основного объекта разработки пласта ПК1 сеноман (рис. 6).

Сопоставительный анализ результатов нивелирования, спутниковых наблюдений, радарной интерферометрии, основных геолого-промысловых показателей свидетельствует о высокой корреляционной связи подтверждения максимальных оседаний с зонами максимальных отборов и депрессий, что подтверждает техногенное участие в формировании мульды оседания.

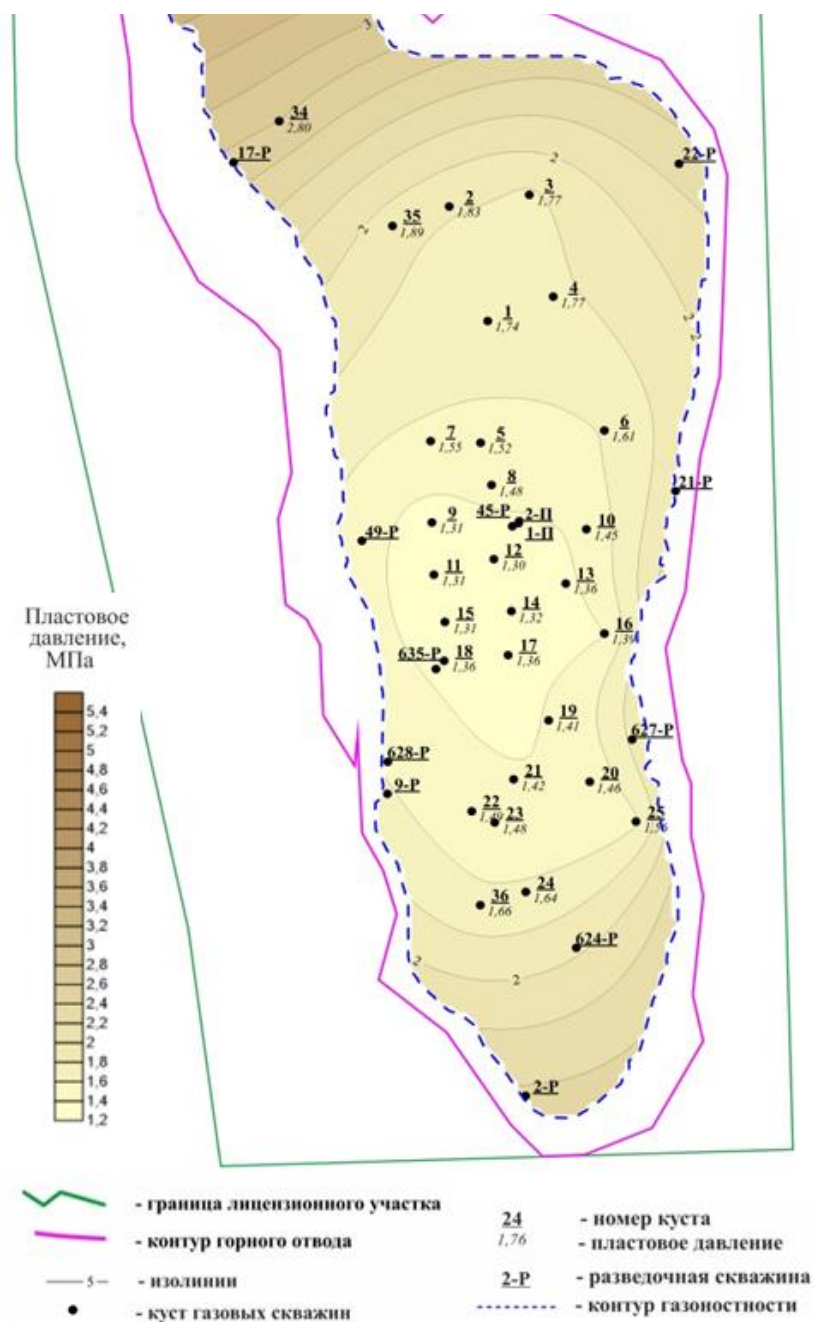


Рис. 5. Карта изобар пласта ПК1 Губкинского месторождения на 01.10.2024

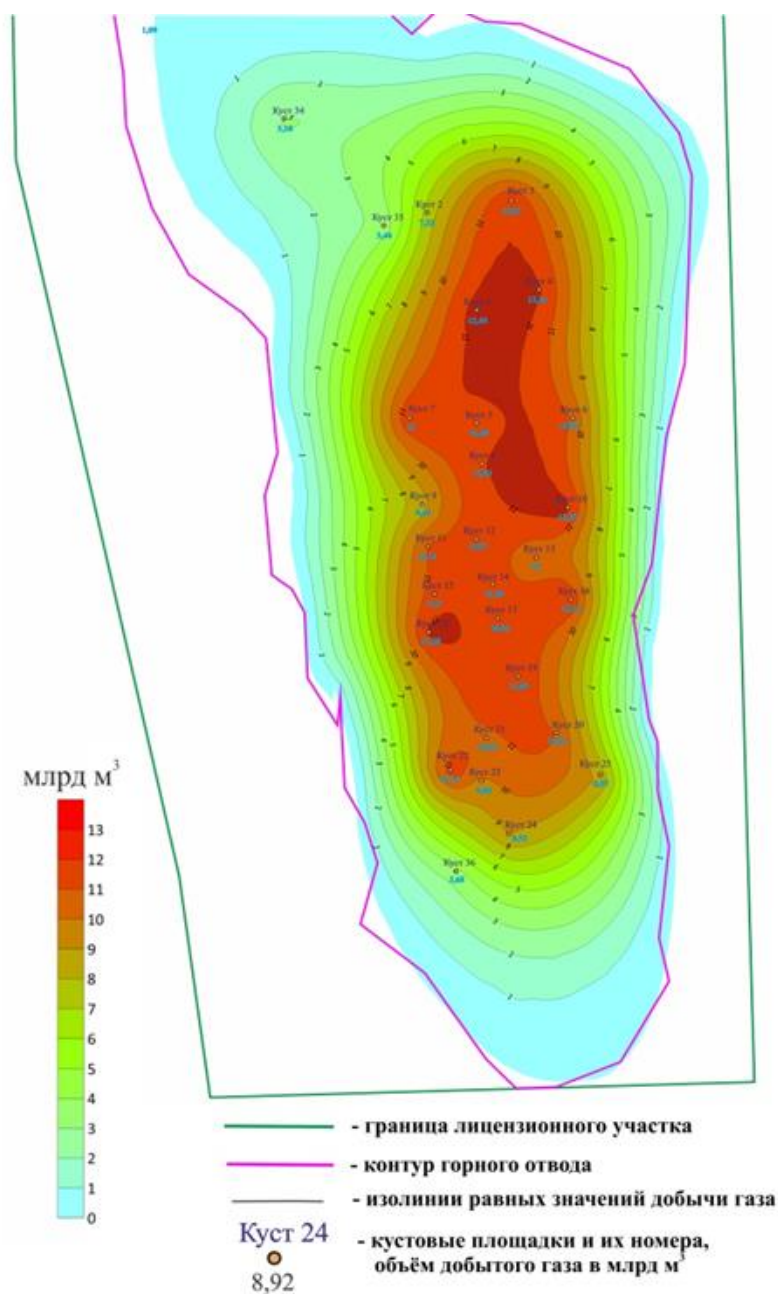


Рис. 6. Схематическая карта накопленных отборов сеноманской газовой залежи Губкинского месторождения на 01.11.2024

Выводы

1. Исходя из выявленных величин вертикальных и горизонтальных сдвижений, современная деформационная обстановка земной поверхности Губкинского месторождения не является опасной. Результаты ин-

струментальных маркшейдерско-геодезических наблюдений свидетельствуют о том, что полученные относительные значения деформаций на порядок меньше предельных и допустимых по действующим нормативным документам.

2. Объективное и точное определение параметров техногенного влияния разработки Губкинского месторождения, выполненное геодезическими методами и методом радарной интерферометрии, показывает необходимость продолжения наблюдений на геодинамическом полигоне.

3. Выявленное уменьшение количества наблюдательных пунктов сужает область подтвержденных данных. В связи с этим необходимо выполнить работы по корректировке проекта геодинамического полигона Губкинского месторождения.

Список источников

1. Геодезические методы изучения деформаций земной коры на геодинамических полигонах. Методическое руководство. – Москва : ЦНИИГАИК, 1985. – 112 с. – Текст : непосредственный.
2. Руководство по геодинамическим наблюдениям и исследованиям для объектов топливно-энергетического комплекса / Министерство топлива и энергетики РФ. – Москва : 1998. – С. 127. – Текст : непосредственный.
3. Результаты геодинамического мониторинга на Губкинском нефтегазовом месторождении / М. Л. Юрьев, Ю. В. Васильев, А. Ю. Белоносов, А. В. Радченко. – Текст : непосредственный // ИНТЕРЭКСПО ГЕО-Сибирь. – 2012. – Т. 1, № 1. – С. 251–256.
4. Анализ и интерпретация результатов маркшейдерско-геодезических измерений на Губкинском геодинамическом полигоне / Ю. В. Васильев, Д. Н. Иноземцев, Д. А. Мисюрёв [и др.]. – Текст : непосредственный // Маркшейдерский вестник. – 2018. – № 1 (122). – С. 58–67.
5. Хайн, В. Е. Геотектоника с основами геодинамики : учебник / В. Е. Хайн, М. Г. Ломидзе. – 2-е изд. – Москва, 2005. – 560 с. – Текст : непосредственный.
6. Оценка точности ГНСС-наблюдений на эталонном базисе как средство проверки измерительной аппаратуры локального геодинамического мониторинга / В. И. Кафтан, В. Н. Татаринов, А. И. Маневич [и др.]. – DOI 10.22389/0016-7126-2020-961-7-37-46. – Текст : непосредственный // Геодезия и картография. – 2020. – Т. 81, № 7. – С. 37–46.
7. Zebker, H. A. Topographic Mapping Derived from Synthetic Aperture Radar Measurements / H. A. Zebker, R. M. Goldstein // Journal of Geophysical Research. – 1986. – Vol. 91. – P. 4993–5002.
8. InSAR Principles-guidelines for SAR interferometry processing and interpretation / A. Ferretti, A. Monti-Guarnieri, C. Prati [et al.] // Noordwijk: ESA Publications, 2007. – 234 p. – Text : direct.
9. Hanssen, R. F. Radar Interferometry: data Interpretation and error analysis / R. F. Hanssen. – Springer Science & Business Media, 2001. – 308 p. – Text : direct.

10. Васильев, Ю. В. Техногенное влияние разработки Комсомольского месторождения на современные деформационные процессы / Ю. В. Васильев, Д. А. Мисюрев, А. В. Филатов. – DOI 10.31660/0445-0108-2018-2-11-20. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 2. – С. 11–20.
11. Результаты мониторинга деформационных процессов методами высокоточной геодезии и радарной интерферометрии на геодинамическом полигоне Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения / О. В. Волков, Ю. В. Васильев, Д. П. Иноземцев, В. И. Козырев. – Текст : непосредственный // Маркшейдерия и недропользование. – 2024. – № 3(131). – С. 97–103.
12. Кашников, Ю. А. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья / Ю. А. Кашников, С. Г. Ашихмин. – Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2019. – 552 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Geodezicheskie metody izucheniya deformatsiy zemnoy kory na geodinamicheskikh poligonakh. (1985). Moscow, TSNIIGAIK Publ., 112 p. (In Russian).
2. Rukovodstvo po geodinamicheskim nablyudeniya i issledovaniyam dlya ob"ektov toplivno-energeticheskogo kompleksa. (1998). Moscow, p.127. (In Russian).
3. Yurev, M. L., Vasiliev, Yu. V., Belonosov, A. Yu., & Radchenko, A. V. (2012). Results of geodynamical monitoring gubkinsky gas&oil fields. INTEREKSP GEO-Sibir, 1(1), pp. 251-256. (In Russian).
4. Vasiliev, Yu. V., Inozemtsev, D. P., Misyurev, D. A., Dolganov, I. M., & Filatov, A. V. (2018). Analysis and interpretation of mine surveying-geodetic measurements on the geodynamic polygon of Gubkinskiy. Mine surveying bulletin, 1(122), pp. 58–67. (In Russian).
5. Khayn, V. E., & Lomidze, M. G. (2005). Geotektonika s osnovami geodinamiki. Moscow, 560 p. (In Russian).
6. Kaftan, V. I., Tatarinov, V. N., Manevich, A. I., Prusakov, A. N., & Kaftan, A. V. (2020). Accuracy estimation of GNSS observations at a reference basis as a means of testing the measuring equipment of local geodynamic monitoring, Geodezia i kartografia, 81(7), pp. 37-46. DOI: 10.22389/0016-7126-2020-961-7-37-46. (In Russian).
7. Zebker, H. A. & Goldstein, R. M. (1986). Topographic Mapping Derived from Synthetic Aperture Radar Measurements. Journal of Geophysical Research, (91), pp. 4993-5002. (In English).
8. Ferretti, A., Monti-Guarnieri, A., Prati, C., Rocca, F., & Massonet, D. (2007). InSAR principles-guidelines for SAR interferometry processing and interpretation. Noordwijk: ESA Publications, 234 p. (In English).
9. Hanssen, R. F. (2001). Radar interferometry: data interpretation and error analysis. Springer Science & Business Media, 308 p. (In English).
10. Vasiliev, Yu. V., Misyurev, D. A., & Filatov, A.V. (2018). Anthropogenic influence of the Komsomolsk oil and gas condensate field on modern deformation processes. Oil and Gas Studies, (2), pp. 11-20. (In Russian.). DOI 10.31660/0445-0108-2018-2-11-20.
11. Volkov, N. V., Vasiliev, Yu. V., Inozemtsev, D. P., Filatov, A. V., & Kozыrev, V. I. (2024). The results of monitoring deformation processes using high-precision geodesy and radar interferometry at the geodynamic polygon of the Polar oil and gas condensate field. Mine surveying and subsurface use, 3(131), pp. 97-103. (In Russian).

12. Kashnikov, Yu. A., & Ashikhmin, S. G. (2019). Mekhanika gornyykh porod pri razrabotke mestorozhdeniy uglevo-dorodnogo syr'ya. Moscow, Nedra-Biznestsentr LLC Publ., 552 p. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Васильев Юрий Владимирович, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ЗСФ ИНГГ СО РАН), г. Тюмень, radan92@list.ru

Yuri V. Vasiliev, Candidate of Geology and Mineralogy, Senior Researcher, West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the RAS, Tyumen, radan92@list.ru

Иноземцев Дмитрий Павлович, ведущий инженер, Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ЗСФ ИНГГ СО РАН), г. Тюмень

Inozemtsev Dmitry Pavlovich, Leading Engineer, West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the RAS, Tyumen

Гудков Аркадий Викторович, ведущий инженер, Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ЗСФ ИНГГ СО РАН), г. Тюмень

Gudkov Arkady Viktorovich, Leading Engineer, West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the RAS, Tyumen

Козырев Владимир Иванович, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ЗСФ ИНГГ СО РАН), г. Тюмень

Vladimir I. Kozyrev, Candidate of Geology and Mineralogy, Researcher, West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the RAS, Tyumen

Статья поступила в редакцию 12.02.2025; одобрена после рецензирования 25.02.2025; принята к публикации 17.03.2025.

The article was submitted 12.02.2025; approved after reviewing 25.02.2025; accepted for publication 17.03.2025.

Научная статья / Original research article
УДК 550.812.12
DOI:10.31660/0445-0108-2025-4-26-40
EDN: MTPRHF



Оптимизация размещения нагнетательных скважин с учетом капиллярных характеристик продуктивных пластов

Е. Ю. Неёлова*, Д. А. Кобылинский

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
*nejolovaej@tyuiu.ru

Аннотация. В статье приведены результаты исследования влияния капиллярных сил, действующих в продуктивном пласте, на особенности фильтрации нагнетаемой в пласт воды при разработке залежей нефти методом заводнения.

Метод заводнения широко применяется при разработке месторождений нефти. При этом расстановка нагнетательных скважин чаще всего осуществляется по определенной геометрической сетке без учета капиллярных характеристик пласта.

Цель статьи — оптимизация системы поддержания пластового давления на месторождениях нефти в терригенных гидрофильных коллекторах на различных стадиях разработки.

Установлено, что применимость метода заводнения при разработке месторождений нефти может быть эффективна только в условиях гидрофильного коллектора. С опорой на закон Юнга — Лапласа обоснованы особенности распределения нагнетаемой в пласт воды в поровом пространстве продуктивного пласта.

Для оптимизации системы разработки в гидрофильных коллекторах предложено применять очаговое заводнение и размещать нагнетательные скважины на участках пониженных капиллярных давлений.

Даны рекомендации по размещению нагнетательных скважин с учетом капиллярных характеристик продуктивного пласта на конкретных примерах.

Ключевые слова: капиллярное давление, смачиваемость, гидрофильность, гидрофобность, нефть, вода, залежь, обводненность, заводнение, коллектор

Для цитирования: Неёлова, Е. Ю. Оптимизация размещения нагнетательных скважин с учетом капиллярных характеристик продуктивных пластов. Е. Ю. Неёлова, Д. А. Кобылинский // DOI 10.31660/0445-0108-2025-4-26-40 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 4. – С. 26–40. – EDN: MTPRHF

Optimization of injection well placement considering the productive reservoirs capillary properties

Evgeniya Yu. Neelova*, Danil A. Kobylinsky

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
*nejolovaej@tyuiu.ru

Abstract. This paper contains the results of a study on the influence of capillary forces in productive reservoir on the specifics of filtration of injected water during development of oil deposits using waterflooding method.

Waterflooding is a commonly used method for oil field development. Injection wells are often positioned using a fixed geometric pattern that does not consider the capillary properties of the reservoir.

The aim of this study is to optimize flooding system on oil field in terrigenous hydrophilic reservoirs at various stages of development. The study found that waterflooding in the field development is only effective in hydrophilic reservoirs. By utilizing the Young–Laplace equation, the authors explain the features of the distribution of injected water within the pore space of productive reservoir.

To improve development system in hydrophilic reservoirs, the authors propose the following: application of focal flooding and injection well placement in zones with lower capillary pressure.

This paper also suggests practical recommendations for the injection well placement based on capillary properties, supported by real case examples.

Key words: capillary pressure, wettability, hydrophilicity, hydrophobicity, oil, water, reservoir, water cut, flooding, reservoir

For citation: Neelova, E. Yu. (2025). Optimization of injection well placement considering the productive reservoirs capillary properties / E. Yu. Neelova, D. A. Kobylnskiy / Oil and Gas Studies, (4), pp. 26-40. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-4-26-40

Введение

Заводнение — один из наиболее распространенных методов воздействия на пласт с целью повышения конечной нефтеотдачи. При этом в международной практике оно больше не считается методом увеличения нефтеотдачи, а рассматривается как необходимый способ поддержания пластового давления [1]. Согласно данным [2] метод заводнения применяется более чем на половине нефтепромыслов мира. Конечная нефтеотдача в зависимости от свойств породы коллектора и насыщающих его флюидов может изменяться от 25 до 60 % [3, 4], в некоторых случаях известны и меньшие ее значения.

В России поддержание пластового давления методом заводнения задействуется практически на всех месторождениях нефти. При этом средняя обводненность добываемой продукции по состоянию на 2020 год составляла 85 % [5]. С учетом представленных статистических данных возникает вопрос, насколько повсеместно применяемый метод заводнения при шаблонном использовании по какой-либо геометрической сетке можно считать эффективным?

Пласт-коллектор представляет собой сложную многофазную систему, находящуюся в равновесии в поровой среде. При воздействии на пласт методом заводнения решающую роль в распределении жидкостей и газов в такой системе берут на себя различные капиллярные эффекты. Поэтому при формировании системы поддержания пластового давления (ППД) неучет капиллярных характеристик пласта, таких как смачиваемость и капиллярное давление, может привести к быстрому росту обводненности в добываемой продукции и, как следствие, низкой нефтеотдаче. Как писал А. А. Ханин, если бы в продуктивных пластах капиллярные эффекты отсутствовали, то извлечение нефти было бы полным [6]. В статье предлагается

рассмотреть условия фильтрации нагнетаемой в пласт воды с точки зрения влияния на данные процессы различных капиллярных эффектов, прежде всего смачиваемости, а также определить критерии рационального размещения нагнетательных скважин, которые позволят повысить конечную нефтеотдачу как на вводимых в эксплуатацию месторождениях, так и на месторождениях с остаточными запасами нефти.

Цель исследования — обоснование рекомендаций по рациональному размещению нагнетательных скважин с учетом капиллярных характеристик пласта.

Объект и методы исследования

Капиллярное давление возникает на контакте двух несмешивающихся фаз в поровой среде и является основным фактором, препятствующим вытеснению нефти из недр при разработке месторождений углеводородов. В связи с возникновением в поровом пространстве коллектора искривленной поверхности между двумя несмешивающимися фазами в системе нефть — вода возникает разность давлений в состоянии равновесия. Эта разность давлений между нефтяной и водной фазой и представляет собой капиллярное давление [7].

В зависимости от характера смачиваемости породы капиллярное давление принято считать положительным или отрицательным. Под смачиваемостью горной породы понимают тенденцию поверхности породы предпочтительно смачиваться одним флюидом в присутствии несмешивающейся с ним фазы. Породы, которые преимущественно смачиваются водой, относят к гидрофильным. Наступающий контактный угол смачивания для них теоретически не превышает 75° .

Породы с контактным углом около 90° относят к породам с нейтральной смачиваемостью. Если значение краевого угла превышает 105° , ее принято считать гидрофобной. Однако такое разделение пород по характеру смачиваемости требует их дальнейшей дифференциации. В связи с большим количеством факторов, влияющих на степень гидрофильности породы в реальных условиях недр, в понятие «гидрофильность — гидрофобность» внесена некоторая доля условности. Кроме того, определение смачиваемости по величине контактного угла в нефтегазовой практике носит скорее теоретический характер. Для определения смачиваемости породы таким методом необходимо иметь зеркально ровную поверхность образца, что в условиях шероховатой пористой поверхности керна не представляется возможным.

О степени гидрофильности или гидрофобности породы позволяют судить такие методы определения характера смачиваемости породы, как Amott тест и USBM тест, предложенный Дональдсом [8, 9]. В основе их лежит изучение процесса вытеснения из образца породы одного флюида другим и сравнения количества работы, необходимой для его замещения в поровом пространстве [10, 11].

Согласно экспериментальным данным при близких значениях фильтрационно-емкостных свойств коэффициент извлечения нефти путем насыщения образца породы водой из гидрофильного коллектора достигает 45 %, тогда как из гидрофобного — менее 5 %. Так как первично гидрофильные песчаники в силу различных факторов бывают подвержены процессам вторичной гидрофобизации, перед планированием системы ППД необходимо убедиться, что разрабатываемый коллектор относится к гидрофильным породам.

В соответствии с законом Юнга — Лапласа в гидрофильном коллекторе вода будет стремиться занять наиболее мелкопоровое пространство, где ее поверхностная энергия достигнет минимального значения. Поэтому при нагнетании в нефтенасыщенный пласт воды она устремится по пути наименьшего сопротивления в относительно мелкопоровое пространство, оставляя за фронтом вытеснения целики нефти в относительно крупнопоровых коллекторах. Таким образом, для увеличения нефтеотдачи в породах, преимущественно смачиваемых водой, необходимо размещать нагнетательные скважины на участках, представленных относительно крупнопоровыми разностями, охарактеризованными пониженными значениями капиллярных давлений. Это позволит избежать формирования языков обводнения вокруг крупнопоровых разностей коллекторов, поскольку нагнетаемая в пласт вода будет вытеснять из них нефть, стремясь занять мелкопоровое пространство.

Однако нагнетательные скважины размещают либо по геометрической сетке, либо на участках с низкой проницаемостью пласта, где величины капиллярных давлений имеют максимальные значения, предполагая максимально увеличить коэффициент извлечения нефти путем вовлечения в разработку низкопроницаемых коллекторов. В какой-то степени такое представление о поведении нагнетаемой в пласт воды возникло в результате наблюдения процесса вытеснения в лабораторных условиях. В образце породы, помещенной в кернодержатель и представляющей собой замкнутую систему, вода ограничена стенками кернодержателя и не имеет, в отличие от естественных условий недр, необходимой степени свободы, чтобы обойти участки, где ей противодействуют капиллярные силы, так как влияние смачиваемости породы не успевает проявиться вследствие ограниченного времени эксперимента.

Капиллярное давление смещения

В лабораторных условиях данные о капиллярном давлении обычно получают путем дренирования несмачивающего флюида (нефть или ртуть в условиях гидрофильного коллектора) в полностью насыщенный водой образец керна [12]. Насыщение образца нефтью продолжается до тех пор, пока не будет достигнуто давление, при увеличении которого насыщение образца водой остается неизменным. Далее возможно изучение обратного процесса «пропитки», когда нефть из образца вытесняется водой до достижения неудаимого насыщения нефтью. Однако наиболее полно использовать данные о капиллярных свойствах пласта-коллектора возможно при наличии лабораторных данных о вторичной «дренажной» кривой капил-

лярного давления, которую получают путем вытеснения воды нефтью до достижения неудаляемого насыщения водой [13].

В связи с тем, что каждый исследуемый образец породы, в зависимости от степени насыщения тем или иным флюидом и его фильтрационно-емкостными свойствами, характеризуется весьма широким диапазоном капиллярных давлений, в качестве параметра, принятого в данной работе для описания участков пониженных и повышенных значений капиллярного давления, было использовано значение капиллярного давления смещения (начала фильтрации).

Однако, как правило, данные о капиллярном давлении ограничиваются небольшим количеством лабораторных исследований только в тех скважинах, которые охарактеризованы керновыми исследованиями. В случае отсутствия керновых данных в грубом приближении рассчитать значения капиллярного давления смещения можно на основе эмпирической зависимости через коэффициент проницаемости.

Известно, что в традиционных коллекторах имеется хорошая корреляционная связь между кривыми капиллярного давления, полученными дренированием ртути, и проницаемостью образца. Эта корреляция обусловлена фундаментальными законами физики [14]. Проницаемость, полученная таким образом, представляет собой так называемую геометрическую проницаемость, то есть проницаемость по отношению к такому флюиду, который не абсорбируется на стенках поровых каналов и не входит в химическое взаимодействие с поверхностью твердой фазы образца породы.

В рамках этой работы в связи с отсутствием керновых исследований по капиллярметрии было использовано уравнение регрессии, полученное на основе лабораторных исследований нескольких тысяч образцов керна [15]. Оно описывает зависимость капиллярного давления начала фильтрации от величины коэффициента проницаемости образца породы

$$P_{\text{к}}^{\text{см}} = 36 \left(\frac{1}{K} \right)^{0.53},$$

где K — проницаемость (мД); $P_{\text{к}}^{\text{см}}$ — капиллярное давление начала фильтрации (кПа).

Обоснование системы размещения нагнетательных скважин на основе капиллярной модели проведено на примере залежи пласта В сложнопостроенного месторождения Z.

Месторождение Z расположено в Ямало-Ненецком автономном округе на севере Западной Сибири.

Седиментологические исследования пласта В показывают, что его образование происходило в разнообразных обстановках прибрежно-морской зоны. При этом формирование средней части пласта, имеющей наибольшую мощность, связано с развитием песчаной мелкозернистой дельты (выделены линзы А, L, N, O, F, M, H, U, W). Отложения нижней и

верхней части пласта, составляющие небольшую часть его объема, накапливались в мелководно-морских обстановках пляжевой зоны. Песчаные отложения пласта В дельтового генезиса представлены мелкозернистыми и средне-мелкозернистыми песчаниками проксимальной части устьевых баров. Песчаники имеют неустойчивую мощность, изменяясь от 0,5–1 м до 4–5 м, что предполагает неоднородное распределение песчаности отложений по площади. По сейсмическим данным дельтовые отложения рассматриваемого пласта имеют клиноформное строение, что обычно для дельтовых отложений. Распределение линзовидных тел дельтового комплекса в 3D геологической модели месторождения представлено на рисунке 1.

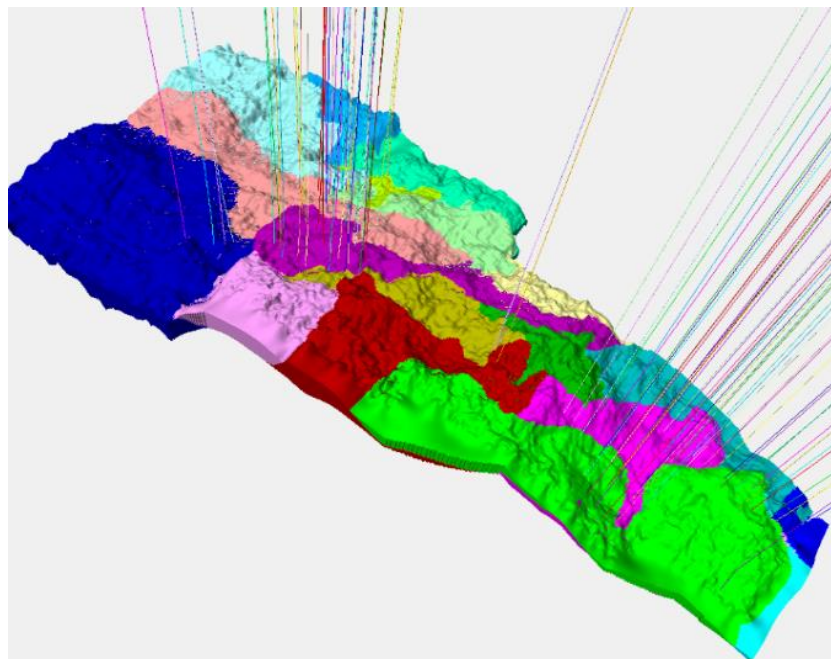


Рис. 1. Линзовидное строение средней части пласта в 3D-модели (дельтовый комплекс, линзы A, L, N, O, F, M, H, U, W)

С целью обоснования рекомендаций для рационального размещения нагнетательных скважин с учетом капиллярных характеристик пласта были рассмотрены нефтенасыщенные части пласта в северной и южной частях месторождения. Капиллярные модели были построены для верхнего пласта морского генезиса, а также для части линз дельтового комплекса.

В основе капиллярной модели лежат трехмерные распределения параметров ФЕС-пористости и проницаемости рассматриваемого пласта.

Куб открытой пористости был построен методом SGS с учетом всех скважин и трендов, в случае их наличия. В качестве трендов для построения параметра пористости использовались данные сейсморазведки при наличии корреляции сейсмических атрибутов со скважинными данными. Тренды пористости по данным сейсморазведки были использованы для

построения модели пористости для линз A, L, N, O, F, M. Для линз H, U, W тренды не были применены из-за отсутствия корреляции сейсмических атрибутов со скважинными данными. Также отсутствуют зависимости коэффициента пористости и сейсмических параметров для вышезалегающего пласта морского генезиса. При построении параметра проницаемости была задействована гауссовая модель вариограммы. Ранги вариограмм и направление анизотропии выбирались для каждого фациального комплекса.

Далее был получен куб эффективной пористости отдельно для каждого фациального комплекса.

Куб проницаемости был получен из куба эффективной пористости по петрофизическим зависимостям с дифференциацией для различных фациальных комплексов. Значения коэффициента проницаемости ограничены верхним пределом 120 мД, который соответствует максимальному значению проницаемости по данным лабораторных исследований керна.

Далее на основе уравнения регрессии [15] и трехмерного параметра проницаемости были получены двумерные распределения капиллярных давлений начала фильтрации. Построение проводилось отдельно по каждой линзе дельтового комплекса и в целом по дельтовому комплексу в разделе «Результаты».

Результаты

Карты капиллярных давлений смещения с выделением зон пониженных значений (области синего цвета) представлены на рисунках 2–14 в целом для дельтового комплекса, пласта морского генезиса и отдельно по каждой из линз.

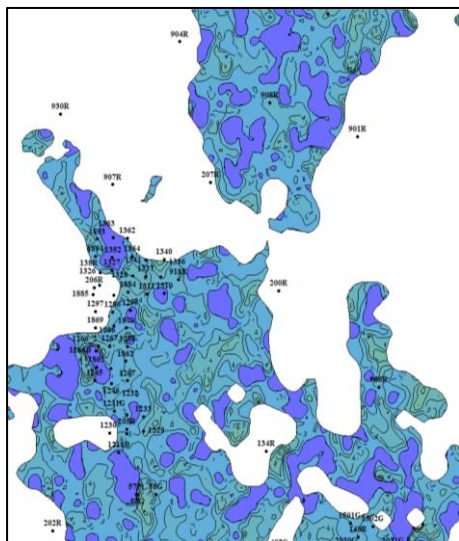


Рис. 2. Карта капиллярных давлений смещения по пласту морского генезиса (северная часть залежи)

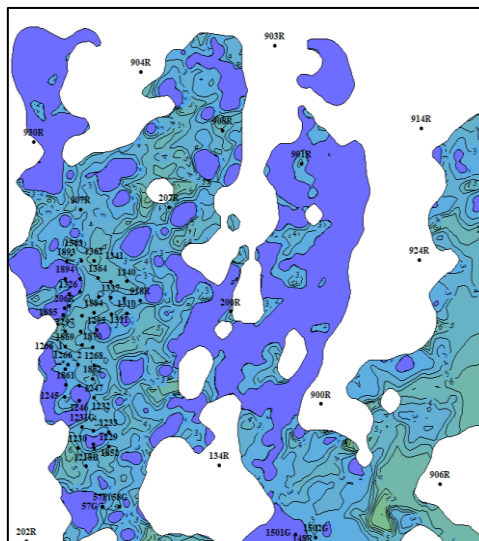


Рис. 3. Карта капиллярных давлений смещения в целом по дельтовому комплексу (северная часть залежи)

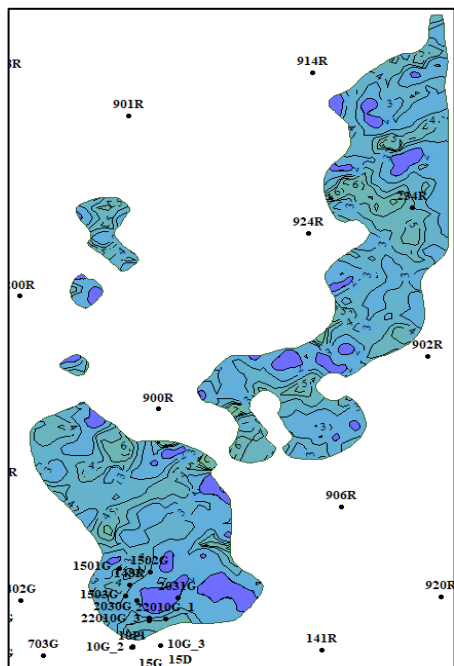


Рис. 4. Карта капиллярных давлений
смещения по линзе Н
(северная часть залежи)

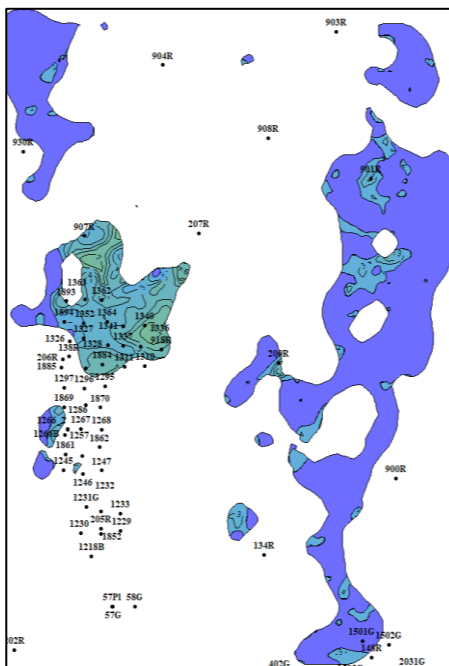


Рис. 5. Карта капиллярных давлений
смещения по линзе F
(северная часть залежи)

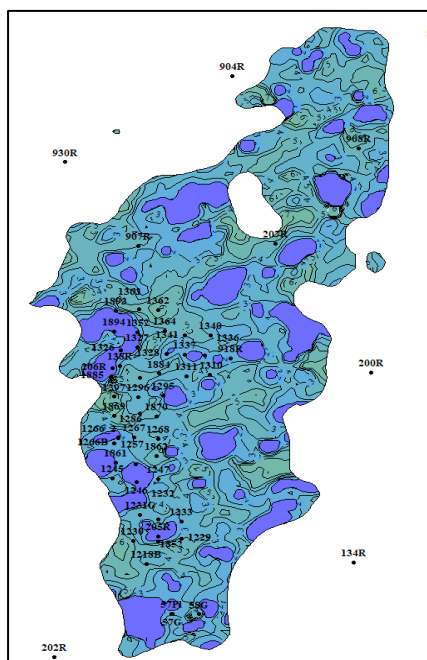


Рис. 6. Карта капиллярных давлений
смещения по линзе U
(северная часть залежи)

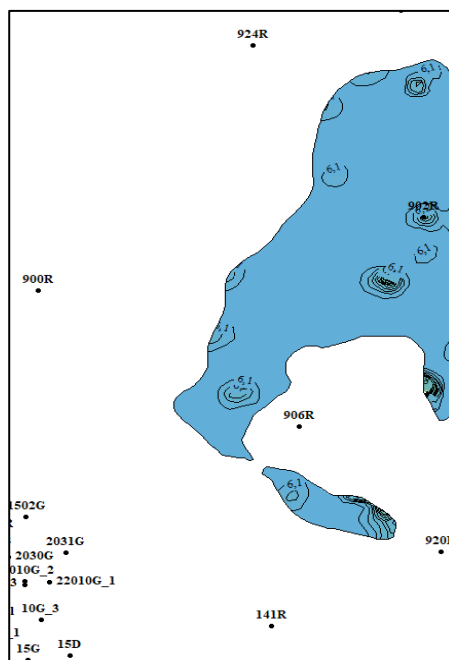


Рис. 7. Карта капиллярных давлений
смещения по линзе O
(северная часть залежи)

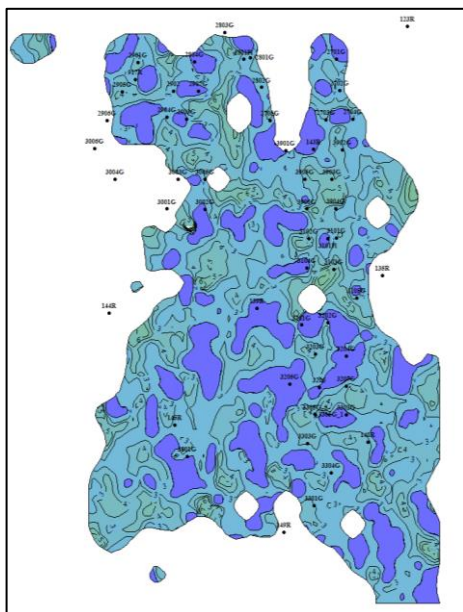


Рис. 8. Карта капиллярных давлений
смещения по пласту морского
генезиса (южная часть залежи)

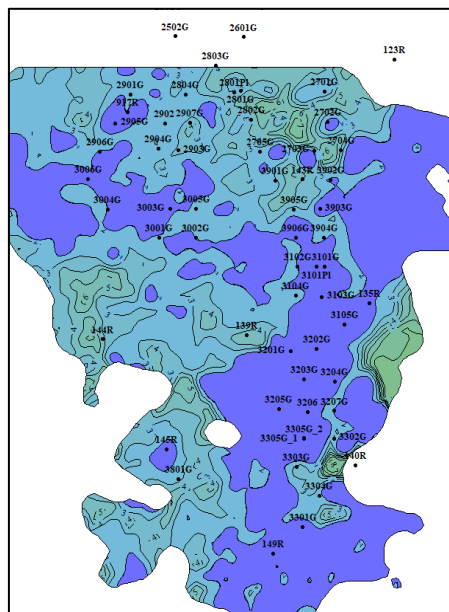


Рис. 9. Карта капиллярных давлений
смещения в целом по дельтовому
комплексу
(южная часть залежи)

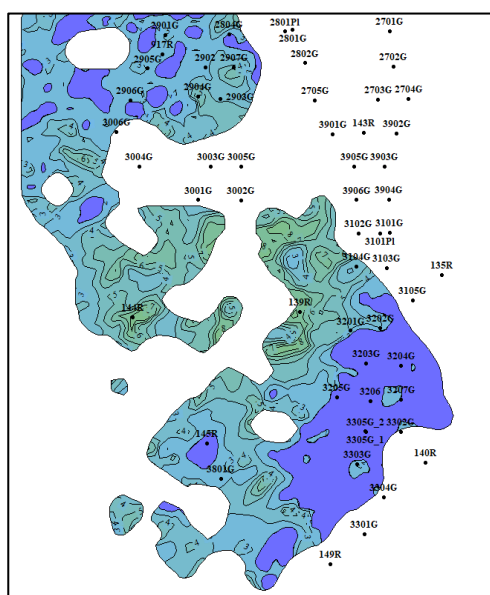


Рис. 10. Карта капиллярных давлений
смещения по линзе А
(южная часть залежи)

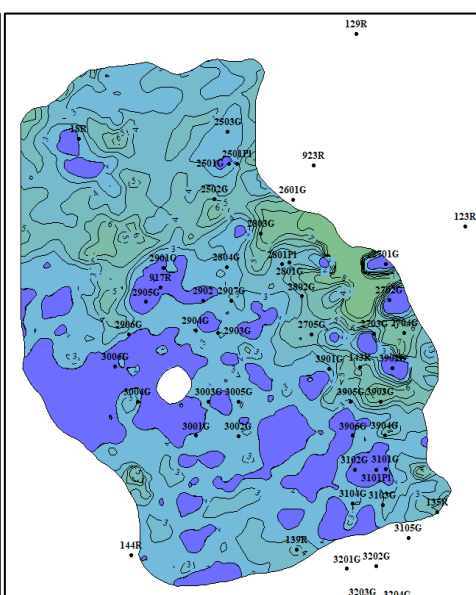


Рис. 11. Карта капиллярных давлений
смещения по линзе L
(южная часть залежи)

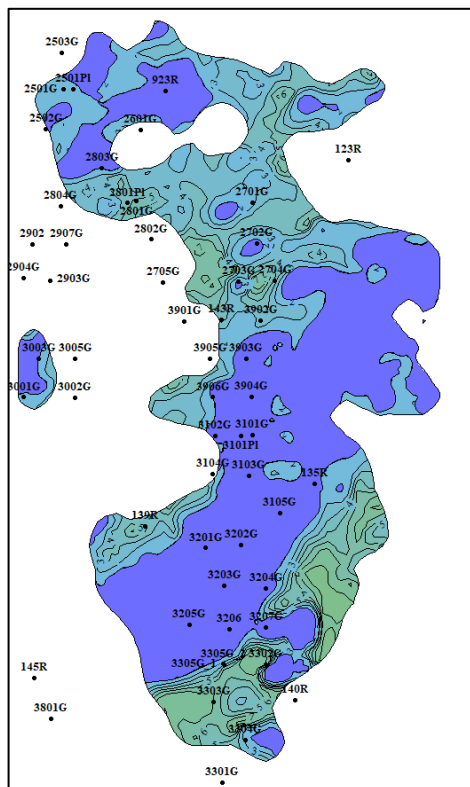


Рис. 12. Карта капиллярных давлений смещения по линзе М (южная часть залежи)

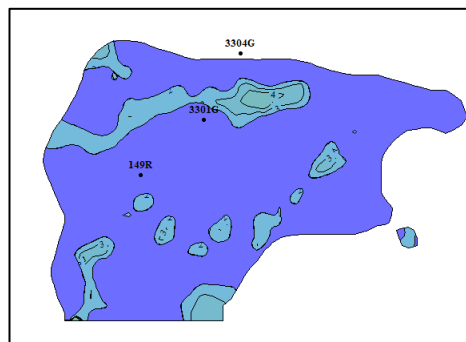


Рис. 13. Карта капиллярных давлений смещения по линзе N (южная часть залежи)

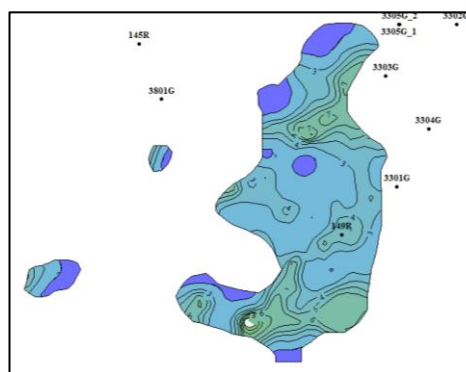


Рис. 14. Карта капиллярных давлений смещения по линзе W (южная часть залежи)

Обсуждение

Согласно полученным распределениям капиллярное давление смещения в линзах дельтового комплекса изменяется в широких пределах. Максимальные значения приурочены к отложениям линзы О, расположенной в северной части залежи. Эта линза характеризуется очень низкими коллекторскими свойствами, в связи с чем выделить зоны, наиболее благоприятные для эффективной закачки, не представляется возможным. Низкими коллекторскими свойствами также характеризуются линзы W и H. Тем не менее в пределах данных линз присутствуют зоны относительно пониженных значений капиллярного давления смещения, где возможно применение очагового заводнения.

Линзы дельтового комплекса L, U, A и вышезалегающий пласт морского генезиса характеризуются относительно пониженными значениями капиллярных давлений начала фильтрации, что связано с повышенными коллекторскими свойствами этого интервала пласта. Благоприятные участки для организации внутриконтурного заводнения, соответствующие зонам

пониженных капиллярных давлений в пределах данных линз, представлены на рисунках 6, 10, 11.

Линзы дельтового комплекса F, N, M обладают относительно повышенными коллекторскими свойствами. Значения капиллярных давлений смещения в пределах указанных линз изменяются в широких пределах. Наибольшими нефтенасыщенными толщинами и площадью нефтеносности характеризуется линза M, расположенная в южной части залежи. Согласно карте капиллярных давлений смещения (рис. 12) в центральной части линзы M выделяется зона пониженных значений. Для эффективной разработки этой части залежи пласта необходимо располагать нагнетательные скважины в пределах указанной зоны. При расположении нагнетательных скважин в пределах данной зоны нагнетаемая в пласт вода, стремясь из крупнопоровых в мелкопоровые разности пород и смачивая поверхность твердой фазы (коллектора), будет эффективно перемещать нефть к забоям добывающих скважин.

В случае совместной разработки линз дельтового комплекса и вышележащего пласта морского генезиса необходимо учитывать характеристики каждой линзы, составляющей эксплуатационный объект. Для проектирования очагового заводнения были построены карты совмещенных контуров зон пониженных значений капиллярных давлений смещения для южной и северной части залежи (рис. 15, 16). На основе данных карт определены наиболее оптимальные точки для размещения нагнетательных скважин. Организация избирательного заводнения по предложенной схеме существенно повысит эффективность разработки рассматриваемой залежи.



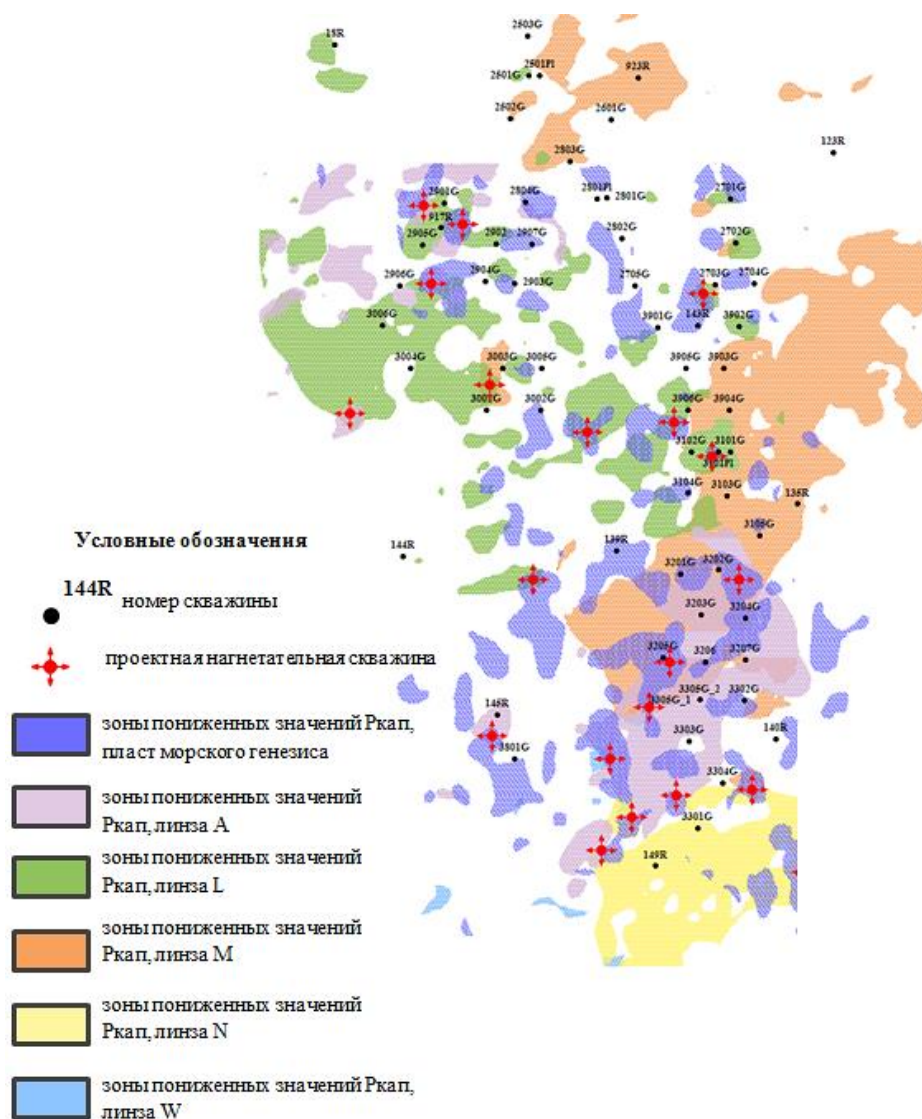


Рис. 16. Карта зон пониженных значений капиллярных давлений смещения по пласту морского генезиса и дельтовому комплексу (южная часть залежи)

Выводы

- Учет капиллярных характеристик пласта при планировании размещения фонда нагнетательных скважин может существенно повысить конечную нефтеотдачу пласта.
- Установлено, что в гидрофильном коллекторе нагнетаемая в пласт вода будет стремиться вытеснить нефть из мелкопоровых разностей коллектора, обходя участки относительно крупнопоровых коллекторов и оставляя за фронтом вытеснения нефтенасыщенные участки пласта.

- При избирательном размещении нагнетательных скважин на участках пониженных капиллярных давлений эффективность вытеснения нефти из недр в условиях гидрофильного коллектора существенно повысится.
- Участки минимальных значений капиллярных давлений могут быть выявлены путем построения капиллярных моделей залежей.
- В качестве картируемого параметра при построении капиллярных моделей предложено использование данных о капиллярном давлении смещения (давление начала фильтрации).
- Для определения положения оптимальных участков заводнения построены капиллярные модели залежи нефти пласта В месторождения Z.
- На основе полученных распределений капиллярных давлений смещения выбраны наиболее оптимальные точки для размещения нагнетательных скважин, что должно повысить на рассматриваемом месторождении конечную нефтеотдачу.

Список источников

1. Халимов, Э. М. Динамика запасов нефти и проектной нефтеотдачи в России / Э. М. Халимов, Ф. К. Салманов, К. Э. Халимов. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2003. – № 4. – С. 2–8.
2. The Effect Of Wettability On Oil Recovery: A Review / A. Y. Dandekar, S. L. Patil, S. Khataniar [et al.] – Text : electronic // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 20–22 October, the Perth, Australia. – 2008. – С. SPE-114496-MS. – URL: <https://doi.org/10.2118/114496-MS>.
3. Результаты и перспективы развития исследований в области методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации нефтедобычи / М. Т. Аббасов, Ю. П. Борисов, А. А. Боксерман [и др.]. – Текст : непосредственный // Развитие и совершенствование систем разработки нефтяных месторождений. – Москва : Наука, 1989. – С. 15–53.
4. Савинкова, Л. Д. Оценка подсчетных параметров и удельных запасов разведанных месторождений нефти Оренбургской области / Л. Д. Савинкова. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2010. – №. 4. – С. 73–83.
5. Щербакова, К. О. Анализ проблемы высокой обводненности добываемой продукции горизонтальных скважин / К. О. Щербакова. – DOI 10.32454/0016-7762-2022-64-6-29-38. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2023. – Т. 64, № 6. – С. 29–38.
6. Ханин, А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / А. А. Ханин. – Москва : Недра, 1969. – 368 с. – Текст : непосредственный.
7. Anderson, W. G. Wettability literature survey-part 4: Effects of wettability on capillary pressure / W. G. Anderson. – DOI 10.2118/15271-PA. – Text : direct // Journal of petroleum technology. – 1987. – Vol. 39, Issue 10. – P. 1283–1300.

8. Donaldson, E. C. Wettability determination and its effect on recovery efficiency / E. C. Donaldson, R. D. Thomas, P. B. Lorenz. – DOI 10.2118/2338-PA. – Text : direct // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1969. – Vol. 9, Issue 01. – P. 13–20.
9. Morrow, N. R. Effect of crude-oil-induced wettability changes on oil recovery / N. R. Morrow, H. T. Lim, J. S. Ward. – Text : electronic // SPE Formation Evaluation. – 1986. – Vol. 1, Issue 01. – P. 89–103. – URL: <https://doi.org/10.2118/13215-PA>
10. Morrow, N. R. Wettability and its effect on oil recovery / N. R. Morrow. – Text : electronic // Journal of petroleum technology. – 1990. – Vol. 42, Issue 12. – P. 1476–1484. – URL: <https://doi.org/10.2118/21621-PA>
11. Denekas, M. O. Effects of crude oil components on rock wettability / M. O. Denekas, C. C. Mattax, G. T. Davis. – Text : electronic // Transactions of the AIME. – 1959. – Vol. 216, Issue 01. – P. 330–333. – URL: <https://doi.org/10.2118/1276-G>
12. Brown, H. W. Capillary pressure investigations / H. W. Brown. – Text : electronic // Journal of Petroleum Technology. – 1951. – Vol. 3. – Issue 03. – P. 67–74. – URL: <https://doi.org/10.2118/951067-G>
13. Mirzaei-Paiaman, A. A new methodology for grouping and averaging capillary pressure curves for reservoir models / A. Mirzaei-Paiaman, B. Ghanbarian. . – Text : electronic // Energy Geoscience. – 2021. – Vol. 2. – Issue 1. – P. 52–62. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2020.09.001>
14. Sigal, R. F. Mercury capillary pressure measurements on Barnett core / R. F. Sigal. – Text : electronic // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2013. – Vol. 16. – Issue 04. – P. 432–442. – URL: <https://doi.org/10.2118/167607-PA>
15. Большаков, Ю. Я. Теория капиллярности нефтегазонакопления / Ю. Я. Большаков. – Новосибирск : Наука, – 1995. – 184 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Khalimov, E. M., Salmanov F. K., & Khalimov, K. E. (2003) Dynamics of oil reserves and project oil recovery in Russia. Russian oil and gas geology, (4), pp. 2-8. (In Russian).
2. Agbalaka, C., Dandekar, A. Y., Patil, S. L., Khataniar, S., & Hemsath, J. R. (2008). The effect of wettability on oil recovery: A review. In SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition (pp. SPE-114496). SPE. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/114496-MS>.
3. Abbasov, M. T., Borisov, Yu. P., Bokserman, A. A., Zheltov, Yu. P. & Tairov, N. D. (1989). Rezul'taty i perspektivy razvitiya issledovaniy v oblasti metodov povysheniya nefteotdachi plastov i intensivifikatsii neftedobychi. Razvitie i sovershenstvovanie sistem razrabotki neftyanyh mestorozhdenij, Moscow, Nedra Publ., pp. 15-53. (In Russian).
4. Savinkova, L. D. (2010). Evaluation of calculation parameters and specific reserves of explored oil fields of the Orenburg region. Russian oil and gas geology, (4), pp. 73-83. (In Russian).
5. Shcherbakova, K. O. (2023). The problem of high water cut in the products of horizontal wells. Proceedings of higher educational establishments. Geology and exploration, 64, (6), pp. 29-38. (In Russian). DOI: 10.32454/0016-7762-2022-64-6-29-38

6. Hanin, A. A. (1969). Porody-kollektory nefi i gaza i ih izuchenie. Moscow, Nedra Publ., 368 p. (In Russian).
7. Anderson, W. G. (1987). Wettability literature survey-part 4: Effects of wettability on capillary pressure. Journal of petroleum technology, 39(10), pp. 1283-1300. (In English). DOI: 10.2118/15271-PA
8. Donaldson, E. C., Thomas, R. D., & Lorenz, P. B. (1969). Wettability determination and its effect on recovery efficiency. Society of Petroleum Engineers Journal, 9(01), pp. 13-20. (In English). DOI: 10.2118/2338-PA
9. Morrow, N. R., Lim, H. T., & Ward, J. S. (1986). Effect of crude-oil-induced wettability changes on oil recovery. SPE Formation Evaluation, 1(01), pp. 89-103. Available at: <https://doi.org/10.2118/13215-PA>
10. Morrow, N. R. (1990). Wettability and its effect on oil recovery. Journal of petroleum technology, 42(12), pp. 1476-1484. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/21621-PA>
11. Denekas, M. O., Mattax, C. C., & Davis, G. T. (1959). Effects of crude oil components on rock wettability. Transactions of the AIME, 216(01), pp. 330-333. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/1276-G>
12. Brown, H. W. (1951). Capillary pressure investigations. Journal of Petroleum Technology, 3(03), pp. 67-74. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/951067-G>
13. Mirzaei-Paiaman, A., & Ghanbarian, B. (2021). A new methodology for grouping and averaging capillary pressure curves for reservoir models. Energy Geoscience, 2(1), pp. 52-62. (In English). Available at: [doi:10.1016/j.engeos.2020.09.001](https://doi.org/10.1016/j.engeos.2020.09.001)
14. Sigal, R. F. (2013). Mercury capillary pressure measurements on Barnett core. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 16(04), pp. 432-442. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/167607-PA>
15. Bol'shakov, Yu.Ya. (1995). Teoriya kapillyarnosti neftegazonakopleniya. – Novosibirsk, Nauka Publ., 184 p. (In Russian).

Информация об авторах/Information about the authors

Неёлова Евгения Юльевна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, nejolovaej@tyuiu.ru

Кобылинский Данил Александрович, старший преподаватель кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Evgeniya Yu. Neelova, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, nejolovaej@tyuiu.ru

Danil A. Kobylinsky, Senior Lecturer at the Department Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 10.02.2025; одобрена после рецензирования 18.03.2025; принята к публикации 28.03.2025.

The article was submitted 10.02.2025; approved after reviewing 18.03.2025; accepted for publication 28.03.2025.

Научная статья / Original research article
УДК 614.8
DOI:10.31660/0445-0108-2025-4-41-49
EDN: MUCED



Состояние производственного травматизма на нефтегазодобывающих объектах

Л. Б. Хайруллина*, Н. Л. Мамаева, Е. В. Копытова

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

* hajrullinalb@tyuiu.ru

Аннотация. Причины несчастных случаев и случаев со смертельным исходом на нефтегазодобывающих объектах — актуальная проблема, требующая изучения. Цель исследования — анализ причин возникновения опасностей при функционировании технических устройств и сооружений в нефтегазодобывающей промышленности. Динамика распределения количества несчастных случаев на производстве и случаев со смертельным исходом при добыче углеводородного сырья в период с 2019 по 2023 год показывает существенное увеличение, а количество пострадавших со смертельным исходом остается постоянным. Причинами несчастных случаев являются инциденты и аварийные ситуации на нефтегазовых объектах, связанные со взрывами, пожарами, с открытыми фонтанами, выбросами токсичных веществ, а также с разрушением технических устройств и сооружений. Случаи смертельного травматизма за рассматриваемый период времени вызваны в основном термическим воздействием (8 случаев) и разрушением технических устройств (8 случаев). Таким образом, важное значение на нефтегазодобывающих объектах имеет организация трудового процесса, направленная на предупреждение возникновения чрезвычайных ситуаций и снижение производственного травматизма. Рекомендуется регулярно планировать и повышать уровень безопасности, выявлять потенциальные опасности, оценивать риски и разрабатывать систему для их минимизации или устранения.

Ключевые слова: аварийные ситуации, углеводородное сырье, условия труда, производственный травматизм, несчастные случаи

Для цитирования: Хайруллина, Л. Б. Состояние производственного травматизма на нефтегазодобывающих объектах / Л. Б. Хайруллина, Н. Л. Мамаева, Е. В. Копытова. — DOI 10.31660/0445-0108-2025-4-41-49 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 4. — С. 41–49. — EDN: MUCED

The state of occupational injuries at oil and gas production facilities

Larisa B. Khairullina*, Natali L. Mamaeva, Elena V. Kopytova

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

* hajrullinalb@tyuiu.ru

Abstract. The study of the causes of accidents and fatalities at oil and gas production sites is an actual problem. This paper aims to analyse the causes that contribute to hazards during the operation of technical equipment and structures in the oil and gas industry. From 2019 to 2023, the dynamics of accumulation of industrial accidents and fatal accidents at hydrocarbon production facilities indicates a significant increase, while the number of fatal victims has remained largely unchanged. The primary causes of accidents include explosions, fires, uncontrolled blowouts, toxic gas releases, and failures of technical equipment and structures. For the period under review, fatalities were predominantly due to thermal exposure (8 cases) and mechanical failures (8 cases). Thus, organizing safe work processes aimed at preventing emergencies and reduce occupational injuries in the oil and gas sector is essential. Therefore, the authors recommend regularly reviewing safety plans, identifying potential hazards, assessing risks, and developing systems to minimize or eliminate them.

Keywords: emergencies, hydrocarbon raw materials, working conditions, industrial injuries, accidents

For citation: Khairullina, L. B., Mamaeva, N. L. & Kopytova, E. V. (2025). The state of occupational injuries at oil and gas production facilities. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 41-49. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-4-41-49

Введение

Обеспечение безопасных условий труда работников на опасных объектах нефтегазодобывающей промышленности, где существуют риски возникновения масштабных крупных аварий, является одной из главных проблем XXI века. Наличие взрывоопасных и токсичных веществ технологических процессов, технических устройств и сооружений на рабочих местах, неблагоприятные климатические условия создают вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье человека в процессе трудовой деятельности. Для этого необходимо оценить риски возникновения производственного травматизма и разработать мероприятия по их уменьшению [1].

Аварийность на опасных нефтегазодобывающих предприятиях напрямую связана с производственным травматизмом и основывается на анализе причин возникновения инцидентов и аварий при эксплуатации технических систем и технологических процессов добычи, переработки, транспортировки углеводородного сырья. Функционирование опасных объектов соответствует требованиям законодательства [2], и механизмы поддержания безопасных условий труда требуют системного подхода в решении этого вопроса [3].

Цель исследований — анализ причин возникновения опасностей при функционировании технических устройств и сооружений в нефтегазодобывающей промышленности.

Материалы и методы

Данные по распределению производственных травм, в зависимости от количества смертельных случаев и вида экономической деятельности за 2019–2023 годы, получены из статистических данных ФГБУ «ВНИИ тру-

да» Минтруда России [4]. Количество несчастных случаев и пострадавших со смертельным исходом на нефтегазодобывающих производствах, а также количество аварий по видам работ, выполняемых на опасных производственных объектах при добыче углеводородного сырья за 2019–2023 годы, получены путем анализа статистических данных Ростехнадзора [5–8].

В результате обработки статистических данных построены линии тренда и найдены величины достоверности аппроксимации (R^2).

Результаты

На рисунке 1 представлена динамика распределения несчастных случаев и наиболее травмоопасные отрасли по видам экономической деятельности в Российской Федерации за 2023 год.

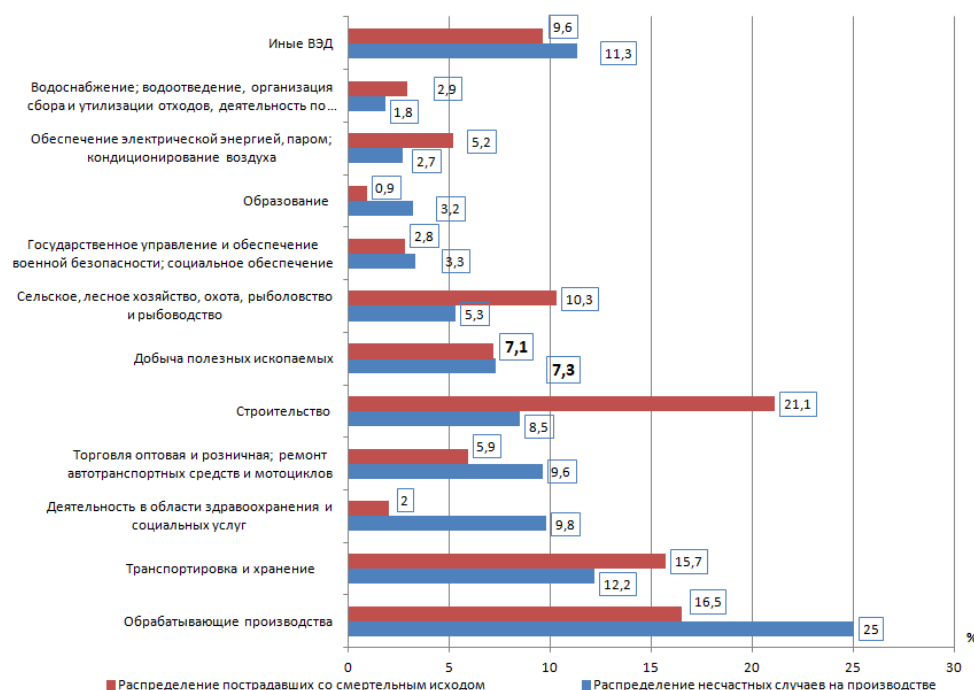


Рис. 1. Динамика распределения несчастных случаев за 2023 год

Динамика распределения несчастных случаев на производстве в 2023 году в зависимости от вида экономической деятельности демонстрирует, что на обрабатывающем производстве произошло 25 % производственных травм, на объектах транспортировки и хранения — 12,2 % и в области здравоохранения и социальных услуг — 9,8 %. Количество несчастных случаев при добыче углеводородного сырья составляет 7,3 % и занимает шестое место. Согласно статистике смертельных случаев лидируют строительство (21,1 %), обрабатывающее производство (16,5 %), транспортировка и хранение (15,7 %) и добыча углеводородного сырья (7,1 %).

Рассмотрим в динамике количество травм при добыче углеводородного сырья за 2019–2023 годы (рис. 2).

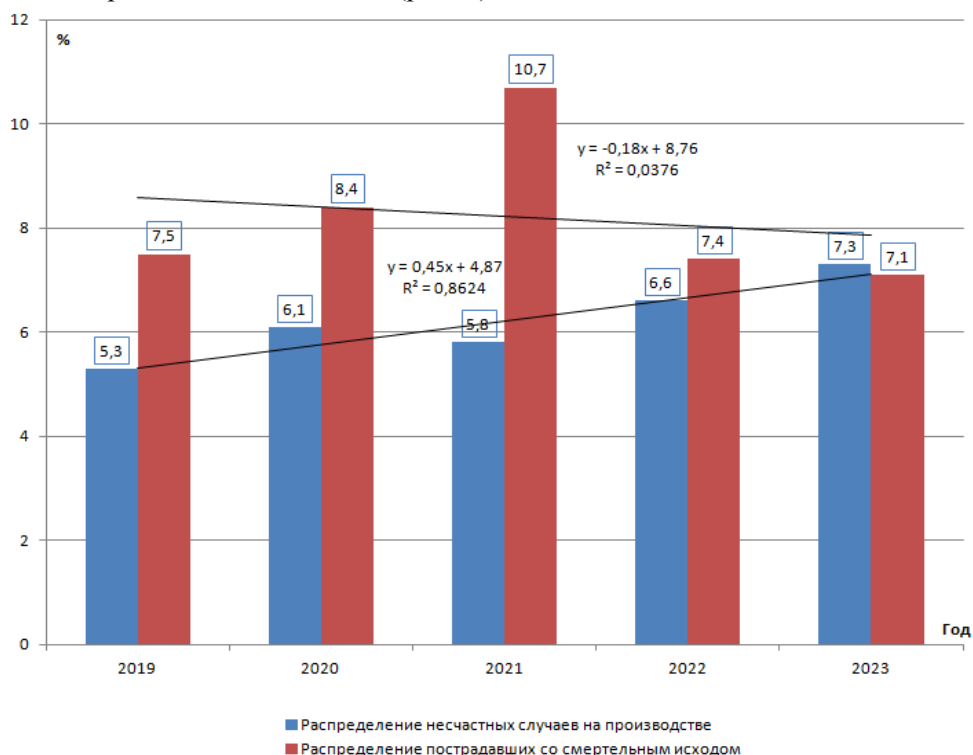


Рис. 2. Динамика распределения несчастных случаев при добыче полезных ископаемых за 2019–2023 годы

За пять лет количество несчастных случаев увеличивается, что описывается следующим уравнением: $y = 0,45x + 4,87$; $R^2 = 0,8624$. Число пострадавших со смертельным исходом остается почти постоянным: ($y = -0,18x + 8,76$; $R^2 = 0,0376$).

На следующем этапе исследований анализировалось распределение аварий по видам работ на объектах нефтегазодобывающей промышленности за 2019–2023 годы (рис. 3).

Было установлено, что за рассматриваемый период динамика распределения количества аварий, представленная на рисунке 3, следующая: 20 аварий связаны со взрывами и пожарами, 17 — с открытыми фонтанами и выбросами и 14 — с разрушением устройств, разливами нефтесодержащей жидкости и другим. За исследуемые годы не было зарегистрировано ни одной аварии, случившейся из-за падения буровых вышек и/или разрушения их частей.

Как известно, некоторые аварии ведут к смертельному травматизму. Поэтому нами рассмотрены причины аварий со смертельным исходом, произошедших на объектах нефтегазодобывающей промышленности за 2019–2021 годы (рис. 4).

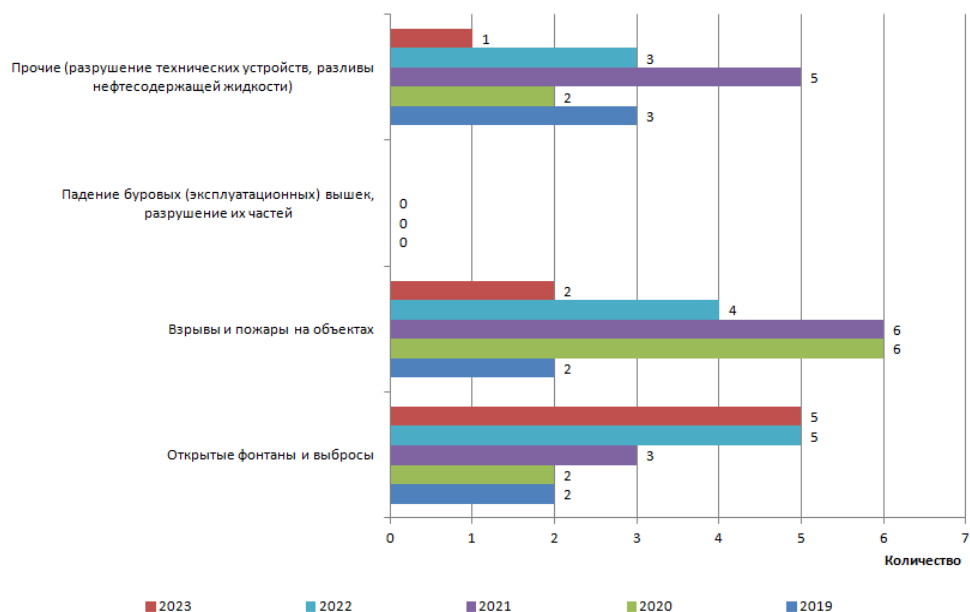


Рис. 3. Количество аварий по видам работ, выполняемых на объектах нефтегазодобывающей промышленности, за 2019–2023 годы

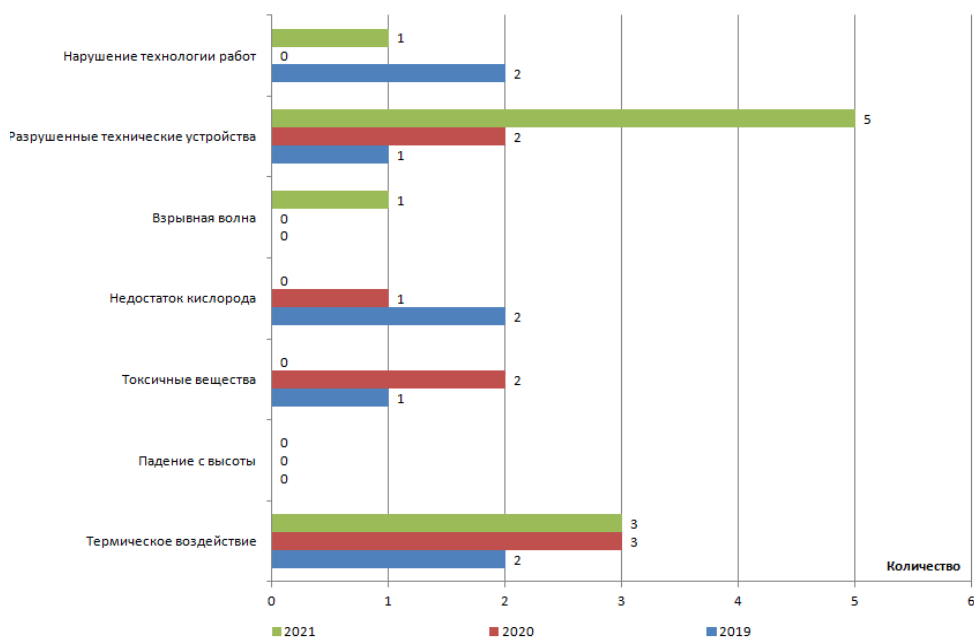


Рис. 4. Количество случаев смертельного травматизма, произошедших на нефтегазодобывающих объектах за 2019–2021 годы

За рассматриваемый период произошло 8 случаев смертельного травматизма в результате термического воздействия и зафиксировано 8 смертельных исходов от механического воздействия разрушения техни-

ческих устройств и сооружений. Термическое воздействие было получено от аварии открытого фонтанирования нефти и пожара. Смертельные случаи, связанные с падением с высоты, не были зарегистрированы.

Обсуждение

Согласно результатам анализов статистических данных наибольшее количество производственных травм в 2023 году приходится на обрабатывающие производства — 25 % и на транспортировку и хранение — 12,2 %. Количество несчастных случаев при добыче углеводородного сырья составляет 7,3 % и среди представленных видов экономической деятельности занимает шестое место. По количеству пострадавших со смертельным исходом за тот же отчетный год лидируют строительство — 21,1 % и обрабатывающие производства — 16,5 %, далее следуют транспортировка и хранение — 15,7 % и добыча углеводородного сырья — 7,1 %. При добыче углеводородного сырья количество несчастных случаев увеличивается, а количество пострадавших со смертельным исходом остается почти неизменным. Тема обеспечения безопасности условий труда на нефтегазодобывающих производствах очень актуальна и выявление причин производственного травматизма волнует всех руководителей объектов. Многие авторы отмечают необходимость системности в решении этого вопроса.

Причинами производственного травматизма являются как технические, так и организационные мероприятия. Одна из основных причин несчастных случаев, в том числе со смертельным исходом, заключается в неудовлетворительном состоянии нефтедобывающего оборудования, связанном с его высоким износом и недостаточным уровнем внедрения новых технологий [9, 10]. Основные травмирующие факторы смертельных случаев на объектах нефтегазодобывающей промышленности возникли вследствие взрывов от разрушения технических устройств и сооружений, а также от воздействия пожаров.

Выводы

Таким образом, динамика распределения количества несчастных случаев на производстве и случаев со смертельным исходом при добыче углеводородного сырья за 2019–2023 годы показывает существенное увеличение, а количество пострадавших со смертельным исходом остается почти неизменным. Причинами возникновения несчастных случаев являются инциденты и аварийные ситуации на опасных объектах [11, 12]. Поэтому на нефтегазодобывающих объектах так важна организация трудового процесса, направленная на предупреждение возникновения чрезвычайных ситуаций и снижения производственного травматизма [13, 14]. Для этого рекомендуется регулярно планировать и повышать уровень безопасности, выявлять потенциальные опасности, оценивать риски и разрабатывать систему для их минимизации или устранения.

Список источников

1. Evaluation and improvement of the efficiency of technolqenic risc manaqment and safety in a drillinq company / M. M. Makhmudova, Yu. V. Sivkov, L. B. Khairullina, V. L. Martynovich. – Text : electronic // International journal of COMADEM. – 2022. – Vol. 25, Issue 4. October 2022. – P. 25–31.
2. Российская Федерация. Законы. О промышленной безопасности опасных производственных объектов : Федеральный закон № 116-ФЗ. от 21.07.1997 года. – Текст : электронный // КонсультантПлюс : справочно-правовая система : [сайт]. – URL: <http://www.consultant.ru>.
3. Modern approaches to conduct the in-process control at high-risk mining enterprises / L. Khairullina, G. Starikova, E. Bulgakova [et al.]. – DOI 10.1051/e3sconf/202017705013. – Text : direct // E3S Web of Conferences. – EDP Sciences, 2020. – Vol. 177. – P. 05013.
4. Охрана труда в цифрах. – Текст : электронный // vcot.info : сайт. – 2024. – URL: <https://s.vcot.info/document/poleznoe/media/5/66d99c1a16c0e568797996.pdf>
5. Годовой отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2020 году. – Текст : электронный // gosnadzor.ru : сайт. – 2021. – URL: https://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/Годовой%20отчет%20за%202020%20год.pdf
6. Годовой отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2021 году. – Текст : электронный // gosnadzor.ru : сайт. – URL: https://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/Годовой%20отчет%20за%202021%20г.pdf
7. Годовой отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2022 году. – Текст : электронный // gosnadzor.ru : сайт. – URL: https://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/Пр-423%20от%2024.11.2023%20Годовой%20отчет%20.pdf
8. Годовой отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2023 году. – Текст : электронный // gosnadzor.ru : сайт. – URL: https://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/Годовой%20отчет%202023.pdf
9. Хайруллина, Л. Б. Состояние аварийности и травматизма на опасных производственных объектах / Л. Б. Хайруллина, Н. Л. Мамаева. – Текст : непосредственный // Материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов «Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе». – Т. 2. / Отв. ред. А. Н. Халин. – Тюмень : ТИУ, 2018. – С. 225–228.
10. Хайруллина, Л. Б. Требование к эксплуатации опасных производственных объектов / Л. Б. Хайруллина, Н. Л. Мамаева. – Тюмень : ТИУ, 2024. – 81 с. – Текст : непосредственный.
11. Хайруллина, Л. Б. Промышленная безопасность / Л. Б. Хайруллина, Н. Л. Мамаева. – Тюмень : ТИУ, 2025. – 65 с. – Текст : непосредственный.
12. Васильев, И. В. Анализ производственного травматизма нефтедобывающей отрасли / И. В. Васильев. – Текст : непосредственный // Научное образование. – 2022. – № 3(16). – С. 251–254.
13. Громовская, Е. А. Охрана труда на предприятиях нефтегазовой отрасли / Е. А. Громовская. – Текст : непосредственный // Вестник магистратуры. – 2022. – № 12-5 (135). – С. 4–6.

14. Георгиевский, О. В. Причины аварий и несчастных случаев на производстве нефтегазовой отрасли / О. В. Георгиевский. – Текст : непосредственный // Экономика и социум. – 2023. – № 2(105). – С. 536–541.

References

1. Makhmudova, M. M., Sivkov, Yu. V., Khairullina, L. B., & Martynovich V. L. (2022). Evaluation and improvement of the efficiency of technogenic risk management and safety in a drilling company. *International journal of COMADEM*, 25(4), pp. 25-31. (In English).
2. Rossiyskaya Federatsiya. Zakony. O promyshlennoy bezopasnosti opasnykh proizvodstvennykh ob"ektov : Federal'nyy zakon No 116-FZ ot 21.07.1997 goda. (In Russian). Available at: <http://www.consultant.ru>.
3. Khairullina, L., Starikova, G., Bulgakova, E., Mamaeva, N., & Nordman, I. (2020). Modern approaches to conduct the in-process control at high-risk mining enterprises. In *E3S Web of Conferences* (Vol. 177, p. 05013). EDP Sciences. (In English). DOI: 10.1051/e3sconf/202017705013
4. Okhrana truda v tsifrah. (2024). (In Russian). Available at: <https://s.vcot.info/document/poleznoe/media/5/66d99c1a16c0e568797996.pdf>
5. Godovoy otchet o deyatelnosti Federal'noy sluzhby po ekologicheskemu, tekhnologicheskemu i atomnomu nadzoru v 2020 godu. (In Russian). Available at: https://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/Годовой%20отчет%20за%202020%20год.pdf
6. Godovoy otchet o deyatelnosti Federal'noy sluzhby po ekologicheskemu, tekhnologicheskemu i atomnomu nadzoru v 2021 godu. (In Russian). Available at: https://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/Годовой%20отчет%20за%202021%20г.pdf
7. Godovoy otchet o deyatelnosti Federal'noy sluzhby po ekologicheskemu, tekhnologicheskemu i atomnomu nadzoru v 2022 godu. (In Russian). Available at: https://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/Пр-423%20от%2024.11.2023%20Годовой%20отчет%20.pdf
8. Godovoy otchet o deyatelnosti Federal'noy sluzhby po ekologicheskemu, tekhnologicheskemu i atomnomu nadzoru v 2023 godu. (In Russian). Available at: https://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/Годовой%20отчет%202023.pdf
9. Khayrullina, L. B. & Mamaeva, N. L. (2018). Sostoyanie avariynosti i travmatizma na opasnykh proizvodstvennykh ob"ektakh. *Materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov, molodykh uchenykh i spetsialistov «Energoberezhenie i innovatsionnye tekhnologii v toplivno-energeticheskom komplekse»*. Tyumen, TIU Publ., pp. 225-228. (In Russian).
10. Khayrullina, L. B. & Mamaeva, N. L. (2024). Trebovanie k ekspluatatsii opasnykh proizvodstvennykh ob"ektov. Tyumen, TIU Publ., 81 p. (In Russian).
11. Khayrullina, L. B. & Mamaeva, N. L. (2025). *Promyshlennaya bezopasnost'*. Tyumen, TIU Publ., 65 p. (In Russian).
12. Vasilev, I. V. (2022). Analysis of occupational injuries in the oil industry. *Nauchnoe obrazovanie*, 3(16), pp. 251-254. (In Russian).
13. Gromovskaya, E. A. (2022). Okhrana truda na predpriyatiyakh neftegazovoy otrasli. *Vestnik magistratury*, 12-5(135), pp. 4-6. (In Russian).

14. Georgievskiy, O.V. (2023). Causes of accidents and accidents in the oil and gas industry. *Ekonomika_i_socium*, 2(105), pp.536-541. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Хайруллина Лариса Батыевна,
кандидат технических наук, доцент
кафедры техносферной безопасности,
Тюменский индустриальный универси-
тет, г. Тюмень, hajrullinalb@tyuiu.ru

Мамаева Наталья Леонидовна,
старший преподаватель кафедры техно-
сферной безопасности, Тюменский индус-
триальный университет, г. Тюмень

Копытова Елена Васильевна,
ассистент, Тюменский индустриаль-
ный университет, г. Тюмень

Larisa B. Khairullina, Candidate
of Engineering, Associate Professor at the
Department of Technosphere Safety, In-
dustrial University of Tyumen,
hajrullinalb@tyuiu.ru

Natali L. Mamaeva, Senior Lectur-
er at the Department of Technosphere
Safety, Industrial University of Tyumen

Elena V. Kopytova, Assistant, In-
dustrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 12.02.2025; одобрена после рецензирования 23.02.2025; принята к публикации 14.03.2025.

The article was submitted 12.02.2025; approved after reviewing 23.02.2025; accepted for publication 14.03.2025.

Научная статья / Original research article

УДК 658.114:622.276

DOI:10.31660/0445-0108-2025-4-50-66

EDN: NAUYTW



Совместные предприятия в нефтегазовом секторе России и Казахстана: стратегическое сотрудничество и устойчивое развитие

А. М. Джакиев^{1*}, К. С. Абдыхалыков²

¹Нефтегазовый совет Казахстана «PetroCouncil», Атырау, Казахстан

²Казахстанско-Британский технический университет, Алматы, Казахстан

*a.jakiyev@petrocouncil.kz

Аннотация. Стратегическое сотрудничество между Россией и Казахстаном в нефтегазовой сфере играет ключевую роль в экономическом развитии обеих стран и региональной энергетической интеграции. Совместные предприятия стали ключевым механизмом укрепления двустороннего взаимодействия, обеспечивая обмен ресурсами, технологиями и доступ к рынкам. В настоящем исследовании рассматриваются институциональные структуры, операционные механизмы и стратегии устойчивого развития российско-казахстанских нефтегазовых совместных предприятий в свете текущей геополитической нестабильности, санкций и глобальной тенденции к соблюдению принципов ESG. Опираясь на сравнительный анализ, официальные данные и практические примеры, авторы статьи рассматривают как возможности, так и уязвимые места, с которыми сталкивается такое партнерство. Несмотря на такие проблемы, как торговые барьеры, валютные дисбалансы и геополитические риски, совместные предприятия вносят значительный вклад в технологические инновации, развитие инфраструктуры и энергетическую безопасность. Интеграция принципов ESG становится все более важной, требуя стратегической трансформации корпоративного управления и взаимодействия с заинтересованными сторонами. В исследовании сделан вывод о том, что адаптивное управление рисками, цифровая трансформация и институциональное соответствие целям устойчивого развития имеют решающее значение для обеспечения долгосрочной жизнеспособности и конкурентоспособности совместных предприятий в евразийском энергетическом пространстве. Укрепление совместных образовательных и научно-исследовательских инициатив также становится важнейшим путем к развитию человеческого капитала и устойчивому росту.

Ключевые слова: совместные предприятия, нефть и газ, энергетическая безопасность, ESG, устойчивое развитие, санкции, инфраструктура, сотрудничество

Для цитирования: Джакиев, А. М. Совместные предприятия в нефтегазовом секторе России и Казахстана: стратегическое сотрудничество и устойчивое развитие / А. М. Джакиев, К. С. Абдыхалыков. – DOI: 10.31660/0445-0108-2025-4-50-66 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 4. – С. 50–66. – EDN: NAUYTW

Strategic Cooperation between Russia and Kazakhstan in the oil and gas sector: institutional mechanisms and sustainable development

Assylbek M. Jakiyev^{1*}, Kairzhan S. Abdykhalov²

¹Kazakh O&G Association «PetroCouncil», Atyrau, Kazakhstan

²Kazakh-British Technical University, Almaty, Kazakhstan

*a.jakiyev@petrocouncil.kz

Abstract. The strategic cooperation between Russia and Kazakhstan in the oil and gas sector is crucial for the economic development of both countries and for regional energy integration. Joint ventures have become an essential mechanism for strengthening this bilateral cooperation, allowing for the exchange of resources, technologies, and market access. This study examines the institutional structures, operational mechanisms, and sustainable development strategies of Russian-Kazakh oil and gas joint ventures, particularly in the context of current geopolitical instability, sanctions, and the global trend toward ESG (Environmental, Social, and Governance) compliance. Through comparative analysis, official data, and practical examples, the article discusses both the opportunities and challenges faced by this partnership. Despite issues such as trade barriers, currency imbalances, and geopolitical risks, joint ventures significantly contribute to technological innovation, infrastructure development, and energy security. The integration of ESG principles is becoming increasingly important, necessitating a strategic transformation in corporate governance and stakeholder engagement. The study concluded that adaptive risk management, digital transformation, and alignment with sustainable development goals are critical for ensuring the long-term viability and competitiveness of joint ventures in the Eurasian energy sector. Additionally, strengthening joint educational and research initiatives is identified as a vital avenue for developing human capital and promoting sustainable growth.

Key words: joint ventures, oil and gas, energy security, ESG, sustainable development, sanctions, infrastructure, cooperation

For citation: Strategic cooperation between Russia and Kazakhstan in the oil and gas sector: institutional mechanisms and sustainable development (2025). Oil and Gas Studies, (4), pp. 50-66. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-4-50-66

Введение

Стратегическое партнерство между Россией и Казахстаном уже давно характеризуется прочным экономическим, торговым и энергетическим сотрудничеством. В последние годы Россия остается одним из важнейших торговых партнеров Казахстана, на долю которого приходится около 24 % от общего товарооборота [1]. Эти отношения особенно ярко выражены в нефтегазовом секторе, где обе страны установили прочные связи посредством инвестиционного сотрудничества и создания совместных предприятий [2]. Будучи двумя ведущими производителями углеводородов в Евразии, Россия и Казахстан разделяют не только географическую близость, но и взаимодополняющие экономические структуры, которые проложили путь к устойчивому сотрудничеству в области добычи ресурсов, переработки, транспортировки и экспортной логистики.

Энергетика, и в частности нефтегазовый сектор, играет центральную роль в обеих экономиках — не только как источник доходов и занятости, но и как движущая сила промышленного развития и геополитического влияния. Развитие этого сектора имеет решающее значение для обеспечения долгосрочного устойчивого роста в обеих странах [3]. Однако в условиях растущей глобальной неопределенности — от геополитической напряженности и санкций до давления энергетического перехода и колебаний спроса — традиционные энергетические партнерства претерпевают

трансформацию. Эта меняющаяся динамика требует адаптивных, устойчивых и ориентированных на будущее форм сотрудничества.

В этом контексте совместные предприятия (СП) стали ключевым инструментом двустороннего сотрудничества. Объединяя капитал, технологии, управленческий опыт и доступ к рынкам, СП служат средством достижения стратегических энергетических целей при разделении рисков. Участие России и Казахстана в совместных энергетических инфраструктурах, таких как Каспийский Трубопроводный Консорциум (КТК), нефтепровод Казахстан — Китай и совместные инициативы по переработке газа, демонстрирует их общую приверженность региональной энергетической интеграции и взаимной выгоде. Совместные усилия в области энергетики и транспорта в рамках Евразийского экономического союза (ЕАЭС) особенно важны, учитывая текущие глобальные вызовы [4].

Интеграция интеллектуального потенциала между двумя странами является еще одной новой приоритетной областью. Инициативы, включающие совместные исследования, академическую мобильность, техническую подготовку и обмен знаниями, особенно в сфере инжиниринга, геонаук и цифровых технологий, постепенно меняют рабочую силу в нефтегазовой отрасли будущего. А. А. Титков и другие (2021) подчеркивают, что создание совместного потенциала в образовании, науке и инновациях станет определяющим фактором успеха долгосрочного сотрудничества между двумя странами [5]. Более того, Россия и Казахстан все чаще согласовывают свои двусторонние повестки дня в рамках более широких многосторонних форматов, включая БРИКС, Шанхайскую организацию сотрудничества и Азиатско-Тихоокеанское экономическое сотрудничество, где энергетическая безопасность и устойчивость остаются в числе приоритетов [6].

В то же время устойчивое развитие нефтегазового комплекса больше не может определяться исключительно экономическими показателями. Современные рамки теперь требуют от компаний и правительств учета экологических, социальных и управленческих (ESG) факторов. Г. О. Корсаков и другие (2023) отмечают, что успешная трансформация этого сектора должна учитывать как внутреннюю эффективность бизнес-процессов, так и ожидания внешних заинтересованных сторон — от регулирующих органов и инвесторов до местных сообществ и активистов-экологов [7].

Цель этой статьи — изучить эволюцию, структуру и будущие перспективы совместных предприятий в российско-казахстанском нефтегазовом секторе. Опираясь на имеющиеся статистические данные, институциональные отчеты и тематические исследования, авторы статьи рассмотрят, как такие предприятия реагируют на возникающие глобальные вызовы, какие механизмы управления используют и какую роль играют в более широком стратегическом партнерстве между двумя странами. При этом в статье будет представлен анализ условий, при которых совместные предприятия могут продолжать служить двигателями сотрудничества, инноваций и устойчивого роста в быстро меняющемся энергетическом ландшафте.

Объект и методы исследования

Объект исследования — система совместных предприятий, созданных между Российской Федерацией (РФ) и Республикой Казахстан (РК) в нефтегазовом секторе, с особым акцентом на их роль в рамках стратегического межправительственного сотрудничества и устойчивого развития.

Предмет исследования — институциональная структура, операционные механизмы и стратегические функции двусторонних совместных предприятий, включая их реакцию на геополитические трансформации, процессы экономической интеграции и меняющуюся повестку дня в области охраны окружающей среды, социальной сферы и управления (ESG) в энергетическом секторе.

Исследование основано на сочетании качественных и сравнительных аналитических методов:

- кабинетное исследование с использованием официальной статистики, отраслевых отчетов и рецензируемой научной литературы;
- междисциплинарный синтез, включающий теоретические подходы из области международного энергетического сотрудничества, устойчивого развития и исследований региональной интеграции.

Эта методологическая основа позволяет получить целостное представление о том, как совместные предприятия функционируют в качестве инструментов стратегического согласования и средства развития устойчивого энергетического сотрудничества в сложной геополитической и экономической обстановке.

Результаты

Исследование российско-казахстанских СП в нефтегазовом секторе выявляет их центральную роль в развитии двустороннего энергетического сотрудничества, содействии устойчивому развитию и реагировании на глобальные и региональные вызовы.

По результатам сделаны несколько ключевых выводов:

1. Институциональная структура и стратегическая роль

Анализ показывает, что СП стали структурной опорой долгосрочной экономической интеграции между Россией и Казахстаном. Их институциональная структура позволяет не только передавать технологии и опыт, но и способствует региональной энергетической безопасности и устойчивости инфраструктуры. Активное участие обоих государств в таких проектах, как АО «Каспийский трубопроводный консорциум», АО «КазРосГаз» с участием ПАО «Газпром», ТОО «Силлено» с участием ПАО «СИБУР Холдинг», ТОО «Каламкас-Хазар» с участием ПАО «Нефтяная компания "ЛУКОЙЛ"», ТОО «Бутадиен» с участием ПАО «Татнефть» имени В. Д. Шашина подтверждает стратегическую согласованность в области энергетической логики, добычи нефти и газа и развитие нефтегазохимии.

2. Препятствия к интеграции

Несмотря на институциональный прогресс, сохраняются системные барьеры. К ним относятся валютные дисбалансы, нетарифные торговые ограничения и несогласованность нормативно-правовой базы в рамках ЕАЭС. Эти препятствия приводят к институциональной напряженности и повышению транзакционных издержек. Более того, преобладание сырьевых товаров в двусторонней торговле грозит усилением конкуренции за сотрудничество.

3. Стратегическая адаптация к геополитическим изменениям

В ответ на западные санкции совместные предприятия стали своего рода адаптивными механизмами. Российские компании диверсифицировали экспортные маршруты и ускорили развитие внутренних технологий. Казахстан, получая краткосрочные логистические и инвестиционные преимущества, столкнулся с возросшей уязвимостью из-за своей экономической взаимозависимости от России. Обе страны обратились к альтернативным рынкам, таким как Азия и Ближний Восток, и инвестировали в инфраструктуру сжиженного природного газа (СПГ).

4. Интеграция знаний и человеческого капитала

Развитие совместных образовательных и исследовательских инициатив — корпоративных университетов, центров компетенций — демонстрирует сдвиг в сторону более глубокой интеграции интеллектуальных ресурсов. Это способствует достижению долгосрочной цели построения инновационной экономики, соответствующей целям устойчивого развития ООН (ЦУР), в частности ЦУР 7.

5. Интеграция ESG и трансформация управления

Практики ESG все чаще внедряются в корпоративные стратегии, хотя уровни их реализации различаются. В Казахстане компании сталкиваются с проблемами в области социальной ответственности и прозрачности управления. В России ESG присутствует в стратегических планах, но по-прежнему сталкивается с проблемами институциональной зрелости. Глобальная тенденция согласования энергетической деятельности с целями ESG находит свое отражение в российско-казахстанских совместных предприятиях посредством инициатив в области цифровой трансформации, приоритетности природного газа и проектов в области возобновляемых источников энергии.

6. Влияние санкций и управление рисками

Санкции вынудили российские предприятия пересмотреть бизнес-модели, особенно в газовом секторе, который продемонстрировал заметную устойчивость. Роль Казахстана как транзитного узла стала более выраженной, хотя он также сталкивается со стратегическими рисками. Стратегии снижения рисков теперь включают финансовые деривативы, новые инструменты управления и локализованные цепочки поставок.

7. Институциональная и финансовая устойчивость

Анализ подтверждает, что от совместных предприятий все чаще требуется баланс между краткосрочными экономическими результатами и

долгосрочными целями устойчивого развития. Финансовая нестабильность, волатильность цен на сырьевые товары и ограниченный доступ к капиталу требуют надежного управления рисками, оценки инвестиций с учетом ESG и гармонизированных механизмов отчетности.

Совместные предприятия России и Казахстана превращаются в комплексные инструменты стратегического согласования, выходящие за рамки их традиционных экономических функций. Теперь они включают в себя планирование устойчивости, устойчивое управление и инновации. Однако для полной реализации их потенциала необходимы дальнейшие улучшения в области гармонизации регулирования, прозрачности ESG и управления рисками. Результаты подтверждают гипотезу о том, что совместные предприятия играют ключевую роль не только в двустороннем сотрудничестве, но и в управлении сложными геополитическими и экологическими преобразованиями.

Обсуждение

Особенности институциональной структуры совместных предприятий между Казахстаном и Россией в нефтегазовом секторе

Казахстан и Россия поддерживают давнее и стратегически значимое партнерство в нефтегазовой сфере, служащее основой для более широкой торгово-экономической интеграции в Евразийском регионе. Это сотрудничество подкрепляется общей географической близостью, взаимодополняемостью ресурсов и тесной взаимосвязью энергетической инфраструктуры [2, 8]. Институциональная структура двусторонних совместных предприятий характеризуется активным инвестиционным сотрудничеством и созданием совместных предприятий [1]. Эти структуры способствуют не только передаче технологий и обмену знаниями, но и укреплению региональной энергетической безопасности и устойчивости инфраструктуры.

Тем не менее, сохраняется ряд структурных и системных барьеров. К основным проблемам относятся неравенство национальных валют, сохранение нетарифных барьеров, препятствующих эффективной трансграничной торговле, и политические расхождения в подходах к регулированию в рамках ЕАЭС. Все это вызывает институциональное напряжение и рост транзакционных издержек [1]. Более того, сырьевой характер двусторонней торговли, в котором доминируют углеводороды, часто потворствует конкурентной, а не кооперативной динамике, что потенциально ограничивает стратегический потенциал совместных предприятий [9].

Несмотря на эти препятствия, существуют значительные возможности для расширения сотрудничества, особенно в области развития энергетической инфраструктуры, модернизации промышленности и инициатив по развитию транзитных связей, соответствующих более широким целям евразийской интеграции [10]. Более того, недавние геополитические преобразования, в частности, международные санкции, введенные в отношении

РФ, создали как новые риски, так и новые возможности. В Казахстане эти внешние потрясения привели к краткосрочным преимуществам, таким как перенаправление инвестиций и рост регионального спроса на транзитную инфраструктуру. Однако они также подвергли энергетический сектор страны долгосрочным факторам уязвимости, включая возросшую подверженность геополитической волатильности и финансовой неопределенности [11].

Совместные энергетические предприятия РФ и РК: стратегические приоритеты и вклад в устойчивое развитие.

Россия и Казахстан имеют давнюю историю прочного экономического сотрудничества, при этом энергетический сектор является краеугольным камнем двусторонних отношений и усилий по региональной интеграции [9, 10]. В последние десятилетия обе страны активно добивались стратегических целей посредством создания совместных энергетических предприятий, призванных укрепить их глобальную конкурентоспособность и энергетическую безопасность и содействовать устойчивому экономическому росту [1–4]. Эти механизмы сотрудничества часто подчеркивают стратегическое географическое положение Казахстана и его роль ключевого транзитного узла региональных энергетических потоков, одновременно способствуя совместной разработке и внедрению передовых технологий в нефтегазовом секторе [4].

Более того, интеграция интеллектуального капитала двух стран выступила важнейшим аспектом двустороннего взаимодействия. Совместные инициативы в форме корпоративных университетов и центров компетенций стали ключевыми инструментами усиления интеграции интеллектуального потенциала России и Казахстана, направленного на построение инновационной экономики и достижение целей устойчивого развития [5].

Россия и Казахстан активно корректируют свои национальные энергетические стратегии с учетом глобальных обязательств в рамках целей устойчивого развития ООН, в частности ЦУР 7, направленной на обеспечение всеобщего доступа к доступным, надежным, устойчивым и современным источникам энергии [12]. Эта меняющаяся гармония подчеркивает взаимное признание необходимости баланса между экономическими приоритетами, социальными и экологическими соображениями в рамках более широких усилий по внедрению принципов ESG в систему управления энергетическим сектором.

Адаптация нефтегазовых совместных предприятий РФ и РК к санкциям и трансформации геополитических и логистических условий

Недавние научные исследования посвящены тому, как совместные предприятия России и Казахстана в нефтегазовом секторе реагируют на меняющуюся геополитическую динамику и введение международных санкций. Несмотря на значительное внешнее давление, российская нефтегазовая отрасль продемонстрировала высокую степень адаптивности, ди-

версифицировав экспортные потоки, расширив доступ к альтернативным рынкам и ускорив внутренние инициативы, направленные на импортозамещение [13]. Ключевым компонентом этой устойчивости является активное развитие отечественных технологий, призванных снизить зависимость от подпадающего под санкции иностранного оборудования и уменьшить долгосрочные риски, связанные с санкциями [14].

Для Казахстана режим санкций, введенный против России, создал двойственную картину инвестиционных возможностей и уязвимостей. С одной стороны, существует потенциал для привлечения новых партнеров и повышения транзитной значимости; с другой стороны, страна сталкивается с повышенной подверженностью рискам в силу своих экономических и инфраструктурных связей с Россией [11]. В ответ на это российские и казахстанские предприятия используют адаптивные механизмы, такие как оптимизация трансграничной логистики, освоение новых рынков в Азии и на Ближнем Востоке и инвестиции в инфраструктуру СПГ в качестве средства снижения стратегической зависимости [15].

В частности, российские нефтегазовые компании провели значительную трансформацию бизнес-моделей, чтобы продолжать деятельность в условиях ограничений [16]. Газовая отрасль, в свою очередь, продемонстрировала заметную устойчивость, используя существующую инфраструктуру и региональные партнерства для поддержания непрерывности добычи и поставок [17]. Тем не менее сектор по-прежнему сталкивается со значительными трудностями. Санкции привели к снижению рентабельности, нарушению критически важных цепочек поставок и задержке инвестиционных циклов, что создает серьезные вопросы для долгосрочного развития и конкурентоспособности [18].

В целом, нефтегазовая отрасль обеих стран реализует многогранную стратегию адаптации. Это включает интенсифицированные технологические инновации, стратегическую реструктуризацию операций и диверсификацию рынков, которые в совокупности направлены на повышение устойчивости и обеспечение энергетической безопасности в условиях все более фрагментированной глобальной экономической среды.

Влияние геополитической нестабильности на управление рисками и распределение ресурсов в совместных энергетических проектах РФ и РК

Российский топливно-энергетический комплекс переживает период повышенной уязвимости из-за сложного взаимодействия политического и экономического давления, обусловленного международными санкциями и геополитическими перестановками. Как показывают недавние исследования, эти внешние факторы существенно подрывают возможности России по экспорту энергоносителей в ключевых регионах, среди которых Европа, Ближний Восток и Азиатско-Тихоокеанский регион [19]. Европей-

ские рынки, исторически играющие ведущую роль в российском энергетическом экспорте, переориентируются из-за эмбарго и изменений в политике в сторону энергетической диверсификации. Между тем, конкурентная и регуляторная среда на рынках Ближнего Востока и Азиатско-Тихоокеанского региона создает новые вызовы для российских компаний, пытающихся перенаправить потоки поставок, установить альтернативные партнерства и сохранить стабильность доходов.

В Центральной Азии влияние геополитической неопределенности двояко: она не только влияет на региональный баланс сил, но и порождает внутреннее социально-экономическое давление. По мнению Г. М. Дуйсен и Д. А. Айтжановой (2025), эта региональная нестабильность подчеркивает острую необходимость конструктивной дипломатии, внутрорегионального сотрудничества и долгосрочных инвестиций во внутреннее социально-экономическое развитие [20]. Казахстан и другие государства Центральной Азии все чаще позиционируют себя как нейтральные коридоры или посредники, но эта роль требует повышения институциональной устойчивости и совершенствования систем управления.

С финансовой точки зрения российские энергетические компании сталкиваются с повышенными операционными рисками, особенно связанными с макроэкономической нестабильностью. К ним относятся колебания валютных курсов, ограниченный доступ к международному капиталу и волатильность цен на сырьевые товары. Как отмечают Л. Р. Уразбахтина и другие (2025), такие условия требуют внедрения комплексных стратегий управления рисками [21]. Ключевыми инструментами в этом отношении служат диверсификация источников дохода (например, выход на новые географические или товарные рынки), использование финансовых деривативов для хеджирования и создание внутренних альтернатив ранее приобретавшимся за рубежом финансовым инструментам и технологиям.

Кроме того, инвестиционная деятельность в горнодобывающей и энергетической отраслях особенно чувствительна как к финансовым, так и к экологическим рискам в силу своей капиталоемкости. А. А. Тулинов (2025) подчеркивает важность включения адаптивных и контекстно-зависимых методологий в процессы оценки проектов [22]. Это включает в себя надежный сценарный анализ, учет экологических затрат и динамическое моделирование рыночных и политических рисков. Интеграция ESG-соображений (экологических, социальных и управленческих) является больше не факультативным, а, напротив, необходимым условием обеспечения долгосрочной устойчивости и инвестиционной привлекательности таких проектов.

Текущий геополитический и экономический климат создает как серьезные проблемы, так и возможности для трансформации топливно-энергетического комплекса России. Санкции и меняющиеся альянсы угрожают традиционным экспортным маршрутам и финансовой стабильности, но в то же время стимулируют инновации в технологиях, финансах и ди-

пломатии. Управление рисками посредством диверсификации, дипломатии и адаптивного планирования имеет решающее значение для поддержания устойчивости. Для России и ее партнеров в Центральной Азии, особенно Казахстана, скоординированный подход к региональной безопасности, развитию инфраструктуры и устойчивой экономической политике будет иметь ключевое значение для использования меняющегося энергетического ландшафта с целью достижения долгосрочных стратегических выгод.

ESG-интеграция в российско-казахстанских нефтегазовых совместных предприятиях: анализ стратегий и корпоративного управления

Нефтегазовый сектор переживает трансформационные изменения, поскольку компании по всему миру все чаще внедряют принципы экологического, социального и управленческого управления (ESG) для повышения устойчивости и долгосрочной конкурентоспособности. В Казахстане эта тенденция набирает обороты: национальные компании корректируют свои стратегии в соответствии с меняющимся экологическим законодательством и социальными ожиданиями. Тем не менее сохраняются серьезные проблемы в сфере внедрения социальной ответственности и эффективности корпоративного управления [23]. Аналогичная динамика наблюдается и в России, где нефтегазовые предприятия активно интегрируют принципы ESG в свои операционные и стратегические планы, хотя и с разной степенью успешности и институциональной зрелости [24, 25]. В глобальном масштабе ведущие энергетические корпорации разрабатывают комплексные стратегии ESG, направленные на поддержание рыночной конкурентоспособности, обеспечение устойчивых инвестиционных потоков и удовлетворение требований заинтересованных сторон к подотчетности [26]. Ключевые компоненты этих стратегий включают цифровую трансформацию операционной деятельности, повышенное внимание к природному газу как к переходному топливу, расширение портфеля возобновляемых источников энергии и интеграцию показателей ESG в показатели эффективности деятельности руководителей [27]. Однако отрасль продолжает сталкиваться со структурными барьерами, такими как отсутствие стандартизированных систем отчетности ESG, недостаточный доступ к надежным данным и нехватка аналитических инструментов для оценки эффективности [28].

Более того, сектор испытывает растущее давление, связанное с необходимостью согласования краткосрочных финансовых целей с долгосрочными экологическими и социальными обязательствами. Это требует создания более надежных систем управления и институционализации эффективных программ корпоративной социальной ответственности, которые не являются просто символическими, а обеспечивают измеримое воздействие на все заинтересованные группы [29]. Успешная реализация принципов ESG в нефтегазовом секторе будет зависеть от межотраслевого сотрудни-

чества, наращивания потенциала и гармонизации нормативно-правовой базы для повышения устойчивости и формирования общих ценностей.

Выводы

Изменение ситуации в нефтегазовой отрасли России и Казахстана подчеркивает растущую стратегическую значимость СП как инструментов двустороннего сотрудничества, обеспечения устойчивости и устойчивого развития. Данное исследование позволяет сделать несколько ключевых выводов.

1. Совместные предприятия как стратегические инструменты

Российско-казахстанские СП играют важнейшую роль в укреплении региональной энергетической интеграции, обеспечении технологического обмена и усилении геополитического взаимодействия. Эти партнерства не только экономически выгодны, но и служат долгосрочными механизмами дипломатического и промышленного взаимодействия.

2. Геополитическая и институциональная адаптивность

В условиях международных санкций и меняющихся геополитических альянсов совместные предприятия продемонстрировали впечатляющую адаптивность. Обе страны переориентировали энергетические потоки, реструктурировали логистические цепочки и вышли на новые рынки, особенно в Азии и на Ближнем Востоке, снизив зависимость от западных рынков и технологий.

3. Синергия человеческого капитала и инноваций

Интеграция интеллектуальных ресурсов посредством совместных образовательных и научно-исследовательских инициатив укрепляет долгосрочный потенциал обеих стран в области инноваций и реагирования на глобальные энергетические вызовы. Эти усилия согласуются с международными принципами устойчивого развития, в частности с целями ООН в области устойчивого развития.

4. Формирование принципов ESG как стратегического императива

Экологические, социальные и управленческие принципы (ESG) становятся неотъемлемой частью корпоративных стратегий, хотя их реализация остается неравномерной. Укрепление принципов ESG в совместных предприятиях будет иметь решающее значение для повышения прозрачности, доверия заинтересованных сторон и долгосрочной конкурентоспособности в быстро меняющейся глобальной энергетической среде.

5. Управление рисками и устойчивость

Сложный геополитический и финансовый контексты требуют от совместных предприятий принятия более продуманных стратегий снижения рисков, включая диверсификацию рынка, внутренние инновации и институционализацию механизмов управления, основанных на ESG. Растущая роль Казахстана как транзитного узла также требует политики, которая обеспечивает баланс между возможностями и стратегической осторожностью.

Подводя итоги, можно сказать, что СП России и Казахстана превратились из преимущественно экономических механизмов в стратегические платформы для энергетической дипломатии, инноваций и устойчивого развития. Чтобы обеспечить их актуальность и эффективность, в будущем сотрудничестве приоритетными задачами должны стать гармонизация нормативно-правового регулирования, интеграция принципов ESG и адаптивная устойчивость к глобальной неопределенности.

Список источников

1. Мекин, М. А. Проблемы и перспективы торгово-экономического сотрудничества России и Казахстана / М. А. Мекин. – DOI 10.34925/EIP.2022.146.9.088. – Текст : непосредственный // Экономика и предпринимательство. – 2022. – № 9 (146). – С. 448–453.
2. Development of trade and economic cooperation in the oil and gas sectors between Kazakhstan and Russia / Imangozhina, Z., Satenova, D., Niyazbekova, S. [et al.]. – DOI: 10.2991/ismge-19.2019.54. – Text : direct // The Individual and Society in the Modern Geopolitical Environment: "(ISMGE 2019). – Atlantis Press, 2019. – P. 282–285.
3. Смагулова, С. М. Решение проблем нефтегазовой отрасли для обеспечения устойчивого развития экономики Республики Казахстан / С. М. Смагулова. – DOI: 10.34925/EIP.2020.119.6.097. – Текст : непосредственный // Экономика и предпринимательство. – 2020. – № 6 (119). – С. 471–475.
4. Каленова, С. А. О сотрудничестве в области энергетики и транспорта между Российской Федерацией и Республикой Казахстан в рамках ЕАЭС / С. А. Каленова. – DOI 10.46914/1562-2959-2021-1-1-64-67. – Текст : непосредственный // Вестник университета «Туран». – 2021. – № 1(89). – С. 64–67.
5. Стратегические приоритеты интеграции интеллектуального потенциала Республики Казахстан и Российской Федерации в контексте формирования компетенций инновационной экономики и партнерства в интересах устойчивого развития / А. А. Титков, С. Ж. Ибраимова, О. В. Кожевина, А. Ю. Юдинцев. – DOI 10.14258/epb202112. – Текст : непосредственный // Экономика. Профессия. Бизнес. – 2021. – № 1. – С. 95–107.
6. Степанова, Е. В. Сравнительный анализ инструментов развития нефтегазового комплекса: Китай и Россия / Е. В. Степанова. – DOI 10.34925/EIP.2023.159.10.020. – Текст : непосредственный // Экономика и предпринимательство. – 2023. – № 10 (159). – С. 120–130.
7. Корсаков, Г. О. Оценка влияния стейкхолдеров на устойчивое развитие предприятия нефтегазового комплекса России на основе структурно-организационной модели / Г. О. Корсаков, Н. Е. Шиндина, Т. А. Шиндина. – DOI 10.34925/EIP.2023.160.11.284. – Текст : непосредственный // Экономика и предпринимательство. – 2023. – № 11 (160). – С. 1473–1478.
8. Симакова, Е. Ю. Институциональная структура и правовое регулирование торговой деятельности в Республике Казахстан / Е. Ю. Симакова, О. В. Смирнова. – DOI 10.26456/vtpravo/2023.2.029. – Текст : непосредственный // Вестник Тверского государственного университета. Серия: Право. – 2023. – № 2 (74). – С. 29–38.
9. Цветков, В. А. Внешнеэкономическое сотрудничество России и Казахстана : от истории к современности / В. А. Цветков, М. Н. Дудин. – DOI 10.33051/2500-2325-2019-1-80-92. – Текст : непосредственный // Проблемы рыночной экономики. – 2019. – № 1. – С. 80–92.

10. Сипаро, К. А. Перспективы экономического сотрудничества России и Казахстана / К. А. Сипаро. – DOI: 10.17308/meys.2021.6/2611. – Текст : непосредственный // Современная экономика: проблемы и решения. – 2021. – № 6(138). – С. 18–33.
11. Османов, Ж. Д. Инвестиционная привлекательность нефтегазового сектора Казахстана в условиях санкций в отношении России / Ж. Д. Османов, У. Ж. Шалболова, С. С. Маханов. – DOI 10.48081/WRYH6825. – Текст : непосредственный // Вестник Торайгыров университета. Экономическая серия. – 2024. – № 2. – С. 295–305.
12. Серикова, Н. В. Особенности развития компаний нефтегазового бизнеса в свете достижения целей устойчивого развития по обеспечению всеобщего доступа к недорогим, надежным, устойчивым и современным источникам энергии / Н. В. Серикова. – DOI 10.34925/EIP.2021.11.136.265. – Текст : непосредственный // Экономика и предпринимательство. – 2021. – № 11 (136). – С. 1319–1328.
13. Гамзатова, М.-А. М. Адаптация и перспективы развития нефтегазовой промышленности России в условиях санкционных ограничений : анализ отраслевых и региональных аспектов / М.-А. М. Гамзатова. – DOI 10.26118/2782-4586.2024.42.71.024. – Текст : непосредственный // Журнал монетарной экономики и менеджмента. – 2024. – № 5. – С. 179–184.
14. Курилов, Д. С. Влияние санкционных ограничений на развитие нефтегазовой отрасли РФ / Д. С. Курилов. – DOI 10.53598/2410-3683-2024-4-350-67-78. – Текст : непосредственный // Вестник Адыгейского государственного университета. Серия: Экономика. – 2024. – № 4 (350). – С. 67–78.
15. Пронина, К. А. Экспорт нефтегазовых ресурсов России: барьеры и перспективы поставок на новые рынки / К. А. Пронина. – DOI 10.34925/EIP.2024.166.5.016. – Текст : непосредственный // Экономика и предпринимательство. – 2024. – № 5 (166). – С. 109–113.
16. Палеев, Д. Л. Трансформация бизнес-модели нефтегазового рынка России / Д. Л. Палеев. – DOI 10.34925/EIP.2024.163.2.004. – Текст : непосредственный // Экономика и предпринимательство. – 2024. – № 2 (163). – С. 48–53.
17. Глухова, Е. В. Перспективные направления развития газовой промышленности в Российской Федерации / Е. В. Глухова, К. Н. Докторова. – DOI 10.34925/EIP.2022.145.8.029. – Текст : непосредственный // Экономика и предпринимательство. – 2022. – № 8 (145). – С. 159–162.
18. Эдилсултанова, Л. А. Тенденции текущего и стратегического развития нефтегазовых предприятий в современных условиях / Л. А. Эдилсултанова. – DOI 10.54220/v.rsue.1991-0533.2022.78.2.010. – Текст : непосредственный // Вестник Ростовского государственного экономического университета (РИНХ). – 2022. – № 2 (78). – С. 68–74.
19. Сытник, Г. А. Глобальные вызовы для российского ТЭК в геополитической трансформации формируемого миропорядка: вызовы и варианты их преодоления / Г. А. Сытник, А. С. Харланов. – DOI 10.34925/EIP.2024.170.9.026. – Текст : непосредственный // Экономика и предпринимательство. – 2024. – № 9 (170). – С. 160–168.
20. Дуйсен, Г. М. Региональная безопасность в современном геополитическом хаосе : проблемы и возможности / Г. М. Дуйсен, Д. А. Айтжанова. – DOI 10.48371/ISMO.2025.60.2.014. – Текст : непосредственный // Известия КазУМОиМЯ имени Абылай хана. Международные отношения и регионоведение. – 2025. – № 2 (60). – С. 215–233.

21. Уразбахтина, Л. Р. Финансовые риски энергокомпаний в условиях экономической нестабильности / Л. Р. Уразбахтина, А. А. Самигуллина, И. В. Щерчков. – DOI 10.26726/rpre2024v12freve. – Текст : непосредственный // Региональные проблемы преобразования экономики. – 2024. – № 12 (170). – С. 196–204
22. Тулинов, А. А. Оценка рисков инвестиционных проектов в горно-добывающей и энергетической сферах / А. А. Тулинов. – DOI 10.34925/EIP.2025.177.4.198. – Текст : непосредственный // Экономика и предпринимательство. – 2025. – № 4 (177). – С. 1146–1150.
23. Уралова, А. Ш. ESG и его влияние на стратегию развития нефтегазовых компаний Казахстана / А. Ш. Уралова, Г. С. Еркулова. – DOI 10.58319/26170493_2024_4_104. – Текст : непосредственный // Экономика, предпринимательство и устойчивое развитие. – 2024. – № 4. – С. 104–114.
24. Куклина, Е. А. Нефтегазовый сектор России в проекции современных трансформационных трендов / Е. А. Куклина, А. Д. Пальчик. – DOI 10.22394/1726-1139-2024-2-108-125. – Текст : непосредственный // Власть и экономика. – 2024. – № 2. – С. 108–125.
25. Каницкая, Л. В. ESG-принципы формирования стратегии развития нефтегазовых компаний в период неопределенности / Л. В. Каницкая, О. И. Горбунова. – DOI 10.37539/JULY330.2022.98.83.004. – Текст : непосредственный // Сборник избранных статей по материалам научных конференций ГНИИ «Нацразвитие». Материалы Всероссийских (национальных) научно-практических конференций. – Санкт-Петербург : Гуманитарный национальный исследовательский институт «Нацразвитие». – 2022. – Р. 84–87.
26. Mammadov, A., Prigoda, R. Evaluation of ESG-strategies of oil and gas companies / A. Mammadov, R. Prigoda. – Text : direct // European Journal of Energy Research. – 2025. – Vol. 5, Issue 3. – P. 5–18.
27. Рябова, М. И. Особенности стратегий российских нефтегазовых компаний в условиях энергетического перехода / М. И. Рябова. – DOI 10.24833/2071-8160-2023-1-88-219-243. – Текст : непосредственный // Вестник МГИМО-Университета. – 2023. – Т. 16, № 1. – С. 219–243.
28. Efimova, O. V. Integrating Sustainability Issues into Investment Decision Evaluation / O. V. Efimova. – DOI: 10.6000/1929-7092.2018.07.61. – Text : direct // Journal of Reviews on Global Economics. – 2018. – Vol. 7. – P. 668–681.
29. Corporate governance and CSR for sustainability in Oil and Gas: Trends, challenges, and best practices: A review / S. Emeka-Okoli, T. C. Nwankwo, C. A. Otonah, E.E. Nwankwo. – DOI: 10.30574/wjarr.2024.21.3.0662. – Text : direct // World Journal of Advanced Research and Reviews. – 2024. – Vol. 21, Issue 3. – P. 78–90.

References

1. Mekin, M. A. (2023). Problems and prospects of trade and economic cooperation between Russia and Kazakhstan. *Economics and Entrepreneurship*, (9), pp. 448–453. (In Russian). DOI: 10.34925/EIP.2022.146.9.088
2. Imangozhina, Z., Satenova, D., Niyazbekova, S., Zuyeva, A., & Is-sayeva, B. (2019, July). Development of trade and economic cooperation in the oil and gas sectors between Kazakhstan and Russia. In 1st International Scientific Practical Conference "The Individual and Society in the Modern Geopolitical Environment" (ISMGE 2019), pp. 282–285. Atlantis Press. (In English). DOI: 10.2991/ismge-19.2019.54

3. Smagulova, S. M. (2020). Solving the problems of the oil and gas industry to ensure sustainable development of the economy of the Republic of Kazakhstan. *Economics and Entrepreneurship*, 6(119), pp. 471–475. (In Russian). DOI: 10.34925/EIP.2020.119.6.097
4. Kalenova, S. A. (2021). On cooperation of the Russian Federation and the Republic of Kazakhstan within the EAEU in the field of energy and transport. *Bulletin of Turan University*, 1(89), pp. 64–67. (In Russian). DOI: 10.46914/1562-2959-2021-1-1-64-67
5. Titkov, A. A., Ibraimova, S. Zh., Kozhevina, O. V. & YudinsteV, A. Yu. (2021). Strategic priorities for integration of the intellectual potential of the republic of Kazakhstan and the Russian Federation in the context of building an innovative economy and partnership for sustainable development. *Economics Profession Business*, (1), pp. 95–107. (In Russian). DOI: 10.14258/epb202112
6. Stepanova, E. V. (2023). Comparative analysis of the tools for the development of the oil and gas complex: China and Russia. *Economics and Entrepreneurship*, 10(159), pp. 120–130. (In Russian). DOI: 10.34925/EIP.2023.159.10.020.
7. Korsakov, G. O., Shindina, N. E., & Shindina, T. A. (2023). Assessment of the stakeholders' influence on the sustainable development of the Russian oil and gas complex enterprise based on the structural and organizational model. *Economics and Entrepreneurship*, 11(160), pp. 1473–1478. (In Russian). DOI: 10.34925/EIP.2023.160.11.284
8. Simakova, E. Y., & Smirnova, O. V. (2023). Institutional structure and legal regulation of trade activity in the Republic of Kazakhstan. *Vestnik TVGU. Seriya: Pravo*, 2(74), pp. 29–38. (In Russian). DOI: 10.26456/vtpravo/2023.2.029
9. Tsvetkov, V. A., & Dudin, M. N. (2019). Foreign economic cooperation of Russia and Kazakhstan: from history to the present. *Market Economy Issues*, (1), pp. 80–92. (In Russian). DOI: 10.33051/2500-2325-2019-1-80-92
10. Siparo, K. A. (2021). Perspectives of economical cooperation between Russia and Kazakhstan. *Modern Economy: Problems and Solutions*, 6(138), pp. 18–33. (In Russian). DOI: 10.17308/meps.2021.6/2611
11. Osmanov, Z. D., Shalbolova, U. Zh., & Makhanov, S. S. (2024). Investment attractiveness of Kazakhstan's oil and gas sector in the context of against Russia. *Bulletin of Toraighyrov University. Economic Series*, (2), pp. 295–305. (In Russian). DOI: 10.48081/WRYH6825
12. Serikova, N. V. (2021). Features of the development of oil and gas companies in the light of achieving sustainable development goals to ensure universal access to affordable, reliable, sustainable and modern energy sources. *Economics and Entrepreneurship*, 11(136), pp. 1319–1328. (In Russian). DOI: 10.34925/EIP.2021.11.136.265
13. Gamzatova, M.-A. M. (2024). Adaptation and development prospects of the Russian oil and gas industry under sanctions: analysis of sectoral and regional aspects. *Journal of Monetary Economics and Management*, (5), pp. 179–184. (In Russian). DOI: 10.26118/2782-4586.2024.42.71.024
14. Kurilov, D. S. (2024). The impact of sanctions restrictions on the development of the Russian oil and gas industry. *Bulletin of the Adyghe State University. Series: Economics*, 4(350), pp. 67–78. (In Russian). DOI: 10.53598/2410-3683-2024-4-350-67-78

15. Pronina, K. A. (2024). Export of oil and gas resources in Russia: Barriers and prospects for supplies to new markets. *Economics and Entrepreneurship*, (5)166, pp. 109-113. (In Russian). DOI: 10.34925/EIP.2024.166.5.016
16. Paleev, D. L. (2024). Transformation of the business model of the Russian oil and gas market. *Economics and Entrepreneurship*, (2)163, pp. 48-53. (In Russian). DOI: 10.34925/EIP.2024.163.2.004
17. Glukhova, E. V., & Doktorova, K. N. (2022). Promising directions for the development of the gas industry in the Russian Federation. *Economics and Entrepreneurship*, (8)145, pp. 159-162. (In Russian). DOI: 10.34925/EIP.2022.145.8.029
18. Edilsultanova, L. A. (2022). Trends of current and strategic development of oil and gas enterprises in modern conditions. *Vestnik of Rostov State University of Economics (RSUE)*, (2)78, pp. 68-74. (In Russian). DOI:10.54220/v.rsue.1991-0533.2022.78.2.010
19. Sytnik, G. A., & Kharlanov, A. S. (2024). Global challenges for the Russian fuel and energy sector in the geopolitical transformation of the emerging world order: challenges and options for overcoming them. *Economics and Entrepreneurship*, 9(170), pp. 160-168. (In Russian). DOI: 10.34925/EIP.2024.170.9.026
20. Duisen, G. M., & Aitzhanova, D. A. (2025). Regional security in modern geopolitical chaos: problems and opportunities. *Bulletin of Ablai Khan KazUIRandWL Series: International Relations and Regional Studies*, 2(60), pp. 215-233. (In Russian). DOI: 10.48371/ISMO.2025.60.2.014
21. Urazbakhtina, L. R., Samigullina, A. A., & Sherchkov, I. V. (2024). Financial risks of energy companies in conditions of economic instability. *Regional Problems of Economic Transformation*, 12(170), pp. 196-204. (In Russian). DOI 10.26726/rppe2024v12freve
22. Tulinov, A. A. (2025). Risk Assessment of investment project risks in the mining and energy sectors. *Journal of Economics and Entrepreneurship*, 4(177), pp. 1146-1150. (In Russian). DOI: 10.34925/EIP.2025.177.4.198
23. Uralova, A. Sh, & Yerkulova, G. C. (2024). ESG and its impact on the development strategy of oil and gas companies of Kazakhstan. *Economy, Entrepreneurship and Sustainable Development*, (4), pp. 104-114. (In Russian). DOI: 10.58319/26170493_2024_4_104
24. Kuklina, E. A., & Palchik, A. D. (2024). The oil and gas sector of Russia through the lens of current transformational trends. *Power and Economy*, (2), pp. 108-125. (In Russian). DOI: 10.22394/1726-1139-2024-2-108-125
25. Kanitskaya, L. V., & Gorbunova, O. I. (2022). ESG principles of development strategy formation for oil and gas companies in times of uncertainty. *Proceedings of the All-Russian (National) Scientific and Practical Conferences. GNII "Natsrazvitie"*. Saint Petersburg, GNII "Natsrazvitie" Publ., pp. 84-87. (In Russian). DOI: 10.37539/JULY330.2022.98.83.004
26. Mammadov, A., & Prigoda, R. (2025). Evaluation of ESG-strategies of oil and gas companies. *European Journal of Energy Research*, 5(3), pp. 5-18. (In English).
27. Ryabova, M. I. (2023). Specifics of strategies of Russian oil and gas companies in the context of the energy transition. *MGIMO Review of International Relations*, 16(1), pp. 219-243. (In Russian). DOI: 10.24833/2071-8160-2023-1-88-219-243
28. Efimova, O. V. (2018). Integrating sustainability issues into investment decision evaluation. *Journal of Reviews on Global Economics*, 7(495), pp. 668-681. (In English). DOI: 10.6000/1929-7092.2018.07.61

29. Emeka-Okoli, S., Nwankwo, T. C., Otonnah, C. A., & Nwankwo, E. E. (2024). Corporate governance and CSR for sustainability in oil and gas: Trends, challenges, and best practices: A review. *World Journal of Advanced Research and Reviews*, 21(3), pp. 78–90. (In English). DOI: 10.30574/wjarr.2024.21.3.0662

Информация об авторах/ Information about the authors

Джакиев Асылбек Мухитович, магистр в области политики и практики развития. Председатель ОЮЛ «Нефтегазовый совет Казахстана «PetroCouncil», Атырау, Казахстан, ORCID: [https:// orcid. org/0009-0009-7625-6129](https://orcid.org/0009-0009-7625-6129), a.jakiyev@petrocouncil.kz

Абдыхалыков Каиржан Саясатович, доктор международных отношений, Казахстанско-Британский технический университет, Алматы, Казахстан, ORCID: [https:// orcid. org/ 0009-0008-6525-100X](https://orcid.org/0009-0008-6525-100X)

Assylbek M. Jakiyev, Master of Science in Development Policy and Practice. Chairman of the “Oil and Gas Council of Kazakhstan “PetroCouncil”, Atyrau, Kazakhstan, ORCID: [https:// orcid. org/0009-0009-7625-6129](https://orcid.org/0009-0009-7625-6129), a.jakiyev@petrocouncil.kz

Kairzhan S. Abdykhalov, Doctor of International Relations, Kazakhstan-British Technical University, Almaty, Kazakhstan, ORCID: [https:// orcid. org/ 0009-0008-6525-100X](https://orcid.org/0009-0008-6525-100X)

Статья поступила в редакцию 01.08.2025; одобрена после рецензирования 08.08.2025; принята к публикации 11.08.2025.

The article was submitted 01.08.2025; approved after reviewing 08.08.2025; accepted for publication 11.08.2025.

Научная статья / Original research article
УДК 622.24:536.51
DOI:10.31660/0445-0108-2025-4-67-77
EDN: OAIPQO



К вопросу о ликвидации нефтяных и газовых скважин

Д. С. Леонтьев*, Е. В. Огудова

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*leontevds@tyuiu.ru

Аннотация. На сегодняшний день на территории России накопилось более 25 тысяч ликвидированных и законсервированных скважин различного назначения (в том числе заброшенных), которые могут не только негативно влиять на окружающую природную среду, но и быть взрывоопасными. Очевидно, что с каждым годом количество ремонтных работ по ликвидации скважин будет только расти.

Под ликвидацией скважин понимается определенный комплекс изоляционно-ликвидационных и восстановительных работ в скважинах, направленных на обеспечение промышленной безопасности, охраны недр и окружающей среды.

По истечении многих лет в ликвидированных скважинах и их крепи протекают необратимые процессы, такие как разрушение заколонного цементного камня, ликвидационные мосты, устьевые тумбы, развитие коррозии обсадных колонн, в результате появляется риск потери внутрискважинной, заколонной и межколонной герметичности скважин и, как следствие, возникает давление на устье, формируются межпластовые перетоки, а также проявляются углеводороды и пластовые воды на земной поверхности.

В статье рассматриваются проблемы ликвидации нефтяных и газовых скважин и анализируется Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов РД 08-492-02, которая не в полной мере удовлетворяет возросшим за последние годы требованиям не только по ликвидации скважин, но и по охране недр и окружающей среды.

Благодарности: Статья выполнена за счет средств гранта Некоммерческой организации «Благотворительный фонд "ЛУКОЙЛ"» по теме НИОКР «Научно-методические основы консервации и ликвидации нефтяных и газовых скважин с применением колтюбинга на месторождениях Западной Сибири».

Ключевые слова: ликвидация нефтяных и газовых скважин, категории ликвидации скважин, межпластовые перетоки, цементный мост

Для цитирования: Леонтьев, Д. С. К вопросу о ликвидации нефтяных и газовых скважин / Д. С. Леонтьев, Е. В. Огудова. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-4-67-77 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 4. – С. 67–77. – EDN: OAIPQO

About the issue of liquidation of oil and gas wells

Dmitry S. Leontiev*, Evgeniya V. Ogudova

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*leontevds@tyuiu.ru

Abstract. Currently, there are over 25,000 abandoned, suspended, or permanently plugged wells across Russia. Many of them may pose risks to the environment and public safety. Some wells can become sources of pollution or even potential explosion hazards. The number of wells requiring abandonment or repair is expected to increase in the coming years. Well abandonment means a series of isolation and restoration activities aimed at ensuring industrial safety, protecting subsurface integrity, and securing environmental safety. Over time, irreversible processes occur in abandoned wells. These processes include the degradation of column cement stone, abandonment plugs, wellhead bollard, and the corrosion of casing strings. As a result of these factors, there are possible risks of losing downhole behind the casing, intercolumn tightness of wells. This loss can lead to pressure appearance at the wellhead, formation of crossflows, and surface leaks of hydrocarbons and formation water. This paper discusses the current challenges associated with the abandonment of oil and gas wells. Additionally, it analyses the regulatory document RD 08-492-02: Instruction on the Procedure for Abandonment and Suspension of Wells and Wellhead Equipment, which no longer fully addresses modern environmental and technical requirements.

Keywords: liquidation of oil and gas wells, categories of well liquidation, inter-reservoir flows, cement plug

Acknowledgments: *This research was supported by a grant from the LUKOIL Charity Foundation as part of the R&D project “Scientific and Methodological Basis for the Suspension and Abandonment of Oil and Gas Wells Using Coiled Tubing Technology in Western Siberia”*

For citation: Leontiev, D. S. & Ogudova, E. V. (2025). About the issue of liquidation of oil and gas wells. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 67-77. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-4-67-77

Введение

Согласно открытым источникам информации [1, 2] к настоящему времени на территории России накопилось уже более 25 тысяч ликвидированных и законсервированных скважин различного назначения (в том числе заброшенных), которые могут не только негативно влиять на окружающую природную среду, но и быть взрывоопасными. Очевидно, что с каждым годом количество ремонтных работ по ликвидации скважин будет только увеличиваться. Проблем, касающихся контроля над ликвидированными скважинами, достаточно много. Более того, огромную часть ликвидированных скважин в настоящее время найти невозможно. Они раскинуты на просторах нашей огромной страны и делают свое «черное» дело, отравляя землю. Эти объекты сегодня не имеют владельцев — они брошены. Очевидно, что большинство из них находятся на госбалансе (в региональной собственности). За скважинами, расположенными на лицензионных участках недропользователей (распределенный фонд недр), несет ответственность недропользователь в рамках лицензионного соглашения с регионом, экологических программ мониторинга и прочего. В случае их использования (добыча нефти/газа/воды, закачка воды, пьезометр) он платит арендную плату и проводит страхование рисков. Также принята практика согласования программ ликвидации/консервации «старых» ненужных скважин госфонда в рамках программ экологического мониторинга, силами пользователя недрами, с компенсацией регионом затрат в части работ на скважинах. Точное число последних сегодня никто не

назовет. Рано или поздно все эти скважины будут неизбежно ликвидированы. Возникает вопрос: что же случится с ними через 100 лет? 500? 1000? Не будут ли эти они в будущем являться прямым проводником между недрами и земной поверхностью? Это может привести к серьезным экологическим проблемам, а то и глобальной экологической катастрофе.

Объект и методы исследования

Объектом исследования выступают ликвидированные нефтяные и газовые скважины.

Метод — аналитический.

Результаты

Ликвидация скважин — это комплекс мероприятий, направленных на изоляцию и ликвидацию скважин, а также на восстановление окружающей среды. Эти работы проводятся с целью обеспечения промышленной безопасности и охраны недр.

В соответствии с действующим нормативным документом РД-08-492-02 «Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов» [3] все ликвидируемые скважины классифицируются по четырем основным категориям в зависимости от причин их ликвидации (рис. 1).

Согласно инструкции [3] при ликвидации поисковых и разведочных скважин, не оборудованных эксплуатационной колонной, необходимо провести изоляцию всех продуктивных пластов и региональных водоносных комплексов с помощью установки цементных мостов.

При ликвидации разведочных скважин, оснащенных эксплуатационной колонной, допускается установка взрывных пакеров на глубине 2–3 м выше интервала перфорации с последующей заливкой цементным раствором высотой не менее 2 м.

Такие мосты должны быть испытаны на герметичность путем гидравлической опрессовки.

Пример схемы установки цементных мостов в ликвидированной скважине представлен на рисунке 2 [8].

По прошествии многих лет в ликвидированных скважинах и их крепях происходят необратимые процессы, такие как разрушение цементного камня за колоннами, ликвидационных мостов и устьевых тумб, а также развитие коррозии обсадных колонн. Это может привести к потере внутрискважинной, заколонной и межколонной герметичности скважин, что, в свою очередь, способно вызвать повышение давления на устье, образование межпластовых перетоков и проявление углеводородов и пластовых вод на поверхности земли.

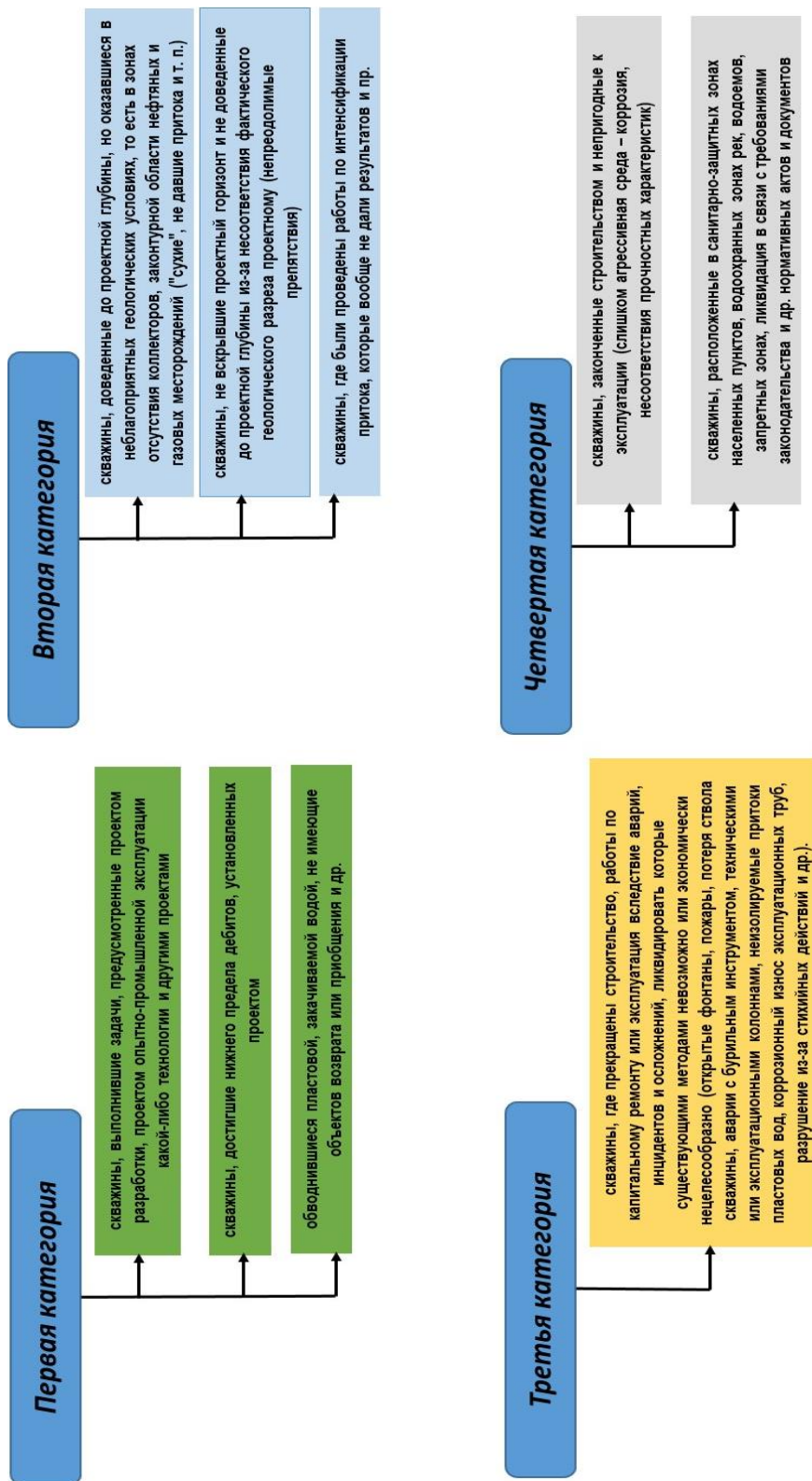


Рис. 1. Категории ликвидации нефтяных и газовых скважин

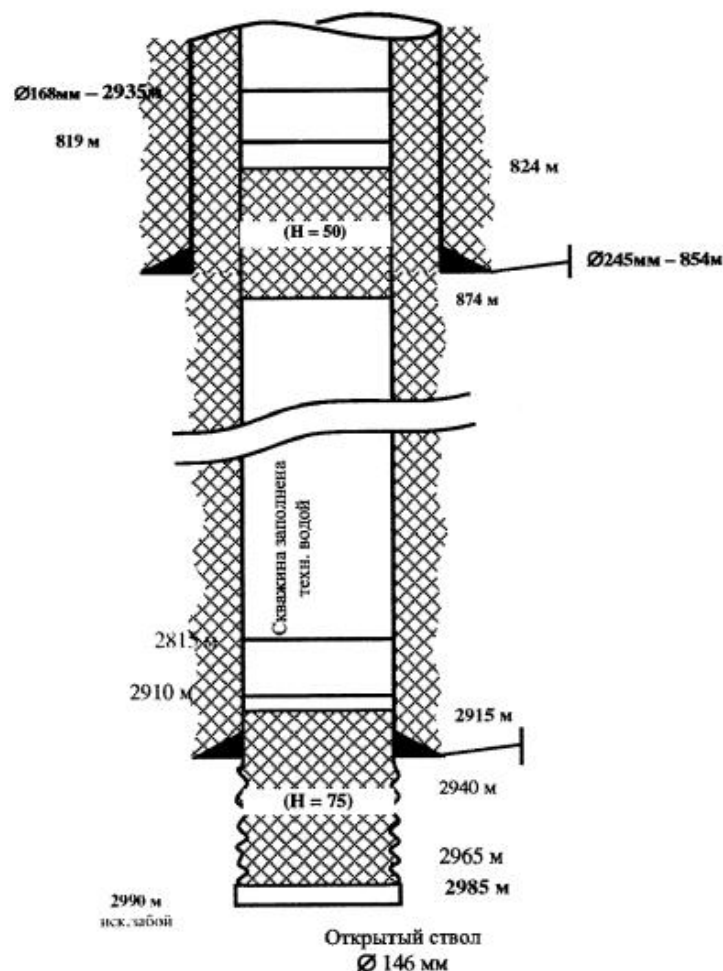


Рис. 2. Пример схемы установки цементных мостов в ликвидированной скважине

В результате могут возникнуть открытые газонефтяные фонтаны, грифоны и разливы пластовых флюидов, что может привести к засолонению почв, водоемов и другим негативным последствиям. Через некоторое время вокруг устьев ликвидированных скважин могут появиться нефтяные пятна, что будет указывать на восстановление канала между залежами и поверхностью земли (рис. 3). При обнаружении признаков наличия нефти или газа в ликвидированных скважинах обычно предпринимаются следующие действия: устье скважины цементируется на глубину от 2 до 3 м, при этом канал остается открытым, в результате чего вода в реках, колодцах, водоемах и родниках в некоторых случаях приобретает характерный привкус углеводородов.



Рис. 3. Фотография ликвидированной скважины, находящейся под давлением (нефть проявляется на устье)

Схема возможной миграции флюидов в ликвидированной скважине представлена на рисунке 4.

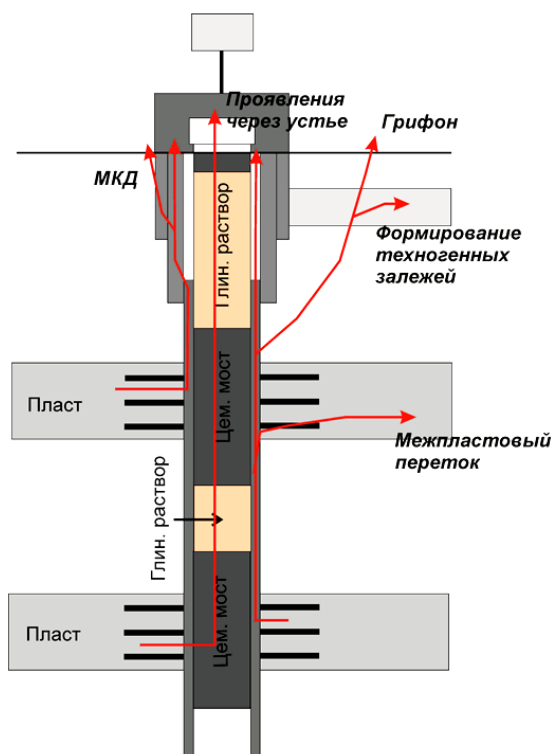


Рис. 4. Возможные пути миграции флюида в ликвидированной скважине (схематично)

В статье [4] сообщается, что после завершения строительства скважин в Тюменской и Свердловской областях были, в соответствии с требованиями нормативно-технической документации, действовавшей в СССР, выполнены ликвидационные работы.

Однако в результате камеральных работ, проведенных авторами статьи в региональных геологических фондах, а также на основе опыта, полученного на ремонтно-изоляционных работах по ликвидации экологически опасных флюидопроявлений на скважинах (технологические и геофизические работы), было обнаружено, что качество ликвидационных работ не соответствует современным требованиям, в частности, требованиям Инструкции [3].

Автором настоящей статьи также сделан анализ пробуренных и ликвидированных параметрических, опорных и поисковых скважин на территории Зауралья и выполнены полевые обследования. Кроме того, выявлены несоответствия качества проведенных работ ликвидации скважин современным требованиям, а именно: недоподъем тампонажного раствора и отсутствие цементного камня за обсадными колоннами (к примеру, скважины Дубровненская, Дмитриевская-1, Диванкульская-5, Диванкульская-6, Лебяжье-1, Курганская-1 и другие); не перекрыты цементными мостами зоны перфорации; отсутствие цементных мостов в башмаке кондуктора; открытое устье скважины; отсутствие ликвидационной тумбы и репера; не спущена эксплуатационная колонна, в некоторых скважинах не установлены ликвидационные мосты в открытом стволе.

Существует еще один негативный аспект ликвидированных скважин — горючий углеводородный газ имеет свойство накапливаться и, если он дойдет до определенной критической стадии, при провоцирующем факторе может случиться серьезный технический инцидент с последствиями, опасными и для человека, и для окружающей среды [4, 6].

В научных публикациях сообщается о случаях перелива пластовых флюидов на дневную поверхность на некоторых скважинах, что вызывает загрязнение почв нефтью, высокоминерализованной пластовой водой с растворенным горючим газом. Это приводит к засолению почв, заболачиванию обширных территорий, что влечет за собой угнетение растительного покрова вплоть до его полного исчезновения. Образуются искусственные водоемы, заполненные высокоминерализованной водой, а также происходит сток пластовых флюидов в естественные водоемы [4–6].

Нормативный документ [3] предполагает регламентацию процедур ежегодного контроля и учета ликвидированных скважин, а также проведение работ по их переликвидации (в случае обнаружения потенциального риска для окружающей среды). К сожалению, в Инструкции [3] не уточнено, насколько полно был проведен ежегодный контроль и какие именно включал методы.

В соответствии с рассматриваемой Инструкцией [3], как уже было отмечено, ключевым технологическим процессом при ликвидации скважины является установка цементных мостов в стволе скважины с заполнением пространства между ними буровым раствором. К сожалению, этот раствор нестабилен во времени и не способен предотвратить заколонные и межпластовые перетоки за обсадными колоннами.

В инструкции допускается, что наличие цементного камня за колонной (колоннами) обеспечивает герметичность крепи на неопределенно длительный срок.

Из зарубежной и отечественной практики известно, что в процессе эксплуатации скважин в призабойной зоне пласта (ПЗП) происходят процессы разрушения пласта-коллектора, обусловленные многократными физико-химическими обработками ПЗП и реперфорацией скважины. При этом в горной породе образуются пустоты, каверны, макро- и микротрещины различной направленности (горизонтальные и вертикальные) и протяженности (от нескольких сантиметров до 100 м) от проведения ГРП (гидравлического разрыва пласта) и МГРП (многостадийного гидравлического разрыва пласта). Следовательно, простой установкой цементного моста в стволе скважины добиться надежной изоляции продуктивных пластов и заколонного пространства не представляется возможным.

Анализируя Инструкцию [3] с точки зрения сохранения герметичности ликвидированных скважин во времени (годы и десятилетия), отметим, что в ней не рассмотрены следующие важные вопросы:

- технологии и порядок ликвидации многозабойных (в том числе фишбон) (МЗЗ) и многоствольных скважин (МСС);
- технологии и порядок ликвидации скважин с горизонтальным окончанием (ГС), оборудованных неизвлекаемыми хвостовиками, в том числе с портами МГРП;
- не предусмотрена кольматация продуктивных пластов перед или при установке ликвидационных цементных мостов.

С годами неизбежно разрушение заколонного цементного камня и обсадных колонн, и, соответственно, потеря герметичности всей конструкции скважины.

Таким образом, действующая Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов РД 08-492-02 не в полной мере удовлетворяет возросшим за последние годы требованиям как по ликвидации скважин, так и по охране недр и окружающей среды. Назрела необходимость внесения в нее корректировок, дополнений и изменений, связанных с работами по ликвидации ГС, МЗЗ и МСС, работами с принудительной кольматацией ПЗП, а также изоляционными работами в заколонном пространстве скважин, целью которых должна быть ликвидация существующих и предотвращение возможных в дальнейшем будущем межпластовых перетоков.

Выводы

- На сегодняшний день в России накопилось огромное количество ликвидированных и законсервированных скважин различного назначения, которые могут не только негативно влиять на окружающую природную среду, но и быть взрывоопасными.
- Действующий РД 08-492-02 не в полной мере удовлетворяет возросшим за последние годы требованиям как по ликвидации скважин, так и по охране недр и окружающей среды. Стало очевидно, что необходимо внести в нее корректировки, дополнения и изменения, связанные с работами по ликвидации ГС, МЗЗ и МСС, а также изоляционными работами в заколонном пространстве длительно простаивающих (более 50 лет) скважин, целью которых должна быть ликвидация существующих и предотвращение возможных в дальнейшем будущем заколонных перетоков.

Список источников

1. News.ru : сайт. — URL: <https://news.ru/society/v-kabmine-rasskazali-o-tysyachah-vzryvoopasnyh-neftyanyh-skvazhin-v-rossii/?ysclid=m9wn3dg71518057603>. — Текст : электронный.
2. Neftegaz.ru: сайт. — URL: <https://neftegaz.ru/news/dobycha/696304-v-rossii-zafiksirovano-okolo-26-tys-zabroshennykh-neftyanykh-skvazhin/?ysclid=m9wn3o9e2282168076>. — Текст : электронный.
3. РД-08-492-02. Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов: утв. постановлением Госгортехнадзора РФ № 22 от 22.05.2002 г.: ввод в действие с 22.05.2002. — Москва : ГУП «НТЦ «Промбезопасность», 2002. — 32 с.
4. Коновалов, И. А. Анализ состояния геолого-разведочных скважин на нефть и газ на нераспределенном фонде недр Уральского федерального округа (Тюменская и Свердловская области) / И. А. Коновалов, Я. М. Курбанов. — Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 2011. — № 11. — С. 33–36.
5. Опыт проведения ремонтно-изоляционных и ликвидационных работ на старом фонде геолого-разведочных скважин / Я. М. Курбанов, Н. А. Черемисина, Р. К. Комбаров [и др.]. — Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 2013. — № 12. — С. 33–38.
6. Проблемы ликвидации нефтяных скважин и рекультивация недр / Р. С. Сафаров, Н. С. Сеидахмедов, Р. Г. Рагимов, А. Г. Махидов. — DOI 10.37474/0365-8554/2020-4-55-60. — Текст : непосредственный // Азербайджанское нефтяное хозяйство. — 2020. — № 4. — С. 55–60.
7. Негерметичность скважин — путь к экологической катастрофе / С. Н. Закиров, Э. С. Закиров, И. М. Индрунский, Д. П. Аникеев. — Текст : непосредственный // Бурение и нефть. — 2016. — № 1. — С. 60–62.
8. Сазонов, А. А. Ликвидация скважин различного назначения: учебное пособие / А. А. Сазонов. — Москва : Макс Пресс, 2007. — 172 с. — Текст : непосредственный.
9. Повышение долговечности тампонажного камня в агрессивных флюидах нефтяных и газовых скважин / Ф. А. Агзамов, Б. С. Измухамбетов, Н. Х. Каримов, М. Р. Мавлютов. — Самара : Самарский филиал секция «Строительство» РИА, 1998. — 272 с. — Текст : непосредственный.

10. Кондратьева, Т. Л. Водозаборная скважина как источник экологического риска / Т. Л. Кондратьева, И. Г. Ушакова. – Текст : непосредственный // Инновации в природообустройстве и защите в чрезвычайных ситуациях : материалы VII Международной научно-практической конференции, Саратов, 17–19 марта 2020 года. – Саратов: Амирит, 2020. – С. 113–117.

11. Рыбалов, Э. А. Разработка методики оценки опасности скважин, находящихся в состоянии консервации и ликвидации на месторождениях углеводородного сырья : специальность 2.10.3 «Безопасность труда» : автореф. дис. ... канд. техн. наук / Э. А. Рыбалов; Москва., 2024. – 20 с. – Место защиты : РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина. – Текст : непосредственный.

12. Бастриков, С. Н. Жизнь скважины : монография / С. Н. Бастриков. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2021. – 215 с. – Текст : непосредственный.

References

1. News.ru. (In Russian). Available at: <https://news.ru/society/v-kabmine-rasskazali-o-tysyachah-vzryvoopasnykh-neftyanykh-skvazhin-v-rossii/?ysclid=m9wn3dg71518057603>

2. Neftegaz.ru. (In Russian). Available at: <https://neftegaz.ru/news/dobycha/696304-v-rossii-zafiksirovano-okolo-26-tys-zabroshennykh-neftyanykh-skvazhin/?ysclid=m9wn3oye2282168076>.

3. RD-08-492-02. (2002). Instruksiya o poryadke likvidatsii, konservatsii skvazhin i oborudovaniya ikh ust'ev i stvolov: utv. postanovleniem Gosgortekhnadzora RF № 22 ot 22.05.2002 g.: vvod v deystvie s 22.05.2002. – Moscow : GUP «NTTS «Prombezopasnost'» Publ., 32 p.

4. Konovalov, I. A., & Kurbanov, Ya. M. (2011). Analysis of the state of geological exploration oil and gas wells, located in non-distributed fund of subsoil assets of the Ural federal territory (Tyumen and Sverdlovsk regions). Construction of oil and gas wells on land and sea, (11), pp. 33-36. (In Russian).

5. Kurbanov, Ya. M., Cheremisina, N. A., Kombarov, R. K., Kurbanov, G. Ya., Zakirov, N. N. (2013). Experience of performing repair-insulation and liquidation operations of old exploration wells. Construction of oil and gas wells on land and sea, (12), pp. 33-38. (In Russian).

6. Safarov, R. S., Seidahmadov, N. S., Ragimov, R. G., & Mahidov, A. G. (2020). Issues of abandonment of oil wells and soil recultivation. Azerbaijan Oil Industry, (4), pp. 55-60. (In Russian). DOI: 10.37474/0365-8554/2020-4-55-60

7. Zakirov, S. N., Zakirov, E. S., Indrupsky, I. M., & Anikeev, D. P. (2016). Leakage holes - the path to ecological disaster. Burenie i neft', (1), pp. 60-62. (In Russian).

8. Sazonov, A. A. (2007). Likvidatsiya skvazhin razlichnogo naznacheniya. Moscow, Maks Press Publ., 172 p. (In Russian).

9. Agzamov, F. A., Izmukhambetov, B. S., Karimov, N. Kh., & Mavlyutov, M. R. (1998). Povyshenie dolgovechnosti tamponazhnogo kamnya v agressivnykh flyuidakh neftyanykh i gazovykh skvazhin. Samara, Samarskiy filial sektsiya «Stroitel'stvo» RIA Publ., 272 p. (In Russian).

10. Kondrat'eva, T. L. & Ushakova, I. G. (2020). Vodozabornaya skvazhina kak istochnik ekologicheskogo riska. Innovatsii v prirodoobustroytve i zashchite v chrezvychaynykh situatsiyakh : materialy VII Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii, Saratov, 17–19 marta 2020 goda. Saratov, Amirit Publ., pp. 113-117. (In Russian).

11. Rybalov, E. A. (2024). Razrabotka metodiki otsenki opasnosti skvazhin, nakhodyashchikhsya v sostoyanii konservatsii i likvidatsii na mestorozhdeniyakh uglevodorodnogo syr'ya. Avtoref. diss. ... kand. tekhn. Nauk. Moscow, 20 p. (In Russian).
12. Batrikov, S. N. (2021). Life of the well. Tyumen : Tyumenskiy industrial'nyy universitet, 215 p. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

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

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

Огудова Евгения Владимировна,
старший преподаватель центра
проектного обучения, Тюменский
индустриальный университет,
г. Тюмень

Evgeniya V. Ogudova, Senior
Lecturer Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 13.05.2025; одобрена после рецензирования 28.05.2025; принята к публикации 13.06.2025.

The article was submitted 13.05.2025; approved after reviewing 28.05.2025; accepted for publication 13.06.2025.

Научная статья / Original research article
УДК 62-235
DOI:10.31660/0445-0108-2025-4-78-86
EDN: OTOCJQ



Определение собственных частот колебаний самоустанавливающихся колес адаптивной зубчатой передачи с арочными зубьями

В.В. Пивень*, Д. А. Трубкин

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

* pivenvv@yandex.ru

Аннотация. С помощью зубчатых передач обеспечивается передача вращающего момента в большинстве современных машин. Для создания машин с высокими техническими характеристиками необходимо улучшение нагрузочных характеристик зубчатых передач. Одним из перспективных направлений повышения нагрузочных характеристик зубчатых передач является применение цилиндрических зубчатых колес с арочными зубьями. В этих передачах отсутствуют осевые усилия, обеспечивается плавность зацепления, зубья имеют большую изгибную прочность по сравнению с прямыми зубьями. Такие передачи в сравнении с прямозубыми и косозубыми позволяют также увеличить долговечность, снизить вибрацию, шумовые характеристики. Передачи с арочными зубьями требуют высокой точности при их установке. Перекосы осей, возникающие при неточной установке, износе, температурных деформациях отрицательно сказываются на их эксплуатационных характеристиках. Цель работы — установление математических зависимостей частоты собственных колебаний самоустанавливающихся колес адаптивной зубчатой передачи. В исследовании использовались аналитические методы механики. Расчеты проводились для арочной зубчатой передачи с полуколесами, установленными и работающими параллельно. Получены математические выражения для определения собственных частот в зависимости от жесткости упругих элементов и массовых характеристик входящих в зацепления шестерни и полуколес.

Ключевые слова: зубчатая передача, арочные зубья, собственные частоты, самоустанавливающиеся полуколеса

Для цитирования: Пивень, В. В. Определение собственных частот колебаний самоустанавливающихся колес адаптивной зубчатой передачи с арочными зубьями / В. В. Пивень, Д. А. Трубкин. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-4-78-86 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 4. – С. 78–86. – EDN: OTOCJQ

Determination of the natural oscillation frequencies of self-aligning wheels of an adaptive gear drives with arched teeth

Valeriy V. Piven*, Danil A. Trubkin

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

* pivenvv@yandex.ru

Abstract. Gears drives are the primary means of transmitting torque in most modern machines. To enhance the performance of these machines, it is essential to improve the load-bearing characteristics of gear drives. One of the promising approaches is the use of cylindrical gears with arched teeth. These gears eliminate axial forces, ensure smooth meshing, and provide higher bending strength compared to straight-tooth gears.

When compared to spur and helical gears, curved-tooth gears offer increased durability, reduced vibration, and lower noise levels. However, they require precise installation. Shaft misalignment due to assembly errors, wear, or thermal deformation can negatively affect performance. They demand precise installation. Shaft misalignment resulting from assembly errors, wear, or thermal deformation can adversely affect performance characteristics. The aim of this study is to establish mathematical relationships for calculating the natural frequencies of self-aligning wheels in an adaptive gear drive. The authors of the paper used analytical mechanics methods. They did calculations for a gear system with arched teeth and self-aligning half-wheels operating in parallel. The result is a set of mathematical expressions for determining natural frequencies based on the stiffness of elastic elements and the mass properties of the meshing gear and half-wheels.

Keywords: gears drives, arched teeth, natural frequencies, self-aligning half-wheels

For citation: Piven, V. V. & Trubkin, D. A. (2025). Determination of the natural oscillation frequencies of self-aligning wheels of an adaptive gear train with arched teeth. Oil and Gas Studies, (4), pp. 78-86. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-4-78-86

Введение

Передача вращающего момента в большинстве современных машин обеспечивается с помощью зубчатых передач. Улучшение их нагрузочных характеристик необходимо для создания машин с высокими техническими характеристиками. Одним из перспективных направлений повышения нагрузочных характеристик зубчатых передач является применение цилиндрических зубчатых колес с арочными зубьями. Примерами таких передач выступают редуктор привода станков-качалок в нефтедобыче, приводы прокатных станов, конечные передачи трансмиссии тракторов и локомотивов [1].

В передачах с арочными зубьями отсутствуют осевые усилия, обеспечивается плавность зацепления, зубья имеют большую изгибную прочность по сравнению с прямыми зубьями. Такие передачи, в сравнении с прямозубыми и косозубыми, позволяют увеличить долговечность, снизить вибрацию, шумовые характеристики. [1, 2]. Передачи с арочными зубьями требуют высокой точности при их установке. Перекосы осей, возникающие при неточной установке, износе, температурных деформациях, отрицательно сказываются на их эксплуатационных характеристиках.

В то же время неточности изготовления арочных зубьев, допускаемая несоосность валов при монтаже, температурные деформации корпусных деталей могут приводить к выходу площадок контакта в зацеплении на край зуба. Это, в свою очередь, приводит к концентрации контактных напряжений, преждевременному выходу передачи из строя [1–8].

Объект и методы решения

Для решения проблемы смещения рабочей линии зацепления по поверхности арочного зуба предложено техническое решение — адаптивная зубчатая передача с арочными зубьями (рис. 1) [9]. Эта передача позволяет обеспечить две зоны контакта. Зубчатые полуколеса установлены на валу и подпружинены в осевом направлении упругими элементами. Используя

такую установку, можно настроить оптимальное пятно контакта рабочей поверхности зубьев.

В данной зубчатой передаче вращающий момент через ведущий вал 1 с шестерней 2, имеющей на своей поверхности зубья арочной формы, передается через два параллельно установленных арочных полуколеса 4 и 5 на ведомый вал 3 (см. рис. 1).

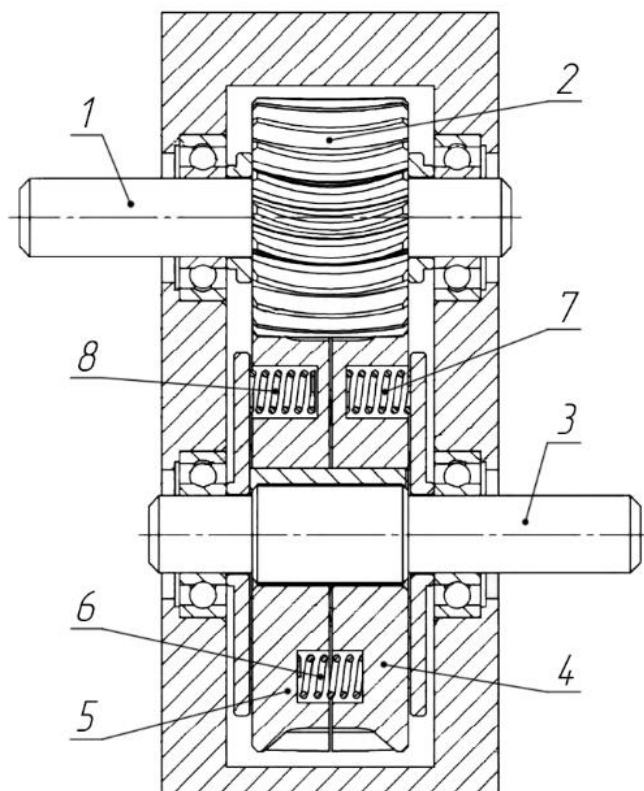


Рис. 1. Адаптивная цилиндрическая передача с арочными зубьями [9]:
1 — ведущий вал; 2 — шестерня с зубьями арочной формы; 3 — ведомый вал;
4, 5 — полуколеса с зубьями арочной формы; 6, 7, 8 — упругие элементы

Зубчатые полуколеса установлены с возможностью перемещения в осевом направлении и подпружинены упругими элементами 6, 7 и 8.

Упругие элементы 6, 7 и 8 имеют увеличивающиеся при сжатии осевые усилия и ограничивают перемещение полуколес 4 и 5 в осевом направлении. Таким образом, самоустановка полуколес 4 и 5 обеспечивается в зависимости от геометрических погрешностей изготовления и установки, а также от внешнего силового потока.

При работе вышеприведенной зубчатой передачи (рис. 1) в зацеплении могут реализовываться следующие виды контактов арочных зубьев: линейный, локально-линейный и точечный.

Использование различных по жесткости упругих элементов 6, 7 и 8, а также возможное регулирование их характеристик позволяет настраивать их к различным случайным изменениям вращающего момента.

Настройка пятна контакта в зубчатом зацеплении позволяет обеспечить оптимальное распределение напряжений по пятну контакта, повысить контактную прочность и выносливость.

При работе зубчатой передачи с упругими элементами, ограничивающими осевое движение полуколес (см. рис. 1), возможно возникновение резонансных колебаний, амплитудных и частотных модуляций. Для предотвращения этих нежелательных процессов необходимо теоретическое описание колебательных процессов, происходящих в передаче. В частности, требуется определение частот собственных колебаний полуколес, имеющих возможность осевого перемещения и взаимодействующих с шестерней и упругими элементами.

Рассмотрим схему взаимодействия шестерни с полуколесом. Данное зацепление смоделируем с помощью двухмассовой динамической системы (рис. 2, 3). Учитывая, что конструкция симметричная, жесткости c_2 и c_3 равны, при определении собственных частот рассмотрим только взаимодействие левой половины шестерни 1 с полуколесом 2 (рис. 2).

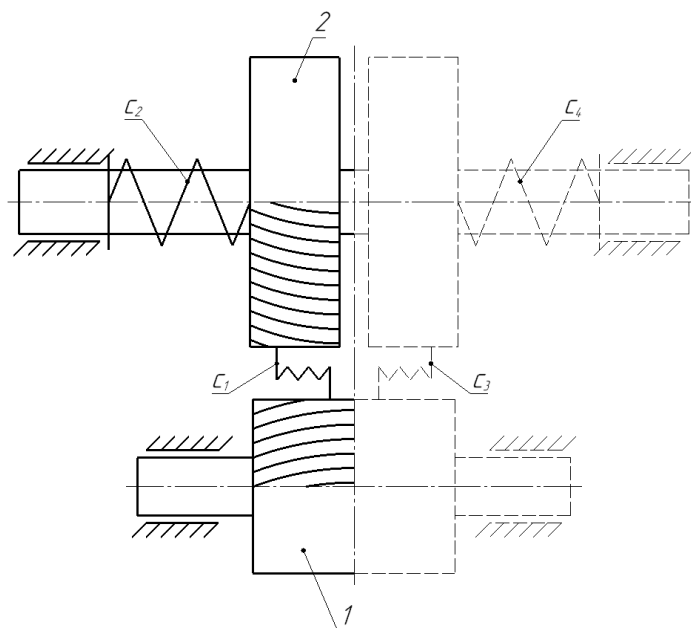


Рис. 2. Расчетная схема взаимодействия шестерни, полуколеса и упругого элемента: 1 — шестерня; 2 — полуколесо; $c_{1,3}$ — коэффициенты жесткости зубчатого зацепления, Н/м; $c_{2,4}$ — коэффициенты эквивалентных жесткостей упругих элементов полуколес, Н/м.

Двухмассовая динамическая система представлена на рисунке 3.

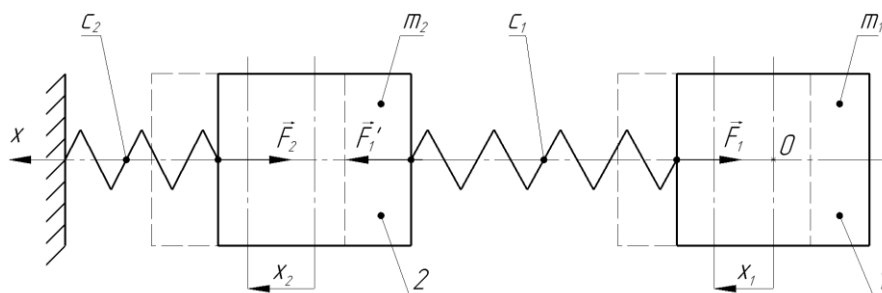


Рис. 3. Двухмассовая динамическая схема зубчатой передачи:

1 — шестерня; 2 — полуколесо; F_1 — сила упругости, действующая на шестерню в зубчатом зацеплении со стороны полуколеса; F_1' — сила упругости, действующая на полуколесо в зубчатом зацеплении со стороны шестерни; F_2 — сила упругости, действующая на полуколесо со стороны упругого элемента, Н/м; x_1 — перемещение точки контакта зубьев в осевом направлении при возникшем перекосе, м; x_2 — перемещение полуколеса в осевом направлении, м; c_1 — коэффициент жесткости зубчатого зацепления, Н/м; c_2 — коэффициент эквивалентной жесткости упругого элемента полуколеса, Н/м; $m_{1,2}$ — приведенные массы шестерни и полуколеса, кг

Приведенные массы шестерни и полуколеса определяются с помощью выражений

$$m_{1,2} = \frac{J_{1,2}}{r_{1,2}^2}, \quad (1)$$

где $J_{1,2}$ — моменты инерции половины шестерни и полуколеса относительно осей вращения, кг · м²; $r_{1,2}$ — радиусы основных окружностей шестерни и полуколеса, м.

Силы F_1 и F_1'

$$F_1 = F_1' = c_1(x_1 - x_2), \quad (2)$$

Сила F_2

$$F_2 = c_2(x_1 - x_2). \quad (3)$$

При составлении дифференциальных уравнений движения механической системы напомним ось X влево (рис. 3). Начало отсчета совместим с положением статического равновесия шестерни и полуколеса.

Согласно второму закону Ньютона для шестерни умножим ее массу на ускорение

$$m_1 \ddot{x}_1 = -c_1(x_1 - x_2). \quad (4)$$

Для полуколеса дифференциальное уравнение его движения в положительном направлении отсчета по оси X

$$m_2 \ddot{x}_2 = -c_2 x_2 + c_1 (x_1 - x_2). \quad (5)$$

Таким образом, после преобразования дифференциальные уравнения движения двухмассовой системы представим в следующем виде:

$$\begin{cases} m_1 \ddot{x}_1 + c_1 (x_1 - x_2) = 0 \\ m_2 \ddot{x}_2 + c_2 x_2 - c_1 (x_1 - x_2) = 0 \end{cases} \quad (6)$$

Разделив все слагаемые уравнений системы (6) на m_1 и m_2 , вводим подстановки

$$\omega_1^2 = \frac{c_1}{m_1}; \quad \omega_2^2 = \frac{c_2}{m_2} \quad (7)$$

Общее решение системы однородных дифференциальных уравнений (6) имеет вид:

$$\begin{cases} x_1 = u_1 \sin \omega t \\ x_2 = u_2 \sin \omega t \end{cases} \quad (8)$$

После подстановок система уравнений частот имеет следующий вид:

$$\begin{cases} (c_1 - m_1 \omega^2) u_1 - c_1 u_2 = 0 \\ -c_1 u_1 + (c_2 - m_2 \omega^2) u_2 = 0 \end{cases} \quad (10)$$

$$\begin{cases} (c_1 - m_1 \omega^2) u_1 - c_1 u_2 = 0 \\ -c_1 u_1 + (c_2 - m_2 \omega^2) u_2 = 0 \end{cases} \quad (11)$$

Откуда

$$m_1 m_2 \omega^4 - (c_2 m_1 - c_1 m_2) \omega^2 - (c_1^2 - c_1 c_2) = 0. \quad (12)$$

Делая подстановку, получаем

$$\omega^2 = x. \quad (13)$$

Результаты

Решая квадратное уравнение, получаем следующие формулы для вычисления корней уравнения (8):

$$\begin{cases} x_1 = \frac{c_2 m_1 - c_1 m_2 + (c_2 m_1 - c_1 m_2)^2 + 4 m_1 m_2 (c_1^2 - c_1 c_2)}{2 m_1 m_2} \\ x_2 = \frac{c_2 m_1 - c_1 m_1 + (c_2 m_1 - c_1 m_2)^2 + 4 m_1 m_2 (c_1^2 - c_1 c_2)}{2 m_1 m_2} \end{cases} \quad (14)$$

В итоге получаем выражения для определения частот собственных колебаний полуколес в осевом направлении:

$$\omega_1 = \sqrt{x_1}; \quad \omega_2 = \sqrt{x_2}. \quad (15)$$

Обсуждение

В результате проведенных исследований получены математические выражения (14) и (15) для определения частот собственных колебаний самоустанавливающихся полуколес для адаптивной зубчатой передачи с арочными зубьями.

Собственные частоты колебаний полуколес зависят от характеристики упругих элементов, ограничивающих осевое перемещение полуколес, упругих характеристик зубчатого зацепления, а также приведенных масс деталей, входящих в зацепление.

Полученные математические выражения позволяют определять собственные частоты при известных характеристиках механической системы и подбирать свойства упругих элементов, исключающих резонансные явления, в зависимости от рабочих частот вращающихся деталей передачи.

При установке в редукторе с рассмотренной передачей упругих элементов с регулируемой жесткостью полученные зависимости позволяют производить отстройку от резонанса.

Выводы

1. Арочные зубчатые передачи имеют повышенную нагрузочную способность за счет отсутствия осевых сил, плавности зацепления, повышенной изгибной прочности зубьев арочной формы по сравнению с прямыми.
2. Неточности изготовления арочных зубьев, допускаемая несоосность валов при монтаже, температурные деформации корпусных деталей могут приводить к выходу площадок контакта в зацеплении на край зуба. Это, в свою очередь, приводит к концентрации контактных напряжений, преждевременному выходу передачи из строя.
3. Арочные зубчатые передачи требуют обеспечения возможности осевой самоустановки колес.
4. Наиболее перспективным техническим решением самоустановки арочных зубчатых колес является применение двух полуколес с упругими элементами, ограничивающими их перемещение в осевом направлении.

5. При работе зубчатой передачи с упругими элементами, ограничивающими осевое движение полукозес, возможно возникновение резонансных колебаний, амплитудных и частотных модуляций.

6. В результате проведенных исследований получены математические выражения для определения частот собственных колебаний самоустанавливающихся полукозес для адаптивной зубчатой передачи с арочными зубьями.

Список источников

1. Сызранцев, В. Н. Синтез адаптивной цилиндрической передачи с арочными зубьями с двумя зонами контакта / В. Н. Сызранцев, А. И. Стариков. – DOI 10.25206/1813-8225-2023-188-38-45. – Текст : непосредственный // Омский научный вестник. – 2023. – № 4 (188). – С. 38–45.
2. Паршин, А. Н. Изготовление цилиндрических козес с арочными зубьями резовыми головками на станках с ЧПУ и опыт их внедрения / А. Н. Паршин. – Текст : непосредственный // Теория и практика зубчатых передач: сб. тр. междунар. симп.; под ред. В. И. Гольдфарба. – Ижевск : Изд-во Ижевского государственного технического университета им. М. Т. Калашникова. – 2014. – С. 151–159.
3. Fuentes-Aznar, A. Comparison of spur, helical and curvilinear gear drives by means of stress and tooth contact analyses / A. Fuentes-Aznar, R. Ruiz-Orzaez, I. Gonzalez-Perez. – Text : direct // Meccanica. – 2017. – Vol. 52. – P. 1721–1738.
4. Сызранцев, В. Н. Цилиндрические зубчатые передачи с арочными зубьями: геометрия, прочность, надежность: монография / В. Н. Сызранцев, К. В. Сызранцева. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2021. – 170 с. – Текст : непосредственный.
5. Syzrantsev V. N. Cylindrical arc gears: History, Achievements, and Problems // Gears in Design, Production and Education: A Tribute to Prof. Veniamin Goldfarb. – Cham : Springer International Publishing, 2021. – P. 131–151. – Text : direct.
6. Плахтин, В. Д. Анализ зацепления цилиндрических козес с арочными зубьями / В. Д. Плахтин, А. П. Давыдов, А. Н. Паршин. – Текст : непосредственный // Вестник машиностроения. – 2006. – № 11. – С. 3–7.
7. Плахтин, В. Д., Паршин, А. Н. Синтез зацепления цилиндрических зубчатых козес с арочными бочкообразными зубьями / В. Д. Плахтин, А. Н. Паршин. – Текст : непосредственный // Технология машиностроения. – 2007. – № 2. – С. 46–53.
8. Плахтин, В. Д. Синтез цилиндрических зубчатых передач с арочными бочкообразными зубьями / В. Д. Плахтин, А. Н. Паршин. – Текст : непосредственный // Тез. докл. междунар. конф. по теории механизмов и механике машин, Краснодар. – 2006. – С. 79–80.
9. Патент на изобретение № 2721579 Российская Федерация, МПК F 16 H1/06. Адаптивная цилиндрическая передача с арочными зубьями : № 2019136799; заявл. 15.11.2019; опубл. 20.05.2020 / Сызранцев В. Н., Сызранцева К. В., Вибе В. П., Денисов Ю. Г.: патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью Фирма «СТЭК» (RU). – Текст : непосредственный.

References

1. Syzrantcev, V. N. & Starikov, A. I. (2023). Synthesis of an adaptive cylindrical gear with arched teeth with two contact zones spaced along the length of the tooth. Omsk Scientific Bulletin, 4 (188), pp. 38-45. (In Russian). DOI: 10.25206/1813-8225-2023-188-38-45.

2. Parshin, A. N. (2014). Izgotovlenie cilindricheskikh koles s arochnymi zub'yami rezcovymi golovkami na stankah s ChPU i opyt ih vnedreniya. Teoriya i praktika zubchatykh peredach: sb. tr. mezhdunar. simp. Izhevsk. Izd-vo Izhevskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta im. M. T. Kalashnikova Publ., pp. 151-159. (In Russian).
3. Fuentes-Aznar, A., Ruiz-Orzaez, R., & Gonzalez-Perez, I. (2017). Comparison of spur, helical and curvilinear gear drives by means of stress and tooth contact analyses. Meccanica, (52), pp. 1721-1738. (In English).
4. Syzrantsev, V. N. & Syzrantseva, K. V. (2021). Cilindricheskie zubchatye peredachi s arochnymi zub'yami: geometriya, prochnost', nadezhnost'. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 170 p. (In Russian).
5. Syzrantsev, V. N. (2021). Cylindrical arc gears: History, Achievements, and Problems. In Gears in Design, Production and Education: A Tribute to Prof. Veniamin Goldfarb, pp. 131-151. Cham: Springer International Publishing. (In English).
6. Platin, V. D., Davydov, A. P. & Parshin, A. N. (2006). Analiz zacepleniya cilindricheskikh kolyos s arochnymi zub'yami. Vestnik mashinostroeniya. (11), pp. 3-7. (In Russian).
7. Platin, V. D. & Parshin, A. N. (2007). Sintez zacepleniya cilindricheskikh zubchatykh kolyos s arochnymi bochkobraznymi zub'yami. Tekhnologiya mashinostroeniya, (2), pp. 46-53. (In Russian).
8. Platin, V. D. & Parshin, A. N. (2006). Sintez cilindricheskikh zubchatykh peredach s arochnymi bochkobraznymi zub'yami. Tez. dokl. mezhdunarod. konf. po teorii mekhanizmov i mekhanike mashin. Krasnodar, pp. 79-80. (In Russian).
9. Syzrantsev, V. N., Syzrantseva, K. V., Vibe, V. P. & Denisov, Yu. G. Adaptivnaya cilindricheskaya peredacha s arochnymi zub'yami Pat. RF 2721579. NO 2019136799. MPK F 16 H1/06. Published: 20.05.2020. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Пивень Валерий Васильевич,
доктор технических наук, профессор
кафедры машин и оборудования
нефтяной и газовой промышленности,
Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень

Valeriy V. Piven, Doctor of
Engineering, Professor at the Department
of Machinery and Equipment for the Oil
and Gas Industry, Industrial University of
Tyumen

Трубкин Данил Александрович,
аспирант кафедры машин и оборудова-
ния нефтяной и газовой промыш-
ленности, Тюменский индустриальный
университет, г. Тюмень

Danil A. Trubkin, Postgraduate
Student at the Department of Machinery
and Equipment for the Oil and Gas
Industry, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 02.02.2025; одобрена после рецензирования 26.02.2025; принята к публикации 10.03.2025.

The article was submitted 02.02.2025; approved after reviewing 26.02.2025; accepted for publication 10.03.2025.

Научная статья / Original research article
УДК 622.276
DOI:10.31660/0445-0108-2025-4-87-99
EDN: PKZGUU



Моделирование влияния массовых сил на циклическое заводнение нефтяного пласта

И. Г. Телегин

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
teleginig@tyuiu.ru

Аннотация. За последние 10 лет добыча нефти в Западной Сибири уменьшилась на 10 % при росте доли воды в объеме добываемой из нефтяных скважин жидкости (обводненность). При этом коэффициент извлечения нефти сравнительно невысок — 38 %. В этой связи весьма актуальны поиск и изучение дешевых и эффективных методов увеличения нефтеотдачи.

В статье исследуется двумерная фильтрационная двухфазная модель двухслойного пласта. Рассмотрено два случая: (А) низкопроницаемый слой расположен над высокопроницаемым, (Б) низкопроницаемый слой расположен под высокопроницаемым.

Цель статьи — изучение влияния массовых сил на структуру нефтенасыщенности в двухслойном пласте при циклическом заводнении. Вторая цель — определение зависимости прироста добычи нефти при использовании метода циклического заводнения от разности плотностей фаз $\Delta\rho$.

В работе с помощью численного моделирования были проведены многовариантные расчеты с вариацией разницы плотностей воды и нефти для двух случаев расположения пластов с разной проницаемостью.

Показано, что $\Delta\rho$ сильно влияет на структуру нефтенасыщенности и на длительность разработки залежи. С ростом $\Delta\rho$ эффективность циклического заводнения уменьшается.

Ключевые слова: циклическое заводнение, массовые силы, водонасыщенность, вязкость нефти

Для цитирования: Телегин, И. Г. Моделирование влияния массовых сил на циклическое заводнение нефтяного пласта / И. Г. Телегин // DOI 10.31660/0445-0108-2025-4-87-99 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 4. — С. 87–99. — EDN: PKZGUU

Modeling the influence of body forces on cyclic flooding of an oil reservoir

Igor G. Telegin

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
teleginig@tyuiu.ru

Abstract. Over the past decade, oil production in Western Siberia has declined by 10%, while the water cut—the proportion of water in the total fluid produced — has increased.

At the same time, the average oil recovery factor remains relatively low at 38%. This situation emphasises the urgency of finding and studying cheap and effective methods to enhance oil recovery. This study analyses a two-dimensional filtration, two-phase flow model of a dual-layer reservoir, considering two scenarios: (A) the low-permeability layer located above the high-permeability layer, and (B) the low-permeability layer situated below the high-permeability layer. The main aim of this paper is study how body forces influence the oil saturation structure in a dual-layer reservoir during cyclic waterflooding. A second aim is to determine how the gain in oil production depends on the phase density difference ($\Delta\rho$) using cyclic waterflooding method. Using numerical simulation, the authors performed a series of calculations by varying the density difference between oil and water for both reservoir configurations. The results show that $\Delta\rho$ has a significant impact on structure of oil saturation and on the duration of deposit development. As $\Delta\rho$ increases, the effectiveness of cyclic waterflooding decreases.

Keywords: cyclical flooding, body forces, water saturation, oil viscosity

For citation: Telegin, I. G. (2025) Modeling the influence of body forces on cyclic flooding of an oil reservoir / I. G. Telegin. // Oil and Gas Studies, (4), pp. 87-99. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-4-87-99

Введение

Начало изучения циклического заводнения (ЦЗ) было положено в работах [1–6]. Суть ЦЗ состоит в заводнении неоднородных нефтяных пластов с использованием периодической смены режимов работы скважин. Первая постановка двумерной задачи ЦЗ нефтяных залежей сделана О. Э. Цынковой в работе [7]. Однако, в силу однофазности модели в [7], многие вопросы никоим образом не рассматриваются, в частности, влияние гравитации на решение.

Цель статьи — изучение влияния массовых сил на структуру решений водонасыщенности в двухфазной модели двухслойного пласта при использовании ЦЗ.

Создание фильтрационной модели

В работе будем изучать модель нефтяного пласта (подобную модели из [7]) из двух слоев с проницаемостями слоев K_1 и K_2 . При этом $K_1 > K_2$, и поток флюидов в основном течет через высокопроницаемый слой 1, а слой 2 вырабатывается за счет капиллярной пропитки.

Слои разделены глинистой низкопроницаемой перемычкой. Создадим модель пласта `model_2D` двумерную в плоскости OXZ с параметрами из таблицы 1.

Параметры гидродинамической модели model_2D

Весь пласт	
Вязкость воды, МПа·с	1
Сжимаемость воды, 10^{-5} Па^{-1}	$5 \cdot 10^{-5}$
Объемный коэффициент воды, д.ед.	1,01
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м^3	950
Вязкость нефти при $P_{пл}$, МПа·с	1
Объемный коэффициент нефти, д. ед.	1,1
Сжимаемость нефти, 10^{-5} Па^{-1}	$1,5 \cdot 10^{-4}$
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м^3	950
Начальное пластовое давление в нефти, МПа	20
Глубина кровли пласта, м	2 000
Сжимаемость скелета породы, 10^{-5} Па^{-1}	$5 \cdot 10^{-6}$
Начальная нефтенасыщенность, д. ед.	0,8
Начальная водонасыщенность, д. ед.	0,2
Пористость, д. ед.	0,2
Параметр высокопроницаемого слоя	
Проницаемость K_1 , м^2	$9,869 \cdot 10^{-14}$
Вертикальная проницаемость, м^2	$3,9476 \cdot 10^{-14}$
Толщина h_1 , м	10
Параметр низкопроницаемого слоя	
Проницаемость K_2 , м^2	$9,869 \cdot 10^{-16}$
Вертикальная проницаемость, м^2	$3,9476 \cdot 10^{-15}$
Толщина h_2 , м	10
Параметр проницаемой глинистой перемычки между слоями	
Проницаемость $K_{пер}$, м^2	$9,869 \cdot 10^{-16}$
Вертикальная проницаемость, м^2	$9,869 \cdot 10^{-16}$
Толщина $h_{пер}$, м	0,5
Параметр разработки	
Расстояние между скважинами, м	500
Приемистость, $\text{м}^3/\text{сут}$	10,5
Предельное давление нагнетания воды, МПа	45
Отбор жидкости на добывающей скважине, $\text{м}^3/\text{сут}$	10
Предельный дебит нефти, $\text{м}^3/\text{сут}$	0,5
Минимальное давление на добывающей скважине, МПа	5

Будем использовать двухфазную модель black oil с компонентами вода и нефть и следующие функции относительных фазовых проницаемостей воды k_w , нефти k_o и капиллярного давления P_{ow} от водонасыщенности S_w

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

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

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

Для моделирования фильтрации был выбран симулятор «ТНавигатор» [8].

Двухфазная модель *model_2D* состоит из следующих слоев:

- 1) низкопроницаемый слой толщиной 10 м;
- 2) глинистая перемычка толщиной 0,5 м;
- 3) высокопроницаемый слой толщиной 10 м.

Расчетная сетка модели выбиралась так, чтобы погрешность аппроксимации была меньше 1 %. Размеры ячеек сетки были взяты равными соответственно по осям OX, OY, OZ: 5,0×10.0×0,2 м (для глинистой перемычки высота ячеек была взята равной 0,1 м). В левом конце пласта была размещена нагнетательная скважина NAG, а в правом конце добывающая скважина DOB (рис. 1). У высокопроницаемого слоя проницаемость больше проницаемости низкопроницаемого слоя в 100 раз, и согласно наблюдениям из работы [9] фильтрация будет проходить в высокопроницаемом слое, поэтому в модели вскрывался только нижний высокопроницаемый слой. На рисунке 1 приведен результат расчета нефтенасыщенности S_o по этой модели на конец 53 месяца (продолжительность месяцев принята равной 30 сут). Из этого рисунка следует, что низкопроницаемый слой вырабатывается в основном за счет противоточной капиллярной пропитки, суть которой сводится к перетоку нефти сквозь слой воды в высокопроницаемый пласт и внедрению воды в низкопроницаемый пласт за счет разницы капиллярного давления.

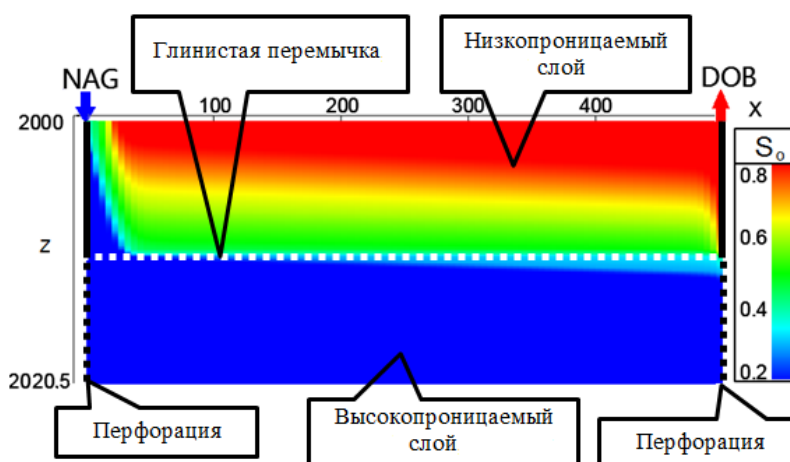


Рис. 1. Распределение S_o в *model_2D*, конец 53-го месяца

Однако с течением времени интенсивность пропитки снижается, и дебит нефти падает, что и ведет к остановке разработки.

Циклическое заводнение может осуществляться разными способами. В статье ограничимся рассмотрением только периодической работы нагнетательной скважины.

- Полуцикл остановки нагнетания воды длительностью один месяц (30 дней). Давление падает быстрее в высокопроницаемом слое, и флюиды начинают перетекать из низкопроницаемого слоя в высокопроницаемый слой.
- Полуцикл форсирования закачки воды длительностью один месяц (30 дней), с приемистостью 20,5 м³/сут. Давление растет быстрее в высокопроницаемом слое, и флюиды внедряются из высокопроницаемого слоя в низкопроницаемый.

Низкопроницаемый слой расположен над высокопроницаемым слоем, между слоями глинистая перемычка

Наряду с капиллярной пропиткой и конвективным переносом гравитационная сегрегация участвует в формировании профиля распределения флюидов в пласте. Влияние массовых сил моделируется заданием плотности воды и нефти. На основе model_2D сформируем следующие расчетные серии:

- серия А: плотность нефти в поверхностных условиях $\rho_o = 950 \text{ кг/м}^3$, плотность воды в поверхностных условиях $\rho_w = 950 \text{ кг/м}^3$;
- серия Б: $\rho_o = 900 \text{ кг/м}^3$, $\rho_w = 1050 \text{ кг/м}^3$;
- серия В: $\rho_o = 800 \text{ кг/м}^3$, $\rho_w = 1200 \text{ кг/м}^3$.

В модели black oil плотности фаз являются функциями от давления, и поэтому при разработке даже в вариантах с равными ρ_o и ρ_w в пластовых условиях присутствует разность плотностей. Обозначим через $\Delta\rho = \rho_w - \rho_o$ разность плотностей в поверхностных условиях.

Для каждой серии расчетов зададим и номера расчетных вариантов:

1 — базовый контрольный вариант, стационарное заводнение, на скважине NAG постоянная приемистость 10,5 м³/сут, на скважине DOB постоянный дебит нефти 10 м³/сут;

2 — ЦЗ с 21 месяца до достижения предельного дебита нефти 0,5 м³/сут, длительность полуциклов 1 месяц, этот вариант моделирует начало циклического заводнения на стадии падающей добычи нефти;

3 — ЦЗ на последней стадии разработки до достижения предельного дебита нефти 0,5 м³/сут, длительность полуциклов — 1 месяц;

В таблице 2 приведены результаты расчетов вариантов серий А, Б и В. В таблице 2 введены обозначения: Т — срок разработки, месяцев; Т_{цз} — длительность ЦЗ, месяцев; Q_о — накопленная добыча нефти, м³; КИН — коэффициент извлечения нефти, д. ед.; Q_л — накопленная добыча жидкости, м³; Q_в — накопленная закачка воды, м³; ΔQ_о — рост добычи нефти по сравнению с базовым вариантом (вариант той же серии под номером 1), %.

Из таблицы 2 видно, что в вариантах А2 и А3 циклическое заводнение демонстрирует высокую эффективность (рост добычи нефти на 21,8–22,1 %). Такая эффективность объясняется очень благоприятными условиями проведения ЦЗ: небольшая вязкость нефти, значительные остаточные запасы в низкопроницаемом слое, большие перепады давления создаваемые циклической закачкой воды. С ростом Δp уменьшаются сроки разработки, снижается добыча нефти и КИН во всех вариантах. Это объясняется тем, что воде труднее попасть в вышерасположенный низкопроницаемый пропласток, соответственно и перетоку нефти в нижерасположенный высокопроницаемый пропласток также мешают массовые силы. На рисунке 2 представлено распределение нефтенасыщенности в варианте А3 на конец разработки. Сравнение с рисунком 1 показывает, что циклическое заводнение позволило серьезно улучшить выработку застойной зоны с нефтью, которая расположена в низкопроницаемом слое.

Таблица 2

Результаты расчета вариантов серий А, Б и В

	Вариант стационарного заводнения			Вариант циклического заводнения					
	А1	Б1	В1	А2	Б2	В2	А3	Б3	В3
T	53	47	41	118	87	64	126	93	64
T _{цз}	0	0	0	98	67	44	74	47	24
Δp	0	150	400	0	150	400	0	150	400
Q _о	6 637	6 472	6 298	8 085	7 291	6 744	8 101	7 315	6 711
КИН	0,445	0,434	0,422	0,542	0,489	0,452	0,543	0,491	0,450
ΔQ_o	0	0	0	21,8	12,7	7,1	22,1	13,0	6,6
Q _L	15 816	14 018	12 219	35 080	25 797	18 886	37 716	27 818	19 117
Q _w	16 695	14 805	12 915	36 019	26 378	19 732	38 656	28 402	19 958

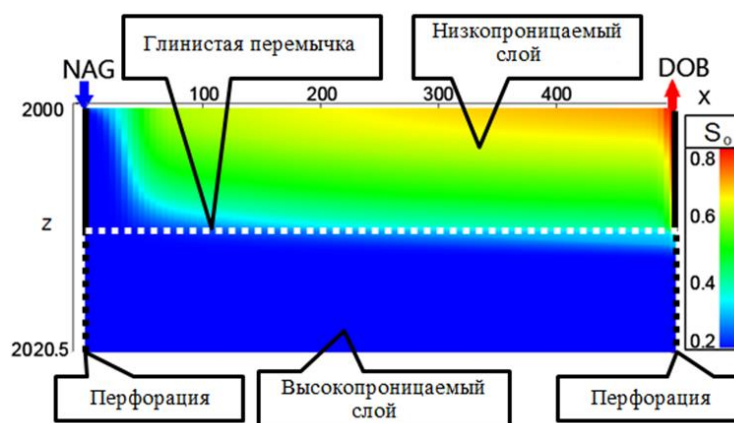


Рис. 2. Нефтенасыщенность S_o в варианте А3 на конец разработки

На рисунке 3 выведены графики изменения КИН у разных вариантов разработки серий А, Б и В. Рисунок наглядно демонстрирует, что с увеличением разницы плотностей фаз снижается конечный КИН и уменьшается рентабельный срок разработки, кроме того уменьшается разница между вариантами под номером 2 и 3.

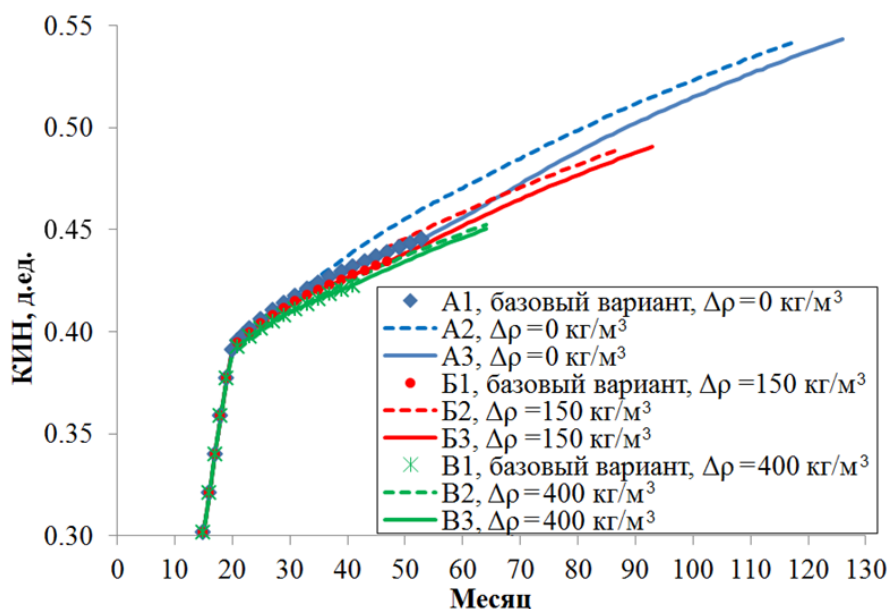


Рис. 3. Графики изменения КИН вариантов А, Б и В

В вариантах с ЦЗ дебиты нефти осциллируют, и поэтому вводились усредненные дебиты q_y :

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

где i — порядковый номер месяца, $q_{o,i}$ — исходная добыча нефти за месяц. На рисунке 4 приведены дебиты нефти q_o для вариантов без ЦЗ и усредненные дебиты q_y для вариантов с ЦЗ. На рисунке показаны только дебиты меньше $2 \text{ м}^3/\text{сут}$. Из рисунка следует, что в вариантах под номером 3, то есть включение ЦЗ при достижении $0,5 \text{ м}^3/\text{сут}$, имеет место формирование локальных максимумов. С уменьшением $\Delta\rho$ локальный максимум выражен сильнее. Из графика хорошо видно, что ЦЗ позволяет продлить рентабельный период разработки нефтяной залежи. В то же время в вариантах под номером 2 графики усредненных дебитов нефти ведут себя иначе после начала ЦЗ. Для этих вариантов с 21 месяца графики q_y осциллируют 1–2 цикла, а далее скорость уменьшения дебитов нефти существенно ниже, чем в контрольных вариантах.

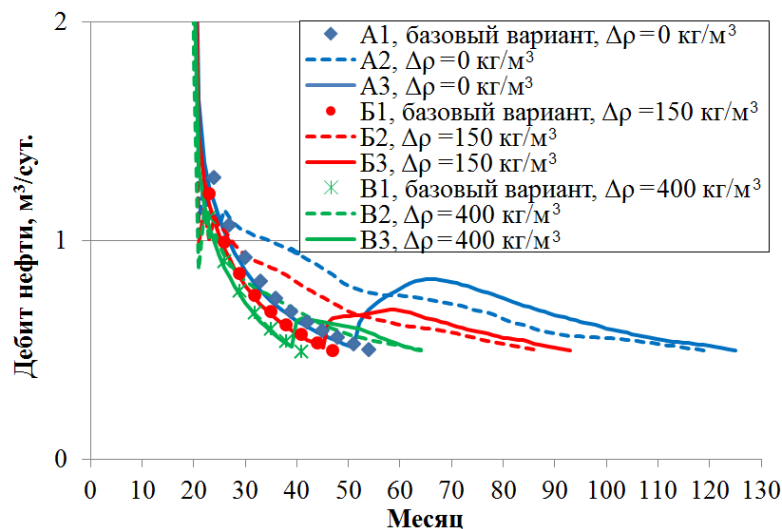


Рис. 4. Графики дебитов нефти серий А, Б и В

Высокопроницаемый слой расположен над низкопроницаемым слоем, между слоями глинистая перемычка

Как и в предыдущем пункте, вскрывался только высокопроницаемый слой. Для такой конфигурации расположения разнопроницаемых слоев были сформированы расчетные серии:

- серия Г с разностью плотностей воды и нефти $\Delta\rho = 0 \text{ кг/м}^3$;
- серия Д с разностью плотностей воды и нефти $\Delta\rho = 150 \text{ кг/м}^3$;
- серия Е с разностью плотностей воды и нефти $\Delta\rho = 400 \text{ кг/м}^3$.

Задавался и номер расчетного варианта: 1 — базовый вариант, 2 — вариант с началом циклического заводнения с 21 месяца и 3 вариант — начало циклического заводнения при достижении предельного дебита нефти. Как и ранее, длительность полуциклов равна 1 месяцу. В таблице 3 приведены данные по расчету вариантов. Из содержания таблицы следует, что рост разности $\Delta\rho$ ведет к росту величины КИН, увеличению времени разработки и снижению эффективности циклического заводнения. Снижение эффекта от ЦЗ при больших $\Delta\rho$ связано с тем, что с ростом $\Delta\rho$ нефть интенсивнее всплывает в высокопроницаемый слой, а вода интенсивнее проникает в низкопроницаемый. Поэтому стационарный процесс разработки за счет гравитационной сегрегации становится эффективнее и объем застойных слабодренируемых зон, на которые могли бы подействовать методы увеличения нефтеотдачи, уменьшается.

На рисунке 5 приведены графики КИН вариантов серий Г, Д и Е. Из рисунка 5 и таблицы 3 можно увидеть, что итоговые КИН вариантов Г2 и Г3, Д2 и Д3 различаются незначительно, в то же время сроки рентабельной разработки в вариантах 3 больше на 19–25 %, чем сроки в вариантах с номером 2.

Результаты расчета вариантов серий Г, Д и Е

	Вариант стационарного заводнения			Вариант циклического заводнения					
	Г1	Д1	Е1	Г2	Д2	Е2	Г3	Д3	Е3
T	106	146	210	144	157	199	172	196	240
T _{цз}	0	0	0	124	137	179	67	51	31
Δp	0	150	400	0	150	400	0	150	400
Q _o	7 603	8 430	10 068	8 897	9 321	10 431	8 941	9 442	10 710
КИН	0,510	0,565	0,675	0,597	0,625	0,700	0,600	0,633	0,718
ΔQ_o	0	0	0	17,0	10,6	3,6	17,6	12,0	6,4
Q _L	31 711	43 709	62 909	42 874	46 770	59 382	51 511	58 709	71 909
Q _w	32 713	44 768	64 084	43 874	47 506	60 201	52 214	59 452	72 758

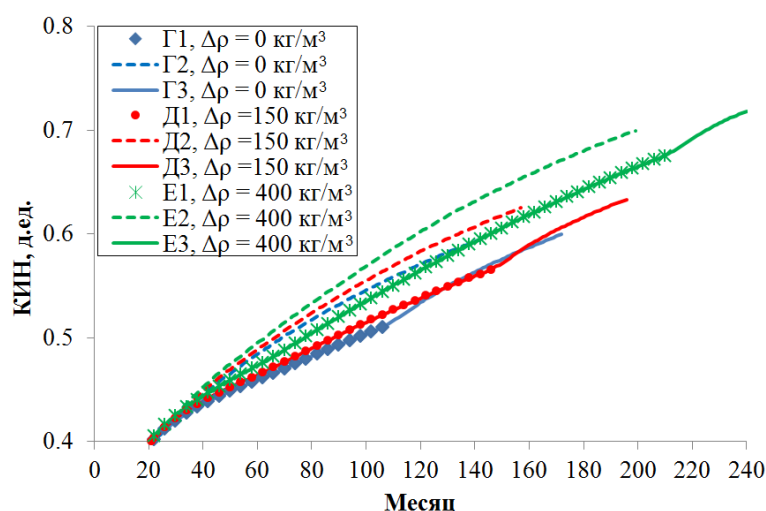


Рис. 5. Графики изменения КИН, вариантов серий Г, Д и Е

На рисунке 6 приведено распределение нефтенасыщенности в варианте Е2 на конец разработки. На этом рисунке можно заметить проявление двух процессов, которые проходят при заводнении с такой конфигурацией расположения разнопонищаемых слоев:

- нефть всплывает в верхнюю часть высокопроницаемого слоя;
- вода «оседает» по низкопроницаемому слою и накапливается в нижней его части [10].

Отметим, что при циклическом заводнении «оседание» воды по низкопроницаемому слою и ее накопление у подошвы пласта происходит интенсивнее, чем при стационарном заводнении. Вследствие этого зона с остаточной нефтью в вариантах ЦЗ меньше и нефтенасыщенность в этой зоне ниже.

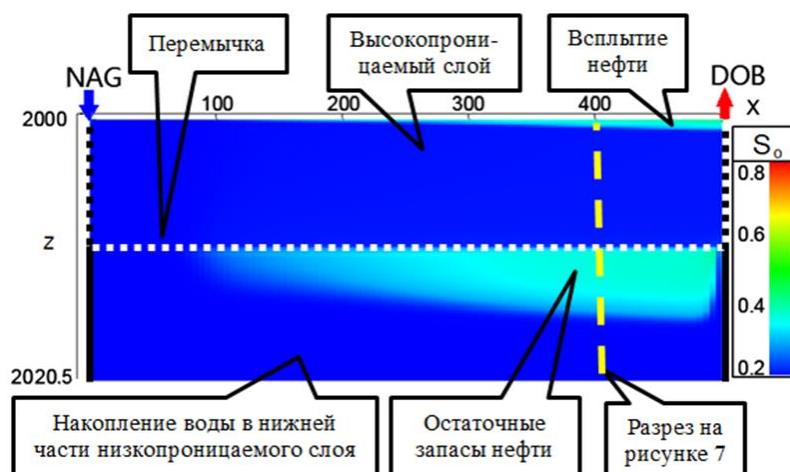


Рис. 6. Нефтенасыщенность S_o в варианте E2 на конец разработки

Иллюстрация немонотонности нефтенасыщенности при вертикальном разрезе показана на рисунке 7 (разрез в варианте E2 при $x = 400$ м). На этом рисунке видна следующая структура нефтенасыщения:

- зона всплытия нефти ($2000,0 \leq z < 2000,6$);
- зона переноса жидкости ($2000,6 \leq z < 2010,0$);
- резкий рост нефтенасыщения в глинистой перемычке ($2010,0 \leq z \leq 2010,5$) и зона остаточных запасов нефти ($2010,5 \leq z < 2016$);
- зона накопления воды у подошвы пласта ($2016 \leq z < 2020,5$).

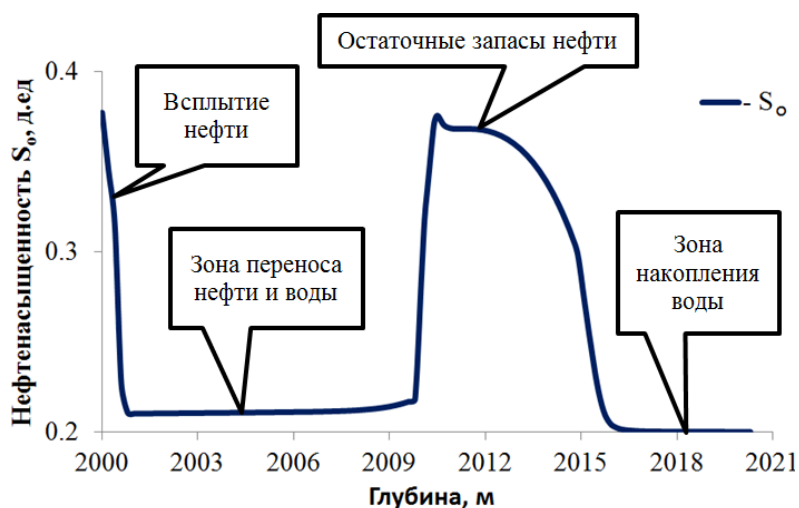


Рис. 7. Распределение нефтенасыщенности S_o по глубине при $x = 400$ м в варианте E2 на конец разработки

На рисунке 8 приведены графики дебитов нефти q_0 (для вариантов без ЦЗ) и q_y (для вариантов с ЦЗ), вычисленные по формуле (1), меньшие $2 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Из рисунка видно сходное воздействие циклического заводнения во всех вариантах ГЗ, ДЗ и ЕЗ на процесс разработки. В этих вариантах формируются локальные максимумы примерно через 8–10 полуциклов от начала циклического заводнения. В то же время в вариантах Г2, Д2 и Е2 циклическое заводнение оказывает иное воздействие, падение дебитов нефти более плавное, чем в базовых вариантах без циклического заводнения.

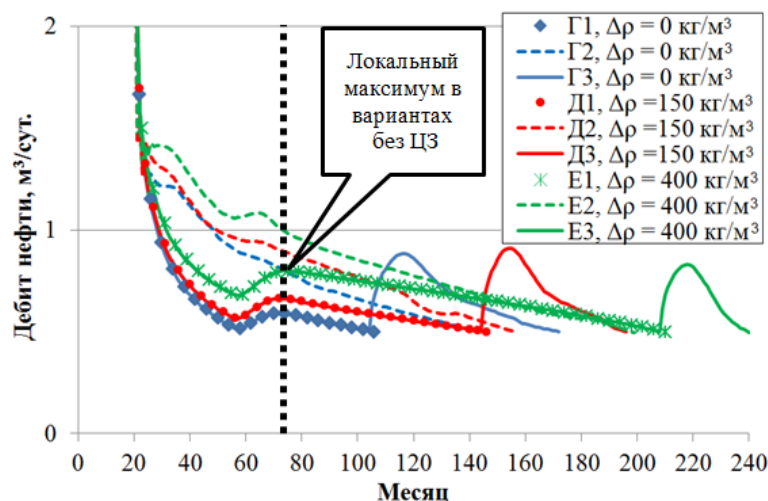


Рис. 8. Графики дебитов нефти вариантов Г, Д и Е

Интересной особенностью графиков дебитов нефти в вариантах без циклического заводнения Г1, Д1 и Е1 является формирование локального максимума на 70–75 месяц от начала заводнения. Появление этого максимума объясняется тем, что вода начинает накапливаться в нижней части низкопроницаемого слоя и это несколько ускоряет всплытие и добычу нефти.

Выводы

В классической модели циклического заводнения влияние гравитации и взаимное расположение разнопроницаемых слоев не учитывается [7]. Однако приведенные выше расчеты показывают разную структуру решений с разными параметрами $\Delta\rho$. В работе продемонстрировано, что разница плотностей фаз оказывает значительное влияние на эффективность циклического заводнения и на длительность разработки залежи. Таким образом, расположение разнопроницаемых слоев необходимо учитывать при составлении программ, реализующих ЦЗ на месторождениях.

Отметим, что во всех расчетах с ростом $\Delta\rho$ эффективность циклического заводнения уменьшается и при $\Delta\rho > 350 \text{ кг/м}^3$ метод ЦЗ становится малоэффективным.

В случае если высокопроницаемый слой расположен над низкопроницаемым слоем, формируется немонотонная в вертикальном плане структура нефтенасыщенности, обусловленная процессом всплытия более легкой нефти в высокопроницаемый слой и оседания более тяжелой воды в нижнюю часть низкопроницаемого слоя.

Список источников

1. Сургучёв, М. Л. Об увеличении нефтеотдачи неоднородных пластов / М. Л. Сургучев. – Текст : непосредственный // Труды ВНИИ. – 1959. – Вып. 19. – С. 102–110.
2. А.с. 193402. Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/18. Способ разработки нефтяных месторождений : № 1011799 : опубл. 1967/ А. А. Боксерман, А. И. Губанов, Ю. П. Желтов, А. А. Кочешков, В. Г. Оганджаниянц, М. Л. Сургучев : заявитель ВНИИ. – Текст : непосредственный.
3. Сургучёв, М. Л. Циклическое заводнение нефтяных пластов / М. Л. Сургучев, О. Э. Цынкова, И. Н. Шарбатова. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1977. – 65 с. – Текст : непосредственный.
4. Владимиров, И. В. Нестационарные технологии нефтедобычи (этапы развития, современное состояние и перспективы) / И. В. Владимиров. – Москва : ВНИИОЭНГ, 2004. – 216 с. – Текст : непосредственный.
5. Крянев, Д. Ю. Нестационарное заводнение. Методика критериальной оценки выбора участков воздействия / Д. Ю. Крянев. – Москва: Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт, 2008. – 208 с. – Текст : непосредственный.
6. Крянев, Д. Ю. Критерии выбора объектов разработки ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» для применения нестационарного заводнения / Д. Ю. Крянев, А. М. Петраков, А. В. Билинчук. – Текст : непосредственный // Повышение эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами : труды ОАО «ВНИИнефть». – Москва, 2005. – Вып. № 132. – С. 135–145.
7. Цынкова, О. Э. Постановка двухмерной задачи о периодическом заводнении нефтяного пласта / О. Э. Цынкова. – Текст: непосредственный // Труды ВНИИ. – Вып. 68. – Москва : Недра, 1979. – С. 3–65.
8. tNavigator 18.2 симулятор: справочное руководство. – Москва : RFD, 2018. – 2524 с. – Текст : непосредственный.
9. Химия и химическая технология. Справочник химика. – URL: <https://www.chem21.info/page/142099166237216052154184149037175236013009003133/> (дата обращения : 20.04.2024). – Текст : электронный.
10. Бочаров, О. Б. Численное моделирование термокапиллярной противоточной пропитки / О. Б. Бочаров, И. Г. Телегин. – Текст : непосредственный // Теплофизика и Аэромеханика. – 2005. – Т. 12, № 3. – С. 433–444.

References

1. Surguchev, M. L. (1959). Ob uvelichenii nefteotdachi neodnorodnykh plastov. Trudy VNII. Vyp. 19, pp. 102-110. (In Russian).
2. A.s. 193402. Rossiyskaya federatsiya, MPK E 21 B 43/18. Sposob razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy : № 1011799 : opubl. 1967/ A. A. Bokserman, A. I. Gubanov, Yu. P. Zheltov, A. A. Kocheshkov, V. G. Ogandzhanyants, M. L. Surguchev : zayavitel' VNII.
3. Surguchev, M. L., Tsynkova, O. E., & Sharbatova, I. N. (1977). Tsiklichesкое zavodnenie neftyanykh plastov. Moscow, VNIIOENG Publ., 65 p. (In Russian).

4. Vladimirov, I. V. (2004). Nestatsionarnye tekhnologii neftedobychi (etapy razvitiya, sovremennoe sostoyanie i perspektivy). Moscow, VNIIOENG Publ., 216 p. (In Russian).
5. Kryanev, D. Yu. (2008). Nestatsionarnoe zavodnenie. Metodika kriterial'noy otsenki vybora uchastkov vozdeystviya. Moscow, Vserossiyskiy neftegazovyy nauchno-issledovatel'skiy institute Publ., 208 p. (In Russian).
6. Kryanev, D. Yu., Petrakov, A. M., & Bilinchuk, A. V. (2005). Kriterii vybora ob"ektov razrabotki OAO «Slavneft'-Megionneftegaz» dlya primeneniya nestatsionarnogo zavodneniya. Povyshenie effektivnosti razrabotki mestorozhdeniy s trudnoizvlekaemymi zapasami : trudy OAO «VNIIneft'». Moscow, Vyp. 132, pp. 135-145. (In Russian).
7. Tsynkova, O. E. (1979). Postanovka dvukhmernoy zadachi o periodicheskom za-vodnenii neftyanogo plasta. Trudy VNII. Vyp. 68. Moscow, Nedra Publ., pp. 3-65. (In Russian).
8. tNavigator 18.2 simulyator: spravocnoe rukovodstvo. (2018). Moscow, RFD Publ., 2524 p. (In Russian).
9. Khimiya i khimicheskaya tekhnologiya. Spravochnik khimika. (In Russian). Available at: <https://www.chem21.info/page/142099166237216052154184149037175236013009003133/>
10. Bocharov, O. B., & Telegin, I. G. (2005). Chislennoe modelirovanie termokapillyarnoy protivotochnoy propitki. Teplofizika i Aeromekhanika, 12(3), pp. 433-444. (In Russian).

Информация об авторе / Information about the author

Телегин Игорь Григорьевич, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
teleginig@tyuiu.ru

Igor G. Telegin, Candidate of Physics and Mathematics Sciences, Associate Professor at the Department at Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, teleginig@tyuiu.ru

Статья поступила в редакцию 20.02.2025; одобрена после рецензирования 25.02.2025; принята к публикации 05.03.2025.

The article was submitted 20.02.2025; approved after reviewing 25.02.2025; accepted for publication 05.03.2025.

Научная статья / Original research article
УДК 519.853
DOI:10.31660/0445-0108-2025-4-100-114
EDN: PUCNUT



**Цифровая модель прогнозирования снеготранспортируемости транспортных
магистралей на территории субарктической зоны**

И. С. Беляев¹, О. П. Рысева¹, В. А. Громов¹, В. А. Ружьев², С. П. Пирогов^{*3}

¹Заполярный государственный университет имени Н. М. Федоровского, Норильск, Россия

²Санкт-Петербургский государственный аграрный университет, Санкт-Петербург, Россия

³Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*pirogovsp@tyuiu.ru

Аннотация. Статья посвящена направлению в инженерной геодинамике — снеговетровым процессам и влиянию их последствий на эффективность инженерно-хозяйственного освоения арктических регионов России. Снежные отложения рассматриваются как аналог грунта эолового генезиса — многокомпонентной динамичной системы, а экстремальные формы снежного покрова, так называемые «снежные заносы» — как результат инженерной деятельности человека. Для разработки методики оценки объемов выпавшего снега использовались официальные данные, полученные с метеостанций. Общий подход к расчетам основан на непосредственных измерениях объемов снеготранспортировки. Основные методические принципы заключаются в концептуальном анализе снеговетровых процессов, расцениваемых как геологическая деятельность ветра, следовательно, снеготранспортируемость объектов интерпретируется как инженерно-геологический процесс, а снежные отложения — как аналог грунтов эолового генезиса. Исследования снеговетровых процессов базируются на постулатах инженерной геодинамики, аэродинамики, информационных данных, математических аппаратах и опыте эксплуатации транспортных систем в суровых северных условиях и являются наиболее достоверными. В работе проведено геодинамическое районирование территории по факторам, которые классифицируют сформированные отложения снега. Для обеспечения безопасной эксплуатации транспортных и транспортно-технологических машин и комплексов на транспортных магистралях, жизнеобеспечения жителей и производственного цикла предприятий Норильского района предложена прогнозная цифровая модель снеготранспортируемости автодороги Норильск — Талнах, отражающая закономерности формирования снеготранспортировок на автодорогах в условиях города, расположенного в субарктической зоне Российской Федерации. Разработанная цифровая прогнозная модель предназначена для поддержания работоспособного состояния гражданской и военной инфраструктуры, расположенной в районах со сложными климатическими условиями за счет достоверных прогнозов снеготранспортируемости, позволяющих определить количество снега на конкретных участках автомагистралей за любой период времени.

Ключевые слова: снеготранспортировка, цифровая модель, автомагистраль, прогнозирование, мониторинг, геодинамика, снегоуборка

Для цитирования: Цифровая модель прогнозирования снеготранспортируемости транспортных магистралей на территории субарктической зоны. И. С. Беляев, О. П. Рысева, В. А. Громов [и др.]. — DOI 10.31660/0445-0108-2025-4-100-114 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 4. — С. 100–114. — EDN: PUCNUT

**A digital forecasting model for snowdrifts extent
on transport routes in the subarctic zone**

S. Belyaev¹, O. P. Ryseva¹, V. A. Gromov³, V. A. Ruzhev², C. P. Pirogov³

¹N.M. Fedorovsky Polar State University, Norilsk, Russia

²St. Petersburg State Agrarian University, St. Petersburg, Russia

³Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*pirogovsp@tyuiu.ru

Abstract. This paper presents a specific area within engineering geodynamics: the processes of snowdrift and their impact on the efficiency of engineering and economic development in the Arctic regions of Russia. Snow deposits are analogous to soil of aeolian genesis, representing complex and dynamic systems. Extreme forms of snow cover, commonly referred to as "snowdrifts", are partly induced by human engineering activities. The authors used data from official meteorological stations to estimate the volume of accumulated snow. The calculations build on direct measurements of snow transport volumes. The core methodological principles are grounded in a conceptual analysis of wind-driven snow processes, viewed as the geological functions of wind. As such, snowdrifts extent is treated as an engineering-geological process, and snow deposits are regarded as analogous to aeolian soils. The wind-driven snow processes study employs principles of engineering geodynamics, aerodynamics, information technologies, and mathematical tools, along with operational experience from northern transport systems, to ensure high reliability of the results. The authors conducted a geodynamic zoning of the territory, classifying different types of snow deposits based on various factors. The paper's authors proposed a digital forecasting model of snowdrifts extent on Norilsk–Talnakh highway. This model will serve to ensure the safe operation of vehicles, transport systems, and essential services for the population and industries in the Norilsk region. It reflects the patterns of snow deposits under urban subarctic conditions of Russian Federation. The model aims to support both civilian and military infrastructure in the harsh climate zones of Russia by providing reliable forecasts of snowdrifts extent. These forecasts facilitate the estimation of snow volume on specific highway sections over any given period.

Keywords: snow deposits, digital model, highway, forecasting, monitoring, geodynamics, snow removal

For citation: Belyaev, I. S., Ryseva, O. P., Gromov, V. A., Ruzhev, V. A., & Pirogov, C. P. (2025). A digital forecasting model for snowdrifts extent on transport routes in the subarctic zone. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 100-114. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-4-100-114

Введение

При освоении территории Норильского промышленного района одну из основных проблем, требующих постоянного внимания, составляли дороги, заносимые снегом в холодный период времени и разжиженные в теплый. Опыта проектирования и устройства транспортных магистралей за 69 параллелью у строителей не было. При возведении насыпей, как правило, нарушалось природное равновесие, выражавшееся в изменении режима стока грунтовых вод, температуры оснований, характера снегонакопления. Дороги приходилось очищать от снега для проезда транспорта по несколько раз за день. Как следствие — деформации дорожных конструкций. Норильский район является одним из наиболее значимых индустриальных и социально-развитых центров Арктики.

В связи с этим для борьбы со снежными заносами в 1942 году при Норильском комбинате была создана опытно-исследовательская станция, действовавшая до 1965 года включительно. Продолжение исследований снежных заносов началось в 1970-м, но в 1975-м исследования вновь были приостановлены. Зимой 1992–1993 годов количество выпавшего снега пре-

высило норму в три раза, поэтому в 1993-м было создано отделение гляциологии в геокриологической лаборатории Горно-металлургического опытно-исследовательского центра. В 1997 году отделение ликвидировали.

В настоящее время отсутствует единая теоретическая база, которая объединила бы опыт практической деятельности по предупреждению снежных заносов и ликвидации их последствий, а также научные исследования, проведенные в этой области знаний. Публикаций по проблеме недостаточно.

Снежные заносы, периодически возникающие на транспортных системах, улицах городов затрудняют движение всех видов транспорта, передвижение людей, доставку технологических грузов и продовольствия.

Важнейшей задачей в этом направлении является прогнозирование и предупреждение неблагоприятного воздействия естественных причин, происходящих в природе, на объекты, при этом прогноз должен даваться во времени и учитывать интенсивность уже существующих процессов.

Проблема своевременного прогнозирования снегозаносимости автодорог не потеряла своей актуальности и сейчас. Ученые Заполярного государственного университета имени Н. М. Федоровского, которые более 20 лет ведут исследования в этом направлении, опираясь на уникальный опыт знания предыдущих поколений исследователей, поставили целью разработать цифровую модель оценки и прогноза объемов снежных отложений на автодорогах. Такая модель предоставляет возможность оперативного мониторинга температурно-ветровых показателей в режиме онлайн из сертифицированных веб-источников и позволяет определить количество снега на конкретных участках автомагистралей за любой период времени.

В качестве главных методических позиций нового подхода снеговетровые процессы рассматриваются как геологическая деятельность ветра. Соответственно, снегозаносимость объектов представляется в качестве инженерно-геологического процесса, а снежные отложения — аналога грунтов эолового генезиса [1].

Объектом лонгитюдных исследований выбрана автомагистраль Норильск — Талнах, расположенная в городе Норильске Красноярского края, субарктической зоне Российской Федерации (РФ). Транспортные системы по совокупности природно-техногенных факторов характеризуются присущей им геодинамической обстановкой. К примеру, область, в которой находится трасса Талнах — Норильск, характеризуется наиболее активными криогенными процессами.

Снег — основной компонент снеговетрового процесса, а снежные отложения — наиболее очевидные проявления его последствий. При этом степень участия снега в снеговетровом потоке (поземки, метели и так далее) определяется его способностью перемещаться под действием ветра, которая, в свою очередь, зависит от свойств снега (плотность, прочность, степень метаморфизма и другое). Ветер — движущая сила, перемещающая

снег и определяющая его неравномерное по мощности и плотности распределение в пространстве. Транспортирующая способность ветра определяется его скоростью и ее изменениями в пространстве и времени [2].

Основные условия различных типов снеговетровых процессов формируются в зависимости от основных геологических условий.

Снегоперенос выпадающих атмосферных осадков. В верхних слоях воздуха перемещение частиц снежной массы осуществляется под действием геострофического ветра и силы тяжести. Частицы, попадая в деятельный слой, приобретают достаточно хаотичный характер движения. Часть их (в зависимости от форм и плотности) поднимается вверх, другая оседает на поверхности и закрепляется, третья — под действием касательных напряжений, тем самым «бомбардируя» снежный покров, в одних случаях уплотняя его, в других выбивая из него частицы снега, вступающие в последующую дефляцию [3].

Дефляция возникает при условии, когда снежный покров имеет плотность и прочность, недостаточные для сохранения равновесия под действием ветра. Это положение определяет новый подход в изучении снеговетровых процессов. Ранее это условие (I закон метелей) трактовалось по-иному, то есть метель начинается при определенной скорости ветра для данных условий. Из положений инженерной геодинамики следует, что снег — это среда, в которой формируется снеговетровой процесс, поэтому именно снежный покров должен иметь или приобрести такие свойства, при которых при данной скорости ветра он будет перемещаться [3].

Как отмечено выше, снеговетровые процессы делятся на *метели* (верховая, низовая) и *поземки*. Низовая метель более распространена в Арктике и имеет место при сочетании снегопада с метелевым снегопереносом при поднятии ветром значительных масс снега с поверхности. Низовая метель особенно опасна после снегопадов, когда снег еще не успел слежаться. После обильных снегопадов, когда выпадает сухой снег, поземка, особенно при сильных ветрах, становится весьма похожей на низовую метель. При поземках по лежалому снегу, когда поверхность снега имеет корку, объем снегопереноса незначителен и представляет движение частиц по плотному насту. По классификации А. К. Дюнина [4] на долю низовых метелей приходится до 80 % от всех разновидностей снеговетровых процессов Норильского района.

При поземках основным способом перемещения снежных частиц выступают качение, волочение и сальтация. Для этого в зависимости от состояния снежного покрова нужна скорость ветра до 3 м/с для свежевыпавшего сухого снега и более 5 м/с для затвердевшего лежалого снега, имеющего прочность более 0,1 МПа. Частицы снега в процессе перемещения поднимаются в воздух за счет подъемной силы, возникающей под действием порыва ветра, который создает местные локальные зоны завихрения. В этом случае волочение и перекачивание снежных частиц принимает скачкообразную форму перемещения (сальтация) [5, 6].

Таким образом, снег и снежные отложения являются многокомпонентной, весьма динамичной системой, в которой параметры всех ее составляющих компонентов находятся в постоянном изменении. Сухой снег, как аналог грунта, представляет собой двухфазную систему, а мокрый — трехфазную, состоящую из кристаллов льда, воды и воздуха.

В связи с этим при проведении исследований в области формирования снежных отложений при хозяйственной деятельности предлагается следующее определение снега: *снег* — это совокупность кристаллов льда, образовавшихся в особых, только им присущих климатических условиях, в виде многокомпонентной динамичной системы, изучаемой как объект инженерно-хозяйственной деятельности человека. Такое определение отражает генезис, особенности строения снега и изменчивость его свойств во времени, что в конечном итоге определяет специфику его физических, физико-механических и деформационных свойств [6].

Неустойчивый барический климат и сильно пересеченная местность обуславливают непостоянство ветрового режима на территории района [7].

При скорости ветра более 5 м/с возникает поземок, представляющий собой струйки снега, перемещающиеся по поверхности земли. Когда скорость ветра достигает 10–12 м/с, то начинается низовая метель. Если же скорость ветра превышает 15 м/с, то это создает серьезные препятствия для работы и передвижения людей на открытом воздухе.

Продолжительность метелей может варьироваться от нескольких часов до 2–4 суток, а иногда и дольше — до 10–12 суток и более.

Рассматриваемая территория относится к тундровому типу ландшафтов, который включает три подтипа: моховые и лишайниковые тундры, кустарниковые тундры и лесотундры. Моховые и лишайниковые тундры преимущественно встречаются в горной части района, тогда как кустарниковые тундры и лесотундры распространены в равнинной местности, а также в котлованах крупных озер [8].

Наиболее распространенной формой представления геодинамической обстановки территории являются картографические модели, построением которых завершаются исследования геологических процессов и явлений. Они представляют собой метод визуализации полученных данных в форме, пригодной для применения в процессе проектирования и строительства, а также для быстрого принятия решений в чрезвычайных ситуациях. Поскольку образование снежных заносов определяется как инженерно-геологический процесс, соответствующие модели называются инженерно-геодинамическими. Эти модели отображают совокупность природных и техногенных факторов и их влияние на формирование геодинамической обстановки исследуемого района [9].

Была создана инженерно-геодинамическая карта, отражающая условия формирования снежных заносов. Она основана на геодинамическом районировании территории Норильского района. При составлении карты учитывались как природные, так и техногенные факторы.

К природным факторам относятся:

- климатические условия;
- степень расчлененности рельефа местности;
- характер растительного покрова.

Техногенными факторами являются:

- расположение дороги по отношению к направлению преобладающих ветров;
- конструкция дорожного полотна [9].

Прогностическая модель имеет форму таблицы с решетчатой структурой, где параметры природных факторов расположены в вертикальных столбцах, а техногенных — в горизонтальных строках. На пересечении этих параметров посредством балльной оценки анализируется совместное воздействие природных и техногенных факторов, что позволяет определить уровень риска возникновения снежных заносов.

В представленной модели степень риска снежных заносов оценивается последовательным сложением баллов. По набранным баллам установлены соответствующие категории степени риска снежных заносов (таблица).

Категории степени риска снежных заносов

№ п/п	Категория рисков	Сумма баллов
1	Очень высокая	Более 26
2	Высокая	17–26
3	Умеренная	11–16
4	Низкая	8–10
5	Очень низкая	Менее 8

На карте риска снежных заносов участки различной степени заносимости снегом выделяются крапом — с увеличением степени риска его густота увеличивается — или цветом.

В рамках работ по обеспечению безопасности на определенном участке дороги проводится геоморфологическое исследование территории.

В зависимости от величины уклона местность может быть классифицирована следующим образом:

- равнина (уклон не более 8°);
- пологий склон (уклон от 8 до 25°);
- крутой склон (свыше 25°).

Далее склоны, в зависимости от их ориентации по отношению к преобладающим метелевым ветрам, подразделяются на две категории: *подветренные* и *наветренные*.

Таким образом, территория, по которой проходит дорога, может быть разделена на пять участков с различными природными условиями

формирования снежных отложений. Это подтверждается многолетними наблюдениями и испытаниями.

Автомобильные дороги района по снегозаносимости делятся на пять категорий по известной методике оценки [10–15]: *незаносимые; слабой заносимости; средней; сильной заносимости; сплошной заносимости.*

Транспортная сеть Норильск — Талнах по совокупности природно-техногенных факторов характеризуется как озерно-аллювиальная равнина.

Анализ уровня заносимости снегом позволяет классифицировать автодорогу Норильск — Талнах как объект со слабой и средней степенью заносимости, что подразумевает относительно низкий риск возникновения снежных заносов.

Цифровая технологическая модель прогнозирования снегозаносимости автотранспортных магистралей сформирована на основе математических зависимостей, разработанных с учетом банка данных натурных изысканий, обработка которых проводилась методами теории вероятностей и математической статистики. Лабораторные испытания базировались на разработке трех моделей: механической, интерактивной и цифровой. Применение современных веб-технологий позволило использовать объемы данных, полученных в результате исследований, для получения постоянно действующей цифровой модели (рис. 1).

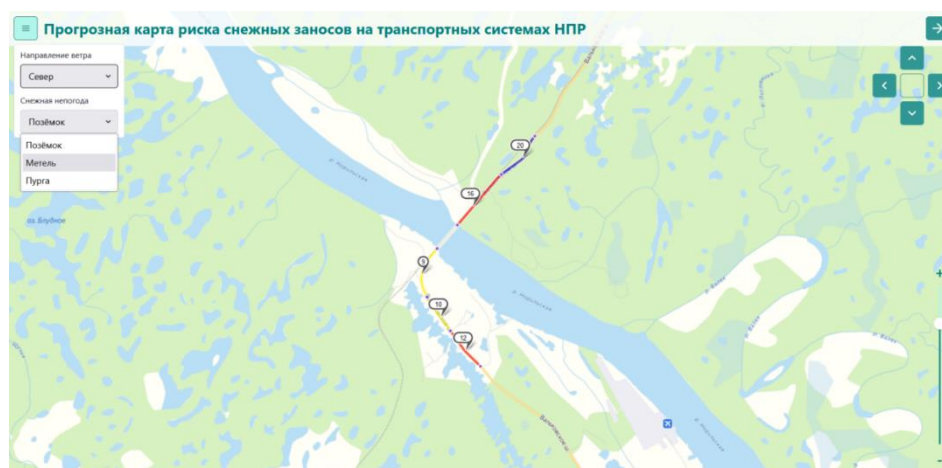


Рис. 1. Прогнозная карта риска снежных заносов на транспортной магистрали Норильск — Талнах

Этот тип модели имеет прикладную функцию оценки и может быть применен при планировании масштабных мероприятий по снегозащите, а также в процессе разработки транспортных схем на региональном уровне.

Обоснованы пять степеней риска снежных заносов: очень высокая, высокая, умеренная, низкая, очень низкая. Проведено оценочно-прогнозное районирование дорог Норильского промышленного района.

Трасса разбита на минимально возможные участки (секторы) с аналогичным рельефом и одинаковой ориентировкой оси полотна дороги по отношению к северному направлению.

Участки магистрали разделены на 4 группы:

- 1) ось дороги северо-западного и юго-восточного направлений;
- 2) ось дороги северного и южного направлений;
- 3) ось дороги северо-восточного и юго-западного направлений;
- 4) ось дороги западного и восточного направлений.

По цветовой окраске магистрали определяется степень риска снежного заноса того или иного участка и выдаются соответствующие распоряжения и рекомендации. В дополнение к цветовой окраске участка на экран выводится количество набранных им баллов.

Для разработки методики оценки объемов выпавшего снега использовались официальные данные с метеостанций Норильского района.

Методика определения объемов снежных наносов на заданной территории базируется на данных, полученных путем прямых измерений снегопереноса с использованием метелемеров, которые проводились в рассматриваемом регионе в разные годы. В общем виде объем снега (Q), выпадающего на объект, определяется по следующей формуле:

$$Q = f(q, d),$$

где q — количество выпавших осадков по данным метеостанции за определенный промежуток времени; d — дефляционный снег (принесенный ветром).

Мощность выпавшего снега определим по выражению:

$$H = \frac{q}{g * d * 10^{-3}},$$

где q — количество жидких осадков, мм; g — плотность снега, т/м³; d — плотность воды, т/м³.

Соответственно, объем выпавшего снега составит

$$V = S * h,$$

где S — площадь объекта, м².

На основе натурных исследований были разработаны алгоритмы прогнозирования снегозаносимости дороги. Эти алгоритмы стали основой для создания архитектуры веб-приложения, предназначенного для оперативного мониторинга и прогнозирования снежных отложений. На рисунке 2 представлена информация прогнозирования в табличной форме, которая выдается цифровой моделью каждый час. Форма для пользователя весьма неудобная.

```

{
  "InfestationForecast": [
    { "wind_kph": 41.8, "wind_dir": "ЮГ", "forecast": [20, 18, 17, 24, 28] },
    { "wind_kph": 40, "wind_dir": "ЮГ", "forecast": [20, 18, 17, 24, 28] },
    { "wind_kph": 39.2, "wind_dir": "ЮГ", "forecast": [20, 18, 17, 24, 28] },
    { "wind_kph": 36.7, "wind_dir": "ЮГ", "forecast": [20, 18, 17, 24, 28] },
    { "wind_kph": 34.6, "wind_dir": "ЮГ", "forecast": [20, 18, 17, 24, 28] },
    { "wind_kph": 28.4, "wind_dir": "ЮГ", "forecast": [20, 18, 17, 24, 28] },
    { "wind_kph": 25.9, "wind_dir": "ЮГ", "forecast": [20, 18, 17, 24, 28] },
    { "wind_kph": 24.1, "wind_dir": "ЮГ", "forecast": [16, 14, 13, 20, 24] },
    { "wind_kph": 23.8, "wind_dir": "ЮГ", "forecast": [16, 14, 13, 20, 24] },
    { "wind_kph": 25.2, "wind_dir": "ЮГ", "forecast": [20, 18, 17, 24, 28] },
    {
      "wind_kph": 29.2,
      "wind_dir": "Юго-Запад",
      "forecast": [21, 17, 16, 25, 29]
    },
    { "wind_kph": 33.1, "wind_dir": "Запад", "forecast": [22, 18, 15, 24, 28] },
    { "wind_kph": 33.5, "wind_dir": "Запад", "forecast": [22, 18, 15, 24, 28] },
    { "wind_kph": 34.2, "wind_dir": "Запад", "forecast": [22, 18, 15, 24, 28] },
    { "wind_kph": 32.4, "wind_dir": "Запад", "forecast": [22, 18, 15, 24, 28] },
    { "wind_kph": 29.2, "wind_dir": "Запад", "forecast": [22, 18, 15, 24, 28] },
    { "wind_kph": 21.6, "wind_dir": "Запад", "forecast": [18, 14, 11, 20, 20] },
    {
      "wind_kph": 12.6,
      "wind_dir": "Юго-Запад",
      "forecast": [13, 9, 8, 17, 21]
    },
    { "wind_kph": 9.4, "wind_dir": "ЮГ", "forecast": [12, 10, 9, 16,

```

**Рис. 2. Почасовая информация снеготаносимости
за 04.12.2024 на 1 час ночи, где Wind_kph — скорость ветра,
Forecast — заносимость по всем участкам**

Трёхкомпонентная архитектура приложения включает (см. рис. 3):

- клиентскую часть (Frontend): Frontend обеспечивает взаимодействие с пользователем, используя API для получения данных и интеграции с Яндекс. Картами для отображения географической информации;
- серверную часть (Backend): Backend обрабатывает запросы от клиента, управляет бизнес-логикой и взаимодействует с базой данных посредством RESTful API;
- базу данных.

База данных, построенная на основе ER-модели, обеспечивает структурированное хранение данных и поддерживает их целостность. Таким образом, переход от исследований и разработки алгоритмов к созданию архитектуры веб-приложения позволил интегрировать научные достижения

в практическое решение для повышения безопасности и эффективности управления транспортными системами в сложных климатических условиях.

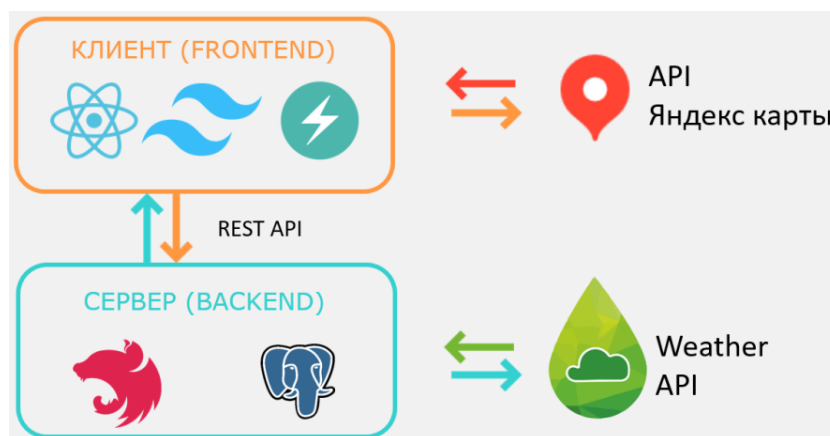


Рис. 3. Технологический стек

Использование данного технологического стека позволяет создать масштабируемое, функциональное и удобное для пользователей веб-приложение. Интеграция между компонентами системы обеспечивает надежность и производительность, что делает архитектуру подходящей для реализации сложных задач в рамках, визуализируя информацию.

На рисунке 4 представлена прогнозная карта риска снежных заносов на транспортной сети Норильск — Талнах за 04.12.2024 на 1 час ночи, полученная с использованием технологического стека.

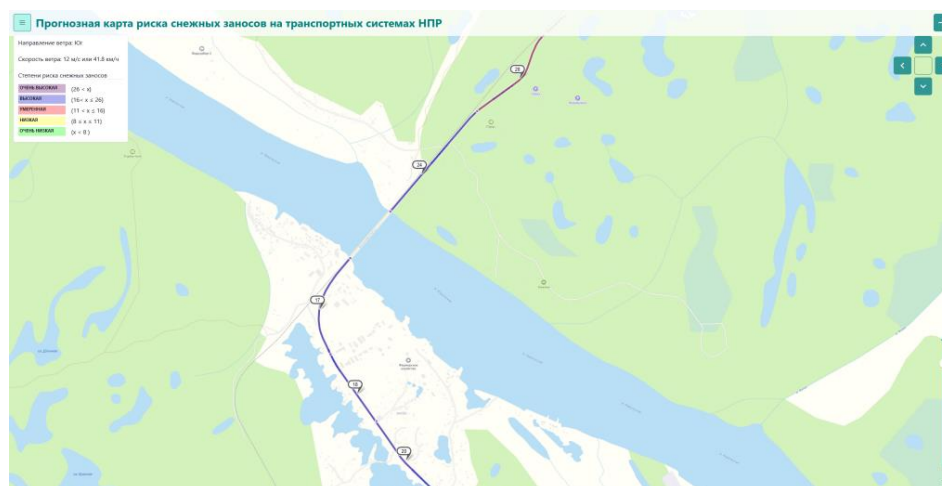
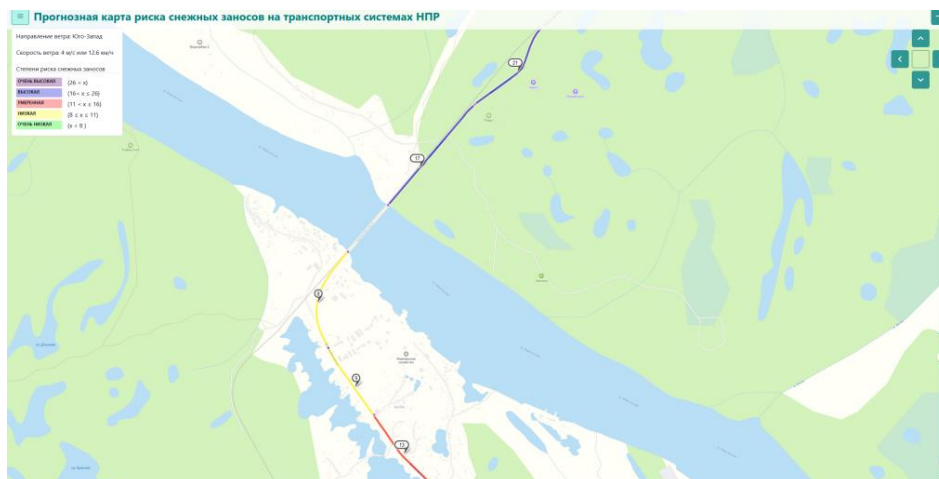


Рис. 4. Прогнозная карта риска снежных заносов на транспортной сети Норильск — Талнах за 04.12.2024 на 1 час ночи



**Рис. 5. Прогнозная карта риска снежных заносов на транспортной сети
Норильск — Талнах за 04.12.2024 на 18 часов вечера**

Разработанная цифровая прогнозная модель предназначена для поддержания работоспособного состояния гражданской и военной инфраструктуры, расположенной в районах РФ со сложными климатическими условиями, за счет достоверных прогнозов снегозаносимости, позволяющих определить количество снега на конкретных участках автомагистрали Норильск — Талнах за любой период времени.

Выводы

Представленный цифровой продукт является уникальным предложением на рынке услуг и в рамках пилотного проекта предназначен исключительно для использования в условиях Норильского района.

Создан инновационный бизнес-процесс, представляющий собой цифровую модель для непрерывной оценки и прогнозирования объемов снежных отложений на автомобильных дорогах. Этот инструмент позволяет оптимизировать затраты на снегоуборочные работы путем эффективного распределения снегоуборочной техники.

Разработанная модель выступает в качестве цифрового инструмента, направленного на обеспечение и повышение безопасности и непрерывности движения автотранспорта в городе, расположенном в субарктической зоне РФ.

Список источников

1. Афанасьев, В. А. Эксплуатация транспортных систем в Арктике / В. А. Афанасьев, В. В. Бутюгин, В. В. Климентьев. — Текст : непосредственный // Крайний Север—96. Механика. Строительство, технологии, методы, средства : сборник докладов региональной науч.-техн. конференции. — Норильск : Норильский индустриальный институт, 1996.

2. Афанасьев, Б. А. Снежные заносы на транспортных магистралях Норильского промышленного района, пути решения проблемы / Б. А. Афанасьев, В. В. Бутюгин. – Текст : непосредственный // Сб. трудов науч.-практ. семинара «Геоэкологические геоэкологические проблемы строительства в районах Крайнего Севера», 15–17 марта 2001 г. / Администрация г. Норильска, ОАО «НГК Норильский никель». Норильск, 2001.
3. Шкода, В. С. Проблемы проектирования, строительства и эксплуатации автомобильных дорог в районах Крайнего Севера (на примере Норильского промышленного района) / В. С. Шкода, В. В. Бутюгин. – Текст : непосредственный // Сб. трудов науч.-техн. конференции «Архитектура и строительство. Наука, образование, технологии, рынок». – Томск : Томский госуд. ун-т, 1999.
4. Дюнин, А. К. Структура метелевого снега и закономерности снегового потока / А. К. Дюнин. – Текст : непосредственный // Вопросы использования снега и борьба со снежными заносами и лавинами. – Москва : АН СССР. – С. 100–119.
5. Петров, А. М. Анализ существующих решений совершенствования измерительно-вычислительных комплексов сетей теплоснабжения / А. М. Петров, А. Н. Попов. – DOI 10.15593/2224-9826/2021.1.02. – Текст : непосредственный // Construction and Geotechnics. – 2021. – Т. 12, № 1. – С. 18–29.
6. Дюнин, А. К. Механика метелей / А. К. Дюнин. – Новосибирск : АН СССР, 1963. – 378 с. – Текст : непосредственный.
7. Бутюгин, В. В. К вопросу о формировании снежного покрова на территории Норильского района / В. В. Бутюгин, Л. И. Петухова. – Текст : непосредственный // Достижения науки и техники — развитию Норильского промышленного района : сборник докладов региональной научно-технической конференции. – Норильск: Норильский индустриальный институт, 2003.
8. Особенности эксплуатации зданий и сооружений на Таймыре: сборник науч. трудов / под редакцией В. Ю. Сеткова. – Норильск : Норильский индустриальный институт, 2005. – 302 с. – Текст : непосредственный.
9. Техническая эксплуатация зданий и сооружений на севере Красноярского края: монография / В. Ю. Сетков, Т. Р. Гамидов, Н. А. Губина [и др.]. – Норильск : Норильский индустриальный институт, 2005. – 229 с. – Текст : непосредственный.
10. Бутюгин, В. В. Инженерная геодинамика снега. Норильский регион: монография / В. В. Бутюгин. – Санкт-Петербург : ГУАП, 2008. – 185 с. – Текст : непосредственный.
11. Petrov, A. Application of computer vision technology in the development of ultrasonic repeller / A. Petrov, A. Popov. – DOI 10.1051/e3sconf/202016406013. – Text : direct // E3S Web of Conferences: EDP Sciences, 2020. – Vol. 164. – P. 06013.
12. Petrov, A. Visualization of physical and mathematical models of thermodynamic processes of single-phase flows using MATLAB to diagnose the condition of external heat supply networks / A. Petrov, A. Popov. – DOI 10.1088/1742-6596/2131/5/052069. – Text : direct // Journal of Physics: Conference Series. – IOP Publishing, 2021. – Vol. 2131, Issue 5. – P. 052069.

13. Петров, А. М. Лабораторные испытания измерительно-вычислительного комплекса для диагностики термодинамических процессов однофазных потоков / А. М. Петров, А. Н. Попов. – Текст : непосредственный // Инновации и инвестиции. – 2022. – № 7. – С. 81–85.
14. Ружьев, В. А. Моделирование управлением смешанными перевозками при оптимизации эффективности логистических систем / В. А. Ружьев, Р. Ю. Максименко. – Текст : непосредственный // Научное обеспечение развития АПК в условиях импортозамещения: сборник научных трудов международной научно-практической конференции профессорско-преподавательского состава, Санкт-Петербург-Пушкин, 28-30 января 2016 г. – Санкт-Петербург : Санкт-Петербургский государственный аграрный университет. – 2016. – С. 435–437.
15. Mathematical model of crossing of discrete snow obstacles / V. Makarov, D. Belyaev, A. Papunin [et al.]. – DOI 10.1051/e3sconf/202338302016. – Text : direct // E3S Web of Conferences. – EDP Sciences, 2023. – Vol. 383. – P. 02016.

References

1. Afanas'ev, V. A. Butyugin, V. V. & Kliment'ev V. V. (1996). Ekspluatatsiya transportnykh sistem v Arktike. Krayniy Sever–96. Mekhanika, stroitel'stvo, tekhnologii, metody, sredstva : sbornik dokladov regional'noy nauch.-tekhn. konferentsii. Noril'sk : Noril'skiy industrial'nyy institute Publ.(In Russian).
2. Afanas'ev, B. A. & Butyugin V. V. (2001). Snezhnye zanosy na transportnykh magi-stralyakh Noril'skogo promyshlennogo rayona, puti resheniya problem. Sb. tr. nauch.-prakt. seminara «Geokriologicheskie geoeologicheskie problemy stroitel'stva v rayonakh Kraynego Severa», 15–17 marta 2001. Noril'sk. Administratsiya g. Noril'ska, OAO «NGK Noril'skiy nikel'». (In Russian).
3. Shkoda, V. S., & Butyugin, V. V. (1999). Problemy proektirovaniya, stroitel'stva i ekspluatsii avtomobil'nyh dorog v rajonah Kraynego Severa (na primere Noril'skogo promyshlennogo rajona). Arhitektura i stroitel'stvo. Nauka, obrazovanie, tekhnologii, rynek: Sb. trudov nauch.- tekhn. konf. Tomsk. Tomskij gosud. un-t Publ. (In Russian).
4. Dyunin, A. K. (1956). Struktura metelevogo snega i zakonomernosti snegovogo potoka. Voprosy ispol'zovaniya snega i bor'ba so snezhnymi zanosami i lavinami. Moscow, AN SSSR Publ., pp. 100-119. (In Russian).
5. Petrov, A. M., & Popov, A. N. (2021). Analysis of existing solutions for improving the measuring and computing complexes of heat supply networks. Construction and Geotechnics, 12(1), pp. 18-29. (In Russian). DOI: 10.15593/2224-9826/2021.1.02.
6. Dyunin, A. K. (1969). Mekhanika metelej. Novosibirsk. SO AN SSSR Publ., p. 378. (In Russian).
7. Butyugin, V. V., Petuhova, L. I. (2003). K voprosu o formirovanii snezhnogo pokrova na territorii Noril'skogo rajona. Dostizheniya nauki i tekhniki – razvitiyu Noril'skogo promyshlennogo rajona: Sb. dokl. region. nauch.- tekhn. konf. Noril'sk, Noril'skiy industr. in-t Publ. (In Russian).

8. Osobennosti ekspluatatsii zdaniy i sooruzheniy na Taymyre: sbornik nauch. trudov. (2005). Noril'sk, Noril'skiy industrial'nyy institute Publ., p. 302. (In Russian).
9. Setkov, V. Yu., Gamidov, T. R., Gubina, N. A., Prishchepova, N. A., Ryseva, O. P., & Kopylov, A. A. (2005). Tekhnicheskaya ekspluatatsiya zdaniy i sooruzheniy na Severe Krasnoyarskogo kraya. Noril'sk, Noril'skiy industrial'nyy institut Publ., p. 229. (In Russian).
10. Butyugin, V. V. (2008). Inzhenernaya geodinamika snega. Noril'skiy region: monografiya. Sankt-Peterburg, GUAP Publ., 185 p. (In Russian).
11. Petrov, A., & Popov, A. (2020). Application of computer vision technology in the development of ultrasonic repeller. In E3S Web of Conferences, (164), p. 06013. EDP Sciences. (In English). DOI 10.1051/e3sconf/202016406013.
12. Petrov, A., & Popov, A. (2021). Visualization of physical and mathematical models of thermodynamic processes of single-phase flows using MATLAB to diagnose the condition of external heat supply networks. In Journal of Physics: Conference Series, 2131(5), p. 052069. IOP Publishing. (In English). DOI: 10.1088/1742-6596/2131/5/052069
13. Petrov, A. M. & Popov, A. N. (2022). Laboratory tests of the measuring and computing complex for diagnostics of thermodynamic processes of single-phase flows. Innovation & Investment, (7), pp. 81-85. (In Russian).
14. Ruzh'ev, V. A. & Maksimenko, R. Yu. (2016). Modelirovanie upravleniem smeshannymi perevozkami pri optimizatsii effektivnosti logisticheskikh system. Nauchnoe obespechenie razvitiya APK v usloviyah importozameshcheniya: sb. nauch. tr. mezhd. nauch.-prakt. konf. professorsko-prepodavatel'skogo sostava, Sankt-Peterburg-Pushkin, 28-30 yanvarya 2016 g. / Sankt-Peterburg Sankt-Peterburgskij gosudarstvennyy agrarnyy universitet Publ., pp. 435-437. (In Russian).
15. Makarov, V., Belyaev, D., Papunin, A., Klyushkin, A., Ruzhev, V., & Gubarev, V. (2023). Mathematical model of crossing of discrete snow obstacles. In E3S Web of Conferences, (383), p. 02016. EDP Sciences. (In English). DOI 10.1051/e3sconf/202338302016

Информация об авторах / Information about the authors

Беляев Игорь Сергеевич, кандидат экономических наук, доцент, и. о. заведующего кафедрой информационных систем и технологий, Заполярный государственный университет им. Н. М. Федоровского, г. Норильск,

Рысева Ольга Павловна, кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры строительства и теплогазоснабжения, Заполярный государственный университет им. Н. М. Федоровского, г. Норильск

Igor S. Belyaev, Candidate of Economic Sciences, Associate Professor, Acting Head of the Department of Information Systems and Technologies, Fedorovsky Polar State University, Norilsk

Olga P. Rysyeva, Candidate of Engineering, Associate Professor, Associate Professor at the Department of Construction and Heat and Gas Supply, Fedorovsky Polar State University, Norilsk

Громов Владимир Алексеевич, ассистент кафедры информационных систем и технологий, Заполярный государственный университет им. Н. М. Федоровского, г. Норильск

Ружьев Вячеслав Анатольевич, кандидат технических наук, директор Инженерно-технологического института, заведующий кафедрой технических систем в агробизнесе, Санкт-Петербургский государственный аграрный университет, г. Пушкин

Пирогов Сергей Петрович, доктор технических наук, профессор кафедры прикладной механики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, pirogovsp@tyuiu.ru

Vladimir A. Gromov, Assistant of the Department of Information Systems and Technologies, Fedorovsky Polar State University, Norilsk

Ruzhev A. Vyacheslav, Candidate of Engineering, Director of the Engineering and Technology Institute, Head of the Department of Technical Systems in Agribusiness, St. Petersburg State Agrarian University, Pushkin

Sergey P. Pirogov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Applied Mechanics, Industrial University of Tyumen, pirogovsp@tyuiu.ru

Статья поступила в редакцию 27.02.2025; одобрена после рецензирования 03.03.2025; принята к публикации 17.03.2025.

The article was submitted 27.02.2025; approved after reviewing 03.03.2025; accepted for publication 17.03.2025.

Научная статья / Original research article
УДК 528.721.221.6
DOI:10.31660/0445-0108-2025-4-115-125
EDN: QAUPLG



Исследование состояния стенок резервуара при помощи технологии наземного лазерного сканирования

Т. А. Ганиев, Т. Б. Миннихметов, С. Л. Сабанов, А. В. Малышева*

Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»,
Альметьевск, Россия

*nastyamalysheva9566@gmail.com

Аннотация. Вертикальные стальные резервуары широко применяются в нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности, обеспечивая надежное хранение нефти и нефтепродуктов. Однако эксплуатация данных конструкций сопряжена с рисками, такими как: коррозия, механические повреждения и неравномерные деформации, способными привести к авариям с тяжелыми экологическими и экономическими последствиями. В связи с этим особое значение приобретает мониторинг технического состояния резервуаров, позволяющий своевременно выявлять отклонения от проектных параметров и предотвращать аварийные ситуации. В статье рассматривается применение наземного лазерного сканирования как метода диагностики стенок вертикальных стальных резервуаров. Методика включает создание трехмерной цифровой модели резервуара, анализ его напряженно-деформированного состояния и выявление отклонений от проектной геометрии. Использование 3D-сканера позволило достичь высокой точности измерений и автоматизировать процесс сбора данных. Результаты исследования продемонстрировали эффективность наземного лазерного сканирования в выявлении деформаций стенок резервуара и их динамики во времени. Метод обеспечивает более полную оценку технического состояния по сравнению с традиционными методами визуально-измерительного контроля, снижая затраты на диагностику и повышая надежность эксплуатации. Практическая значимость исследования заключается в возможности внедрения данной технологии в систему мониторинга резервуарных парков, что способствует повышению безопасности и продлению срока службы нефтехранилищ.

Ключевые слова: вертикальные стальные резервуары, контроль технического состояния, наземное лазерное сканирование, напряженно-деформированное состояние, трехмерная точечная модель

Для цитирования: Исследование состояния стенок резервуара при помощи технологии наземного лазерного сканирования / Т. А. Ганиев, Т. Б. Миннихметов, С. Л. Сабанов, А. В. Малышева. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-4-115-125 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 4. – С. 115–125. – EDN: QAUPLG

Study of tank wall state using surface laser scanning

Tair A. Ganiev, Timur B. Minniakhmetov, Sergey L. Sabanov,
Anastasia V. Malysheva*

Almetyevsk State Technological University "Higher School of Oil", Almetyevsk, Russia

*nastyamalysheva9566@gmail.com

Abstract. The oil and oil refining industries commonly use vertical steel tanks for the safe storage of crude oil and petroleum products. However, the operation of these tanks comes with risks such as: corrosion, mechanical damage, and non-uniform deformation can result in significant failures with serious environmental and economic consequences. For this reason, regular monitoring of tank technical state is especially important. Early detection of deviations from design parameters, which is possible thanks to monitoring, can help prevent accidents. This paper examines the use of surface laser scanning technology as a method for inspecting tank walls. This method involves creating a 3D digital model of the tank, analyzing its stress-strain state, and identifying deviations from its original geometry. The use of a 3D scanner ensures high measurement accuracy and automates the data collection process. The study's results indicate that surface laser scanning is an effective tool for detecting deformations in tank walls and for monitoring their progression over time. Compared to traditional visual and dimensional inspection methods, this technology provides a more comprehensive assessment of the technical condition of the tanks. This approach reduces diagnostic costs and improves the safety and reliability of tank operations. The practical value of this study lies in the potential integration of surface laser scanning technology into the routine monitoring system of tank farms. This integration can enhance safety and extend the service life of oil storage facilities.

Keywords: vertical steel tanks, monitoring of technical state, surface laser scanning, stress-strain state, three-dimensional point model

For citation: Ganiev, T. A., Minniakhmetov, T. B., Sabanov, S. L. & Malysheva, A. V. (2025). Study of tank wall state using surface laser scanning. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 115-125. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-4-115-125

Введение

Вертикальные стальные резервуары широко используются для хранения сырой нефти и нефтепродуктов. Однако эксплуатация таких объектов сопряжена с повышенными рисками, связанными с пожарной опасностью, коррозийным износом, механическими повреждениями и усталостью металла.

Нарушение целостности стенки резервуара может привести к катастрофическим последствиям, таким как полное или частичное разрушение не только резервуара, но и соседних резервуаров, зданий и сооружений. Особую опасность представляют загрязнение земли и водных ресурсов нефтью или нефтепродуктами, выброс в атмосферу токсичных продуктов горения, получение травм или гибель сотрудников, обслуживающих объект.

Анализ статистики свидетельствует, что в критических ситуациях финансовые потери от аварий резервуаров могут более чем в 500 раз превысить первоначальную стоимость их строительства. В связи с этим обеспечение надежности и безопасности эксплуатации резервуаров приобретает первостепенное значение.

Оценка технического состояния резервуара играет ключевую роль в процессе его эксплуатации, так как именно на основе этих данных принимается решение о необходимости проведения технического обслуживания и ремонтных работ. Один из важнейших показателей надежности конструкции — ее напряженно-деформированное состояние. Исследование причин аварий вертикальных стальных резервуаров позволяет выявить основные факторы, влияющие на формирование напряжений и деформаций в их элементах, что способствует повышению безопасности и продлению срока службы оборудования [1].

На процесс эксплуатации вертикальных стальных резервуаров влияют различные внешние и внутренние факторы: циклические гидростатические нагрузки, ветровые и снеговые воздействия, температурные деформации, вакуум и избыточное давление. Эти нагрузки приводят к тому, что конструктивные элементы резервуара испытывают сложные напряженно-деформированные состояния [2].

В последние годы большое внимание уделяется увеличению эксплуатационного ресурса резервуаров, многие из которых уже превысили установленный срок службы. Это обуславливает необходимость проведения комплексных теоретических и экспериментальных исследований, направленных на оценку прочности и устойчивости конструктивных элементов, а также разработку современных методов анализа их реального напряженно-деформированного состояния.

Все существующие методы определения напряженно-деформированного состояния вертикальных стальных резервуаров, неравномерно расположенных по контуру дна, предполагают использование данных традиционной геодезической съемки. Однако эти методы имеют такие недостатки, как неполная информация о пространственном положении и фактической геометрии стенок резервуара [3].

Современные методы контроля технического состояния резервуаров включают визуальный осмотр, ультразвуковую дефектоскопию, рентгенографию и традиционные геодезические измерения. Однако эти методы имеют ряд ограничений, связанных с низкой пространственной точностью, высокой трудоемкостью и необходимостью временной приостановки эксплуатации.

Наземное лазерное сканирование является перспективным методом диагностики состояния стенки вертикальных стальных резервуаров (РВС), так как обладает следующими преимуществами:

- *Высокая точность измерений*

Точность, достигаемая наземным лазерным сканированием, значительно превосходит результаты традиционных методов, обеспечивая более детальное представление о форме и параметрах стенок резервуаров.

- *Бесконтактность*

Отсутствие прямого контакта с объектом обследования минимизирует возможные искажения данных и обеспечивает сохранность целостности резервуара.

- *Скорость проведения обследования*

Наземное лазерное сканирование позволяет существенно сократить время проведения обследования по сравнению с традиционными методами, что особенно актуально при больших по размерам сооружениях [4].

- *Полный охват контролируемого объекта*

Замеряются не только контрольные точки, как при традиционных методах визуально-измерительного и акустически-эмиссионного контроля, а вся поверхность стенок резервуара.

Объект и методы исследования

Разработана методика трехмерного наземного лазерного сканирования вертикальных стальных резервуаров, направленная на выявление отклонений их фактического пространственного положения и геометрии стенок от проектных параметров. Это особенно важно для диагностики состояния РВС, подверженных деформационным изменениям в ходе эксплуатации.

Данная методика разработана с целью снижения влияния внешних факторов, способных исказить результаты сканирования. К ключевым параметрам, воздействующим на точность измерений, относятся метрологические характеристики объекта, погодные условия во время проведения работ, устойчивость размещения сканирующего оборудования, а также его корректная калибровка. Для устранения возможных погрешностей предусмотрены специализированные методы обработки данных, которые позволяют компенсировать воздействие окружающей среды на точность измерений. Еще одним важным преимуществом разработанной методики является сокращение времени выполнения обследования резервуаров всех типоразмеров. Благодаря использованию современных лазерных сканеров, оснащенных высокоскоростными системами сбора и обработки данных, получение пространственной информации значительно ускоряется.

Процесс обследования резервуара по данной методике состоит из нескольких ключевых этапов. В первую очередь проводится подготовка к сканированию: выбор оптимальных точек установки сканеров, настройка оборудования и калибровка приборов. Затем осуществляется непосредственное сканирование объекта, в ходе которого лазерный луч сканера последовательно движется по всей поверхности резервуара, формируя облако точек с высокой плотностью. Затем данные проходят этап обработки, включающий фильтрацию, устранение шумов, выравнивание и приведение к единой системе координат. Итоговый результат представляется в виде трехмерной модели резервуара, которая может быть использована для детального анализа состояния стенки и выявления отклонений от проектных параметров.

Объектом исследования выступает вертикальный стальной резервуар типа РВС-5000, эксплуатируемый на нефтеперерабатывающих предприятиях.

В таблице 1 содержатся ключевые параметры данного резервуара, которые предоставляют основу для дальнейших аналитических рассмотрений, обеспечивая важную информацию для оценки технического состояния и напряженно-деформированного состояния указанного сооружения.

Для проведения исследований использовался 3D-сканер FARO FOCUS S150, который обладает диапазоном измерений от 60 см до 150 м. Это позволяет захватывать большие пространства или объекты без частой смены станций. Точность линейных измерений составляет ± 1 мм, угловых – 19.

Краткая характеристика резервуара

Параметр	Значение
Тип резервуара	РВС
Внутренний диаметр резервуара, м	23,78
Высота стенки резервуара, м	11,92
Объем номинальный, м ³	5000

Процесс выполнения работ по наземному лазерному сканированию имеет следующие условия:

- *Выбор местоположений станций*

Для получения полной картины резервуара необходимо установить несколько станций вокруг объекта. Количество станций зависит от размера резервуара и требований к детализации. Обычно используется от 4 до 8 станций.

- *Расстояние от объекта*

Лазерный сканер должен находиться на таком расстоянии от резервуара, которое обеспечивает оптимальное покрытие и минимизирует искажения. Рекомендуемое расстояние составляет от 5 до 20 м в зависимости от модели сканера и размеров резервуара.

- *Сканирование*

Лазерный луч будет посылаться во все направления, фиксируя координаты точек на поверхности резервуара. Важно учитывать угол отражения лазерного луча, так как он влияет на качество получаемых данных. При слишком острых углах отражения могут возникать искажения, что затрудняет получение точных измерений. Поэтому процесс сканирования выполняется с нескольких станций, чтобы минимизировать влияние углов и обеспечить более равномерное покрытие объекта.

Процедура лазерного сканирования осуществлялась с оптимально подобранным шагом, обеспечивающим высокую плотность распределения измерительных точек на поверхности РВС. Это позволило с достаточной точностью и достоверностью определить геометрию резервуара, учитывая деформацию стенок при заполнении на каждом ракурсах для формирования единой трехмерной точечной модели (рис. 1).

В процессе моделирования внешней поверхности резервуара (рис. 2) активно использовались цилиндры с различными диаметрами, соответствующими толщине стенок исследуемых сегментов.



Рис. 1. Вид облака точек РВС

Это позволило более точно учитывать геометрические параметры и характеристики конструкции, что является важным аспектом для дальнейшего анализа. Результатом этой работы стало формирование облака точек — детализированное лазерное представление поверхности резервуара, представляющее собой массив высокоточных данных, полученных методом лазерного сканирования [5].



Рис. 2. Вид облака точек внешней поверхности стенки РВС

В ходе обработки данных наземного лазерного сканирования с применением специализированного программного обеспечения была создана цифровая трехмерная модель образующих стенок резервуара в соответствии с проектными параметрами. Это позволило воссоздать максимально точное представление о конструкции.

Далее проведено совмещение полученной проектной модели с фактической векторной трехмерной моделью, отражающей реальное состояние стенок резервуара. Этот этап анализа позволил определить отклонения образующих стенок резервуара от вертикали, что является ключевым для оценки состояния конструкции [6].

На следующем этапе проводился детальный анализ отклонения стенки резервуара от вертикали, что дает возможность выявить потенциальные проблемы и недостатки в конструкции.

В контексте исследования напряженно-деформированного состояния стальных вертикальных резервуаров была приведена краткая характеристика резервуара типа РВС-5000. Это описание позволило более глубоко понять его особенности, конструктивные элементы и поведение под воздействием различных факторов, что в свою очередь способствовало более точной оценке его надежности и долговечности в эксплуатации.

Результаты

На рисунке 3 представлена схема развертки стенки резервуара, осуществлявшейся от вертикальной оси люка-лаза в указанном направлении.

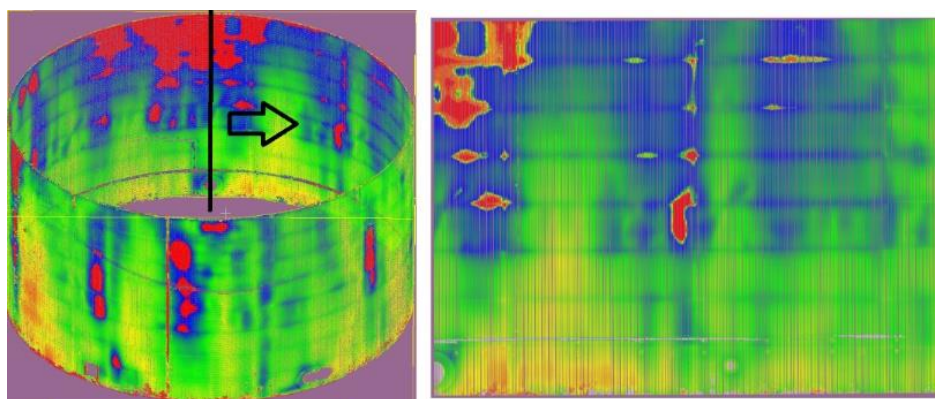


Рис. 3. *Схема развертки*

Справа от среза первого пояса резервуара представлена шкала отклонений с цветовой дифференциацией (рис. 4). Каждый цвет в градиенте соответствует определенному уровню толщины:

- *синий* указывает на сдвиг стенки РВС внутрь, что может свидетельствовать о проблемах с давлением или коррозией, требующих внимания;

- *зеленый* обозначает промежуточный уровень, где состояние стенки считается относительно стабильным, но все равно требует мониторинга;
- *желтый* также представляет промежуточный результат, но может указывать на более заметные изменения, которые стоит учитывать для предотвращения дальнейших проблем;
- *красный* показывает сдвиг стенки наружу, что может указывать на избыточное давление или другие серьезные проблемы, требующие немедленного вмешательства.

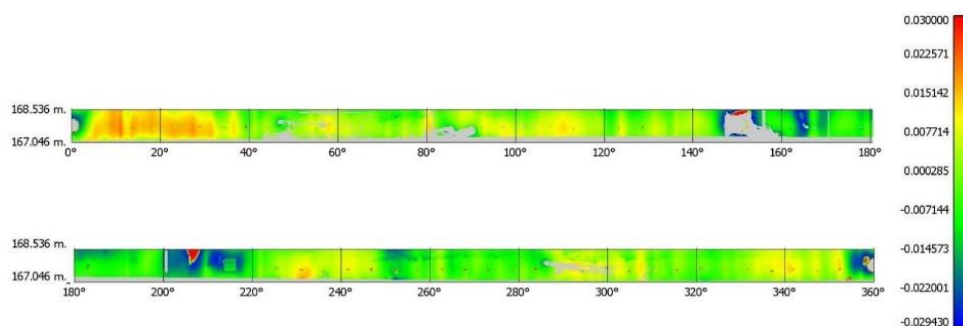


Рис. 4. Шкала геометрических отклонений внутренней поверхности первого пояса резервуара

Предельные значения отклонений для каждого пояса, приведенные в таблице 2, увеличиваются по мере роста номера пояса, поскольку верхние пояса резервуара менее устойчивы к деформации из-за меньшей жесткости конструкции и большей восприимчивости к внешним нагрузкам.

Таблица 2

Предельные значения отклонений для каждого пояса резервуара

№ пояса	Предельные отклонения от вертикали образующих стенки с учетом срока эксплуатации, м	Максимальное отклонение участка наружной поверхности на шкале, м
1	0,03	0,034
2	0,05	0,046
3	0,07	0,034
4	0,09	0,043
5	0,11	0,052
6	0,12	0,048
7	0,13	0,053
8	0,14	0,046

Анализ предельных отклонений, полученных в результате наземного лазерного сканирования PBC-5000, показывает, что в большинстве случаев максимальные отклонения находятся ниже предельных значений, что свидетельствует о достаточной прочности и стабильности конструкции. Однако первый пояс показывает максимальное отклонение 0,034 м при предельном 0,03 м, что указывает на превышение допустимой нормы.

В целом, резервуар находится в удовлетворительном состоянии. Тем не менее первый пояс требует внимательного мониторинга и возможной коррекции в целях поддержания высоких стандартов безопасности и надежности, так как фактическое отклонение превышает допустимые пределы.

Разработанная методика наземного лазерного сканирования резервуаров обеспечивает оперативное и малозатратное проведение измерений, позволяя точно определить их фактическое пространственное положение и геометрические параметры. Она позволяет выявить отклонения стенки от вертикали, а также провести детальный анализ высотных отметок днища.

Результаты эксперимента демонстрируют высокую степень соответствия с ранее разработанной теоретической моделью. Однако ряд наблюдаемых эффектов требует дополнительного анализа. В частности, выявленные отклонения на предельных значениях параметров могут быть связаны с несовершенством используемого оборудования или наличием внешних факторов, влияющих на систему.

Одним из ключевых аспектов является точность измерений. Несмотря на предпринятые меры по калибровке сенсоров, не исключено наличие незначительных систематических погрешностей, обусловленных как конструктивными особенностями приборов, так и влиянием внешней среды.

Выводы

Применение передовых технологий в области диагностики промышленных объектов позволяет значительно повысить уровень безопасности и надежности эксплуатации.

Проведенное исследование показало, что наземное лазерное сканирование (НЛС) является эффективным инструментом оценки технического состояния стенки стального резервуара.

Наземное лазерное сканирование представляет собой перспективный и переходный этап в области исследования вертикальных стальных резервуаров. Данный метод не только преодолевает недостатки традиционных подходов, но и предоставляет более полные и точные данные, необходимые для достоверной оценки технических и напряженно-деформированных состояний этих конструкций.

Методика позволяет всесторонне оценить совокупное влияние отклонений геометрии и положения стенки резервуара в процессе исследова-

ния на всей поверхности, в отличие от измерений только контрольных точек, используемых в стандартном подходе.

Использование НЛС целесообразно внедрять в практику мониторинга состояния резервуарных парков на промышленных объектах, особенно в условиях повышенных рисков эксплуатации.

Список источников

1. Кандаков, Г. П. Проблемы отечественного резервуаростроения и возможные пути их решения / Г. П. Кандаков. – Москва : Промышленное и гражданское строительство, 1998. – 223 с. – Текст : непосредственный.
2. Тарасенко, А. А. Напряженно-деформированное состояние верхнего опорного кольца резервуара при неосесимметричных деформациях корпуса / А. А. Тарасенко, П. В. Чепур. – Текст : непосредственный // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 11–3. – С. 525–529.
3. Сальников, А. П. Оценка напряженно-деформированного состояния резервуаров по результатам наземного лазерного сканирования : специальность: 25.00.19 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ»: автореф. дис. ... канд. техн. наук / Сальников Антон Павлович. – Москва, 2016. – 26 с. – Место защиты: Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина. – Текст : непосредственный.
4. Кошан, Е. К. Возможности, преимущества и недостатки наземного лазерного сканирования / Е. К. Кошан. – Текст : электронный // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2017. – № 1. – С. 27–30. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/vozmozhnosti-preimuschestva-i-nedostatki-nazemnogo-lazernogo-skanirovaniya>.
5. Пат. 2 597 958 С2 Российская Федерация, МПК G01C 1/00. Способ определения величины и направления крена резервуара вертикального цилиндрического: № 2014152427/28: заявл. 23.12.2014; опубл. 20.09.2016 / Середович В. А., Середович А. В., Иванов А. В., Ткачева Г. Н.; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Сибирский государственный университет геосистем и технологий» (ФГБОУ ВО «СГУГИТ»). – Текст : непосредственный.
6. Пат. 2 572 502 С1 Российская Федерация, МПК G01F 17/00 (2006.01). Способ определения величины отклонения образующих стенок резервуара вертикального цилиндрического от вертикали: № 2014142865/28 заявл. 23.10.2014, опубл. 10.01.2016 / Середович В. А., Середович А. В., Иванов А. В., Ткачева Г. Н.; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Сибирский государственный университет геосистем и технологий» (ФГБОУ ВО «СГУГИТ»). – Текст : непосредственный.

References

1. Kandakov, G. P. (1998). Problemy otechestvennogo rezervuarostroeniya i vozmozhnye puti ikh resheniya/ Moscow. Promyshlennoe i grazhdanskoe stroitel'stvo Publ., p. 223. (In Russian).
2. Tarasenko, A. A., & Chepur, P. V. (2014). Stress-strain state of the upper support ring with non-axisymmetric deformation. Fundamental Research, (11-3), pp. 525-529. (In Russian).
3. Sal'nikov, A. P. (2016). Otsenka napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya re-zervuarov po rezul'tatam nazemnogo lazernogo skanirovaniya. Avtoref. diss. ... kand. tekhn. nauk. Moscow, 26 p. (In Russian).

4. Koshan, Ye. K. (2017). Possibilities, advantages and disadvantages of surface laser scanning. *Interesko Geo-Sibir*, 9 (1), pp. 27-30. (In Russian). Available at: <https://cyberleninka.ru/article/n/vozmozhnosti-preimushchestva-i-nedostatki-nazemnogo-lazernogo-skanirovaniya>.
5. Seredovich V. A., Seredovich A. V., Ivanov A. V., & Tkacheva G. N. Sposob opredeleniya velichiny i napravleniya krena rezervuara vertikal'nogo tsilindricheskogo. Pat. RF 2 597 958 C2. No 2014152427/28. Applied: 23.12.2014. Published: 20.09.2016. (In Russian).
6. Seredovich V. A., Seredovich A. V., Ivanov A. V., & Tkacheva G. N. Sposob opredeleniya velichiny otkloneniya obrazuyushchikh stenok rezervuara vertikal'nogo tsilindricheskogo ot vertikali. Pat. RF 2 572 502 C1. No 2014142865/28. Applied: 23.10.2014. Published: 10.01.2016. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

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

Миннихметов Тимур Булатович, инженер группы 3D-сканирования специального конструкторско-технологического бюро, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», г. Альметьевск

Сабанов Сергей Леонидович, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазового оборудования и технологии машиностроения, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», г. Альметьевск

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

Tair A. Ganiev, Head of the 3D Scanning Group of the Special Design and Technology Bureau, Almet'yevsk State Technological University "Higher School of Oil", Almet'yevsk, t.ganievt@agni-rt.ru

Timur B. Minniakhmetov, Engineer of the 3D Scanning Group of the Special Design and Technology Bureau, Almet'yevsk State Technological University "Higher School of Oil", Almet'yevsk

Sergey L. Sabanov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Equipment and Mechanical Engineering Technology, Almet'yevsk State Technological University "Higher School of Oil", Almet'yevsk

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

Статья поступила в редакцию 03.03.2025; одобрена после рецензирования 11.03.2025; принята к публикации 20.03.2025.

The article was submitted 03.03.2025; approved after reviewing 11.03.2025; accepted for publication 20.03.2025.

Научная статья / Original research article
УДК 621.644
DOI:10.31660/0445-0108-2025-4-126-136
EDN: QOZAMO



**Разработка алгоритма определения напряженно-деформированного
состояния криволинейных участков нефтегазопроводов
из многослойных полипропиленовых армированных труб**

А. А. Толмачев

*Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
chuga92@gmail.com*

Аннотация. Трубы из полимерных, агрессивно-стойких материалов имеют ряд преимуществ в сравнении со стальными трубами. В последние годы такие трубы все чаще применяются при строительстве промышленных трубопроводов различного назначения. Промысловые нефтегазопроводы представляют собой сложные и дорогостоящие сооружения, поэтому проблема обеспечения их конструктивной надежности при сооружении с использованием прогрессивных технологий и дальнейшей эксплуатации имеет важное народнохозяйственное значение. При транспортировке углеводородов по промышленным трубопроводам из многослойных полипропиленовых армированных труб необходимо учитывать напряжения, которые могут возникать в трубах при их изгибе и вследствие температурных перепадов. Для обоснования выбора радиуса изгиба, при котором обеспечиваются требуемые прочностные характеристики многослойных полипропиленовых армированных труб, авторы решили задачу допустимых радиусов изгибов и разработали алгоритм определения напряженно-деформированного состояния криволинейных участков нефтегазопроводов из многослойных полипропиленовых армированных труб. Эта задача приобретает особую актуальность, поскольку внедрение данного алгоритма в системы объектно-ориентированного визуального программирования позволит при накоплении достаточных баз данных и паспортизации трубопроводных объектов создавать программы на основе процедурных языков программирования со сложным графическим интерфейсом.

Ключевые слова: алгоритм, радиус изгиба, упруго-пластические деформации, нефтегазопроводы, промышленные трубопроводы, многослойные полипропиленовые армированные трубы

Для цитирования: Толмачев, А. А. Разработка алгоритма определения напряженно-деформированного состояния криволинейных участков нефтегазопроводов из многослойных полипропиленовых армированных труб / А. А. Толмачев. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-4-126-136 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 4. – С. 126–136. – EDN: QOZAMO

**Development of an algorithm for determining the stress-strain state
of curved sections of oil and gas pipelines made of multilayer reinforced
polypropylene pipes**

Artem A. Tolmachev

*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
chuga92@gmail.com*

Abstract. Pipes made from polymeric, corrosion-resistant materials offer variety of advantage over traditional steel pipes. In recent years, these pipes have become increasingly common in the construction of field pipelines of different purpose. Given that these pipelines represent complex and costly infrastructure systems, the problem of ensuring their structural reliability— both during the use of advanced technologies and throughout their further operation – has a critical national-economic importance. When transporting hydrocarbons through field pipelines made of multilayer polypropylene reinforced pipes, it is essential to account for stresses induced by pipe bending and temperature drops. To properly select a bending radius that meets the required strength properties of multilayer reinforced polypropylene pipes, the authors addressed the problem of determining allowable bending radii. Additionally, the authors an algorithm developed an algorithm to assess the stress-strain state of curved sections of pipelines made from multilayer reinforced polypropylene. This work is of particular relevance. This is due to the fact that implementing the algorithm into object-oriented visual programming systems – during accumulation of sufficient databases and pipeline facilities passportization – will be possible to create software with advanced graphical interfaces using procedural programming languages.

Keywords: algorithm, bending radius, elastic-plastic deformations, oil and gas pipelines, field pipelines, multilayer polypropylene reinforced pipes

For citation: Tolmachev, A. A. (2025). Development of an algorithm for determining the stress-strain state of curved sections of oil and gas pipelines made of multilayer reinforced polypropylene pipes. Oil and Gas Studies, (4), pp. 126-136. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-4-126-136

Введение

В ранее опубликованных работах авторами приводились возможные конструкции полимерных армированных труб, использование которых позволило бы сооружать промысловые трубопроводы, предназначенные для транспортировки углеводородов, в том числе в районах Крайнего Севера [1– 3]. Как следствие, в адрес Федеральной службы по интеллектуальной собственности Российской Федерации (Роспатент) была направлена заявка на регистрацию патента на изобретение «Многослойная полипропиленовая армированная труба» [4].

Полимерные армированные трубы и, в частности, многослойные полипропиленовые армированные трубы (МПАТ) имеют ряд преимуществ перед стальными трубами [5, 6]:

- возможность эксплуатации свыше 50 лет;
- высокие прочностные характеристики за счет применения армирующего слоя, что позволяет работать с высоконапорными средами и высоким внутритрубно́м давлением;
- вариабельность конструкционных решений: возможность создания конструкций с повышенными теплоизоляционными свойствами или с использованием электрообогревающих кабелей, вшитых во внутренние слои полимера;
- стойкость к агрессивным и абразивным средам.

Данные о механических и прочностных характеристиках МПАТ, полученные в результате экспериментальных исследований на оборудовании,

прошедшем аттестационную проверку, а также сравнительный анализ результатов экспериментальных исследований МПАТ с физико-механическими характеристиками полимерных армированных труб серийного производства и стальными трубами схожего сортамента позволяют утверждать, что использование МПАТ для сооружения нефтегазопроводов в районах Крайнего Севера, которые характеризуются экстремальными отрицательными температурами, возможно. В качестве примера в таблице 1 представлены результаты испытаний образцов МПАТ на одноосное растяжение с помощью разрывной машины с низкотемпературной камерой.

Таблица 1

Результаты испытаний на растяжение образцов МПАТ

$T, ^\circ\text{C}$	Группа образцов МПАТ	$\sigma_{cp}, \text{МПа}$	$\varepsilon_{Tep}, \%$	$\varepsilon_{pcp}, \%$	$E_{cp}, \text{МПа}$
+20	1	17,6	11,4	59,4	718,3
0	2	24,1	8,2	32,5	968,3
-15	3	30,7	7,1	25,5	1263,5
-30	4	35,6	5,9	23,5	1355,5
-45	5	40,2	5,7	21,4	1527,4
-60	6	46,4	5,2	15,9	1689,7

T — температура испытания, $^\circ\text{C}$; σ_{cp} — среднее значение максимальной прочности при растяжении, МПа; ε_{Tep} — среднее значение относительного удлинения при максимальной нагрузке, %; ε_{pcp} — среднее значение относительного удлинения при разрушении образца-лопатки, %; E_{cp} — среднее значение модуля упругости, МПа.

Несмотря на это, производство МПАТ на сегодняшний день не вышло из стадии опытно-промышленных разработок.

Для доказательства применимости МПАТ и адекватности их использования при сооружении линейных объектов в условиях Крайнего Севера была разработана математическая модель напряженно-деформированного состояния промышленного трубопровода из МПАТ [7]. Особенность данной математической модели заключается в том, что она учитывает нелинейное поведение МПАТ при упруго-пластических деформациях при различных температурах окружающего воздуха.

Следующим этапом доказательства применимости и адекватности использования МПАТ при сооружении линейных объектов в условиях Крайнего Севера станет решение задачи допустимых радиусов изгибов, то есть обоснование выбора радиуса изгиба МПАТ, при котором сохраняются требуемые прочностные характеристики трубопровода.

Определение допустимых радиусов изгиба МПАТ при изменении температуры

Для обоснования выбора радиуса изгиба, при котором обеспечиваются требуемые прочностные характеристики МПАТ, необходимо решение задачи допустимых радиусов изгиба [8, 9]. Чтобы характеризовать напряжения, которые возникают при изгибе МПАТ различного диаметра при различных температурах окружающей среды, была предложена функция

$$\sigma = f(R, D), \quad (1)$$

где σ — напряжение, возникающее в трубах, МПа; R — радиус кривизны оси трубы, мм; D — внешний диаметр трубы, мм.

Для получения эмпирических зависимостей напряжений от диаметра МПАТ и от радиуса криволинейного участка трубопровода при различных температурах окружающей среды необходимо использовать программное обеспечение из класса систем автоматизированного проектирования, с ориентацией на подготовку интерактивных документов с вычислениями и визуальными данными [10, 11]. В данном случае для аппроксимации функции (1) был выбран программный комплекс MathCAD, использующийся для численного решения математических задач прикладного характера.

В результате аналитических вычислений MathCAD были получены графические зависимости напряжений от диаметра МПАТ и от радиуса криволинейного участка трубопровода в диапазоне температур от +20 °С до –60 °С. В качестве примера на рисунке 1 представлены зависимости напряжений в стенке от диаметра трубы и от радиуса изгиба при температурах +20 °С и –15 °С соответственно.

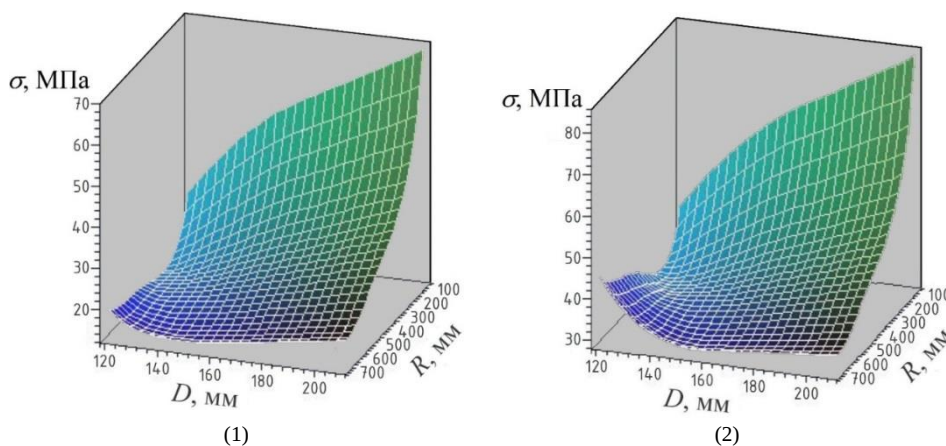


Рис. 1. Зависимость напряжений от диаметра трубы и от радиуса изгиба трубы при температуре +20 °С (1) и –15 °С (2):

σ — напряжение, возникающее в трубе, МПа; R — радиус кривизны оси трубы, мм;
 D — внешний диаметр трубы, мм

Аппроксимация функции (1) в программном комплексе MathCAD проводилась методом наименьших квадратов, то есть вычислялся вектор

коэффициентов регрессионного полинома i -го порядка. Графические зависимости напряжений от диаметра трубы и от радиуса криволинейного участка трубопровода из МПАТ при температурах $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$, которые представлены на рисунках 1 и 2, описываются следующими полиномами:

$$\sigma_{20} = (10^{-9} \cdot R^4) - (1,2 \cdot 10^{-9} \cdot R^3 \cdot D) - (2,0 \cdot 10^{-7} \cdot R \cdot D^3) - (1,4 \cdot 10^{-8} \cdot R^2 \cdot D^2) - (3,2 \cdot 10^{-6} \cdot D^4) - (1,8 \cdot 10^{-6} \cdot R^3) + (4,0 \cdot 10^{-6} \cdot R^2 \cdot D) + (5,8 \cdot 10^{-5} \cdot R \cdot D^2) + (8,0 \cdot 10^{-4} \cdot D^3) + (1,2 \cdot 10^{-3} \cdot R^2) - (6,4 \cdot 10^{-3} \cdot R \cdot D) - (0,1 \cdot D^2) - (0,2 \cdot R) + (3,5 \cdot D) + 0,2 \quad (2)$$

где σ_{20} — напряжение, возникающее в трубе при $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$, МПа; R — радиус кривизны оси трубы, мм; D — внешний диаметр трубы, мм.

$$\sigma_{15} = (9,1 \cdot 10^{-10} \cdot R^4) - (1,1 \cdot 10^{-9} \cdot R^3 \cdot D) - (2,6 \cdot 10^{-7} \cdot R \cdot D^3) - (1,7 \cdot 10^{-8} \cdot R^2 \cdot D^2) - (5,2 \cdot 10^{-6} \cdot D^4) - (1,7 \cdot 10^{-6} \cdot R^3) + (4,2 \cdot 10^{-6} \cdot R^2 \cdot D) + (7,4 \cdot 10^{-5} \cdot R \cdot D^2) + (1,2 \cdot 10^{-3} \cdot D^3) + (1,1 \cdot 10^{-3} \cdot R^2) - (7,6 \cdot 10^{-3} \cdot R \cdot D) - (0,1 \cdot D^2) - (0,2 \cdot R) + (4,5 \cdot D) + 0,3, \quad (3)$$

где σ_{15} — напряжение, возникающее в трубе при $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$, МПа; R — радиус кривизны оси трубы, мм; D — внешний диаметр трубы, мм.

Сравнительный анализ расчетов, полученных с использованием программного комплекса MathCAD, с расчетами, полученными с использованием математической модели напряженно-деформированного состояния промышленных трубопроводов из МПАТ, показал, что относительная погрешность расчетов с использованием MathCAD составляет не более 13 %. Также в результате анализа аппроксимированных поверхностей было выявлено, что при снижении температуры окружающей среды напряжения, возникающие в трубопроводе из МПАТ при его изгибе на криволинейном участке, увеличиваются.

Ввиду того, что использование полиномов при инженерных расчетах сопряжено с дополнительными трудозатратами [12, 13], был предложен упрощенный метод выбора радиуса изгиба в зависимости от диаметра МПАТ для экспресс-анализа.

Определяя значения допустимых радиусов изгиба МПАТ, необходимо исходить из условия, что напряжения, возникающие в стенке трубы, не должны превышать предела текучести материала МПАТ [14–16]. Значения предела текучести материала МПАТ в интервале температур от $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ можно рассчитать, руководствуясь следующими выражениями:

$$E_t = E_t \cdot (-0,6 \cdot (T_t/T_t) + 1,6), \quad (4)$$

$$\sigma_t = \sigma_t \cdot (-0,3 \cdot (T_t/T_t) + 1,3), \quad (5)$$

$$b_t = 0,5 \cdot b_t \cdot (3 - (T_t/T_t)), \quad (6)$$

где E_t — мгновенный модуль упругости материала с учетом температуры, МПа; E_t — мгновенный модуль упругости материала при заданной температуре, МПа; b_t — коэффициент, определяющий изменение переменного модуля от величины деформации с учетом температуры, МПа⁻²; b_t — коэффициент, определяющий изменение переменного модуля от величины деформации при заданной температуре, МПа⁻²; T_t — температура окружающего воздуха, °C; T_t — заданная температура, °C; σ_t — предел текучести материала трубы при заданной температуре, МПа; σ_t — предел текучести материала трубы при заданной температуре, МПа.

Используя для расчетов уравнения (4) – (6) и данные о механических и прочностных характеристиках МПАТ в диапазоне температур от +20 °C до –60 °C, которые были получены в результате экспериментальных исследований, можно получить допустимые радиусы изгиба для труб из МПАТ всех диаметров. Для примера в таблице 2 отображены результаты расчетов допустимых радиусов изгиба МПАТ при заданных температурах окружающей среды +20 °C и –15 °C соответственно.

Таблица 2

Допустимые радиусы изгиба криволинейного участка трубопровода МПАТ различного диаметра при температурах окружающей среды +20 °C и –15 °C

D , мм	R_{20} , мм	R_{-15} , мм
108	694	776
159	1022	1142
273	1754	1961
315	2024	2262
325	2088	2334

D — внешний диаметр трубы, мм; R_{20} — допустимый радиус изгиба МПАТ при +20 °C; R_{-15} — допустимый радиус изгиба МПАТ при –15 °C.

Алгоритм определения напряженно-деформированного состояния криволинейных участков нефтегазопроводов из МПАТ

После решения задачи по определению допустимых радиусов изгиба для криволинейных участков трубопроводов из МПАТ был составлен алгоритм. Алгоритм составлен для математической модели изгиба криволинейного стержня в форме системы дифференциальных уравнений и соответствующих граничных условий. Суть алгоритма заключается в выявлении недопустимых радиусов изгиба для участков трубопроводов из МПАТ с учетом их работы в зоне упруго-пластических деформаций. В качестве примера на рисунке 2 продемонстрирован алгоритм в виде блок-схемы.

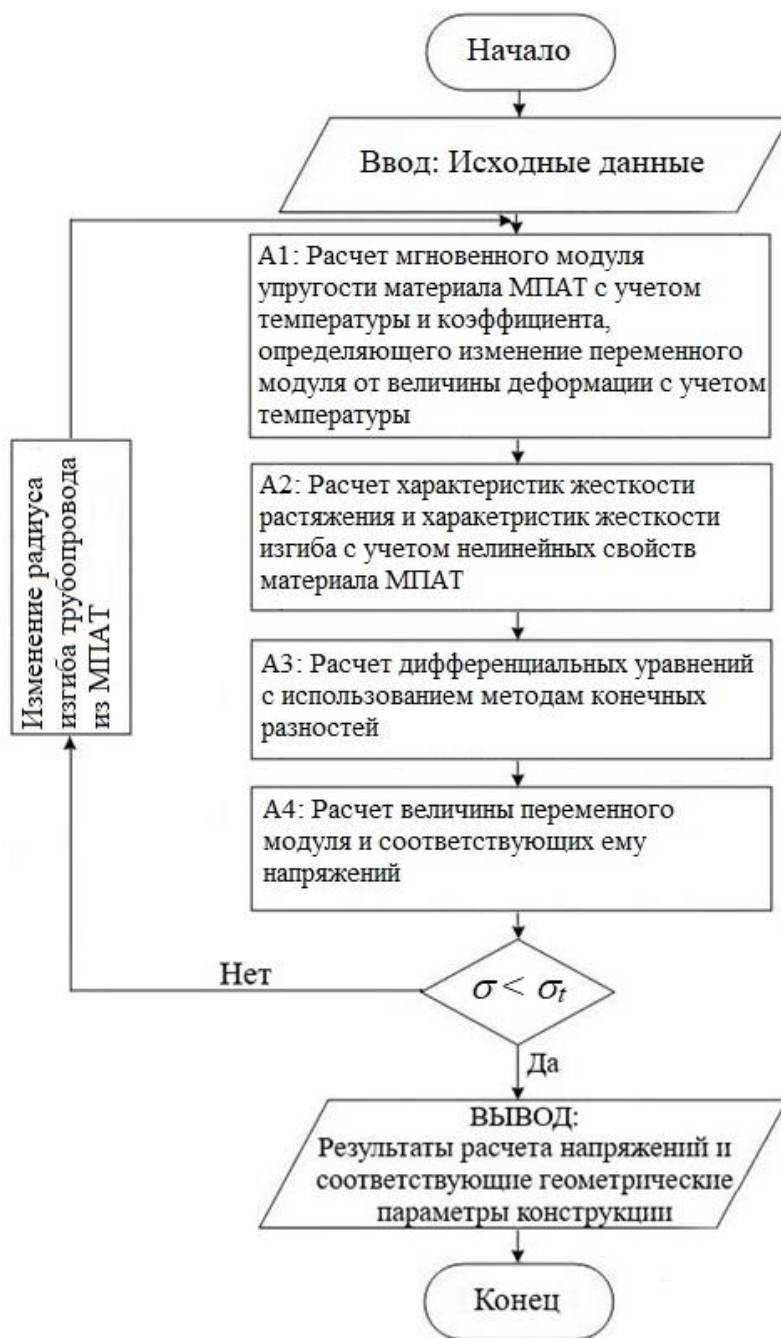


Рис. 2. Блок-схема расчета трубопровода из МПАТ с учетом его работы в зоне упруго-пластических деформаций

На этапе А1 через решение уравнений определяются значения мгновенного модуля упругости материала МПАТ с учетом температуры и коэффициента, определяющего изменение переменного модуля от величины деформации с учетом температуры. Задаются температура окружающей

среды, радиус изгиба криволинейного участка МПАТ, толщина стенки трубы, распределенная внешняя нагрузка, перерезывающая сила, изменение формы поперечного сечения при изгибе, поворот сечения МПАТ относительно оси трубы и поворот сечения МПАТ вокруг центра кривизны.

На этапе А2 через решение уравнений определяются характеристики жесткости растяжения и жесткости изгиба с учетом нелинейных свойств материала МПАТ, задаются граничные условия.

На этапе А3 решается система дифференциальных уравнений. Выраженные в алгебраической форме дифференциальные уравнения сводятся в матрицы, чтобы определить неизвестные методом конечных разностей.

На этапе А4 определяется величина переменного модуля и соответствующих ему напряжений. После получения расчетных величин напряжений, возникающих в МПАТ, их необходимо проверить на сходимость с условием: если напряжения, возникающие в МПАТ, меньше предела текучести материала МПАТ при заданной температуре, то выполняется условие для допустимых радиусов изгиба для МПАТ. В случае, когда напряжения, возникающие в МПАТ, превышают предел текучести ее материала, необходимо уменьшить радиус изгиба трубы.

После происходит вывод данных результатов расчета напряжений и соответствующих им геометрических параметров конструкции.

Алгоритм составлен для математической модели напряженно-деформированного состояния промышленного трубопровода из МПАТ.

Выводы

Программа для ЭВМ, составленная по данному алгоритму расчета на прочность, легко реализуется при использовании стандартного компьютерного программного обеспечения персонального компьютера. Эта программа может интегрироваться в существующие системы АСУ ТП профильных предприятий. При паспортизации трубопроводных объектов и их цифровизации (использовании технологии информационного моделирования), а также при накоплении достаточной базы данных обо всех случаях возникновения недопустимых упруго-пластических деформаций на участках трубопроводов из МПАТ возможна реализация сложного программного комплекса с использованием искусственного интеллекта. Реализация данного программного комплекса позволит автоматизировать расчеты напряженно-деформированного состояния полимерных армированных трубопроводов, проложенных надземным способом, при экстремально низких температурах.

Список источников

1. Толмачев, А. А. Перспективы использования стеклопластиковых и полимерно-металлических труб в нефтегазовой отрасли / А. А. Толмачев, В. А. Иванов. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-6-132-139. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 6 (138). – С. 132–139.

2. Толмачев, А. А. К вопросу о применении труб термопластовых армированных для сооружения нефтегазопроводов в Арктике / А. А. Толмачев, В. А. Иванов, Т. Г. Пономарева. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-4-88-99. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 4(142). – С. 8–99.
3. Толмачев, А. А. Применение полипропиленовых утепленных армированных труб для сооружения нефтепроводов в Арктике / А. А. Толмачев, В. А. Иванов, А. В. Майер DOI: 10.33285/1999-6934-2022-4(130)-46-51. – Текст : непосредственный // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2022. – № 4(130). – С. 46–51.
4. Патент № 2793376 C1 Российская Федерация, МПК F16L 9/12. Многослойная полипропиленовая армированная труба: № 2022130670: заявл. 24.11.2022; опубл. 31.03.2023 / В. А. Иванов, А. А. Толмачев; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет». – Текст : непосредственный.
5. Новые отечественные технологии при изготовлении и монтаже трубопроводных систем нефтегазовой инфраструктуры из комбинированных труб на основе термопластов / А. К. Ращепкин, Е. В. Салагаева, Н. М. Черкасов, И. Ф. Гладких. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2005. – № 2. – С. 8.
6. Энергоресурсосберегающие трубопроводы из полимерных материалов / Д. А. Виноградов, М. М. Фаттахов, А. К. Ращепкин [и др.] – Текст : непосредственный // Башкирский химический журнал. – 2006. – Т. 13, № 4. – С. 74–75.
7. Толмачев, А. А. Разработка математической модели напряженно-деформированного состояния многослойной полипропиленовой армированной трубы / А. А. Толмачев, А. А. Толмачев – Текст : непосредственный // Научный журнал Российского газового общества. – 2024. – № 1(43). – С. 36–42.
8. Серебренников, А. А. Влияние отрицательных температур на состояние полиэтиленовых труб при изгибе / А. А. Серебренников, И. Г. Лавров, В. В. Конев. – Текст : непосредственный // Инженерный вестник Дона. – 2015. – № 4(38). – С. 115.
9. Серебренников, А. А. Определение допустимых радиусов изгиба труб из полиэтилена ПЭ80 в зависимости от температурного фактора / А. А. Серебренников, И. Г. Лавров. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2007. – № 2(62). – С. 42–44.
10. Насибуллаев, И. Ш. Использование свободных программ для обработки и визуализации результатов научных исследований / И. Ш. Насибуллаев. – DOI 10.21662/mfs2021.2.009. – Текст : непосредственный // Многофазные системы. – 2021. – Т. 16, № 2. – С. 58–71.
11. Алгоритм расчета армированных металлополимерных труб на прочность с использованием эквивалентной двухслойной модели / А. А. Синюгин, С. Б. Коньгин, В. Б. Опарин – Текст: непосредственный // Территория «Нефтегаз». – 2021. – № 1-2. – С. 84–90.
12. Джагаров, Ю. А. Программный модуль для расчета аппроксимирующих полиномов по методу наименьших квадратов / Ю. А. Джагаров. – Текст : непосредственный // Программные продукты и системы. – 2005. – № 3. – С. 46–48.
13. Селютин, А. Д. Аппроксимация полиномов n степени методом наименьших квадратов / А. Д. Селютин. – Текст : непосредственный // Молодой ученый. – 2018. – № 16(202). – С. 91–96.
14. Лавров, И. Г. Уточнение математической модели напряженного состояния полиэтиленовых труб для расчета при различных температурах / И. Г. Лавров. – Текст : непосредственный // Фундаментальные исследования. – 2007. – № 1. – С. 44–45.

15. Серебренников, А. А. Прокладка полиэтиленовых трубопроводов с учетом температурных воздействий / А. А. Серебренников, Д. А. Серебренников, И. Г. Лавров. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2023. – 174 с. – Текст: непосредственный.

16. Якубовская, С. В. Математическая модель напряженно-деформированного состояния гибких полиэтиленовых труб / С. В. Якубовская, Д. А. Серебренников. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2003. – № 6(42). – С. 37–42.

References

1. Tolmachev, A. A., Ivanov, V. A. (2019). Prospects of using fiberglass and polymer-metal pipes in the oil and gas industry. *Oil and Gas Studies*, (6), pp.132-139. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-6-132-139.
2. Tolmachev, A. A., Ivanov, V. A., & Ponomareva, T. G. (2020). To the issue of application of thermoplastic reinforced pipes for the construction of oil and gas pipelines in the Arctic. *Oil and Gas Studies*, 4(142), pp. 88-99. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-4-88-99.
3. Tolmachev, A. A., Ivanov, V. A., & Majer, A. V. (2022). Use of polypropylene insulated reinforced pipes for oil pipelines construction in the Arctic. *Equipment and technologies for oil and gas complex*. 4(130), pp. 46-51. (In Russian). DOI: 10.33285/1999-6934-2022-4(130)-46-51
4. Ivanov, V. A. & A. A. Tolmachev. Patent No. 2793376 C1 Rossijskaya Federaciya, MPK F16L 9/12. *Mnogoslojnaya polipropilenovaya armirovannaya truba*. No. 2022130670. Applied: 24.11.2022. Published: 31.03.2023. (In Russian).
5. Rashchepkin, A. K., Salagaeva, E. V., Cherkasov, N. M., & Gladkih, I. F. (2005). *Novye otechestvennye tekhnologii pri izgotovlenii i montazhe truboprovodnyh sistem neftegazovoj infrastruktury iz kombinirovannyh trub na osnove termoplastov*. *Neftegazovoe delo*, (2), p. 8. (In Russian).
6. Vinogradov, D. A., Fattakhov, M. M., Ratshepkin, A. K., Sergeev, S. M., & Glukhova, O. V. (2006). Polymeric energy and resource-saving pipelines. *Bashkirskij himicheskij zhurnal*, 13(4), pp. 74-75. (In Russian).
7. Tolmachev A. A., & Tolmachev A. A. (2024). Development of a mathematical model of the stress-strain state of a multilayer polypropylene reinforced pipe. *Scientific journal of russian gas society*, 1(43), pp. 36-42. (In Russian).
8. Serebrennikov, A. A., Lavrov, I. G., & Konev V. V. (2015). The impact of negative temperatures on the condition of polyethylene pipes in bending. *Engineering journal of Don*, 4(38), p. 115. (In Russian).
9. Serebrennikov, A. A. & Lavrov, I. G. (2007). Determination of permissible radii of polyethylene pipes bend depending on the temperature factor. *Oil and Gas Studies*, 2(62), pp. 42-44. (In Russian).
10. Nasibullaev, I. Sh. (2021). Application of free software for processing and visualization of scientific research results. *Multiphase systems*, 16(2), pp. 58-71. (In Russian). DOI: 10.21662/mfs2021.2.009
11. Sinyugin, A. A., Konygin, S. B., & Oparin, V. B. (2021). Algorithm for Strength Calculation of Reinforced Metal-Polymer Pipes Using an Equivalent Two-Layer Model. *Territoriya "Neftegaz"*, (1-2), pp. 84-90. (In Russian).
12. Dzhagarov, Yu. A. (2005). *Programmnyj modul' dlya rascheta approksimiruyushchih polinomov po metodu naimen'shikh kvadratov*. *Programmnye produkty i sistemy*, (3), p. 46-48. (In Russian).
13. Selyutin, A. D. (2018). *Approksimaciya polinomov n stepeni metodom naimen'shikh kvadratov*. *Molodoj uchenyj*, 16(202), pp. 91-96. (In Russian).

14. Lavrov, I. G. (2007). Utochnenie matematicheskoy modeli napryazhen-nogo sostoyaniya polietilenovyh trub dlya rascheta pri razlichnyh temperaturah. Fundamental'nye issledovaniya. – 2007, (1), pp. 44-45. (In Russian).
15. Serebrennikov, A. A., Serebrennikov, D. A. & Lavrov, I. G. (2023). Prokladka polietilenovyh truboprovodov s uchetom temperaturnyh vozdeystvij. Tyumen : Tyumenskij industrial'nyj universitet, p. 174. (In Russian).
16. Jakubovskaja, S. V., & Serebrennikov, D. A. (2003). Matematicheskaja model' naprjazhenno-deformirovannogo sostojanija gibkih polijetilenovyh trub. Oil and Gas Studies, 6(42), pp. 37-42. (In Russian).

Информация об авторе / Information about the author

Толмачев Артём Алексеевич, **Artem A. Tolmachev**, Applicant for
соискатель ученой степени кандидата a Candidate of Engineering Degree, In-
технических наук, Тюменский инду- dustrial University of Tyumen, chu-
стриальный университет, г. Тюмень, ga92@gmail.com
chuga92@gmail.com

Статья поступила в редакцию 06.03.2025; одобрена после рецензирования 24.03.2025; принята к публикации 10.04.2025.

The article was submitted 06.03.2025; approved after reviewing 24.03.2025; accepted for publication 10.04.2025.

Правила подготовки рукописи

1. К предоставляемой рукописи должны быть приложены следующие документы:
 - экспертное заключение организации, откуда исходит рукопись, о возможности открытого опубликования;
 - заявление автора о публикации произведения;
 - 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 (tumng.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 pt (Times New Roman), междустрочный интервал – 1. Абзацный отступ – 0,5 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 pt; мелкий символ – 8 pt; крупный индекс – 8 pt; мелкий индекс – 7 pt.
 - 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. Если автор направляет более одной статьи для публикации, то каждая статья и информация к ней должны быть представлены по отдельности.
7. Предоставляемая рукопись включает в себя следующие элементы:
 - индекс УДК, заглавие статьи (10–12 слов), инициалы и фамилии авторов, наименование учреждения, откуда исходит рукопись;
 - ключевые слова (не более 10 слов или 3–4 словосочетаний по теме статьи; отражают специфику темы, объект и результаты исследования) — на рус. и англ. языках;
 - аннотация (объемом от 120 до 250 слов) — включает предпосылки исследования; краткие цели, которые были поставлены при написании статьи; ведущий метод, который позволяет выявить изложенную проблему; также необходимо кратко перечислить основные результаты и практическую значимость работы — на рус. и англ. языках;
 - финансирование и благодарности (опционально) — блок может включать информацию о грантовой поддержке, при которой было реализовано исследование, а также содержать благодарности в адрес других ученых и/или предприятий, оказавших содействие в реализации исследования.

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

8. **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.** 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]»). Список источников должен быть представлен на русском (Список источников, оформляется согласно ГОСТ Р 7.0.100–2018) и английском (References, оформляется в соответствии с APA 6th Edition) языках. Список источников и References необходимо разделить на две независимые части, расположенные друг под другом.

Ссылаться нужно в первую очередь на «авторизованные источники» — книги, статьи в журналах, сборников докладов конференций. 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 согласно ГОСТ Р 7.0.5–2008.

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

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

11. Редакция направляет копии рецензий в ВАК Минобрнауки России при поступлении в редакцию соответствующего запроса.

12. Плата за опубликование рукописей не взимается.

Перепечатка материалов или их фрагментов возможны только с письменного разрешения редакции. Ссылка на научно-технический журнал «ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ» обязательна!

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);
 - the author's statement about the publication of the work;
 - 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 — 0.5 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. If the author directs more than one article for publication, each article and information to it should be presented separately.
7. 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.
8. **The article's structure** should contain the following headings (according to the IMRAD standard): Introduction; Methods; Experiment; Results and Discussion; Dis-

cussion; 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.** 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]"). References should be submitted in Russian (they must be arranged in accordance with GOST R 7.0.100-2018) and English (they must be arranged in accordance with ARA 6th Edition). Both versions of references should be divided into two independent parts, which are located under each other.

Authors should refer primarily to "authorised sources", i.e. books, journal articles, collections of conference proceedings. 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 with GOST R 7.0.5-2008.

9. The editorial staff has a right to make reductions and editorial changes of the manuscript's text.

10. 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.

11. The editorial staff submits the copies of the reviews to the Higher Certifying Commission of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation on receipt of the corresponding inquiry.

12. The payment for publication of manuscripts is not collected.

**Reprinting or fragments thereof may be only with the written
permission of the publisher.
Reference to the scientific and technical journal
"OIL AND GAS STUDIES" is obligatory!**

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 № 3093.
Дата выхода в свет 29.08.25. Формат 70x108/16.
Уч.-изд. л. 7,7. Усл. печ. л. 12,3.

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 3093.
Date of publishing 29.08.25. Sheet size 70x108/16.
Published sheets 7,7. Conventional printed sheets 12,3.
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.