

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ

OIL AND GAS STUDIES

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

3 (171)
Май — июнь 2025

3 (171)
May — June 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

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

**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

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

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

EDITORIAL BOARD

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Катанов Ю. Е. Исследование условий работы естественного термогазлифта в стволе скважины	9
Козырев В. И., Васильев Ю. В. Гидрогеологические исследования на этапе поисков пресных подземных вод в криолитозоне	31
Мороз М. Л., Чернова Г. А. Уточнение вещественного состава доюрского комплекса северной части Каймысовской НГО	43

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Войводяну А. В., Фоминых О. В., Коваленко И. В., Крамар В. Г. Опыт разработки нефтяных оторочек Новопортовского месторождения с применением обратной закачки попутного нефтяного газа	57
Ганиев О. Р., Аверьянов А. П., Ганиев С. Р., Кузнецов Ю. С., Кузнецов Р. Ю., Мнацаканов В. А., Федоров В. Н., Шамов Н. А., Султанова И. И., Султанов Д. Р. Лабораторно-стендовые и промысловые исследования волновой и струйной кольтматации проницаемой породы	66
Гибдуллин А. А., Белошапка И. Е., Леванова Е. В. Исследования растворимости газа в пластовых водах различных горизонтов	82
Кашников Ю. А., Шустов Д. В., Богданец Е. С., Ашихмин С. Г. Прогноз напряженно-деформированного состояния горного массива при добыче углеводородов на Салмановском (Утреннем) месторождении	94
Проваторова Е. А., Смирнова Е. В., Тропина И. А. Ранжирование лицензионных участков для выделения наиболее перспективных из них под цели опытно-промышленной разработки	110
Тукмакова Т. Н., Кряжев А. В., Теребенина Е. А. Алгоритм выбора стратегии освоения газовых и газоконденсатных месторождений с интеграцией газоперерабатывающих мощностей на этапе концептуального проектирования освоения участков недр	122

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Макарова Е. А., Алимуратов Р. Э., Стрельчук А. М., Шырдаев Р. А., Чепур П. В. Применение полимерных и композитных материалов в конструкции маги- стральных нефтепроводов на участках с многолетнемерзлыми грунтами	135
Сеолев Л. В., Земенкова М. Ю., Подорожников С. Ю., Чижевская Е. Л. Интеллектуальный мониторинг утечек нефтепродуктов при повреждениях сборно-разборных трубопроводов	148

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке)	158
Правила подготовки рукописи (на английском языке)	161

CONTENTS

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Katanov Yu. E. Study of natural thermogaslift operating conditions in the wellbore	9
Kozyrev V. I., Vasiliev Yu. V. Hydrogeological investigations during the exploration of fresh groundwater in cryolithic zone	31
Moroz M. L., Chernova G. A. Clarification of the material composition of the pre-jurassic complex of the northern part of the Kaymys NGO	43

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

Voivodeanu A. V., Fominykh O. V., Kovalenko I. V., Kramar V. G. Experience in developing oil rims at the Novoportovskoye field through the reinjection of associated petroleum gas	57
Ganiev O. R., Aver'yanov A. P., Ganiev S. R., Kuznetsov Ju. S., Kuznetsov R. Ju., Mnacakanov V. A., Fedorov V. N., Shamov N. A., Sultanova I. I., Sultanov D. R. Laboratory, bench and field studies wave and jet colmatation of permeable rock	66
Gibadullin A. A., Beloshapka I. E., Levanova E. V. Study of gas solubility in reservoir water from different horizons	82
Kashnikov Yu. A., Shustov D. V., Bogdanets E. S., Ashikhmin S. G. Forecast of the stress-strain state of the rock mass during hydrocarbon extraction at the Salmanovskoye (Utrenneye) field	94
Provatorova E. A., Smirnova E. V., Tropina I. A. Ranking license areas to identify the most promising candidates for pilot field development	110
Tukmakova T. N., Kryazhev A. V., Terebenina E. A. Algorithm for selecting a development strategy for gas and gas condensate fields with integration of gas processing facilities at the conceptual design stage	122

DESIGNING, CONSTRUCTION AND OPERATION OF PIPELINE TRANSPORT SYSTEM

Makarova E. A., Alimuradov R. E., Strelchuk A. M., Shyrdaev R. A., Chepur P. V. Application of polymer and composite materials in the construction of main oil pipelines in areas with permafrost soils	135
Seoev L. V., Zemenkova M. Yu., Podorozhnikov S. Yu., Chizhevskaya E. L. Intelligent monitoring of oil product leaks in case of damage of collapsible pipelines	148

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian)	158
Manuscripts presentation requirements (In English)	161

**Исследование условий работы естественного термогазлифта
в стволе скважины**

Ю. Е. Катанов

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

Аннотация. Представлены методические подходы к исследованию влияния температуры и газосодержания на изменение давления в скважине при определении соответствующей глубины разгазирования нефти. Рассмотрен вопрос точности учета переменного притока при исследовании нефтяных скважин на неустановившихся режимах фильтрации.

Цель работы — получение модели принятия решений при оценке изменения давления по стволу скважины относительно устьевой или забойной депрессии; расчете влияния естественного термогазлифта на переход скважин при фонтанировании; оценке точности в определении отобранного из ствола или, наоборот, накопленного в нем некоторого дополнительного объема жидкости за время исследования скважин на неустановившихся режимах фильтрации, и т. п.

Выявлено время запаздывания выделения газа в потоке пластовой жидкости. Для месторождений Башкирии время запаздывания (по промысловым данным) составляет 4–15 минут. Для Западной Сибири аналогичные исследования, как правило, не проводятся, что влияет на точность геолого-промысловых расчетов. Если устьевое давление ниже давления насыщения, то с соответствующей глубины растворенный в нефти газ начинает выделяться в свободную газовую фазу по стволу скважины. Объем газовой фазы вверх по стволу будет непрерывно возрастать и на устье достигнет своего максимального значения. С другой стороны, поскольку весовой расход останется постоянным независимо от того, началось выделение газа или нет, то в дальнейшем будет происходить изменение температуры за счет дросселирования и адиабатического расширения газа по стволу скважины и поглощения скрытой теплоты парообразования при его испарении из газожидкостной смеси в условиях теплообмена с окружающей средой.

Ключевые слова: давление, жидкость, скважина, температура, модель, труба, муфта, фильтрация

Для цитирования: Катанов, Ю. Е. Исследование условий работы естественного термогазлифта в стволе скважины / Ю. Е. Катанов. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-3-9-30 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 3. – С. 9–30. – EDN: LRTOID

Study of natural thermogaslift operating conditions in the wellbore

Yuri E. Katanov

*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
katanov-juri@rambler.ru*

Abstract. This paper presents methodological approaches to study the influence of temperature and gas content on pressure variations within a well, with the goal of identifying the depth at which oil degassing occurs. The study also examines the accuracy of accounting for variable inflow under non-steady filtration conditions during well testing.

The goal is to develop a decision-making model for evaluating pressure changes along the wellbore relative to either wellhead or bottomhole drawdown.

Additionally, the model aims to estimate the role of natural thermogaslift in facilitating flow during natural well production and to accurately determine the volume of fluid withdrawn from the wellbore or accumulated within it over time under non-steady flow conditions.

We identified the lag time of gas liberation from the reservoir fluid. We identified the lag time of gas liberation from the reservoir fluid. Based on field data, this gas release delay in Bashkirian fields ranges from 4 to 15 minutes. In contrast, similar studies are generally not done in Western Siberia, and this affects the accuracy of reservoir and production modelling. When the wellhead pressure drops below the oil saturation pressure, dissolved gas starts to separate and transitions into the free gas phase from a specific depth upward along the wellbore. The volume of free gas increases continuously as it moves toward the wellhead, reaching its maximum at the surface. At the same time, since the mass flow rate remains constant regardless of gas release, temperature changes occur further along the wellbore due to gas throttling, adiabatic expansion, and the absorption of latent heat of vaporization as gas evolves from the gas-liquid mixture in thermal exchange with the surrounding reservoir.

Keywords: pressure, fluid, wellbore, temperature, model, tubing, coupling, filtration

For citation: Katanov, Yu. E. (2025). Study of natural thermogaslift operating conditions in the wellbore. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 9-30. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-3-9-30

Введение

Добыча жидких и газообразных углеводородов в значительной мере обеспечивается за счет разработки газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. С увеличением глубины поиска залежей углеводородного сырья в их числе возрастает доля выявленных отложений сложного фазового состояния. Разведка и организация их эффективной разработки возможна при условии обеспечения всестороннего и полного изучения геолого-промысловой характеристики залежей, включающей начальное фазовое состояние пластовых углеводородных систем, фильтрационно-емкостную характеристику коллектора, балансовых и извлекаемых запасов жидких и газообразных углеводородов [1–4].

Решение этих задач осуществляется на стадии геологоразведочных работ и подготовки запасов в процессе стандартных, специальных промысловых и лабораторных исследований. Сложность решаемых задач требует постоянного совершенствования существующих подходов к разным этапам разработки залежей и внедрения новых методов исследований.

Объект и методы исследования

Для проведения исследований на неустановившихся режимах фильтрации изменение работы скважины осуществляют преимущественно при помощи полной или частичной ее остановки, или пуска на устье [5–7].

Накопленный в стволе или, наоборот, отобранный из него объем жидкости после изменения режима работы в изотермической системе

скважины повсеместно учитывают по разности депрессий. Это изменение давления соответствует объему некоторого весового количества газа [8, 9].

В действительности за время исследования давлений по стволу скважины неразрывно изменяются также температура и газосодержание. Кроме того, при движении жидкости по стволу забойная депрессия отличается от устьевой на величину потерь на трение, а в момент мгновенного пуска или остановки скважины по колонне труб распространяются волновые колебания гидравлического удара [10–12].

Еще более сложной оказывается взаимосвязь между изменениями забойного и устьевых буферного и затрубного давлений при использовании для целей освоения эрлифта пусковых муфт, установленных по колонне фонтанных труб [13–15].

Объектом исследования выступают пластовые системы нефтегазового комплекса Сургутского, Нижневартовского и Шаимского районов в центральной части Западной Сибири.

Предмет исследования — нефтегазонасыщенные пласты АВ₁₋₄, БС₈ Смотлорского, БС₁₋₃, БС₁₀ Усть-Балыкского и БС₁₋₃, БС₁₀ Западно-Сургутского нефтяных месторождений (ХМАО).

Методы исследования — математизация процессов естественного термогазлифта для прогнозирования гидродинамических характеристик пластовых систем.

Экспериментальная часть/постановка эксперимента

Взаимосвязь между забойным и устьевым давлениями изучалась с целью определения соответствующих величин по показаниям манометров, а также для выявления оптимальных условий фонтанирования или работы эрлифта.

В общем случае взаимосвязь между изменениями забойного и устьевого давлений в условиях скважины, пущенной в работу на одном из режимов при герметичной компоновке лифта, можно выразить в следующем виде:

$$\Delta P_c(t) = \Delta P_y(t) + \Delta P_T(t) + \Delta P_r(t) + \Delta P_{тр}(t) \neq \Delta P_{гв}(t), \quad (1)$$

где $\Delta P_c(t)$ — изменение давления, замеренное на забое в скважине, (МПа); $\Delta P_y(t)$ — изменение давления, снятое из показаний образцового манометра, установленного на устье, (МПа); $\Delta P_T(t)$ — изменение забойного давления за счет прогрева жидкости по стволу работающей скважины, (МПа); $\Delta P_r(t)$ — изменение забойного давления за счет выделения растворенного в пластовой жидкости газа в свободную газовую фазу, (МПа); $\Delta P_{тр}(t)$ — потери давления на трение, (МПа); $\Delta P_{гв}(t)$ — изменение давления вследствие влияния гидравлического удара, (МПа).

Влияние температуры на изменение давления в скважине

Изменение забойного давления за счет прогрева жидкости по стволу фонтанирующей скважины, когда устьевое давление выше давления насыщения, можно определить по методике Э. Б. Чекалюка [16]:

$$\Delta P_T(t) = \gamma_0 \cdot \beta' \cdot H \cdot \Delta T_c(t), \quad (2)$$

где γ_0 — средняя плотность жидкости в геотермических условиях скважины, (кг/см³); β' — объемный коэффициент теплового расширения жидкости, (1/°C); H — глубина скважины, (м); $\Delta T_c(t)$ — среднее по стволу скважины повышение температуры, (°C).

По Э. Б. Чекалюку среднее повышение температуры в стволе скважины определяется выражением

$$\Delta T_c(t) = \Gamma \cdot \frac{G_p \cdot G_0}{K(t)} \cdot \left[1 + \frac{G_p \cdot G_0}{H \cdot K(t)} \cdot \left(e^{\frac{H \cdot K(t)}{G_p \cdot G_0}} - 1 \right) \right], \quad (3)$$

$$K(t) = \frac{2\pi \cdot \lambda'}{\ln \left[1 + \sqrt{\frac{\pi \cdot a \cdot t}{r_c^2}} \right]}, \quad (4)$$

где λ', a — соответственно, теплопроводность и температуропроводность горных пород, (Вт/(м·К); м²/с); G_p — теплоемкость жидкости, (ккал/(кг·°C)); G_0 — весовой дебит скважины, (м³/ч или л/с); Γ — геотермический градиент, (°C/см); t — время, (ч); r_c — радиус скважины, (м).

Влияние изменения температуры на расхождения в изменениях давлений на забое и устье можно показать на примере некоторой гипотетической нефтяной скважины, работающей при устьевом давлении, выше давления насыщения.

Примем $r_c = 10$ см; $H = 2 \cdot 10^5$ см; $\gamma_0 = 0,82 \cdot 10^{-3}$ кг/см³; $\beta' = 8,3 \cdot 10^{-4}$ 1/°C; $\Gamma = 2,86 \cdot 10^{-4}$ °C/см.

Из таблицы 1 видно, что с увеличением продолжительности работы и дебита скважины величины $\Delta T_c(t)$ и $\Delta P_T(t)$ заметно возрастают.

Если устьевое давление ниже давления насыщения, то, с соответствующей глубины, растворенный в нефти газ начинает выделяться в свободную газовую фазу по стволу скважины. Объем газовой фазы вверх по стволу будет непрерывно возрастать и на устье достигнет своего максимального значения [17, 18].

Таблица 1

Определение показателей $\Delta T_c(t)$ и $\Delta P_T(t)$ в гипотетической скважине

t, c	$G_0, \text{кг/с}$									
	0,04		0,40		0,80		2,00		4,00	
	$\Delta T_c(t), ^\circ\text{C}$	$\Delta P_T(t), \text{МПа}$	$\Delta T_c(t), ^\circ\text{C}$	$\Delta P_T(t), \text{МПа}$	$\Delta T_c(t), ^\circ\text{C}$	$\Delta P_T(t), \text{МПа}$	$\Delta T_c(t), ^\circ\text{C}$	$\Delta P_T(t), \text{МПа}$	$\Delta T_c(t), ^\circ\text{C}$	$\Delta P_T(t), \text{МПа}$
100	0,025	0,0002	0,250	0,0032	0,500	0,0066	1,220	0,0157	2,400	0,0314
300	0,042	0,0005	0,420	0,0055	0,820	0,0108	2,020	0,0265	3,880	0,0510
500	0,054	0,0007	0,540	0,0071	1,060	0,0139	2,590	0,0343	4,920	0,0647
1000	0,074	0,0009	0,730	0,0096	1,450	0,0190	3,480	0,0461	6,470	0,0853
3000	0,122	0,0016	1,200	0,0158	2,540	0,0308	5,460	0,0715	9,640	0,1264
5000	0,150	0,0019	1,470	0,0193	2,860	0,0376	6,540	0,0862	11,340	0,1490
10000	0,202	0,0027	1,950	0,0256	3,800	0,0500	8,340	0,1098	13,480	0,1764
30000	0,303	0,0039	2,880	0,0378	5,760	0,0756	11,880	0,1480	16,700	0,2196
50000	0,367	0,0048	3,460	0,0455	6,440	0,1022	12,780	0,1676	18,200	0,2391
100000	0,460	0,0061	4,260	0,0560	7,780	0,1081	14,580	0,1911	19,720	0,2587
300000	0,646	0,0085	5,150	0,0676	9,150	0,1200	16,240	0,2636	21,040	0,2793
500000	0,735	0,0698	6,460	0,0848	11,000	0,1446	18,640	0,2450	22,500	0,3009

С другой стороны, поскольку весовой расход останется постоянным независимо от того, началось выделение газа или нет, то в дальнейшем будет происходить изменение температуры за счет дросселирования и адиабатического расширения газа по стволу скважины и поглощения скрытой теплоты парообразования при его испарении из газожидкостной смеси в условиях теплообмена с окружающей средой [19–23]. Это приводит к снижению величин $\Delta T_c(t)$ и $\Delta P_T(t)$, что происходит в реальных условиях работы нефтяных скважин.

Среднее понижение температуры вследствие дросселирования и адиабатического расширения выделившегося газа можно определить по следующей приближенной формуле:

$$\Delta T_{cr}(t) = \frac{G_p^x \cdot G_r}{K(t)} \cdot \left\{ \frac{A}{G_p} + \frac{D_i [P_H(z,t) - P_Y(t)]}{h(t)} \right\} \cdot \left[1 + \frac{G_p^x \cdot G_r}{h(t) \cdot K(t)} \cdot \left(e^{\frac{h(t) \cdot K(t)}{G_p \cdot G_r}} - 1 \right) \right], \quad (5)$$

где G_p^x — теплоемкость газа, (ккал/кг·°C); G_r — средневзвешенный весовой расход выделившегося газа (определяется как среднее взвешенное газового фактора по стволу скважины), (кг/с); A — термический эквивалент работы,

равный 1 Дж/МПа·м; D_i — коэффициент Джоуля-Томсона, (°С/МПа); $P_n(z, t)$ — давление насыщения в геотермических условиях скважины, (МПа); $P_y(t)$ — устьевое давление, (МПа); $h(t)$ — глубина в скважине, с которой началось выделение газа, (м). Остальные обозначения прежние.

Среднее понижение температуры вследствие поглощения скрытой теплоты парообразования при выделении газа из жидкости в процессе испарения определится по приближенной формуле

$$\Delta T_{\text{ср}}^x = \frac{G_r^x}{K(t)} \cdot \frac{1}{A} \cdot \left[1 + \frac{G_p^x \cdot G_r^x}{h(t) \cdot K(t)} \cdot \left(e^{-\frac{h(t) \cdot K(t)}{G_p^x \cdot G_r^x}} - 1 \right) \right], \quad (6)$$

где G_r^x — средневзвешенный весовой расход газа, выделившийся из жидкости вследствие испарения по стволу скважины, (кг/сек). Очевидно всегда $G_r > G_r^x$.

Определение глубины разгазирования нефти в стволе скважины

Для определения среднего понижения температуры $\Delta T_{\text{ср}}(t)$ необходимо знать устьевое буферное и забойное давления, давление насыщения в пластовых условиях и весовой расход газа.

Буферное и забойное давления в процессе исследования замеряют в обычном порядке, а давление насыщения определяют лабораторным путем, либо по номограммам.

Поскольку температура по стволу остановленной скважины всегда ниже пластовой, а в работающей скважине она изменяется в соответствии с формулами (3, 5, 6), то давление насыщения в условиях скважины отличается от пластовых условий и изменяется во времени.

Зависимость в изменении величины давления насыщения от температуры показана на рисунке 1.

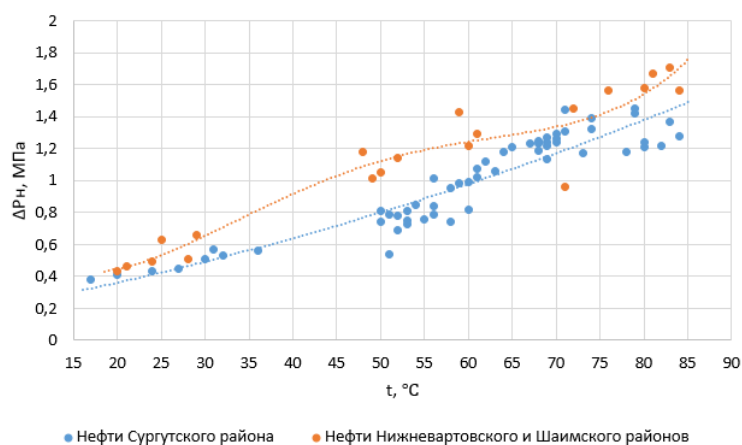


Рис. 1. Зависимость давления насыщения от температуры для нефтей Сургутского, Нижневартовского и Шаимского районов

В целом можно заключить, что при снижении температуры давление насыщения линейно снижается: для нефтей Сургутского района на (0,013; 0,020) МПа/°С, а для нефтей Нижневартовского и Шаимского районов на (0,014; 0,022) МПа/°С.

Давление насыщения в условиях скважины автором предлагается определять в рамках следующего подхода.

Строится график в координатах глубина — температура, на котором нужно определить точку «О», соответствующую глубине скважины H до врезки в пласт, и пластовой температуре $T_{пл}$ (рис. 2).

Из точки «О» до пересечения с осью температур провести начальную геотермограмму OA_0 и линию OB , которую нужно представить параллельно оси глубины (H , м).

Для определения давления насыщения в остановленной скважине $P_H(z, t_i)$, для $t_0 = 0$, то есть $P_H(z, 0)$, на линии OB выделить точку C_{t_0} , соответствующую высоте $h_{t_0} = \frac{P_{пл} - P_H}{\gamma_0}$ от точки «О», $i = \overline{0, n}$.

Из точки C_{t_0} провести прямую линию $C_{t_0}h_0$ с угловым коэффициентом, соответствующим градиенту понижения давления насыщения при уменьшении температуры (устанавливается для исследуемых нефтей), до пересечения с начальной геотермограммой в точке h_{t_0} , которая будет соответствовать глубине начала разгазирования нефти, то есть

$$P_H(z, 0) = \gamma_0 \cdot (H - h_{t_0}). \quad (7)$$

Для определения глубины начала разгазирования в работающей скважине из точки «О» провести геотермограмму $OA_i T_{пл_i}$ (имеет вид ломаной линии), $i = \overline{0, n}$. Затем на линии OB выделить точки C_{t_i} , соответствующие высотам $h'_{t_i} = \frac{P_c(t) - P_H}{\gamma_0}$.

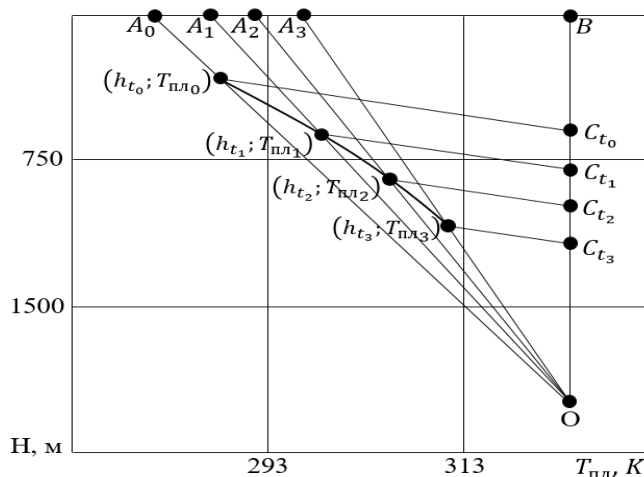


Рис. 2. Определение глубины начала разгазирования нефти

Из точек C_{t_i} провести прямые линии с угловыми коэффициентами, аналогичными, как и для линии $C_{t_0}t_0$. Тогда точка h_{t_i} будет соответствовать глубине $h(t_i)$, с которой началось выделение газа в свободную газовую фазу, а давление насыщения на этой глубине будет следующим:

$$P_h(z, t_i) = \gamma_0 \cdot (H - h_{t_i}), \quad (8)$$

где γ_0 — средняя плотность жидкости в геотермических условиях скважины, (кг/см³).

Представленные закономерности соответствуют идеализированному случаю. В действительности выделение газа в свободную фазу в стволе скважины несколько опаздывает и начинается с глубины $(h_{t_i} - v(t_i) \cdot t')$.

Здесь $v(t_i)$ — скорость восходящего потока; t' — время запаздывания выделения газа в потоке из пластовой жидкости.

Для месторождений Башкирии время запаздывания (по промысловым данным) составляет 4–15 минут и в среднем колеблется в пределах 10 минут.

Для Западной Сибири аналогичные исследования, как правило, не проводятся и время запаздывания выделения газа принимается как $t' = 0$, что несколько повлияет на точность расчетов.

Влияние газосодержания на изменение давлений в скважине

Непрерывное изменение давления и температуры после ее пуска или остановки приводит, начиная с некоторой глубины, к выделению из нефти дополнительного объема газа $\Delta V_p(t)$, так что его весовое содержание в газовой скважине возрастает. Кроме того, изменяется объем газа $V_T(t)$, ранее выделившийся в свободную фазу.

Вследствие этого, без заметного изменения объема жидкой фазы, происходит непрерывное перераспределение давления по стволу скважины. Величина данного распределения равна весу жидкости в объеме дополнительно выделившейся или изменившейся газовой фазы без ее веса $\Delta G(h, t)$, отнесенных к единице площади. Тогда

$$\Delta P_r(t) = \frac{\gamma_0}{F} \cdot \int_0^h \Delta V_p(h, t) dh + \frac{\gamma_0}{F} \cdot \int_0^h \Delta V_T(h, t) dh + \frac{1}{F} \cdot \int_0^h \Delta G(h, t) dh = \frac{\gamma_0}{F} \cdot [\Delta V_p(t) + \Delta V_T(t)] + \frac{1}{F} \cdot \Delta G(t), \quad (9)$$

где $\Delta V_p(t)$, $\Delta G(t)$, $\Delta V_T(t)$ — соответственно, изменение по глубине h объема и веса газа вследствие разгазирования жидкости и повышения температуры, отнесенных к единице площади F на момент времени t .

В виду индивидуальных свойств нефти сложно определить величину $\Delta V_p(t)$ по стволу работающей скважины. Однако, используя результаты лабораторных исследований по контактному разгазированию глубинных

проб нефтей, для одного или группы сходных месторождений можно найти осредненную зависимость газового фактора от давления и температуры.

Некоторые из этих зависимостей, характеризующие относительное изменение газового фактора $\varepsilon = \frac{\Phi_{ст}}{\Phi}$ от изменения давления $P = \frac{P_{ст}}{P_n}$ для различных перепадов температур $\Delta T = T_{пл} - T_{ст}$, показаны на рисунках 3–6.

Здесь $\Phi_{ст}$ и Φ — соответственно, газовый фактор степени разгазирования и фактор, полученный из пробы при нормальных условиях; $P_{ст}$ и P_n — соответственно, давления разгазирования и насыщения; $T_{пл}$ и $T_{ст}$ — соответственно, температуры пластовая и разгазирования. Тогда

$$\Delta V_p(h) = \frac{P_0 \cdot \Phi \cdot F}{T_0} \cdot \int_0^h \frac{d\varepsilon(h) \cdot T(h)}{z(h) \cdot P(h)}, \quad (10)$$

или, вводя в интервале от 0 до h_p средние по газосодержанию и глубине начала разгазирования величины $T_{ср}, P_{ср}, z_{ср}$ и $\Delta \varepsilon_{ср} = \varepsilon_{t_n} - \varepsilon_{t_{n-1}}$ для каждого фиксированного момента времени

$$\Delta V_p = 0,0003455 \cdot \Phi \cdot F \cdot \frac{\Delta \varepsilon_{ср} \cdot T_{ср}}{z_{ср} \cdot P_{ср}} \cdot h_p. \quad (11)$$

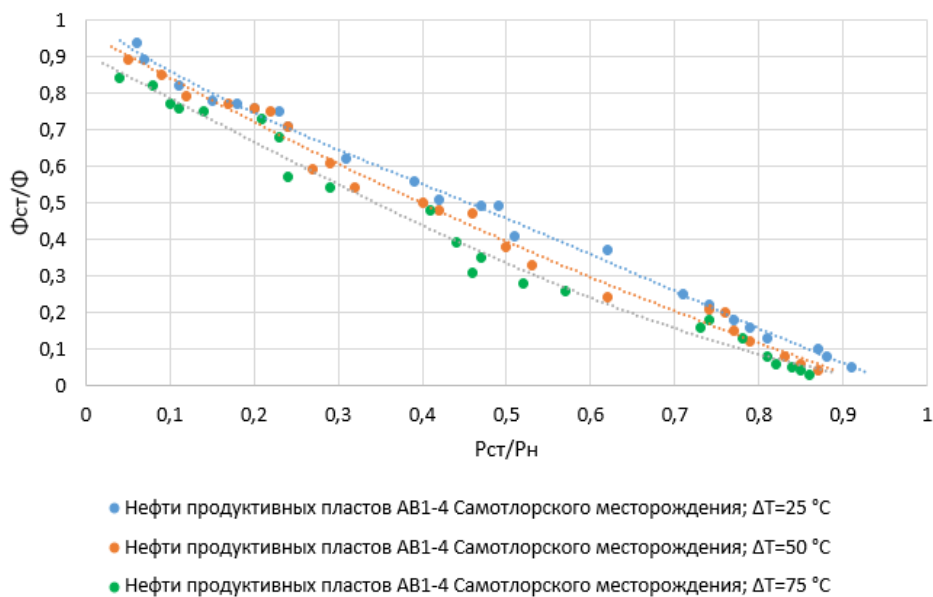


Рис. 3. Зависимость относительного газосодержания от относительного давления ступени разгазирования нефтей Самотлорского месторождения: продуктивные пласты АВ₁₋₄

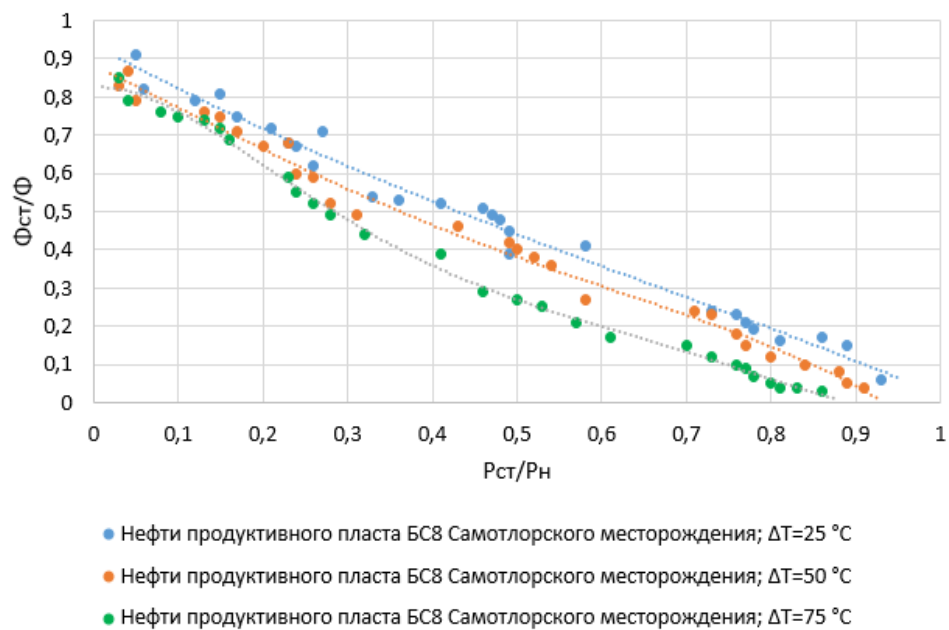


Рис. 4. Зависимость относительного газосодержания от относительного давления ступени разгазирования нефтей Самотлорского месторождения: продуктивный пласт БС₈

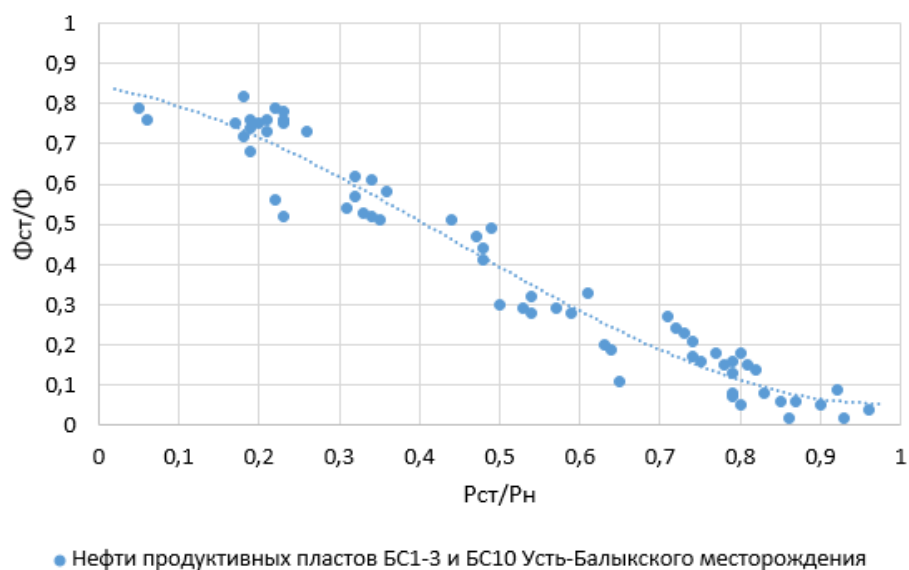


Рис. 5. Зависимость относительного газосодержания от относительного давления ступени разгазирования: нефти продуктивных пластов БС₁₋₃ и БС₁₀ Усть-Балыкского месторождения

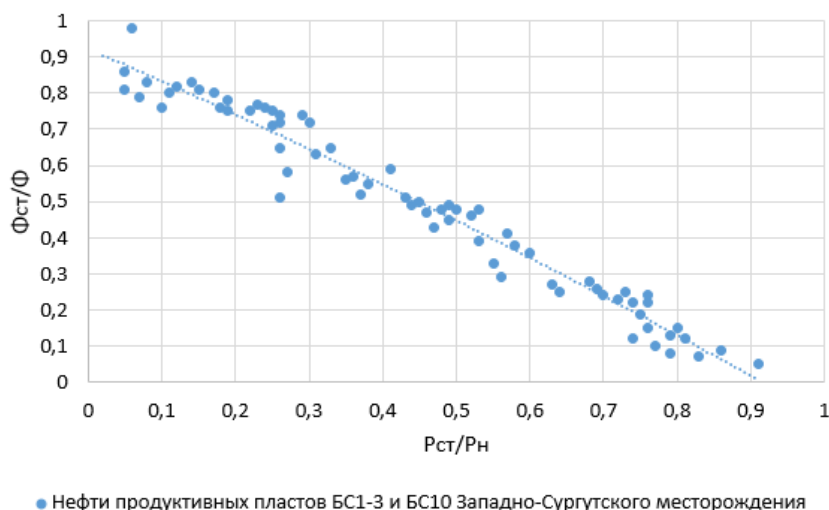


Рис. 6. Зависимость относительного газосодержания от относительного давления ступени разгазирования: нефти продуктивных пластов БС₁₋₃ и БС₁₀ Западно-Сургутского месторождения

Относительное изменение объема газа вследствие изменения температуры из газовых состояний определяется в следующем виде:

$$\frac{\Delta V_T(t)}{V_r(t) - \frac{1}{2} \int_0^h dV_p(h,t)dh} = \frac{\int_0^h dT(h,t)dh}{\int_0^h T(h,t)dh}. \quad (12)$$

Или, вводя в интервале от 0 до h_p на средние по газосодержанию и глубине начала разгазирования значения ΔT_{cp} и T_{cp} и, считая, что величина $\Delta V_p(t)$ по глубине возрастает линейно, получим

$$\Delta V_T(t) = \left[V_r(t) - \frac{1}{2} \cdot \Delta V_p(t) \cdot \frac{\Delta T_{cp}}{T_{cp}} \right], \quad (13)$$

где для каждого фиксированного момента времени по глубине H и площади поперечного сечения скважины F объем газа $V_r(t)$ определится в виде

$$V_r(t) = \left[H - \frac{P_c(t) - P_y(t)}{\gamma_0} \right] \cdot F. \quad (14)$$

Уравнение (9) с учетом (10–14) характеризует условие работы естественного газлифта в стволе нефтяной скважины. При необходимости в представленной математической модели можно учесть потери на трение и влияние гидравлического удара.

Полученные решения можно использовать во многих практических целях, в том числе для оценки изменения давления по стволу скважины относительно устьевой либо забойной депрессии; расчета влияния естественного термогазлифта на переход скважин при фонтанировании; оценки точности в определении отобранного из ствола или, наоборот, накопленного в нем некоторого дополнительного объема жидкости за время исследования скважин на неустановившихся режимах фильтрации, и т. п.

Результаты и обсуждение

Методика учета переменного притока в случае герметичной компоновки фонтанных труб по разности в изменении забойного и устьевых буферного и затрубного давлений предопределяет наличие в стволе некоторого постоянного весового содержания газовой фазы в изотермических условиях.

Однако при исследовании работы реальных нефтяных скважин на неустановившихся режимах фильтрации данное обстоятельство, как правило, не выдерживается.

Так, суммарная ошибка в определении накопленного или, наоборот, отобранного из него за время исследования притока с учетом (11) и (13) выразится в следующем виде:

$$\pm \delta = \frac{\Delta P_r(t)}{\Delta P_c(t) - \Delta P_y(t)} = \frac{0,0003455 \cdot \gamma_0 \cdot \Phi \cdot \frac{\Delta \varepsilon_{cp} \cdot T_{cp}}{z_{cp} \cdot P_{cp} \cdot h_p} + \frac{\gamma_0}{F} \left[V_r(t) - \frac{1}{2} \Delta V(t) \cdot \frac{\Delta T}{T} \right]}{\Delta P_c(t) - \Delta P_y(t)}. \quad (15)$$

Результаты определения величины $\Delta P_r(t)$ и погрешности учета отобранного из насосно-компрессорных труб (НКТ) объема жидкости $V(t)$ после пуска скважины представлены в таблице 2.

Таблица 2

Величина $\Delta P_r(t)$ и погрешности в определении притока $V(t)$ в НКТ после пуска скважины

$d_{ш}, \text{мм}$	$t, \text{час}$	$q, \text{кг/с}$	$P_c, \text{МПа}$	$P_6, \text{МПа}$	$V_{\text{НКТ}}, \text{см}^3 \cdot 10^3$	Определение $\Delta V_p(t), \Delta V_r(t)$									
						$h, \text{м}$	$P_h, \text{МПа}$	$T_{cp}, ^\circ\text{K}$	$\Delta T, ^\circ\text{K}$	ε	$P_{cp}, \text{МПа}$	$\Delta V_p(t), \text{см}^3 \cdot 10^5$	$\Delta V_r(t), \text{см}^3 \cdot 10^5$	$\Delta P_r(t), \text{МПа}$	$\delta, \%$
12	24	1,27	15,19	3,11	100	1115	8,42	301	305	0,20	5,98	1,51	0,47	0,77	21,55
8	24	0,92	16,42	3,27	350	920	8,72	299	308	0,18	5,98	0,98	0,23	0,50	19,70
6	24	0,38	18,24	3,54	750	660	8,43	291	315	0,16	5,98	0,46	0,06	0,25	22,50

Для этого использованы данные по скважине 1313 Западно-Сургутского нефтяного месторождения. Величина $\Delta P_r(t)$ рассчитывалась к окончанию первых суток работы на 4,8 и 12-мм штуцерах: $d_{\text{шт}}$ — диаметр штуцера, мм; t — продолжительность работы, час; q — дебит нефти, кг/с; P_c — забойное давление, МПа; P_6 — буферное давление, МПа; $V_{\text{нкт}}$ — объем газа в НКТ, $\text{см}^3 \cdot 10^3$; h — глубина начала разгазирования, м; P_n — давление насыщения в остановленной скважине.

Расчеты показали, что погрешности в учете работы НКТ значительны.

Если учесть, что по стволу скважины давления, температуры и газосодержание интенсивнее перераспределяются сразу же после ее пуска, быстро затухая во времени, то вначале исследования следует ожидать и наибольшие погрешности определения притока из пласта.

Наиболее существенно это будет сказываться по истечении времени $t' = \frac{V}{v(t)}$, где V — объем частично дегазированной нефти в верхней части ствола перед пуском скважины, который по глубине достигает нескольких сотен метров; $v(t)$ — скорость восходящего однофазного потока.

Время t' в реальных скважинах наступает через 15–20 минут, в течение которых давление возрастает. Это приводит к повышению отобранного из пласта объема жидкости и, как следствие, к систематическому искажению фильтрационно-емкостных параметров пласта в начале исследования, особенно при обработке интегральными методами.

Очевидно, по истечении некоторого времени $t > t'$ несколько точнее будет определяться мгновенный дебит $q(t)$ и дифференциальные методы обработки будут предпочтительнее интегральных.

С другой стороны, по технологическим причинам, функция $q(t)$ в начале исследования определяется недостоверно или же полностью утрачивается, а величина $V(t)$ — определяется с ошибкой, особенно заметной в начале геолого-промыслового анализа. Поэтому всегда целесообразно увеличивать продолжительность исследования скважины после пуска, поддерживая монотонный режим ее работы.

При учете влияния продолжающейся газовой сепарации в стволе скважины на результаты фильтрационных исследований после ее остановки на величину устьевого давления также накладывается эффект всплывания пузырьков газа. Перемещаясь из зоны повышенных значений давлений и температуры к устью, любой объем газа возрастает, что приводит к увеличению давления в системе пласта — флюид, либо к оттоку жидкости из ствола в пласт.

В условиях месторождений Западной Сибири, после остановки скважины, увеличение давления в системе пласта — флюид при всплывании пузырьков газа и уменьшение температуры в верхней части разреза по направлению к устью не исключает этот эффект.

Поэтому учет работы ствола скважины по разности в изменении устьевых и забойного давлений предполагает, что в процессе исследования не происходит дополнительных перетоков жидкости и газа через резьбо-

вые соединения фонтанных труб в затрубное пространство и, наоборот; а также что компоновка фонтанных труб от устья до башмака герметична.

Если при освоении скважин с помощью эрлифта используют пусковые муфты, то вследствие нарушения герметичности компоновки фонтанных труб установленная выше взаимосвязь в изменении устьевых и забойного давлений нарушается.

Пусковая муфта представляет собой обычную муфту, в теле которой имеется одно или несколько отверстий. Диаметр каждого из них примерно составляет 1,0–2,5 мм. Устанавливаются пусковые муфты по колонне фонтанных труб на глубинах 700–1000–1300 м.

Обычно применяемые в условиях разведки компрессоры позволяют произвести понижение уровня жидкости в колонне на значительную глубину; ускорить вызов притока; провести исследование к подготовке и освоению скважины.

Вследствие потерь на трение по длине фонтанных труб и различной степени разгазирования жидкости в затрубном пространстве работающей скважины на уровне пусковых муфт будет возникать и непрерывно поддерживаться некоторый перепад давления между фонтанными трубами и затрубным пространством. Это приведет к частичному перетоку жидкости и газа через пусковую муфту и, если переток окажется сопоставимым с проводимыми из скважины отборами, — к изменению устьевого затрубного давления.

Иногда влияние пусковых муфт оказывается настолько существенным, что изменение устьевого затрубного давления начинает полностью контролироваться изменениями устьевого буферного, а не забойного давления, как это ранее предполагалось.

Влияние перетоков через пусковые муфты, очевидно, будет исчезать вскоре после остановки скважины. Однако в этом случае их влияние на взаимосвязь в изменениях буферного и затрубного давлений по ряду скважин заметно, так что малейшее изменение буферного давления приводит к аналогичному изменению затрубного давления.

Расчеты и проведенные замеры по определению глубины начала разгазирования нефти в трубах показывают, что нижняя пусковая муфта, устанавливаемая на глубинах свыше 1000 м от устья, работает в среде с однофазной жидкостью. Потому переток q можно рассматривать как течение через отверстие, затопленное в короткой трубке круглого сечения диаметром d , а его величину можно рассчитать по следующей формуле:

$$q = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot \omega \cdot n \cdot \sqrt{2g \cdot \Delta P_h}, \quad (16)$$

где n — число отверстий в пусковой муфте (ед.); ω — коэффициент расхода, который для данных условий исследования можно принять равным 0,82 при отношении длины отверстия и его диаметру $\frac{l}{d} = (2;5)$; g — уско-

рение силы тяжести (м/с^2); ΔP_h — перепад давления в отверстии пусковой муфты в см водяного столба.

Результаты проведенных по (16) расчетов через одно отверстие диаметром 1 мм приведены в таблице 3.

Для других условий, отличных от приведенных в таблице 3, величина перетока жидкости изменится пропорционально квадрату количества отверстия в пусковой муфте.

Таблица 3

Величина перетока газа через 1-мм отверстие пусковой муфты, $\text{нм}^3/\text{сут}$

МПа	При перепаде давления в отверстии пусковой муфты; см водяного столба										
	10	20	30	50	70	100	200	300	500	700	1000
1	17,10	24,25	29,70	38,30	45,40	54,20	76,80	94,00	121,00	149,50	171,00
2	24,65	34,90	42,80	55,10	65,20	78,00	100,50	135,20	174,50	206,50	246,50
3	30,70	43,50	53,30	68,60	81,40	97,20	137,80	168,50	207,50	255,50	307,00
4	36,00	51,00	62,50	80,50	95,30	114,00	161,20	197,50	255,00	302,00	360,00
5	40,80	57,90	71,00	91,50	108,20	129,50	184,40	224,50	290,00	343,00	408,00
6	45,60	64,55	79,20	102,00	121,00	144,50	204,50	251,00	324,00	383,00	456,00
7	50,10	71,00	87,00	112,10	132,80	159,00	225,00	275,50	355,00	420,50	501,00
8	54,50	77,30	94,70	122,00	144,50	173,00	243,00	300,00	387,00	458,00	545,00
9	59,00	83,60	102,50	132,00	156,30	187,00	265,00	324,00	418,00	495,00	590,00
10	63,20	89,60	110,00	141,50	167,50	205,00	284,00	346,00	449,00	530,50	632,00

Верхняя пусковая муфта, устанавливаемая на глубинах до 700 м, чаще работает в газированной жидкости. Определить величину ее перетока в пусковой муфте не представляется возможным. Однако максимальный объем перетока газированной жидкости не превысит величины перетока свободного газа, которую можно оценить по методу сужения струи

$$Q = 62,67 \cdot \alpha \cdot \zeta \cdot K_t \cdot K \cdot n \cdot d^2 \cdot \sqrt{\frac{P_1 \cdot P_h}{\bar{\gamma} \cdot T \cdot z}}, \quad (17)$$

где α — коэффициент расхода, зависящий от отношения квадрата диаметра отверстия пусковой муфты к диаметру труб; ζ — поправочный коэффициент на расширение струи газа при выходе из отверстия; K_t — коэффициент теплового расширения отверстия; K — поправка к коэффициенту α на неостроту кровли отверстия и шероховатости труб; n — число отверстий в пусковой муфте и d — их диаметр (в см); P_1 — давление перед отверстием в затрубном пространстве, (мм рт. ст.); P_h — перепад давления в отверстии в мм рт. ст.; T — температура газа, (K); z — сжимаемость газа; $\bar{\gamma}$ — относительная плотность газа по воздуху; Q — дебит газа, ($\text{нм}^3/\text{сут}$).

Результаты расчетов величины перетока чистого газа через одно отверстие диаметром 1 мм для различных условий приведены в таблице 4.

Таблица 4

Определение потерь давления на трение при движении однофазного потока жидкости по 63-мм трубам длиной 1000; см водяного столба

МПа	При дебите нефти, см ³ /с											
	5	10	20	30	50	70	100	200	300	500	700	1000
20	0,32	0,64	1,28	1,92	3,38	6,48	11,48	36,50	77,60	189,00	391,00	638,00
30	0,26	0,53	1,06	1,59	3,21	5,81	10,83	35,70	74,10	181,00	323,00	604,00
40	0,20	0,42	0,84	1,23	3,04	5,47	10,20	34,30	69,80	177,00	307,00	573,00
50	0,17	0,35	0,70	1,18	2,90	5,22	9,74	32,80	66,80	163,00	293,00	548,00
60	0,14	0,30	0,56	1,13	2,78	5,01	9,38	31,40	64,00	156,00	282,00	528,00
70	0,12	0,26	0,55	1,09	2,67	4,83	9,05	29,90	61,50	150,00	271,00	504,00
80	0,10	0,22	0,53	1,05	2,59	4,66	8,72	29,20	59,40	145,00	262,00	489,00
90	0,09	0,20	0,50	1,02	2,53	4,52	8,44	28,40	58,10	140,00	253,00	471,00
100	0,08	0,18	0,48	0,97	2,41	4,34	8,11	27,20	55,30	135,00	243,00	456,00

При расчетах принято: $\alpha = 0,55$; $\zeta = 1$; $K_t = 1$; $P_h = 1,025$. При изменении условий величина перетока газа пропорционально возрастает изменению квадрата отверстия в пусковой муфте.

Расчеты показали, что величина перетока чистого газа в условиях скважины через отверстия пусковых муфт может достигать значительной величины.

Очевидно, величина перетока газированной жидкости будет меньше, чем для чистого газа. Однако она будет настолько заметной, что повлияет на изменение устьевого затрубного давления сразу же после изменения устьевого буферного давления.

Для случая, когда нижняя пусковая муфта работает в среде с однофазной жидкостью, перепад давления в ней можно приравнять к потерям на трение для соответствующего однофазного потока

$$h_{\tau} = \lambda \cdot \frac{H}{D} \cdot \frac{\psi}{2g}, \quad (18)$$

где λ — коэффициент гидравлического сопротивления, (Па/(кг/с)²); H — расстояние от башмака труб до пусковой муфты, (см); D — диаметр труб подъемника, (см); g — ускорение силы тяжести (м/с²); $\psi = \frac{Q}{F}$ — скорость потока жидкости в трубах (Q — дебит скважины; F — площадь поперечного сечения труб), см³/с.

Для соответствующих величин формулы (18) коэффициент гидравлических сопротивлений при ламинарном течении в гладких трубах равен

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (19)$$

и при турбулентном течении

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}. \quad (20)$$

В свою очередь число Рейнольдса

$$Re = \frac{\psi \cdot D}{\vartheta}, \quad (21)$$

и кинематическая вязкость

$$\vartheta = \frac{1,01775}{1+0,03375 \cdot t + 0,000221 \cdot t^2}, \quad (22)$$

где t — температура жидкости в °С.

Проведенные по (18) расчеты показали, что при перепаде давления в 700 см водяного столба (68670 Па) через 1-мм отверстие пусковой муфты перетекает 0,8, а через 3-мм — 7,2 м³/сут нефти.

При расстоянии от башмака труб до пусковой муфты 1000 м такой перепад обеспечивается дебитом 100 м³/сут. Следовательно, величина перетока составит от 0,8 до 7,2 % от отбираемого дебита.

При перепаде же в 200 см водяного столба (19620 Па) через такие же отверстия будет перетекать, соответственно, 0,43 и 3,84 м³/сут нефти. Но для этих условий необходимый перепад давления будет обеспечиваться при дебите скважины 17 м³/сут. В этом случае величина перетока составит от 2,65 до 22,60 %.

То есть при меньших дебитах относительная величина перетока через отверстия пусковой муфты заметно возрастает. При этом имеется виду, что, несмотря на начавшийся переток, перепад давления будет сохраняться и поддерживаться на прежнем уровне. Тогда при определении перепада давления у следующей пусковой муфты в расчетах следует подставлять расстояние от башмака труб до соответствующей муфты.

Если предположить, что вследствие начавшегося перетока перепад давления у пусковых муфт будет исчезать и давление в трубах и затрубном пространстве выравниваться, то при определении перепада давления у каждой следующей муфты в формулу (18) следует подставлять расстояние между смежными муфтами.

Для того чтобы подчеркнуть, насколько существенными могут быть возникающие искажения при определении накопленного притока, были выполнены исследования скважины 335 Убинской площади при ее пуске в работу на штуцере.

Учет работы ствола скважины по двум крайним схемам — при полностью герметичной или, наоборот, негерметичной компоновке лифтовых труб — приводят к противоположным выводам от резкого завышения гидродинамических параметров пласта до их резкого занижения.

Таким образом, процессы, происходящие в стволе скважины вследствие проявления естественного термогазлифта, существенно сказываются как на характере работы, так и на результатах исследования скважин на неустановившихся режимах фильтрации, что необходимо учитывать при выборе способов анализа полученных геолого-промысловых материалов.

Выводы

- Исследовано влияние температуры на изменение давления в скважине.
- Для величины устьевого давления ниже давления насыщения с соответствующей глубины происходит выделение свободной газовой фазы по стволу скважины. Также происходит изменение температуры за счет дросселирования и адиабатического расширения газа по стволу скважины и поглощения скрытой теплоты парообразования при его испарении из газожидкостной смеси в условиях теплообмена с окружающей средой. Эти процессы приводят к изменению температуры в стволе скважины и величины забойного давления.
- Представлен методический подход к определению глубины разгазирования нефти в стволе скважины.
- Выявлено время запаздывания выделения газа в потоке из пластовой жидкости. Для месторождений Башкирии время запаздывания по промысловым данным составляет 4–15 минут. Для Западной Сибири аналогичные исследования не проводятся, что влияет на точность геолого-промысловых расчетов.
- Представлен методический подход к исследованию влияния газосодержания на изменение давлений в скважине.
- Полученные решения можно использовать для оценки изменения давления по стволу скважины относительно устьевого либо забойной депрессии; анализа влияния естественного термогазлифта на процесс перехода скважин к фонтанированию; оценки точности в определении отобранного из ствола или, наоборот, накопленного в нем некоторого дополнительного объема жидкости за время исследования скважин на неустановившихся режимах фильтрации, и т. п.
- Рассмотрен вопрос точности учета переменного притока при исследовании нефтяных скважин на неустановившихся режимах фильтрации.

Список источников

1. Орешкин, И. В. Обоснование критериев прогноза фазового состояния пластовых углеводородных смесей / И. В. Орешкин, Е. В. Постнова, А. А. Пятаев. — Текст : непосредственный // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. — 2013. — № 4(4). — С. 29–33.

2. Тугарова, М. А. Количественная петрография как основа построения геологических моделей карбонатных резервуаров / М. А. Тугарова, Е. Н. Максимова, С. А. Идрисова. – DOI 10.17308/geology.2019.3/1807. – Текст : непосредственный // Вестник ВГУ. Серия : Геология. – 2019. – № 3. – С. 10–15.
3. Sergeev, V. Innovative emulsion-suspension systems based on nanoparticles for drilling and well workover operation / V. Sergeev, K. Tanimoto, M. Abe. – Text : direct // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. SPE. – 2019. – C. D031S097R003.
4. Катанов, Ю. Е. Оценка влияния качества заканчивания скважин на объемы разведанных балансовых запасов углеводородов / Ю. Е. Катанов, А. К. Ягафаров, А. И. Аристов. – DOI 10.18799/24131830/2023/9/4073. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334, № 9. – С. 91–103.
5. Богопольский, В. О. Проблемы анализа исследований пластов и скважин на неустановившихся режимах фильтрации / В. О. Богопольский, Г. М. Мусаева. – Текст : непосредственный // Мировая наука. – 2023. – № 3 (72). – С. 118–123.
6. Уткин, К. Л. Вычисление радиуса влияния с заданной погрешностью при неустановившемся режиме фильтрации / К. Л. Уткин, О. Н. Уткина. – DOI 10.21285/2227-2917-2024-3-592-607. – Текст : непосредственный // Известия вузов. Инвестиции. Строительство. Недвижимость. – 2024. – Т. 14, № 3. – С. 592–607.
7. Katanov, Yu. E. Qualitative algorithm for adaptation of reservoir models / Yu. E. Katanov, Yu. V. Vaganov. – DOI 10.1615/InterJenerCleanEnv.2022044510/ – Text : direct // International Journal of Energy for a Clean Environment. – 2023. – Vol. 24, Issue 1. – P. 141–152.
8. Калинин, А. Г. Состояние и перспективы развития технологий бурения разведочных скважин на нефть и газ / А. Г. Калинин. – Текст : непосредственный // Разведка и охрана недр. – 2008. – № 8. – С. 52–58.
9. Прогнозирование разработки нефтегазовых залежей с применением технологии ограничения газопритоков в скважины / В. Ф. Томская, С. К. Грачева, И. И. Краснов, Е. В. Ваганов. – Текст : непосредственный // Нефть и газ : опыт и инновации. – 2019. – Т. 3, № 2. – С. 3–19.
10. Нурматов, У. Д. Возникновение гидравлического удара при бурении нефтяных и газовых скважин / У. Д. Нурматов. – Текст : непосредственный // Роль нефтегазового сектора в технико-экономическом развитии Оренбуржья: материалы научно-практической конференции, посвященной 2021 году — году науки и технологий. Труды РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина Оренбургский филиал, Оренбург, 12–13 мая 2021 года. – Саратов: Амирит, 2021. – С. 103–110.
11. Dong, G. A review of the evaluation, control, and application technologies for drill string vibrations and shocks in oil and gas well / G. Dong, P. Chen. – DOI 10.1155/2016/7418635. – Text : direct // Shock and Vibration. – 2016. – Vol. 2016, Issue 1. – P. 7418635.
12. Shi, Y. Effects of lateral-well geometries on multilateral-well EGS performance based on a thermal-hydraulic-mechanical coupling model / Y. Shi, X. Song, Y. Feng. – DOI 10.1016/j.geothermics.2020.101939. – Text : direct // Geothermics. – 2021. – Vol. 89. – P. 101939.
13. Лазута, И. В. Технологические процессы, оборудование и автоматизация нефтегазодобычи: учебное пособие / И. В. Лазута, Р. Ю. Сухарев. – Омск : Сибирская государственная автомобильно-дорожная академия, 2015. – 158 с. – Текст : непосредственный.
14. Юшин, Е. С. Техника и технология текущего и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин на суше и на море : учебное пособие / Е. С. Юшин. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2019. – 292 с. – Текст : непосредственный.

15. An Intelligent Separated Zone Oil Production Technology Based on Electromagnetic Coupling Principle / C. Liao, D. Jia, Q. Yang [et al.]. – DOI 10.2118/215238-MS. – Text : direct // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – 2023. – P. D031S021R001.
16. Чекалюк, Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта / Э. Б. Чекалюк. – Москва : Рипол Классик. – 2013. – 246 с. – Текст : непосредственный.
17. Метод оптимизации давления газа в затрубном пространстве добывающей скважины / В. В. Белозеров, Р. У. Рабаев, К. Р. Уразакоев [и др.]. – DOI 10.17122/ngdelo-2019-5-23-32. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17, № 5. – С. 23–32.
18. Катанов, Ю. Е. Особенности исследования залежей предгазогидратного состояния / Ю. Е. Катанов, А. К. Ягафаров, А. И. Аристов. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-1-29-44. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 1 (157). – С. 29–44.
19. Sarmast, S. Performance and cyclic heat behavior of a partially adiabatic Cased-Wellbore Compressed Air Energy Storage system / S. Sarmast, R. A. Fraser, M. B. Dusseault. – DOI 10.1016/j.est.2021.103279. – Text : direct // Journal of Energy Storage. – 2021. – Issue 44. – P. 103279.
20. Drilling fluids for drilling wells at the bovanenkovo oil and gas condensate field / E. V. Panikarovskiy, V. V. Panikarovskiy, M. V. Listak [et al.]. – DOI 10.14445/22315381/IJETT-V69I12P202. – Text : direct // International Journal of Engineering Trends and Technology. – 2021. – Vol. 69, Issue 12. – P. 8–12.
21. Xu, B. Nonisothermal reservoir/wellbore flow modeling in gas reservoirs / B. Xu, C. S. Kabir, A. R. Hasan. – DOI 10.1016/j.jngse.2018.07.001. – Text : direct // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2018. – Vol. 57. – P. 89–99.
22. Adiabatic behavior of gas wells due to natural reservoir fines migration: analytical model and CFD study / S. Senthil, S. Mahalingam, S. Ravikumar, V. Pranesh. – DOI 10.1007/s13202-019-0670-5. – Text : direct // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2019. – Vol. 9, Issue 4. – P. 2863–2876.
23. Hashish, R. G. Accounting for Adiabatic Expansion in Analyzing Warmback Temperature Signal After Cold-Fluid Injection / R. G. Hashish, M. Zaidouni. – DOI 10.2118/196287-MS. – Text : direct // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – SPE. – 2020. – P. D012S002R009.

References

1. Oreshkin, I. V., Postnova, E. V., & Pyataev, A. A. (2013). Substantiation of prediction criterion of formation hydrocarbon mixtures phase state. Theoretical bases and technologies of oil and gas prospecting and exploration, (4(4)), pp. 29-33. (In Russian).
2. Tugarova, M. A., Maksimova, E. N., & Idrisova, S. A. (2019). Quantitative petrography as a basis for the geological modeling of carbonate reservoirs. Proceedings of Voronezh State University. Series: Geology, (3), pp. 10-15. (In Russian). DOI: 10.17308/geology.2019.3/1807.
3. Sergeev, V. & Tanimoto, K. & Abe, M. (2019). Innovative emulsion-suspension systems based on nanoparticles for drilling and well workover operation. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, p. D031S097R003. SPE. (In English).
4. Katonov, Yu. E., Yagafarov, A. K. & Aristov, A. I. (2023). Assessment of well completion quality impact on the volume of explored balance reserves of hydrocarbons. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering, (334, (9)), pp. 91-103. (In Russian). DOI: 10.18799/24131830/2023/9/4073

5. Bogopolsky, V. O. & Musaeva, G. M. (2023). Problems of analyzing studies of reservoirs and wells on unsteady filtration modes. *World Science*, (3 (72)), pp. 118-123. (In Russian).
6. Utkin, K. L. & Utkina, O. N. (2024). Calculation of the radius of influence with a given error at unsteady filtration mode. *Proceedings of Universities. Investment. Construction. Real estate*, (14(3)), pp. 592-607. (In Russian). DOI: 10.21285/2227-2917-2024-3-592-607
7. Katanov, Yu. E. & Vaganov Yu. V. (2023). Qualitative algorithm for adaptation of reservoir models. *International Journal of Energy for a Clean Environment*, 24 (1), pp. 141-152. (In English). DOI: 10.1615/InterJEnerCleanEnv.2022044510
8. Kalinin, A. G. (2008). Conditions and prospects of technologies of exploration wells for oil and gas drilling. *Razvedka i okhrana nedr*, (8), pp. 52-58. (In Russian).
9. Tomsкая, V. F., Gracheva, S. K., Krasnov, I. I. & Vaganov E.V. (2019). Forecasting the development of oil and gas deposits with application of technology for the restriction of gas outlets in wells. *Petroleum and gas: experience and innovation*, 3(2), pp. 3–19. (In Russian).
10. Nurmatov, U. D. (2021). The occurrence of water hammer when drilling oil and gas wells. *Role of oil and gas sector in technical and economic development of Orenburg region*. Saratov, Amirit Publ., pp. 103-110. (In Russian).
11. Dong, G. & Chen, P. (2016). A review of the evaluation, control, and application technologies for drill string vibrations and shocks in oil and gas well. *Shock and Vibration*, 2016(1), 7418635. (In English). DOI 10.1155/2016/7418635.
12. Shi Y. & Song X. & Feng Y. (2021). Effects of lateral-well geometries on multilateral-well EGS performance based on a thermal-hydraulic-mechanical coupling model. *Geothermics*, (89), 101939. (In English). DOI: 10.1016/j.geothermics.2020.101939
13. Lazuta, I. V., & Sukharev, R. Yu. (2015). *Tekhnologicheskie protsessy, oborudovanie i avtomatizatsiya neftegazodobychi*. Omsk, Sibirskaya gosudarstvennaya avtomobil'no-dorozhnaya akademiya Publ., 158 p. (In Russian).
14. Yushin, E. S. (2019). *Technique and technology of current and capital repairs of oil and gas wells on land and at sea*. Ukhta, Ukhta State Technical University Publ., 292 p. (In Russian).
15. Liao, C., Jia, D., Yang, Q., Pei, X., Zhu, Y., Kong, L., ... & Du, K. (2023). An intelligent separated zone oil production technology based on electromagnetic coupling principle. In *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*, p. D022S003R001. SPE. (In English). DOI: 10.2118/215238-MS.
16. Chekalyuk, E. B. (2013). *Thermodynamics of an oil reservoir*. Moscow, Ripol Classic Publ., 246 p. (In Russian).
17. Belozarov, V. V., Rabaev, R. U., Urazakov, K. R., Zhulaev, V. P., & Khabibullin, M. Ya. (2019). Method of gas pressure optimization in producing well annulus. *Petroleum engineering*, 17(5), pp. 23-32. (In Russian). DOI: 10.17122/ngdelo-2019-5-23-32
18. Katanov, Yu., Yagafarov, A. K., & Aristov, A. I. (2023). Peculiarities of the study of pre-gas-hydrate deposits. *Oil and Gas Studies*, (1 (157)), pp. 29-44. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-1-29-44
19. Sarmast, S. & Fraser, R. A. & Dusseault, M. B. (2021). Performance and cyclic heat behavior of a partially adiabatic Cased-Wellbore Compressed Air Energy Storage system. *Journal of Energy Storage*, (44), p. 103279. (In English). DOI 10.1016/j.est.2021.103279.

20. Panikarovskiy, E. V., Panikarovsky, V. V., Listak, M. V., Verkhovod, I. Y., & Katanov, Y. E. (2021). Drilling fluids for drilling wells at the Bovanenkovo oil and gas condensate field. SSRG International Journal of Engineering Trends and Technology, 69(12), pp. 8-12. (In English). DOI: 10.14445/22315381/IJETT-V69I12P202
21. Xu, B., Kabir, C. S., & Hasan, A. R. (2018). Nonisothermal reservoir/wellbore flow modeling in gas reservoirs. Journal of Natural Gas Science and Engineering, (57), pp. 89-99. (In English). DOI: 10.1016/j.jngse.2018.07.001.
22. Senthil, S., Mahalingam, S., Ravikumar, S., & Pranesh, V. (2019). Adiabatic behavior of gas wells due to natural reservoir fines migration: analytical model and CFD study. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 9(4), pp. 2863-2876. (In English). DOI: 10.1007/s13202-019-0670-5
23. Hashish, R. G., & Zeidouni, M. (2020). Accounting for Adiabatic Expansion in Analyzing Warmback Temperature Signal After Cold-Fluid Injection. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, pp. D012S002R009. SPE. (In English). DOI: 10.2118/196287-MS

Информация об авторе/ Information about the author

Катанов Юрий Евгеньевич, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры интеллектуальных систем и технологий, Высшая школа цифровых технологий, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, katanov-juri@rambler.ru, ORCID: http://orcid.org/0000-0001-5983-4040	Yuri E. Katanov, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Intelligent Systems and Technologies, Higher School of Digital Technologies, Industrial University of Tyumen, katanov-juri@rambler.ru, ORCID: http://orcid.org/0000-0001-5983-4040
--	--

Статья поступила в редакцию 12.01.2025; одобрена после рецензирования 11.02.2025; принята к публикации 24.02.2025.
 The article was submitted 12.01.2025; approved after reviewing 11.02.2025; accepted for publication 24.02.2025.

УДК 556.38
DOI:10.31660/0445-0108-2025-3-31-42
EDN: UTOHVR

Гидрогеологические исследования на этапе поисков пресных подземных вод в криолитозоне

В. И. Козырев*, Ю. В. Васильев

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

*kozyrev-v@mail.ru

Аннотация. Методика поисков пресных подземных вод криолитозоны как источников водоснабжения ограничена (несовершенна). Обеспечение водоснабжения в условиях распространения многолетнемерзлых пород связано со следующей проблемой, поскольку рассматриваемая территория относится к ледовой макроне, первого от поверхности водоносного комплекса четвертичных отложений, водоносная система которого состоит из разобленных, вертикально ориентированных узких желобов подрусловых таликов рек, чашеобразных подоцерных и редких межмерзлотных таликов, с весьма ограниченными ресурсами пресных вод.

На этапе поисков пресных подземных вод в геологоразведочных работах для более надежного выделения перспективных участков предлагается применить технологию комплексирования методов исследований: дешифрирование материалов дистанционного зондирования земли с линеаментным анализом площади поисков, электроразведочный геофизический метод (метод зондирования становлением поля в ближайшей зоне) с методом ядерно-магнитного резонанса (ЯМР-зондирование).

В результате выполненных исследований были выделены перспективные участки для обнаружения пресных подземных вод, проведено поисково-разведочное бурение скважин на воду, выявлены запасы пресных подземных вод в приповерхностной 110–120-метровой зоне геологического разреза в пределах поисковой площади приемо-сдаточного пункта Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения в составе четвертичного водоносного комплекса.

Ключевые слова: многолетнемерзлые породы, таликовые зоны, водоносная система, дистанционное зондирование земли, линеаментный анализ, электроразведочное зондирование, бурение скважин на воду, технология комплексирования исследований

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

Для цитирования: Козырев, В. И. Гидрогеологические исследования на этапе поисков пресных подземных вод в криолитозоне / В. И. Козырев, Ю. В. Васильев. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-3-31-42 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 3. – С. 31–42. – EDN: UTOHVR

Hydrogeological investigations during the exploration of fresh groundwater in cryolithic zone

Vladimir I. Kozyrev*, Yuri V. Vasiliev

West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen, Russia

*kozyrev-v@mail.ru

Abstract. Technique for exploring fresh groundwater in cryolithic zone as a water supply remains limited and underdeveloped. Securing reliable water resources in regions underlain by continuous permafrost presents significant challenges. This is because of the fact that an area is located within an ice macro-zone. An ice macro-zone is the first water-bearing complex of Quaternary sediments from the surface, whose aquifer system consists of isolated, vertically oriented narrow troughs of underflow taliks of rivers, bowl-shaped subzero and rare interfrost taliks. All of which possess very limited fresh water reserves.

To enhance the identification of promising areas for fresh groundwater during the exploration stage, the technology of complexation of research methods is proposed. This technology involves the interpretation of earth remote sensing with lineament analysis of the search area, electrospecting geophysical method (electromagnetic sounding in the near-field zone) with nuclear magnetic resonance (NMR) sounding.

As a result of this study, several promising sites for fresh groundwater were identified. Exploratory drilling was conducted, uncovering fresh groundwater reserves within the upper 110–120 meters of the geological section. These reserves are part of the Quaternary water-bearing complex located within the boundary of the custody transfer station at the Zapolyarnoye oil and gas condensate field.

Keywords: permafrost, talik zones, aquifer system, earth remote sensing, lineament analysis, electrical sounding, groundwater well drilling, technology of complexation of research methods

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: Kozyrev, V. I., & Vasiliev, Yu. V. (2025). Hydrogeological investigations during the exploration of fresh groundwater in cryolithic zone. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 31-42. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-3-31-42

Введение

В пределах криолитозоны на территории Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) основным надежным источником питьевого и технологического водоснабжения населения, объектов нефтепромыслов и промышленности являются подземные воды [1].

Гидрогеологические исследования проводились на поисковой площади приемо-сдаточного пункта (ПСП) Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), расположенного в 15 км севернее полярного круга.

По гидрогеологическому районированию территория относится к северной группе бассейнов стока подземных вод, структуре II порядка — Пур-Тазовскому бассейну, являющегося частью Западно-Сибирского мегабассейна [2]. В границах бассейна развит четвертичный водоносный комплекс (Q), в котором и сосредоточены ресурсы подземных вод приповерхностной части геологического разреза.

Объект и методы исследования

Четвертичный водоносный комплекс представляет собой сложно-слоистую песчано-глинистую толщу аллювиальных, озерно-аллювиальных, озерно-ледниковых и морских отложений верхнеплейстоцен-голоценового возраста, залегающих на глинах ирбитской свиты эоцена. Последние завершают разрез регионального водоупора турон-

эоценового возраста (K_2t-P_2), разделяющего мезозойский и кайнозойский гидрогеологические бассейны.

В приповерхностной 110–120-метровой зоне геологического разреза рассматриваемой площади в составе четвертичного водоносного комплекса выделяются:

- надмерзлотные воды сезонно-талого слоя (Q_{IV}) (верховодка);
- надмерзлотный водоносный верхнечетвертичный-современный аллювиальный горизонт (aQ_{III-IV}) (надмерзлотные воды пойменно-русловых отложений и I надпойменных террас);
- водоносный криогенно-таликовый ермаковский горизонт (lgQ_{IIIer});
- межмерзлотный водоносный криогенно-таликовый казанцевский горизонт (mQ_{IIIkz}).

Обводненность потенциально водоносных (по литологическому признаку) горизонтов зависит исключительно от их мерзлотного состояния [3]. В связи с этим гидрогеологические условия полностью определяются существующей геокриологической обстановкой. В частности, прерывистое распространение многолетнемерзлых пород (ММП) обусловило, как правило, разобщенность (локализацию) водоносных систем не только речных бассейнов, но и отдельных участков внутри них, что исключает приток подземных вод из отдаленных областей и водообмен даже между соседними водоносными системами. Поэтому условия формирования подземных вод для каждой таликовой зоны индивидуальны и зависят от ряда факторов — местоположения и типа таликовой зоны, площади распространения и мощности талых пород, наличия и характера связи как с вышележащими горизонтами, так и с поверхностными водотоками. Распространение водоносных горизонтов показано на рисунке 1.

Традиционная методика проведения поисковых работ включает следующие методы исследований: гидрогеологическое обследование поисковой площади, наземные геофизические исследования, бурение картировочных гидрогеологических скважин с проведением в них геофизических исследований (ГИС) и поисковых скважин с их опробованием, гидрологические исследования, гидрохимическое опробование [4].

В сложных условиях криолитозоны поиск таликовых зон, на наш взгляд, требует применения комплексирования нескольких методов исследований. Отличие предлагаемой методики от традиционной состоит в комплексировании геофизических методов исследований на полевом этапе работ и применении линеamentного анализа совместно с дешифрированием материалов дистанционного зондирования земли (ДЗЗ) на предполевым этапе.



Для выделения перспективных участков поисковых работ впервые нами выполнены работы по ДЗЗ на топооснове и космоснимке. Отличительной особенностью линеаментного анализа является возможность по его результатам выделять геодинамически-напряженные зоны (ДНЗ) по дешифрированию космических снимков. Такие зоны представляют собой участки земной коры, активные на современном этапе неотектонического развития, характеризующиеся пониженной прочностью, повышенной трещиноватостью, проницаемостью и, как следствие, проявлениями разрывной тектоники. Основная гидрогеологическая роль ДНЗ заключается в распределении подземного стока, формировании гидрогеологических и гидрохимических аномалий, специфических гидрогеологических условий [5].

Научно-практический опыт проведения поисков пресных подземных вод в условиях сплошного распространения многолетнемерзлых пород показывает, что выявление таликовых зон практически невозможно без опережающего геофизического изучения, обеспечивающего интерпретацию пород разреза. Причем выявление потенциально-перспективных участков производится в первую очередь по признаку «мерзлые — алые», и только потом они дифференцируются по значениям геофизических параметров, характеризующих литологию и водопроницаемость пород.

Для поисков пресных подземных вод на изучаемой площади работ применялось комплексирование двух наземных геофизических методов: зондирование методом переходных процессов (методом зондирования становлением поля в ближайшей зоне) (ЗМПП (ЗСБ)) и ядерно-магнитного резонанса (ЯМР-зондирование).

Предварительно перед наземными геофизическими исследованиями, с целью изучения геоэкологической, гидрологической обстановки на поисковой площади работ, проводилось рекогносцировочное обследование территории. Преследовались такие задачи, как: оценка и изучение ландшафтно-индикационных признаков обнаружения таликовых зон как источников пресного водоснабжения; оценка санитарного состояния территории, возможности проведения наземных геофизических работ и заложения буровых скважин на перспективных участках с возможностью проезда автомобильного транспорта, выявления наличия действующих, либо заброшенных поисково-разведочных скважин, уточнение местоположения линий трубопроводов различного назначения, дорог, свалок и других техногенных объектов.

Электроразведочное зондирование методом переходных процессов

Преимущество применения геофизических электроразведочных исследований методом переходных процессов по сравнению с вертикальным электроразведочным зондированием состоит в отсутствии заземлений, высокой локальности исследований (возможность использования установок, разнос которых значительно меньше глубины зондирования),

а также чувствительности по отношению к проводникам, перекрытым высокоомными экранами.

Электромагнитное зондирование по методике ЗМПП основано на возбуждении в горных породах переменных электромагнитных полей с помощью незаземленной генераторной петли и регистрации процесса становления поля после каждого импульса тока многовитковой приемной антенной. Для этого на местности раскладывается генераторная петля размером 100×100 м, измерения выполняются датчиком ПДИ и приемной 2-х витковой петлей размером $6,25 \times 6,25$ м с предварительным усилителем, $K_{ус} = 100$. Шаг раскладки генераторных петель — 300 м. В наиболее перспективных на поиски воды местах проводились детализационные работы (рис. 3).

Метод ядерно-магнитно-резонансного зондирования (ЯМР)

В связи со сложностью мерзлотно-гидрогеологических условий криолитозоны применяется дополнительный метод геофизических исследований — ядерно-магнитно-резонансное зондирование с целью уточнения интервалов залегания водоносных таликовых зон и определения процентного содержания в них воды в жидкой фазе. Метод выполняется с помощью полевого геофизического прибора, предназначенного для выяснения гидрогеологических и инженерно-геологических условий без бурения скважин гидрогеологического ядерно-магнитно-резонансного томографа «Гидроскоп» [6].

Метод ЯМР-зондирования основан на возбуждении, регистрации и математической обработке сигнала ядерного магнитного резонанса протонов свободной воды в магнитном поле Земли с помощью комплекса «Гидроскоп», предназначенного для поиска подземных вод на глубинах до 120 м без бурения скважин. Прибор позволяет определить мощность наиболее обводненных слоев и глубину их залегания, выбрать наиболее эффективные места для бурения разведочных скважин. Установка «Гидроскоп» регистрирует сигнал ЯМР только от воды в жидком состоянии: связанная вода, лед и мерзлота определяются одинаково как безводные структуры (водоупоры) [7]. Для этого на поверхности земли разворачивается антенна-кабель в форме круга диаметром до 150 м. Время измерения в одной географической точке, с учетом раскладывания и сбора антенны, обычно не превышает 4 часов.

Результаты

По результатам модуля дистанционного зондирования Земли (МДЗЗ) и линеamentного анализа выявлены:

1. Долины водотоков, занятых березово-лиственничными редкостойными лесами, сложенными с поверхности супесчаными отложениями и характеризующимися наиболее высокими среднегодовыми температурами и максимальными глубинами сезонного протаивания.

2. Низинные болота, обводненные травяные, травяно-сфагновые, иногда с группами деревьев и перелесками.

3. Ложбины стока с обводненными травяными и травяно-сфагновыми болотами.

В соответствии с представлениями, изложенными в [8], узлы пересечения ДНЗ характеризуются наибольшей расчлененностью рельефа, повышенной трещиноватостью и в целом повышенной водоносностью.

Анализ материалов ДЗЗ позволил предварительно выделить участки таликовых зон для последующего этапа полевых работ — геофизических исследований (рис. 2).

Результаты геофизических исследований (ЗМПП) подвергались предварительной полевой и камеральной обработке. Послойная интерпретация для горизонтально слоистого разреза выполнялась в программе Podbor-4. Здесь решалась обратная задача по подбору параметров горизонтально-слоистого разреза для каждой точки зондирования. В качестве подбираемой кривой использовались первичные (не сглаженные) данные.

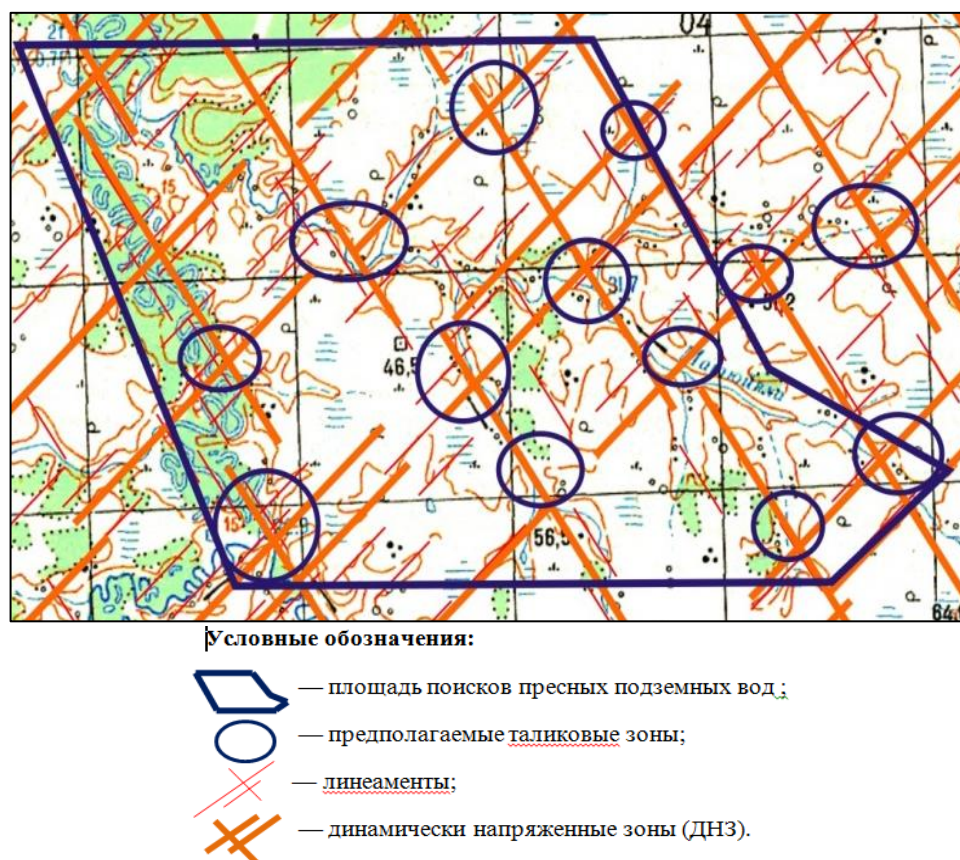


Рис. 2. Карта-схема линеаментов и динамически напряженных зон (ДНЗ) на топографической основе

Результаты исследования отображались в виде послойных геоэлектрических разрезов удельных сопротивлений по 9 профилям зондирования, построенным по результатам расчета трансформант.

Исследования на изучаемой площади показали, что высокие электрические сопротивления (тысячи Ом·м) соответствуют преимущественно песчанистым породам в мерзлом состоянии. Мерзлые супеси и суглинки, в которых незамерзшей воды значительно больше, характеризуются промежуточными значениями удельного электрического сопротивления. Мерзлые супеси или пески «вялой» мерзлоты имеют уровень удельных сопротивлений 400–700 Ом·м, в мерзлых глинах и суглинках сопротивление падает от 300 до 250 Ом·м. Понижение электрического сопротивления до первых сотен Ом·м может быть связано с наличием в составе пород значительного количества глинистого материала либо с участками растепления. Интервалы талых зон характеризуются низкими значениями сопротивлений от 10 до 200 Ом·м. Для этих зон распределение удельных сопротивлений выглядит следующим образом: талые глины (суглинки) выделяются по значениям 10–35 Ом·м, а талые пески от 40 до 200 Ом·м.

В песках диапазон изменений электропроводности связан, в основном, со степенью их глинистости.

Анализ полученных данных профильных геофизических исследований методом ЗММП позволил выявить восемь наиболее перспективных участков для поисков пресных подземных вод на изучаемой площади (рис. 3).

На этих перспективных участках для надежности их выделения проведены ЯМР-зондирования. Зондирования показали, что подземные воды регистрировались во всех 16 точках исследований, при этом в разрезе зафиксированы 2 (3) водоносных интервала, однако процент содержания в них воды в жидкой фазе не превысил 11,5 %.

По результатам математической обработки ЯМР-сигнала было выделено пять наиболее перспективных точек (№№ 1, 8, 12, 13, 15), которые показывают наиболее обводненные зоны в интервалах глубин от 20 до 85 м, с содержанием воды от 4,1 до 10,7 %.

Таким образом, применение комплексирования методов исследований позволило на поисковой площади надежнее выделить перспективные участки для постановки дальнейших буровых работ. Это участки № 2, № 7, № 8 (рис. 3).

Скважины были пробурены роторным способом с прямой промывкой глинистым раствором станком типа УРБ-3А3. Предварительно осуществлялось бурение картировочного ствола, в нем выполнялся комплекс геофизических исследований методами (ГИС): высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования, интегрального гамма-каротажа, термометрии, кавернометрии. По результатам ГИС проводилось разведочное бурение, освоение скважины и ее опробование в случае обнаружения талых водоносных пластов. В противном случае картировочная скважина ликвидировалась.

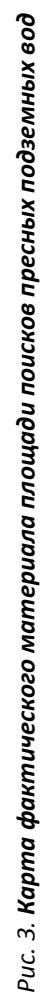


Рис. 3. Карта фактического материала площади поисков пресных подземных вод

На участках № 2 и № 7 проведенные работы не дали положительных результатов. На участке № 8 в т. 12 (101) в процессе бурения картировочного ствола до глубины 113,5 м и проведения каротажных работ выявлено наличие талых пород четвертичных казанцевских отложений в интервале глубин 28–74,9 м.

С целью определения водообильности вскрытого межмерзлотного криогенно-таликового казанцевского горизонта и качества содержащихся в нем подземных вод в данной точке пробурена разведочная скважина 2Р. В процессе разглинizations и прокачки скважины 2Р эрлифтом в течение 24 часов был достигнут водоприток дебитом 24 м³/сут. После разглинizations в течение 72 часов в скважине проведена пробная откачка с использованием погружного насоса марки БЦП 04-80(м)-0,75(кВт). Дебит скважины составил 69,6 м³/сут при понижении 20 м. В процессе проведения откачки были отобраны пробы воды на полный химический, микробиологический и радиологический анализы.

По результатам исследований составлен геологический отчет с подсчетом запасов пресных подземных вод. Запасы подземных вод утверждены в госгеолэкспертизе (ТКЗ РФ).

Выводы

1. В условиях сплошного распространения многолетнемерзлых пород использование ландшафтно-индикационного анализа в комплексе с дешифрированием материалов ДЗЗ земли и геофизическими методами позволило выявить перспективные участки таликовых зон для успешного проведения поисково-разведочных работ на пресные подземные воды.

2. Применение технологии комплексирования методов исследований при гидрогеологических изысканиях подземных вод в условиях криолитозоны для их использования в целях питьевого и технического водоснабжения населенных пунктов и объектов промышленности позволяет в значительной степени повысить степень надежности выявления обводненных таликовых зон, сократить материальные затраты и продолжительность исследований.

Список источников

1. Курчиков, А. Р. Изучение геотехногенной системы «водоносный пласт — скважина» с использованием прецизионных наблюдений на водозаборах Тюменской области / А. Р. Курчиков, В. И. Козырев. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-4-8-20. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 4. – С. 8–20.
2. Матусевич, В. М. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна / В. М. Матусевич, А. В. Рыльков, И. Н. Ушатинский. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2005. – 225 с. – Текст : непосредственный.

3. Романовский, Н. Н. Подземные воды криолитозоны : учебное пособие / Н. Н. Романовский; под ред. проф. В. А. Всеволожского. – Москва : Изд-во МГУ, 1983. – 231 с. – Текст : непосредственный.
4. Гидрогеологические особенности криолитозоны. Опыт изучения таликовых зон в нижнем течении Оби и на полуострове Ямал / Б. В. Боровский, Г. Е. Ершов, С. З. Козак, С. С. Палкин. – Текст : непосредственный // Материалы Всероссийского совещания по подземным водам Востока России (XIX Совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока). – Тюмень, 2009. – С. 162–166.
5. Радченко, А. В. Динамически напряженные зоны литосферы — активные каналы энерго-массопереноса / А. В. Радченко, О. С. Мартынов, В. М. Матусевич. – Т. 1. – Тюмень : Тюменский дом печати, 2009. – 240 с. – Текст : непосредственный.
6. Device for measuring the parameter of underground mineral deposit / A. G. Semenov, M. D. Schirov, A. V. Legchenko [et al.]. – Text : direct // Great Britain, Patent B. – 1989. – Vol. 2198540. – P. 1989.
7. Методика поверхностного ЯМР-Зондирования для поиска и разведки подземных вод / Е. В. Кальнеус, В. С. Кусковский, А. А. Шубин [и др.]. – Текст : непосредственный // Материалы Всероссийского совещания по подземным водам Востока России (XX Совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока). – Иркутск, 2012. – С. 523–526.
8. 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.

References

1. Kurchikov, A. R., & Kozyrev, V. I. (2020). Study of the "aquifer-well" geotechnogenic system using precision observations at the water intakes of Tyumen region. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 8-20. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-4-8-20
2. Matusevich, V. M., Ryl'kov, A. V., & Ushatinskiy, I. N. (2005). *Geofilyudal'nye sistemy i problemy neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskogo megabasseyana*. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 225 p. (In Russian).
3. Romanovskiy, N. N. (1983). *Podzemnye vody kriolitozony*. Moscow, Izd-vo MGU Publ., p. 231. (In Russian).
4. Borevskiy, B. V., Ershov, G. E., Kozak, S. Z., & Palkin, S. S. (2009). *Gidrogeologicheskie osobennosti kriolitozony. Opyt izucheniya talikovykh zon v nizhnem techenii Obi i na poluostrove Yamal*. Materialy Vserossiyskogo soveshchaniya po podzemnym vodam Vostoka Rossii (XIX Soveshchanie po podzemnym vodam Sibiri i Dal'nego Vostoka). Tyumen, pp. 162-166. (In Russian).
5. Radchenko, A. V. Martynov, O. S. & Matusevich, V. M. (2009). *Dinamicheski napryazhennyye zony litosfery — aktivnyye kanaly energo-massoperenosa*. Tyumen, Tyumenskiy dom pechati Publ., 240 p. (In Russian).

6. Semenov, A. G., Schirov, M. D., Legchenko, A. V., Burshtein, A. I., & Pusep, A. Y. (1989). Device for measuring the parameter of underground mineral deposit. Great Britain, Patent B, 2198540, p. 1989 (In English).
7. Kal'neus, E. V., Kuskovskiy, V. S., Shubin, A. A., Bizin, M. A., & Novoselov, V. B. (2012). Metodika poverkhnostnogo YAMR-Zondirovaniya dlya poiska i razvedki podzemnykh vod. Materialy Vserossiyskogo soveshchaniya po podzemnym vodam Vostoka Rossii (XX Soveshchanie po podzemnym vodam Sibiri i Dal'nego Vostoka). Irkutsk, pp. 523-526. (In Russian).
8. Volkov, N. V., Vasiliev, Yu. V., Inozemtsev, D. P., Filatov, A. V. & Kozyrev, 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).

Информация об авторах / Information about the authors

Козырев Владимир Иванович,
кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник, Западно-Сибирский филиал Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука Сибирского отделения РАН, (ЗСФ ИНГГ СО РАН), г. Тюмень, Kozyrev-v@mail.ru

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, kozyrev-v@mail.ru

Васильев Юрий Владимирович,
кандидат геолого-минералогических наук, ст. научный сотрудник, Западно-Сибирский филиал Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука Сибирского отделения РАН, (ЗСФ ИНГГ СО РАН), Тюмень.

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

Статья поступила в редакцию 23.12.2024; одобрена после рецензирования 09.01.2025; принята к публикации 21.01.2025.
The article was submitted 23.12.2024; approved after reviewing 09.01.2025; accepted for publication 21.01.2025.

УДК 550.84

DOI:10.31660/0445-0108-2025-3-43-56

EDN: SUFSAI

Уточнение вещественного состава доюрского комплекса северной части Каймысовской НГО

М. Л. Мороз*, Г. А. Чернова

Научно-аналитический центр рационального недропользования имени
В. И. Шпилмана, Тюмень, Россия

*morozml@crru.ru

Аннотация. Изучением вещественного состава доюрских отложений занимались многие исследователи. Разными авторами в разное время составлены карты геологического строения доюрского основания Западной Сибири в целом и отдельных районов. Последняя версия карты создана в 2016 году в результате совместной работы нескольких научно-исследовательских организаций. Строение рассматриваемой территории на карте 2016 года в основном опирается на материалы интерпретации потенциальных полей и данные глубокого бурения.

Необходимо отметить, что доюрский разрез по вертикали изучен крайне неравномерно, во многих скважинах керн отбирался только из прикровельной и призабойной частей разреза, кроме того, отмечается очень низкий процент выноса керна. Описания доюрского керна из дел скважин, если отсутствуют лабораторные исследования, зачастую не дают достоверной информации о вещественном составе.

В представленной работе рассматривается и анализируется описание керна и шпифов доюрских отложений, выполненное авторами в кернохранилище города Ханты-Мансийска, отчетные материалы сейсмопартий, работавших на рассматриваемой территории и материалы публикаций разных специалистов, изучавших геологическое строение Юганской впадины и сопредельных территорий. Изучен керн доюрского комплекса на Травяной, Ларломкинской, Новоютымской, Меркульской, Северо-Ютымской, Коимлыхской и других площадях. Полученная информация свидетельствует о возможной корректировке областей распространения вещественно-возрастных комплексов на карте геологического строения доюрского комплекса ХМАО — Югры.

Ключевые слова: геологическое строение, вещественный состав, возраст пород

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

Для цитирования: Мороз, М. Л. Уточнение вещественного состава доюрского комплекса северной части Каймысовской НГО / М. Л. Мороз, Г. А. Чернова. — DOI 10.31660/0445-0108-2025-3-43-56 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 3. — С. 43–56. — EDN: SUFSAI

Clarification of the material composition of the pre-jurassic complex of the northern part of the Kaymys NGO

Mariya L. Moroz*, Galina A. Chernova

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

*morozml@crru.ru

Abstract. Numerous researchers have extensively studied the material composition of pre-Jurassic deposits. Over the years, various authors have created geological structure maps of the pre-Jurassic basement of Western Siberia, covering both the entire region and specific areas.

The most recent version of such a map was produced in 2016, through collaboration among several research institutions. The geological structure depicted in the 2016 map is primarily based on interpretations of potential field data and results from deep drilling.

It is important to note that the vertical profile of the pre-Jurassic section remains poorly understood. In many wells, core samples were only collected from either the prerifted part or the bottom-hole parts of the section, leading to generally low core recovery rates. Descriptions of pre-Jurassic cores found in well reports, particularly when lacking laboratory analysis, often fail to provide reliable information about the material composition. This study analyses core descriptions and thin-section examinations of pre-Jurassic deposits conducted by the authors at the core storage facility in Khanty-Mansiysk. It incorporates seismic survey reports from research teams that have worked in the area, along with published data from various researchers who have investigated the geological structure of the Yugansk Depression and its surrounding regions.

Authors studied core samples from several fields including Travyanaya, Larlomkinskaya, Novoyutymyskaya, Merkul'skaya, Severo-Yutym'skaya, and Koimlykhs'kaya.

The results of this study suggest that revisions may be necessary in the mapped distribution of material and age complexes within the pre-Jurassic geological framework of the Khanty-Mansi Autonomous Area — Yugra.

Keywords: geological structure, material composition, age of rocks

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

For citation: Moroz, M. L., & Chernova, G. A. (2025). Clarification of the material composition of the pre-jurassic complex of the northern part of the Kaymys NGO. Oil and Gas Studies, (3), pp. 43-56. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-3-43-56

Введение

Специалистами лаборатории геологии доюрских отложений АУ «НАЦ РН им. В. И. Шпильмана» ведется систематическое изучение вещественного состава и нефтегазоносности доюрских отложений территории ХМАО — Югры.

Юганская мегавпадина изучалась в ходе тематических работ в 2013, 2014–2016 годах, результаты анализа существующих схем строения доюрского основания и изучения керна представлены в наших работах [4–7]. Материалы исследований были использованы в 2016 году при корректировке «Карты геологического строения доюрского основания Западной Сибири» совместно со специалистами АО «СНИИГГиМС», ФАУ «ЗапСибНИИГГ», АО «СибНАЦ». Карта приоритетна и уточняется нами при получении новой информации.

Надо отметить, что при корректировке карты в 2016-м данная территория (северная часть Каймысовской нефтегазоносной области (НГО)) осталась без изменения с 1998 года и опирается в основном на данные интерпретации потенциальных полей.

Изучаемая территория расположена в юго-восточной части ХМАО — Югры. Согласно «Тектонической карте центральных районов Западной Сибири» (под редакцией В. И. Шпильмана и других (1998)) рассматриваемый район приурочен к зоне сочленения крупных тектонических

структур — Каймысовского свода и северной части Демьянского мегавала с Юганской мегавпадиной и осложняющими ее более мелкими положительными и отрицательными структурами.

Глубоким бурением этот район изучен неравномерно, скважины вскрывают доюрский разрез, как правило, на незначительную глубину.

Литолого-стратиграфический разрез изучаемой территории представлен доюрским комплексом. В основании залегают палеозойские вулканогенно-осадочные, а также терригенные образования, которые фрагментарно перекрываются пермско-раннетриасовыми отложениями. Они заполняют небольшие грабены, сложенные базальтами, туфами, туфопесчаниками. На размытой поверхности доюрского основания, с угловым несогласием, залегают песчано-глинистые отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла.

В его основании выделяется юрский мегакомплекс, в чьей кровле залегает баженовская свита (верхняя юра, волжский ярус). Юрские отложения перекрываются неокомским комплексом (берриас-нижнеаптский ярус) и апт-альб-сеноманскими осадочными комплексами, в кровлях которых залегают соответственно кошайская пачка алымской свиты (нижний мел, апт) и кузнецовская свита (верхний мел, турон).

Согласно существующему нефтегеологическому районированию (2010) Западной Сибири рассматриваемая территория занимает северную часть Каймысовской НГО — Каймысовский и Демьянский нефтегазоносные районы (НГР).

В пределах ХМАО — Югры в Каймысовском НГР открыто 4 нефтяных месторождения с залежами в верхнеюрском комплексе. В Демьянском НГР продуктивными являются пласты средней и верхней юры, залежи в которых открыты на соседней территории Уватского района.

Залежи углеводородов (УВ) в породах доюрского основания в пределах Юганской мегавпадины пока не выявлены.

Цель работы — анализ результатов изучения кернового материала, корректировка «Геолого-формационной карты доюрского основания Западной Сибири» (2016) и уточнение областей распространения вещественно-возрастных комплексов доюрского основания на рассматриваемой территории.

Материалы и методы исследования

Материалом послужили описания пород и шлифов доюрского комплекса, выполненные авторами статьи и специалистами ИГГ УрО РАН в ходе совместной работы. Привлекались материалы отчетов по пробуренным скважинам, публикации и отчеты сейсморазведочных партий. Изменение границ распространения вещественно-возрастных комплексов опиралось на имеющиеся данные материалов бурения, сейсморазведки, грави- и магниторазведки, описания керна, шлифов. В описании пород использованы термины из описания шлифов, выполненного специали-

стами-петрографами ЦЛ Главтюменьгеологии, литологической лаборатории ИГГ УрО РАН в городе Екатеринбурге.

Разными авторами в разное время составлены карты геологического строения доюрского основания Западной Сибири в целом и отдельных районов.

Так, согласно «Геолого-формационной карте доюрского основания Западной Сибири» (Л. В. Смирнов и др., 2016) доюрские комплексы рассматриваемой территории представлены преимущественно зеленосланцевой формацией нижнего-среднего палеозоя (рис. 1). Вдоль ложбины, разделяющей Каймысовский свод и Демьянский мегавал, предполагается распространение глинисто-сланцевой формации среднепалеозойского возраста. В восточной части территории закартирован крупный Ларломкинский гранитоидный массив, в его восточном обрамлении по интерпретации потенциальных полей предполагаются самые древние отложения — протерозойско-палеозойские.

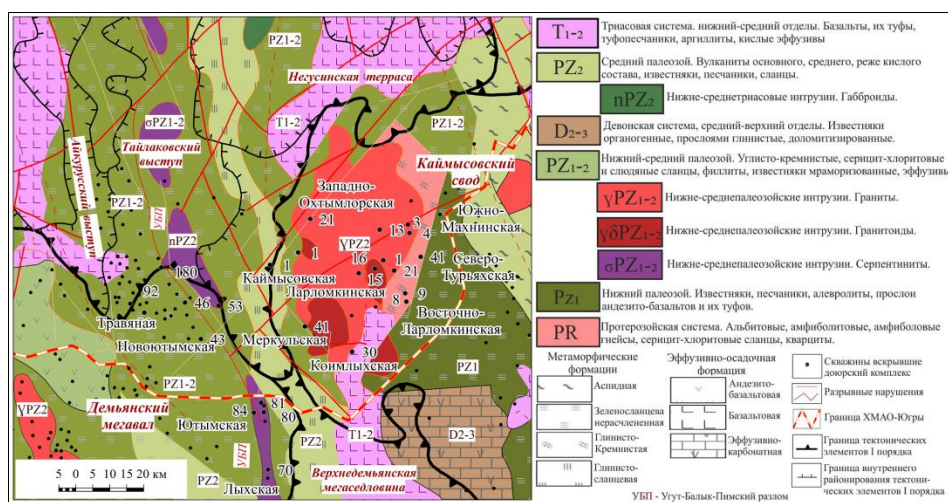


Рис. 1. Фрагмент «Геолого-формационной карты доюрского основания Западно-Сибирской плиты» (2016)

Фундамент осложнен многочисленными тектоническими нарушениями, в основном северо-западного простирания. В центральной части изучаемой территории прослежено южное продолжение Угут-Балык-Пимского разлома (УБП), крупного тектонического нарушения северо-западного направления, подчеркнутого интрузиями ультраосновного состава (см. рис. 1).

В 2014–2015 годах специалистами ИГГ УрО РАН (К. С. Иванов и др.) в ходе работ по федеральной теме составлена своя версия геологической карты. Авторами карты предполагается здесь распространение в основном палеозойских вулканогенно-осадочных отложений, на которые

наложены два пермско-раннетриасовых грабен-рифта. По мнению К. С. Иванова (2015), вулканогенные отложения, ранее выделяемые другими исследователями как триасовые, следует считать верхнепермско-нижнетриасовыми [1].

При изучении вещественного состава доюрского комплекса в соседнем Уватском районе (вблизи южной границы ХМАО — Югры) Д. А. Сидоров с соавторами отмечает, что в доюрском основании наиболее широко распространены эффузивные породы разного состава, преимущественно базальты и андезибазальты и соответствующие им туфы и лавокластиты. В результате анализа имеющихся материалов бурения, сейсморазведки, грави- и магниторазведки для территории Уватского района Д. А. Сидоровым с соавторами составлена Схема распространения структурно-формационных комплексов доюрского основания [3, 4].

Результаты

Был изучен керн доюрских отложений в скважинах 90, 92 Травяной площади (пробуренных в северо-восточной части Демьянского мегавала). Разрез представлен измененными андезибазальтами, зеленовато-серыми, карбонатизированными, хлоритизированными, трещиноватыми (рис. 2).



Рис. 2. Фото керна доюрского комплекса скв. 92 Травяной площади

Скважинами Новоютымской площади вскрыты сланцы, измененные андезибазальты и их туфы, диабазы, кремнисто-слюдистые породы, терригенные отложения (рис. 3). В скв. 43 Новоютымской площади возраст доюрской толщи датируется девонским (В. С. Бочкарёв, 2003) [6, 7].

Восточную часть рассматриваемой территории занимает нераспределенный фонд недр, она значительно меньше изучена глубоким бурением.

Подобные вулканогенные отложения вскрываются в восточном обрамлении Ларломкинского гранитоидного массива, который охарактеризован кернами скважин 1, 13, 15, 16, 21 Ларломкинской площади, скв. 21 Западно-Охтымлорской площади. В скв. 21 Западно-Охтымлорской вскрыты светло-серые, розоватые граниты, слегка выветрелые от средне- до крупно-

зернистых, биотит-роговообманковые. Абсолютный возраст отложений определен U-Pb методом и составляет $307,7 \pm 5$ млн лет [2].



Рис. 3. Фото шлифов доюрских отложений Новоютымской площади

К востоку от гранитоидного массива в скважинах 8, 9 Ларломкинских, 3, 4 Южно-Махнинских, 41 Северо-Туряхской вскрыты измененные вулканогенные и метаморфические породы палеозойского возраста.

В скв. 8 Восточно-Ларломкинской встречен контакт кислых альбитизированных эффузивов (альбитофиров) с глинистыми породами (вероятно глинистыми сланцами). Зона контакта осложнена катаклизмом, в результате чего породы брекчированы, будинированы, деформированы (по описанию шлифов, выполненному З. В. Лашневой) (рис. 4).



Рис. 4. Вещественный состав пород доюрского комплекса скв. 8 Восточно-Ларломкинской площади

В скв. 9 Восточно-Ларломкинской вскрыты палеозойские отложения, о чем свидетельствует наличие в разрезе шальштейновых туфов, долеритов, диабазов, сильно рассланцованных пород, переходящих в сланцы (по описанию шлифов, выполненному Н. Я. Чуклиной, 2002) (рис. 5).



Рис. 5. Вещественный состав пород доюрского комплекса скв. 9 Восточно-Ларломкинской площади

Скв. 4 Южно-Махнинской площади вскрыла габбро-диабазы темно-серые, мелкозернистые с прожилками кальцитового и хлорит-кальцитового состава (рис. 6).



Рис. 6. Вещественный состав пород доюрского комплекса скв. 4 Южно-Махнинской площади

Скв. 3 Южно-Махнинская вскрыла сильно катаклазированные, выветрелые глинистые и глинисто-кремнистые сланцы (рис. 7).

В скв. 41 Северо-Турьяхской площади доюрские отложения сложены спилитами, в нижней части разреза слабобрекчированными, в верхней — раздробленными и переходящими в лавокластит (описание шлифов выполнено Б. В. Топычкановым) (рис. 7). По мнению Б. В. Топычканова, описанные породы аналогичны спилитам верхнего силура — нижнего девона

(S₂-D₁) нижнего и среднего Урала. В этой скважине определен абсолютный возраст базальтов — 345 ± 12 млн лет (К-Аг, гл. 2 779 м, К. С. Иванов, аналитик А. И. Степанов, 2015).



Рис. 7. Фото керна из палеозойских отложений

Скв. 41 Меркульская (расположенная с западной части Ларломкинского массива) вскрыла кору выветривания по эффузивным породам (псевдоконгломерат), ниже по разрезу встречаются туфы темно-серые с зеленоватым оттенком оливкового андезита, хлоритизированные, карбонатизированные и базальты мелкозернистые, темно-серые с зеленым оттенком, предположительно палеозойского возраста (рис. 7)

Скв. 1 Западно-Ларломкинская вскрывает измененные базальты зелено-серого цвета.

Согласно карте 2016 года отложения палеозоя с юга и севера фрагментарно перекрываются отложениями триаса, которые сложены вулканогенно-осадочными породами преимущественно основного состава, лавобрекчиями, туфами и туффитами, в прослоях присутствуют пестроцветные осадочные породы (аргиллиты, алевролиты, брекчии). Отложения триаса слабо изучены бурением, вскрываются скважиной 30 Коимлыкской площади, расположенной южнее Ларломкинского массива. Здесь отложения туринской серии триаса выполняют небольшой грабен северо-восточного простирания. Керна скв. 30 представлен серыми, трещиноватыми андезитами.

В скв. 1 Каймысовской — эффузивы основного состава темно-серые с фиолетовым оттенком, трещиноватые и спилиты, темно-серые с буроватым и зеленоватым оттенком, окремненные, карбонатизированные.

Скв. 53 Восточно-Новоютымская пробурена в контуре ультраосновного тела, выделенного на карте 2016 года вдоль глубинного разлома в результате интерпретации потенциальных полей. Доюрский керн скв. 53 представлен апогартбургитовыми породами темно-серого цвета с зеленым оттенком, серпентинизированными, перематыми, прожилковой текстуры, карбонатизированными (рис. 8). В одном из прослоев порода имеет легкий запах углеводородов и в ультрафиолетовом свете — яркое бело-желтое и желтое свечение.

Скв. 180 Северо-Ютымская вскрыла в нижней части разреза серпентиниты, интенсивно измененные, с фиолетовым оттенком, сверху перекрытые палеозойскими полимиктовыми песчаниками коричневыми и серыми, среднезернистыми, слабо сцементированными.



**Рис. 8. Фото керна доюрского комплекса скв. 53
Восточно-Новоютымской площади**

Южнее изучаемой территории, в скв. 70 Лыхской площади, пробуренной вблизи глубинного разлома, доюрские отложения представлены также серпентинитами апопироксенитовыми, темно-зелеными, трещиноватыми (рис. 9).

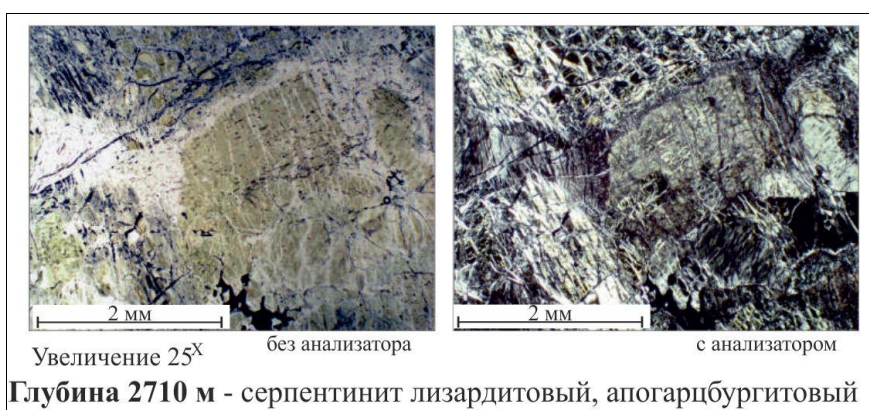


Рис. 9. Фото шлифа скв. 70 Лыхской площади

В скважинах Ютымской площади (скв. 80, 82, 84) керн представлен пироксенитами, апопироксенитовыми серпентинитами.

Анализ материалов сейсмических работ

В пределах изучаемой территории выполнены работы по региональным профилям R1, R2, R104 и ряд площадных сейсморазведочных работ. В отчетах сейсмопартий отмечается, что в интервалах, характеризующих доюрские образования, наблюдаются разнообразные виды волновой картины от хаотической, без какой-либо возможности выделения отражающих границ, до довольно регулярной, с хорошей прослеживаемостью сейсмических отражений, часто с хаотически расположенными переменнo-амплитудными отражениями, сильно дислоцированными под воздействием дизъюнктивных дислокаций [5].

Авторы отчетов отмечают, что характер волновой картины в районе седловины, разделяющей Демьянский мегавал и Каймысовский свод, свидетельствует о наличии в основании осадочного чехла грабенообразной депрессии, заполненной слоистыми образованиями [10]. Глубокими скважинами, пробуренными в данном районе, вскрываются эффузивные поро-

ды основного и среднего состава, предположительно пермско-триасового возраста (скв. 1 Каймысовская).

В пределах Демьянского и Каймысовского сводов расположены Урненский и Ларломкинский гранитоидные массивы, локализованные в окружении преимущественно палеозойских вулканогенных и осадочных пород, а также метаморфических образований. В гравитационном поле они характеризуются отрицательными аномалиями силы тяжести, в магнитном — относительно повышенными его значениями. На временных сейсмических разрезах четко выражено «скачкообразное» изменение конфигурации отражающего горизонта в месте выхода интрузии [9].

Обсуждение

С учетом материалов сейсмических работ, данных потенциальных полей и сведений о составе пород, вскрытых скважинами внутри и вокруг гранитного массива, немного изменили контур Ларломкинского гранитоидного массива. Внутри гранитного массива убрали интрузии габброидов, так как ни одной скважиной они пока не подтвердились.

В карте К. С. Иванова присутствуют неизменные протерозойские отложения в обрамлении гранитоидного массива. Так как авторам не удалось (на момент построения карты) получить надежных возрастных данных по метаморфическим образованиям, они оставили их условным докембрием.

Данные вещественного состава по скважинам и данные возрастных датировок позволяют нам сделать вывод о том, что древние протерозойские отложения в обрамлении массива не подтверждаются бурением (рис. 10).

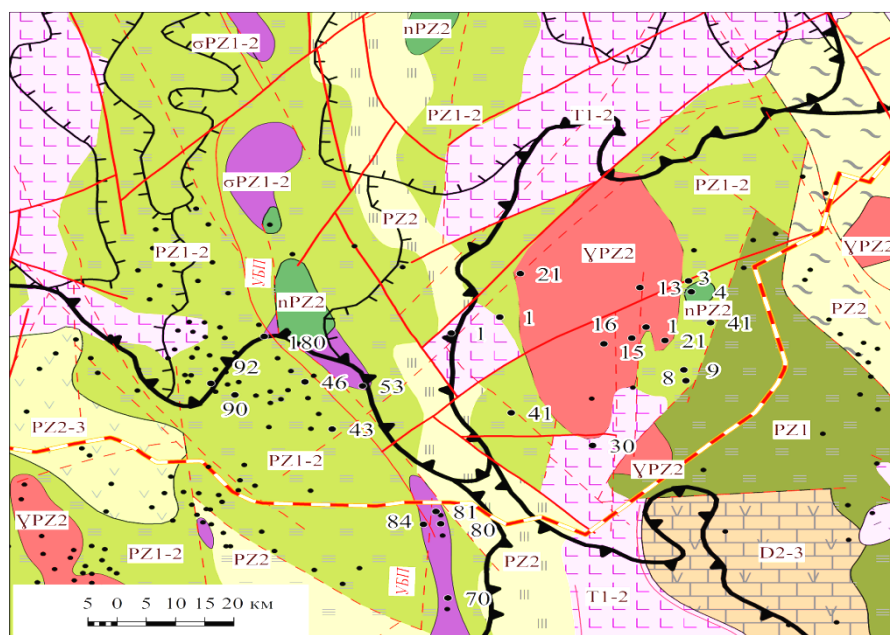


Рис. 10. Фрагмент «Геолого-формационной карты доюрского основания Западно-Сибирской плиты» с дополнениями (условные обозначения смотреть к рис. 1)

При изучении вещественного состава скв. 4 Южно-Махнинской, которая вскрыла мелкозернистый габбро-диабаз уралитизированный, была отрисована палеозойская интрузия вокруг скважины.

Фрагментарно палеозойские комплексы осложняются локальными впадинами, заполненными осадочно-вулканогенными отложениями триаса или пермо-триаса, распространение которых предполагается в отчетных материалах сейсмопартий, работавших на данной территории. Небольшие участки распространения триаса также отрисованы на картах Д. А. Сидорова, К. С. Иванова и вскрываются скв. 1 Каймысовской.

Вещественно-возрастные комплексы, выделенные на карте Д. А. Сидорова (Уватский район), продолжают в северном направлении, на территории ХМАО — Югры, в частности в Юганской мегавпадине, так как подобные отложения вскрываются глубокими скважинами на Травяной, Новоютымской, Тайлаковской площадях [5].

На карте 2016 года по потенциальным полям были выделены интрузивные тела вдоль УБП глубинного разлома. Эти тела прослеживаются на картах Д. А. Сидорова и К. С. Иванова. Контур интрузивных тел был уточнен с учетом полученной информации вещественного состава по скважинам (скв. 180, 181 Северо-Ютымской, 53 Восточно-Новоютымской и др.).

К сожалению, отсутствуют возрастные датировки по представленным скважинам, что позволило бы более уверенно отрисовать границы распространения вещественно-возрастных комплексов.

Перспективы для поиска залежей УВ доюрских отложений в Юганской мегавпадине могут быть связаны с интрузивными породами кислого (гранитоиды), ультраосновного состава палеозойского возраста. Они являются благоприятными для формирования пород коллекторов трещинно-кавернозного типа.

Выявление массивов кислого состава — важный этап при прогнозе нефтегазоносности, так как к ним приурочены области с повышенным тепловым потоком, что является благоприятным фактором для формирования залежей УВ.

Нефтепроявления отмечаются в скважинах Демьянского мегавала: скв. 3 Перестроечная (признаки УВ в керне), 53 Восточно-Новоютымская (в серпентинитах желтое свечение в УФ свете); южнее границы ХМАО-Югры на Урненской (скв. 13 — катаклазированные граниты), Южно-Демьянской (скв. 1 — известняки) площадях. Признаки нефтенасыщения отмечались в пределах Каймысовского свода за пределами ХМАО-Югры в скв. 1 Дальней и скв. 91 Катильгинской, в коре выветривания углисто-кремнистых сланцев. Южнее рассматриваемой территории, в Нюрольском НГР, на Фестивальном месторождении промышленная залежь нефти приурочена к пласту М (кора выветривания). Доюрский разрез сложен серпентинизированными ультраосновными породами.

Описание возможных перспектив нефтегазоносности приводится в наших работах [6–8].

Выводы

На основе работ, выполненных ранее анализа работ сейсмопартий, новых данных о вещественном составе пород, вскрытых скважинами на рассматриваемой территории, уточнена схема вещественного состава доюрских отложений рассматриваемой территории: изменился контур Ларломкинского гранитоидного массива и ультрабазитов; отмечен предполагаемый контур триасовой впадины; вещественно-возрастные комплексы, выделенные на карте Д. А. Сидорова, имеют продолжение в южных частях Юганской мегавпадины.

Список источников

1. Иванов, К. С. Тектоника и глубинное строение Юганско-Колтогорской зоны фундамента Западно-Сибирской платформы / К. С. Иванов, Н. П. Костров, А. Е. Степанов. – DOI 10.24930/1681-9004-2019-19-1-162-175. – Текст : непосредственный // Литосфера. – 2019. – Т. 19(1). – С. 162–175.
2. Новые данные о возрасте фундамента центральных районов Западно-Сибирской геосинеклизы U-Pb методом исследования цирконов на SHRIMP II некоторые вопросы геодинамики / В. С. Бочкарев, А. М. Брехунцов, К. Г. Лукомская [и др.]. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2011. – № 3(82). – С. 6–19.
3. Сидоров, Д. А. Геологическое строение доюрского основания восточной части Уватского района / Д. А. Сидоров. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО — Югры : материалы XVII научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2014. – Т. 1. – С. 204–208.
4. Стратификация доюрских образований восточной части Уватского района Тюменской области на основе комплекса биостратиграфических, литолого-петрографических и сейсмических данных / Д. А. Сидоров, Т. Б. Волченкова, Я. А. Вевель, А. В. Журавлев. – DOI 10.20403/2078-0575-2017-2-58-68. – Текст : непосредственный // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2017. – № 2(30). – С. 58–68.
5. Геолого-формационная модель доюрского основания ХМАО — Югры / Л. В. Смирнов, А. И. Недоспасов, В. С. Сурков [и др.]. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО — Югры : материалы XX научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2017. – Том 1. – С. 78–87.
6. Тугарева, А. В. Распространение терригенно-вулканогенных отложений (андезито-базальтовой формации) в пределах юганской мегавпадины и дымьянского мегавала / А. В. Тугарева, М. Л. Мороз. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО — Югры : материалы XXII научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2019. – Т. 2. – С. 248–259.
7. Чернова, Г. А. Вещественный состав и нефтегазоносность доюрских отложений Юганской мегавпадины / Г. А. Чернова, А. В. Тугарева, Н. И. Добрынина. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО — Югры : материалы XX научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2017. – Т. 2. – С. 122–138.

8. Чернова, Г. А. Особенности вещественного состава терригенно-вулканогенных отложений в пределах Юганской мегавпадины / Г. А. Чернова, А. В. Тугарева. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО — Югры : материалы XXII научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2019. – Т. 2. – С. 207–216.

9. Аксенов, Д. В. Отчет по теме: «сейсморазведочные работы 2д на лицензионных участках ООО «НАФТА-ЮГАНСК» (юганский 24, 25, 26, 28, 29, 32) / Д. В. Аксенов, В. П. Игошкин, Д. А. Сидоров. – ООО НППГМ «ГЕОСЕЙС». – Тюмень, 2009. – 256 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Ivanov, K. S., Kostrov, N. P., & Stepanov, A. E. (2019). Tectonics and deep structure of the Yugansk-Koltogorsky zone of the West Siberian Platform foundation. *Lithosphere*, 19(1), pp.162-175. (In Russian). DOI 10.24930/1681-9004-2019-19-1-162-175.

2. Bochkarev, V. S., Brekhuntsov, A. M., Lukomskaya, K. G., Sobolev, N. N., Shokalsky, S. P., Sergeev, S. A., & Presnyakov, S. L. (2011). Novye dannye o vozraste fundamenta central'nyh rajonov Zapadno-Sibirskoj geosineklizy U-Pb metodu issledovaniya cirkonov na SHRIMP II nekotorye voprosy geodinamiki. *Gornye vedomosti*, 3(82), pp. 6-19. (In Russian).

3. Sidorov, D. A. (2014). The geological structure of the pre-Jurassic foundation of the eastern part of the Uvatsky district. *Puti realizacii neftegazovogo i rudnogo potentsiala HMAO — Yugry : materialy XVII nauchno-prakticheskoy konferencii. Hanty-Mansijsk*, (1), pp. 204-208. (In Russian).

4. Sidorov, D. A., Volchenkova, T. B., Vevel, Ya. A., & Zhuravlev, A. V. (2017). Stratifying of the Pre-jurassic formations in the western Uvatsky district of the Tyumen region based on a set of biostratigraphic, lithopetrographic, and seismic data. *Geology and mineral resources of Siberia*, (2(30)), pp. 58-68. (In Russian).

5. Smirnov L. V., Nedospasov A. I., Surkov V. S., Fateev A. V., Tugareva A. V., ... & Yakovleva N. P. (2017). Geologo-formatcionnaya model' doyruskogo osnovaniya HMAO — Yugry/ Puti realizacii neftegazovogo i rudnogo potentsiala HMAO — Yugry : materialy XX nauchno-prakticheskoy konferencii. *Hanty-Mansijsk*, (1), pp. 78-87. (In Russian).

6. Tugareva, A. V., Moroz, M. L. (2019) Distribution of terrigenous-volcanogenic deposits (andesite-basalt formation) within the Yugan megawall and Demyansk megawall. *Puti realizacii neftegazovogo i rudnogo potentsiala HMAO — Yugry : materialy XXII nauchno-prakticheskoy konferencii. Hanty-Mansijsk*, (2), pp. 248-259. (In Russian).

7. Chernova, G. A., Tugareva, A. V., & Dobrynina, N. I. (2017). The material composition and oil and gas content of the Pre-Jurassic deposits of the Yugan megawall. *Puti realizacii neftegazovogo i rudnogo potentsiala HMAO — Yugry: materialy XX nauchno-prakticheskoy konferencii. Hanty-Mansijsk*, (2), pp. 122-138. (In Russian).

8. Chernova, G. A., & Tugareva, A. V. Features of the material composition of terrigenous-volcanogenic deposits within the Yugan megawall. *Puti realizacii neftegazovogo i rudnogo potentsiala HMAO — Yugry: materialy XXII nauchno-prakticheskoy konferencii. Hanty-Mansijsk*, (2), pp. 207-216. (In Russian).

9. Aksenov, D. V., Igoshkin, V. P., Sidorov, D. A. (2009). Report on the topic: "2d seismic exploration at the licensed sites of NAFTA-YUGANSK LLC (Yugansky 24, 25, 26, 28, 29, 32) / NPPGM GEOSACE LLC. Tyumen, 256 p. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Мороз Мария Леонидовна,
старший научный сотрудник
лаборатории геологии доюрских отло-
жений, Научно-аналитический центр
рационального недропользования
им. В. И. Шпилмана», г. Тюмень,
morozml@crru.ru

Mariya L. Moroz, Senior Research
Associate of Laboratory Geology Base-
ment Rocks. V. I. Shpilman Research and
Analytical Centre for the Rational Use of
the Subsoil, Tyumen

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

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

Статья поступила в редакцию 21.10.2024; одобрена после рецензирования 18.11.2024; принята к публикации 02.12.2024.

The article was submitted 21.10.2024; approved after reviewing 18.11.2024; accepted for publication 02.12.2024.

**Опыт разработки нефтяных оторочек Новопортовского месторождения
с применением обратной закачки попутного нефтяного газа**

А. В. Войводян¹, О. В. Фоминых², И. В. Коваленко^{2*}, В. Г. Крамар³

¹ООО «Газпромнефть-Ямал»

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

³Уфимский государственный нефтяной технический университет

*Kovalenko.IV@gazprom-neft.ru

Аннотация. Разработка месторождений с нефтяными оторочками — это сложная инженерная задача, в которой необходимо учитывать множество факторов. Одним из основных вызовов при разработке нефтяных оторочек является поиск технологий заканчивания скважин и поддержания пластового давления, позволяющих обеспечить полноту выработки запасов.

Бурение многозабойных скважин на нефтяных оторочках способствует ограничению роста газового фактора на ранних этапах эксплуатации. При этом архитектура многозабойной скважины может оказывать существенное влияние на эффективность разработки и выступает предметом доизучения.

Закачка воды в пласт как технология поддержания пластового давления хорошо изучена и широко применима, в то время как обратная закачка газа в газовую шапку нефтяной оторочки — перспективная технология с эффектом, требующим дополнительного подтверждения расчетами и практическими результатами.

В работе рассмотрен опыт строительства скважин сложного заканчивания и обратной закачки попутного нефтяного газа на Новопортовском месторождении. Описан подход к определению стратегии разработки актива, представлены результаты закачки попутного нефтяного газа, целью которой было как поддержание пластового давления, так и снятие рисков невыполнения норматива по рациональному использованию попутного нефтяного газа на уровне 95 %.

Для цитирования: Опыт разработки нефтяных оторочек Новопортовского месторождения с применением обратной закачки попутного нефтяного газа / А. В. Войводян, О. В. Фоминых, И. В. Коваленко, В. Г. Крамар. — DOI 10.31660/0445-0108-2025-3-57-65 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 3. — С. 57–65. — EDN: LHYYRE

**Experience in developing oil rims at the Novoportovskoye field
through the reinjection of associated petroleum gas**

**Artem V. Voivodeanu¹, Oleg V. Fominykh², Igor V. Kovalenko^{2*},
Vitaly G. Kramar³**

¹Gazpromneft-Yamal LLC,

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

³Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

*Kovalenko.IV@gazprom-neft.ru

Abstract. Developing oil rims presents a complex engineering challenge that requires careful consideration of various factors. One of the primary difficulties in oil rim development is selecting appropriate well completion methods and reservoir pressure maintenance technologies to ensure effective production of reserves.

Drilling multilateral wells in oil rims can help limit the rising gas factor at early operating steps. However, multilateral well architecture can significantly affect development efficiency and remains an area of further studies.

While water injection into the reservoir for maintaining reservoir pressure is a well-established and widely used technology, gas re-injection into the gas cap of an oil rim is a promising approach with effect requiring further validation through estimates and practical results.

This paper discusses the experience of constructing complex injection wells and implementing the gas re-injection of associated petroleum gas at the Novoportovskoye field. The authors describe the approach to the definition of strategy aimed at asset development. Also, the authors present results from the injection of associated petroleum gas, which aimed to maintain reservoir pressure and removal of risks of failure to meet the 95% standard for rational utilization of associated petroleum gas.

Ключевые слова: обратная закачка ПНГ, нефтяная оторочка, поддержание пластового давления, компенсация отборов закачкой, многозабойные скважины

For citation: Voivodeanu, A. V. Fominykh, O. V. Kovalenko, I. V. Kramar, V. G. (2025). Experience in developing oil rims at the Novoportovskoye field through the reinjection of associated petroleum gas. Oil and Gas Studies, (3), pp. 57-65. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-3-57-65

Введение

В настоящее время вопрос об эффективных подходах к разработке нефтяных оторочек набирает актуальность, так как по мере выработки нефтяных пластов увеличивается степень вовлечения в добычу контактных запасов.

При разработке пластов с нефтяными оторочками крайне важно контролировать процесс разработки и выработки запасов, иметь понимание текущего взаимодействия фаз для уверенности в достижении проектного коэффициента извлечения нефти. Опыт эксплуатации таких активов как с точки зрения инженерных подходов, так и со стороны строительства инфраструктуры и реализованных технических решений способствует росту эффективности разработки.

ПАО «Газпром нефть» имеет опыт разработки нефтяных оторочек на Новопортковском, Западно-Мессояхском, Восточно-Мессояхском, Тазовском, Чаяндинском, Ромашкинском месторождениях [1].

С учетом накопленного опыта основными решениями в части разработки нефтяных оторочек в «Газпром нефти» служат:

- бурение длинных горизонтальных скважин, многозабойных и многоствольных скважин;
- работа скважин на начальном этапе на режиме фонтанирования (для легких нефтей) с переводом на электро-центробежный насос (ЭЦН) с ростом обводненности или переводом на добычу газа при росте газового фактора;
- обратная закачка газа в газовую шапку нефтяных оторочек с целью поддержания пластового давления;

- организация поддержания пластового давления (ППД) на воду для оторочек тяжелой нефти;
- организация ППД сухим газом для оторочек легкой нефти;
- организация смешивающегося вытеснения нефти жирным газом.

В работе отображены результаты применения обратной закачки попутного нефтяного газа (ПНГ) на примере Новопортовского месторождения.

Объект и методы исследований

При вводе Новопортовского месторождения в разработку была выполнена оценка оптимальной стратегии разработки актива, предусматривающая порядок выработки углеводорода (УВ) из пластов, представленных нефтяной оторочкой с массивной газовой шапкой. При подходе, предложенном в работе [2], где учитываются отношение порового объема газа к поровому объему нефти (м-фактор) и толщина нефтяной оторочки, для Новопортовского месторождения приоритетна первоочередная добыча нефти. На рисунке 1 представлено расположение пластов Новопортовского месторождения на матрице выбора стратегии разработки нефтегазовых пластов.

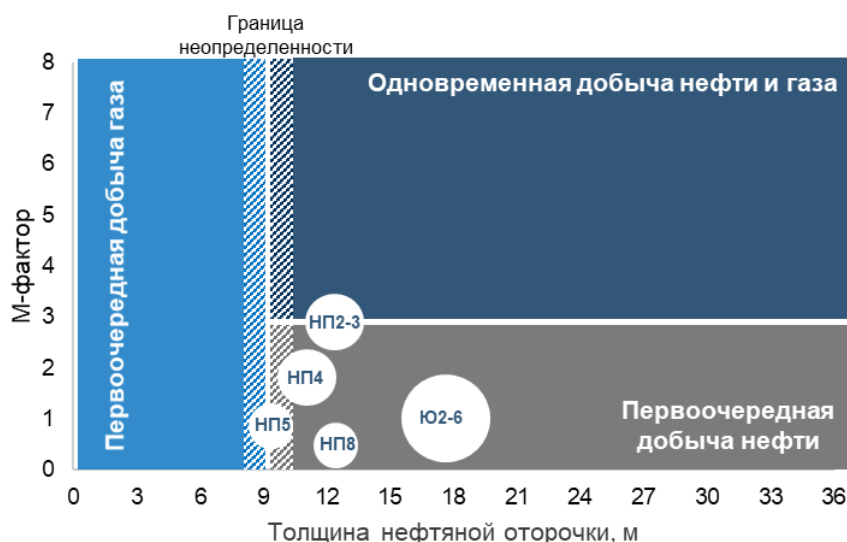


Рис. 1. Матрица выбора стратегии разработки

С учетом матрицы выбора стратегии разработки на нефтяных оторочках Новопортовского месторождения приоритетна добыча нефти. Для снижения риска преждевременного прорыва газа газовой шапки на месторождении обширно применяется строительство многозабойных скважин с постоянным улучшением технологии и постепенным снижением ее базовой стоимости.

По результатам фактической эксплуатации многозабойных и горизонтальных скважин с МГРП отмечается, что многозабойные скважины

(МЗС) имеют значительно менее агрессивную динамику роста газового фактора в подгазовой зоне, чем горизонтальные скважины. За три года эксплуатации добыча нефти МЗС на один метр нефтенасыщенного коллектора в среднем составляет 2,9 тыс. т, а накопленная добыча газа на один метр газонасыщенного коллектора — 3 млн м³. При этом по горизонтальному фонду скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП) эти же параметры составляют 1,7 тыс. т, 10 млн м³ соответственно (рис. 2).

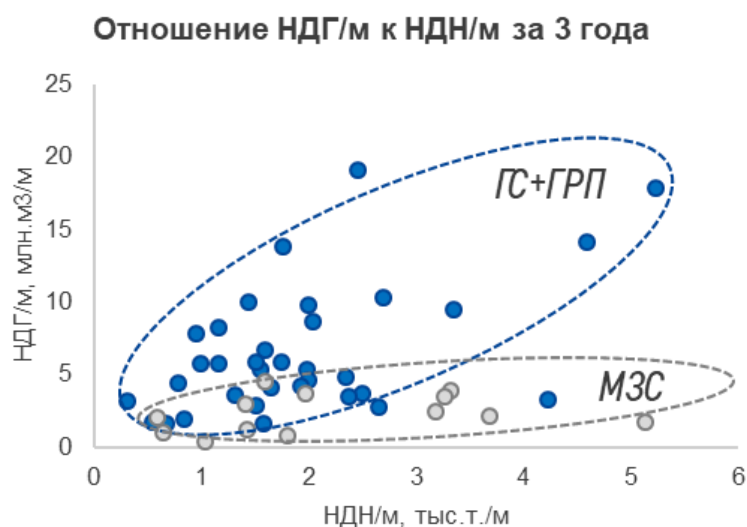


Рис. 2. Сопоставление типов закачивания скважин по накопленной добыче нефти и газа за три года эксплуатации

Ограничение добычи попутного нефтяного газа за счет строительства многозабойных скважин играет важную роль в пролонгации эффекта поддержания пластового давления от расширения газовой шапки. Тем не менее, на определенном этапе разработки вопрос организации закачки для поддержания пластового давления становится неотложным.

Закачка газа на Новопортовском месторождении с целью поддержания пластового давления ведется с 2017 года. Поскольку добыча нефти из нефтяных оторочек сопровождается большими объемами добычи прорывного газа из газовой шапки (ГШ) (ПНГ) через нефтяные скважины, а на начальных этапах разработки на основных разрабатываемых объектах (НП2-3, НП4, НП5, Ю2-6) отсутствует система ППД путем закачки воды, ПНГ был необходим в качестве агента для ППД.

Эффективность обратной закачки газа в ГШ определяется двумя факторами. Во-первых, работа газонагнетательных скважин приводит к уменьшению ширины конусов газа, образуемых при добыче нефти из нефтяных оторочек. При этом снижается объем нефти, добываемой

до прорыва газа, и в целом ухудшаются показатели накопленной добычи по нефтяным скважинам. Степень этого влияния зависит от расстояния между нефтяными и газонагнетательными скважинами: чем больше расстояние, тем слабее влияние. Во-вторых, возвращение добываемого газа в ГШ должно поддерживать пластовое давление, однако дебиты нефтяных скважин зависят от пластового давления в зоне отбора, а закачка газа производится в ГШ, и требуется определенное время на увеличение давления в зоне отбора нефти. Временная задержка на влияние закачки газа прямо пропорциональна квадрату расстояния между газонагнетательными и нефтяными скважинами и обратно пропорциональна пьезопроводности пласта.

Результаты

Обратная закачка газа сопряжена со строительством специальной инфраструктуры, в связи с чем для условий Новопортовского месторождения разработана методика комплексной оценки параметров объектов разработки для первоочередной закачки газа [3]. Методика позволяет комплексно оценить геологические параметры пласта, их изученность, геолого-физические свойства, после чего по сумме набранных баллов определяются наиболее приоритетные пласты для закачки газа.

Таковыми пластами на Новопортовском месторождении являются НП2-3, НП4, Ю2-6. Наибольший объем газа закачан в пласт НП4 (таблица).

Основные параметры добычи и обратной закачки газа ГШ

Объект разработки	Доля НГЗ газа ГШ, д. ед.	Фонд в закачке газа, шт.	Текущий КИГ газа ГШ, д. ед	Доля обр. закачки газа от НГЗ, д. ед	Отношение закачки газа в ГШ к добыче, д. ед
НП ₂₋₃	0,29	3	0,50	0,05	0,08
НП ₄	0,26	12	0,21	0,61	0,75
НП ₅	0,06	1	0,27	0,16	0,37
Ю ₂₋₆	0,38	1	0,45	0,00	0,01
В целом	1,0	17			

Пласт НП4 характеризуется наибольшей компенсацией отборов закачкой газа (ПНГ). С начала разработки месторождения в пласт закачано 30 млрд м³. Всего под закачкой находилось 12 скважин. Удельная закачка газа составляет 2,5 млрд м³/скв. Карта накопленных отборов и конфигурация ГШ пласта НП4 представлена на рисунке 3.

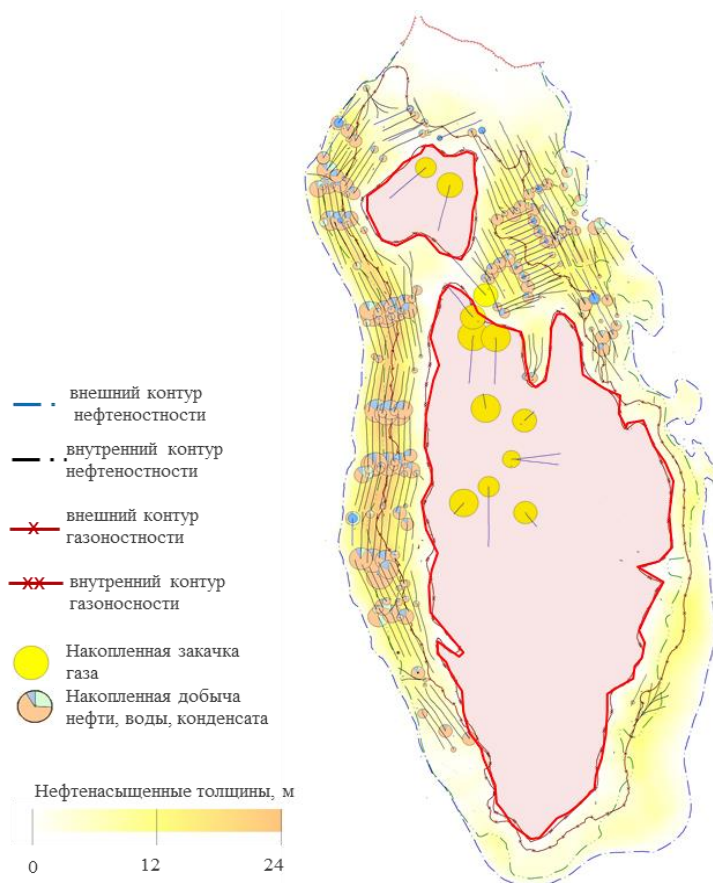


Рис. 3. Карта нефтенасыщенных толщин и накопленных отборов пласта НП4

Обратная закачка газа в ГШ пласта НП4 позволила обеспечить стабилизацию пластового давления как в зоне отбора, так и по залежи в целом (рис. 4).

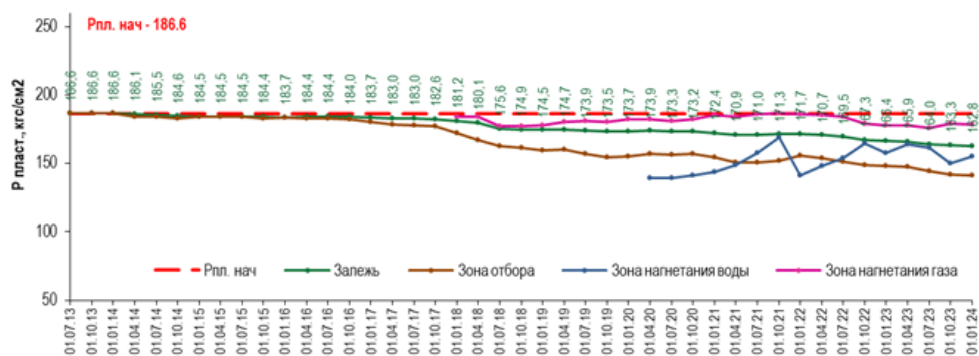


Рис. 4. Динамика пластового давления по объекту НП4

Кроме того, что обратная закачка газа на Новопортовском месторождении положительно влияет на энергетическое состояние залежи. Она позволяет выполнить постановление правительства Российской Федерации, устанавливающее требование к нефтекомпаниям об утилизации 95 % добываемого попутного нефтяного газа. В концепции разработки Новопортовского месторождения заложена дальнейшая закачка ПНГ в ГШ нефтяных оторочек. По результатам расчета на гидродинамической модели (ГДМ) прогнозная оценка обратной закачки газа позволяет обеспечить накопленную добычу пласта НП4 на 166 тыс. т на 1 млрд м³ закачанного газа.

При организации обратной закачки ПНГ необходимо определить оптимальный баланс между периодом закачки и началом монетизации газа, поскольку со временем эффективность поддержания пластового давления данным способом снижается ввиду прорывов газа и расформирования оторочки. Согласно расчетам на проекте «Новый Порт» [4] оптимальный период обратной закачки газа составляет пять лет.

При необходимости организации ППД на нефтяных оторочках путем обратной закачки ПНГ следует учитывать множество параметров, влияющих на эффективность закачки ПНГ [5, 6]:

- тип нефтяной оторочки;
- наличие гидравлического разрыва пласта (ГРП) на добываемом фонде;
- М-Фактор (отношение порового объема газа на поровый объем нефти);
- анизотропия проницаемости;
- толщина нефтяной оторочки.

К выбору объекта для обратной закачки газа и стратегии формирования системы ППД следует подходить индивидуально в каждом конкретном случае, так как при некоторых условиях обратная закачка может оказывать негативный эффект (опережающий прорыв закачиваемого газа, конусообразование). Оценку эффекта следует выполнять на гидродинамической модели (ГДМ), в том числе с применением вероятной оценки.

Выводы

В работе описан опыт обратной закачки ПНГ в газовую шапку нефтяных оторочек Новопортовского месторождения. Показан положительный эффект на энергетическое состояние пласта НП4.

По результатам выполненной на ГДМ оценки дальнейшая закачка ПНГ в пласт НП4 целесообразна и позволяет получить дополнительную добычу нефти и обеспечить прирост итогового КИН на 0,04 д. ед.

При разработке нефтяных оторочек интегрированный подход к разработке заключается в следующем:

- необходимость определения оптимальной стратегии добычи УВ (сначала нефть, после газ; нефть вместе с газом; только газ);
- проведение оценки оптимального способа заканчивания (длина ГС, ГС с МГРП, МЗС) для каждого участка нефтяной оторочки;
- в качестве дополнительного способа повышения нефтеотдачи необходимо рассмотреть возможность организации ППД как на воду, так и на газ с оценкой оптимального времени процесса газ-сайклинга, а также возможность организации смешивающего вытеснения;
- все оптимизационные расчеты рекомендуется проводить с учетом решений как подземной, так и наземной инфраструктуры с использованием инструмента интегрированного моделирования.

Список источников

1. Пархоменко, Д. В. Оценка эффективности разработки краевых нефтяных оторочек на режиме истощения / Д. В. Пархоменко, Г. А. Схабицкий, Р. Т. Апасов. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-3-72-82. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 3(153). – С. 72–82.
2. Olamigoke, O. First-pass screening of reservoirs with large gas caps for oil rim development / O. Olamigoke, A. Peacock. – Text : direct // SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. – SPE, 2009. – P. SPE-128603-MS.
3. Обоснование объекта для обратной закачки попутного нефтяного газа на примере месторождения группы компаний «Газпром нефть» / А. В. Войводяну, В. В. Иликбаев, В. И. Вирт, А. С. Виноградов. – DOI 10.51890/2587-7399-2024-9-3-129-134. – Текст : непосредственный // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2024. – Т. 9, № 3(33). – С. 129–134.
4. Интегрированный подход к разработке нефтяных оторочек Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения / Д. А. Сугаипов, Д. Ю. Баженов, С. С. Девятьяров [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 12. – С. 60–63.
5. Gas injection technique to develop rim oil, Mereenie Field / M. Kabir, P. McKenzie, C. Connell, T. O'Sullivan. – Text : direct // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – SPE, 1998. – P. SPE-50050-MS.
6. Olamigoke, O. First-Pass Screening of Reservoirs with Large Gas Caps for Oil Rim Development / O. Olamigoke, A. Peacock. – DOI /10.2118/128603-MS. – Text : direct // SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Abuja, Nigeria. – SPE, 2009. – P. SPE-128603-MS.

References

1. Parkhomenko, D. V., Skhabitskiy, G. A., & Apasov, R. T. (2022). Evaluating the efficiency of the development of boundary oil rims in the depletion drive. Oil and gas studies, 3(153), pp. 72-82. (In Russian). DOI 10.31660/0445-0108-2022-3-72-82.
2. Olamigoke, O., & Peacock, A. (2009). First-pass screening of reservoirs with large gas caps for oil rim development. In SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition (pp. SPE-128603). SPE. (In English).

3. Voivodianu, A. V., Ilikbaev, V. V., Virt, V. I., & Vinogradov, A. S. (2024). Determination of optimal oil reservoir for associated petroleum gas injection on the example of a field of the Gazprom нефt company group. PRONEFT. Professionals about oil, 9(3(33)), pp. 129-134. (In Russian). DOI: 10.51890/2587-7399-2024-9-3-129-134
4. Sugaipov, D. A., Bazhenov, D. Yu., Devyatyarov, S. S., Ushmaev, O. S., Perevozkin, I. V., & Fedorov, M. V. (2016). Integrated approach to oil rim development in terms of Novoportovskoye field. Oil industry, (12), pp. 60-63. (In Russian).
5. Kabir, M., McKenzie, P., Connell, C., & O'Sullivan, T. (1998). Gas injection technique to develop rim oil, Mereenie Field, Australia. In SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition (pp. SPE-50050). SPE. (In English).
6. Olamigoke, O., & Peacock, A. (2009). First-pass screening of reservoirs with large gas caps for oil rim development. In SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition (pp. SPE-128603). SPE. (In English).

Информация об авторах / Information about the authors

Войводяну Артем Васильевич,
Генеральный директор, ООО «Газ-
промнефть-Ямал»

Artem V.Voivodyanu, General
Manager, Gazpromneft-Yamal LLC

Фоминых Олег Валентинович,
доктор технических наук, доцент, Тю-
менский индустриальный университет,
г. Тюмень

Oleg V. Fominykh, Doctor of En-
gineering, Associate Professor, Industrial
University of Tyumen

Коваленко Игорь Викторович,
кандидат технических наук, доцент,
Тюменский индустриальный универси-
тет, г. Тюмень

Igor V. Kovalenko, Candidate of
Engineering, Associate Professor, Indus-
trial University of Tyumen, Kovalen-
ko.IV@gazprom-neft.ru

Крамар Виталий Геннадиевич,
главный инженер проекта, Уфимский
государственный нефтяной техниче-
ский университет, г. Уфа

Vitaly G. Kramar, Chief Engineer
of the Project, Ufa State Petroleum Tech-
nological University

Статья поступила в редакцию 17.01.2025; одобрена после рецензирования 28.01.2025; принята к публикации 11.02.2025.

The article was submitted 17.01.2025; approved after reviewing 28.01.2025; accepted for publication 11.02.2025.

Лабораторно-стендовые и промысловые исследования волновой и струйной кольматации проницаемой породы

О. Р. Ганиев¹, А. П. Аверьянов¹, С. Р. Ганиев¹, Ю. С. Кузнецов¹,
Р. Ю. Кузнецов¹, В. А. Мнацаканов², В. Н. Федоров¹, Н. А. Шамов^{1*},
И. И. Султанова¹, Д. Р. Султанов¹

¹Институт машиноведения им. А. А. Благонравова РАН, Москва, Россия

²ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Санкт-Петербург

*shamov.na@meil.ru

Аннотация. Кольматация проницаемой породы известна в природе и промышленной деятельности, в частности в строительстве и эксплуатации скважин. В процессе бурения возникает естественная кольматация твердыми частицами бурового раствора и разбуренной горной породы с образованием непрочного проницаемого внутриворонного слоя и рыхлой фильтрационной корки на стенке скважины, которые осложняют последующий спуск и снижают качество цементирования обсадных колонн. Кроме того, не предотвращаются межпластовые перетоки, поглощения буровых и тампонажных растворов, загрязнения пластов фильтратом и твердой фазой на значительное удаление от скважины. Все это приводит к увеличению материальных и финансовых затрат, сроков заканчивания, освоения и ввода в эксплуатацию скважин. Практика строительства скважин показала, что наиболее несложными и эффективными приемами преодоления перечисленных выше проблем служат некоторые виды принудительной кольматации в процессе бурения стволов скважин. Наиболее широкое распространение в нефтегазовой отрасли получили следующие два способа кольматации: гидродинамический струйный и волновой кавитационно-вихревой, созданный на основе достижений теории и практики нелинейной волновой механики многофазных сред.

Цель лабораторно-стендовых и промысловых исследований — установить, какой из указанных выше способов кольматации имеет преимущество перед другим, и на этом основании разработать более эффективные виды техники и технологии кольматации для применения в строительстве скважин.

В ходе наблюдений получены математические модели, описывающие влияние основных исследуемых факторов на результаты волнового и струйного способов репрессивной принудительной кольматации. Установлено положительное влияние на улучшение характеристик глинистых растворов. Отмечается, что растворы приобретают более высокую устойчивость к седиментации их твердой фазы вследствие ее попутного диспергирования. Проведены многочисленные промысловые испытания технологии и техники волнового и струйного способов кольматации, которые подтвердили указанные выше результаты и ожидания. Более эффективный способ кольматации — волновой.

Ключевые слова: волновая кавитационно-вихревая и гидродинамическая струйная, виды кольматации, способы обработки многофазного бурового раствора, давление начала фильтрации через слой кольматации в породе, объемная концентрация и седиментация твердой фазы, интенсивность расходуемой энергии, степень кольматации

Для цитирования: Лабораторно-стендовые и промысловые исследования волновой и струйной кольматации проницаемой породы / О. Р. Ганиев, А. П. Аверьянов, С. Р. Ганиев [и др.]. — DOI 10.31660/0445-0108-2025-3-66-81 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 3. — С. 66–81. — EDN: LOYYUI

Laboratory, bench and field studies wave and jet colmatation of permeable rock

Oleg R. Ganiev¹, Aleksey P. Aver'yanov¹, Stanislav R. Ganiev¹,
Juriy S. Kuznetsov¹, Roman Ju. Kuznetsov¹, Vadim A. Mnacakanov²,
Vyacheslav N. Fedorov¹, Nikolay A. Shamov¹, Irina I. Sultanova¹,
Danir R. Sultanov¹

¹Mechanical Engineering Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

²Gazprom, Sankt-Peterburg

*shamov.na@mail.ru

Abstract. Colmatation is a well-known phenomenon in both natural and industrial processes, particularly in the construction and operation of wells. During drilling, natural colmatation occurs when solid particles from the drilling fluid and cuttings create a weakly permeable internal pore layer and a loose filter cake on the wellbore wall. These formations complicate subsequent casing operations and reduce the quality of cementing. Moreover, they do not prevent interlayer flows, leading to losses of drilling and cementing fluids, as well as contamination of the reservoir with filtrate and solid particles, sometimes extending considerable distances from the well. Consequently, the costs, timeframes, and complexity of well completion, development, and commissioning can increase significantly. Well-construction experience has demonstrated that certain types of forced colmatation during drilling can effectively address these issues. Two methods have emerged as the most widely utilized in the oil and gas industry:

Hydrodynamic jet colmatation

Wave-induced cavitation-vortex colmatation, which is based on advancements in nonlinear wave mechanics of multiphase media.

The primary goal of this laboratory and field research is to determine which of these two colmatation methods is more effective. This comparison will facilitate the development of more efficient techniques and technologies for well construction. This paper presents mathematical models that have been developed based on laboratory bench-scale experiments. These models describe the effects of key parameters on the wave- and jet-induced forced commutation in permeable rock.

The study revealed a positive effect of these treatments on the properties of clay-based drilling fluids. In particular, the fluids demonstrated enhanced resistance to sedimentation of the solid phase, due to simultaneous dispersion during treatment. Extensive field trials of wave and jet colmatation technologies were also conducted, which confirmed the laboratory results and validated initial expectations. Among the two methods, wave-induced colmatation proved to be more effective.

Keywords: wave cavitation-vortex and hydrodynamic jet, types of colmatation, multiphase drilling fluid treatment methods, filtration onset pressure through the colmatation layer in the rock, volume concentration and sedimentation of the solid phase, intensity of energy consumption, degree of colmatation

For citation: Ganiev, O. R., Aver'yanov, A. P., Ganiev, S. R., Kuznetsov, Ju. S., Kuznetsov, R. Ju. Mnasakanov, V. A. ... & Sultanov, D. R. (2025). Laboratory, bench and field studies wave and jet colmatation of permeable rock. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 66-81. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-3-66-81

Введение

Многие виды кольматации при бурении скважин предупреждают нефтегазовые проявления, поглощения буровых и цементных растворов, улучшают их реологические характеристики, способствуют повышению качества цементирования скважин. Наиболее широкое распространение в нефтегазовой отрасли получили два вида принудительной кольматации. К ним относятся волновая кавитационно-вихревая, созданная на основе достижений теории и практики нелинейной волновой механики многофазных сред [1–3], и гидродинамическая струйная [4]. Следует отметить существенную роль нелинейных волновых явлений в технологии приготовления достаточно качественных и доступных буровых растворов [1–3, 5] за счет использования продуктов разбуривания глинистых пропластков и их диспергирования непосредственно в скважинах.

Цель лабораторно-стендовых и промысловых исследований — установить, какой из указанных выше способов кольматации имеет преимущества перед другим, и на основании результатов исследований и промысловых испытаний разработать более эффективные виды техники и технологии кольматации для применения в строительстве скважин.

Исследуемые параметры, показатели, характеристики

Объемная концентрация твердой фазы кольматационного раствора

$$C_k = \frac{V_g}{V_w + V_g} \times 100\%,$$

где V_g — объем твердой фазы раствора; V_w — объем дисперсионной фазы.

Интенсивность расходуемой на кольматацию энергии

$$I = \frac{\Delta P_n Q}{S_k},$$

где ΔP_n — равные перепады давления на волновом излучателе и гидродинамической насадке; Q — равные расходы растворов через них; S_k — эффективная площадь пятна контакта с проницаемой породой, она существенно больше у вихревого потока от излучателя из-за его конструктивных особенностей, чем у струи из гидромониторной насадки.

V_f — объем фильтрата кольматационного раствора, выделившийся через образец породы за время проведения его кольматации.

Степень эффективности кольматации исследуемого образца проницаемой песчаной породы

$$\Psi_k = \frac{k_0 - k_k}{k_0} \times 100\%,$$

где k_0 , k_k — соответственно исходная и конечная проницаемости после кольматации породы, которые определялись по известной методике.

Показатель седиментации растворов (седиментационной устойчивости)

$$S_c = \frac{V_0 - V_p}{V_0} \times 100\%,$$

где V_0 — общий объем налитого в мерный сосуд раствора; V_p — объем раствора ниже уровня расслаивания.

Проведение исследований на экспериментальном стенде

В качестве кольматационной среды использовались растворы куганакской глины различной плотности с низкими гидрофильными свойствами, но близкие к природным глинам разбурываемых пропластков скважин.

Наблюдения подтвердили, что растворы куганакской глины после 6-часовой волновой кавитационно-вихревой обработки (ВКВО) имеют более высокую устойчивость к седиментации твердой фазы бурового раствора, чем после применения гидродинамической струи (ГДСО) (рис. 1, табл. 1).

Процессы седиментации твердой фазы растворов после ВКВО существенно замедлились по сравнению с ГДСО, а показатели седиментации значительно снизились, что свидетельствует о более высокой седиментационной устойчивости. При этом раствор плотностью $1\,130\text{ кг/м}^3$ после кавитационно-вихревого диспергирования твердой фазы принял вид пастообразной массы, которая не изменяла своего состояния в течение более чем месяца отстаивания в резервуаре, но обладала высокой текучестью и относительно низкой вязкостью. В глинистых растворах в процессе проведения экспериментальных исследований никакие структурно-стабилизирующие химреагенты не применялись. Этим преднамеренно ухудшались начальные коагулирующие свойства исследуемых растворов, но подчеркивалось значительное влияние на них процесса ВКВО.

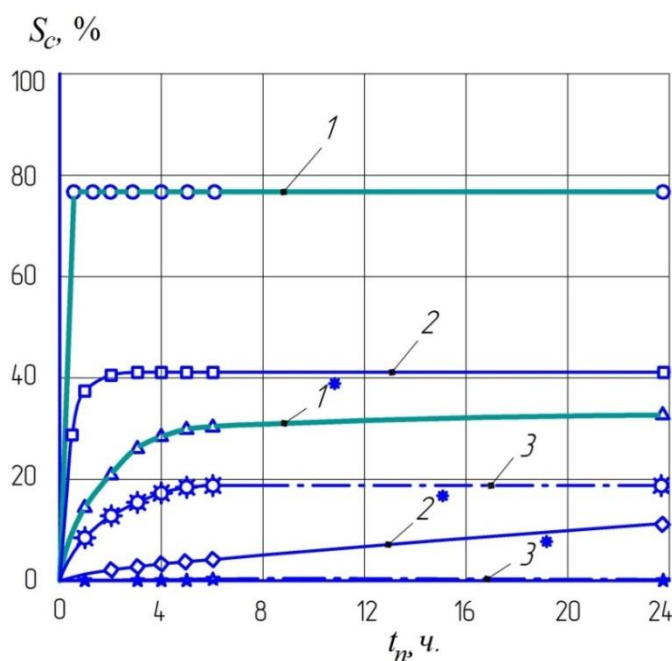


Рис. 1. Кинетика седиментации частиц твердой фазы растворов:

- 1 — плотностью $1\,020\text{ кг/м}^3$ после ГДСО;
- 1* — плотностью $1\,020\text{ кг/м}^3$ после ВКВО;
- 2 — плотностью $1\,070\text{ кг/м}^3$ после ГДСО;
- 2* — плотностью $1\,070\text{ кг/м}^3$ после ВКВО;
- 3 — плотностью $1\,130\text{ кг/м}^3$ после ГДСО;
- 3* — плотностью $1\,130\text{ кг/м}^3$ после ВКВО

Таблица 1

Изменение седиментационной устойчивости глинистых растворов

Плотность раствора, кг/м ³	После ВКВО		После ГДСО	
	Длительность седиментации, час.	Показатель седиментации, %	Длительность седиментации, час.	Показатель седиментации, %
1 020	6	33,0	0,5	77
1 070	24	11,0	3,0	42
1 130	480	0,2	6,0	19

Результаты исследований подвергнутого волновой обработке и гидромеханическому перемешиванию раствора глины плотностью 1 070 кг/м³ приведены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты измерений частиц твердой фазы раствора

Выходной параметр	Вид обработки раствора	Диаметр частиц твердой фазы, мкм							
		≤ 2	2–4	4–6	6–12	12–33	33–40	40–50	50–70
Доля частиц твердой фазы, %	ГДСО	4	4	32	16	3	1	2	38
	ВКВО	4	4	42	18	5	13	6	8

После ВКВО доля частиц в растворе размерами 4–12 мкм составляла 60 %, 50–70 мкм — 8 % от общего числа частиц. В то время как после ГДСО она составляла соответственно 48 и 38 %.

Также проводились исследования с целью установления факта образования в образцах проницаемой породы слоя кольматации при отсутствии перепада давления, то есть репрессии на них. Степень кольматации при ВКВО была иногда довольно заметной (от 22 до 99 %), то есть частицы кольматанта перемещались в поровых каналах породы и образовывали в них кольматационные пробки. Такое перемещение частиц можно объяснить нелинейными волновыми процессами.

При описании такого первого выходного параметра, как степень кольматации при ВКВО, была выбрана следующая математическая модель с 82 %-ной долей объясненной вариации (коэффициент корреляции 0,90):

$$\Psi_k = 49,1 + 10,33C_k + 9,78I + 62,88\Delta P_n - 45,43k_0 - 1,2C_k^2 - 1,07I^2 - 30,21\Delta P_n^2 + 25,42k_0^2.$$

Степень кольматации при ГДСО была описана с 70 %-ной долей объясненной вариации (коэффициент корреляции 0,84) следующей моделью:

$$\Psi_k = 60,9 + 5,19C_k + 0,134I + 35,8\Delta P_n - 6k_0 - 0,5C_k^2 - 0,0004I^2 - 14,2\Delta P_n^2.$$

Второй выходной параметр, объем выделившегося в процессе кольматации фильтрата при ВКВО, описывался моделью с 88 %-ной долей вариации (коэффициент корреляции 0,93):

$$V_f = -21 - 0,71C_k + 8,2I + 54\Delta P_n + k_0 - 0,069I^2 - 33,2\Delta P_n^2 + 4,6k_0^2.$$

Объем выделившегося фильтрата при ГДСО определился с 92 %-ной долей вариации (коэффициент корреляции 0,96) и описывался моделью:

$$V_f = -3,68 - 0,52C_k + 0,097I + 57,3\Delta P_n - 0,0003I^2 - 35,9\Delta P_n^2 + 1,42k_0^2.$$

Третий выходной параметр — давление начала фильтрации через закольматированный образец породы при ВКВО — выступает важным оценочным фактором прочности слоя кольматации к гидродинамическим нагрузкам. Этот параметр был описан зависимостью с 82 %-ной долей вариации (коэффициент корреляции 0,90):

$$P_p = 3,97 + 0,13C_k - 0,89I + 1,98\Delta P_n - 4,93k_0 - 0,017C_k^2 + 0,068I^2 - 0,91\Delta P_n^2 + 3,66k_0^2.$$

Давление начала фильтрации через закольматированный образец породы при ГДСО описывается с 69 %-ной долей вариации (коэффициент корреляции 0,83):

$$P_p = 0,49 + 0,14C_k + 84 \times 10^{-5}I + 0,44\Delta P_n - 0,75k_0 - 0,019C_k^2 - 46 \times 10^{-7}I^2 - 0,17\Delta P_n^2 + 0,31k_0^2.$$

На рисунках 2–5 представлены графики некоторых зависимостей величины давления начала фильтрации от статического перепада давления на образце породы, объемной концентрации кольматанта, его исходной проницаемости, интенсивности расходуемой энергии.

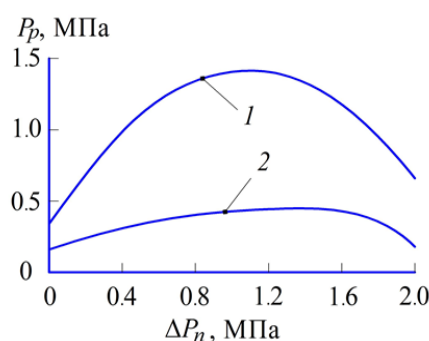


Рис. 2. Влияние перепада давления на образце породы на величину давления начала фильтрации: 1 — $P_p = 0,34 + 1,98\Delta P_n - 0,91\Delta P_n^2$ после волновой кольматации; 2 — $P_p = 0,16 + 0,44\Delta P_n - 0,17\Delta P_n^2$ после струйной

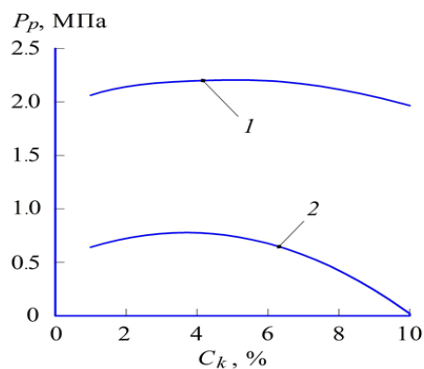


Рис. 3. Влияние объемной концентрации колюматанта на величину давления начала фильтрации: 1 – $P_p = 1,95 + 0,13C_k - 0,017C_k^2$ после волновой колюматации; 2 – $P_p = 0,52 + 0,14C_k - 0,019C_k^2$ после струйной

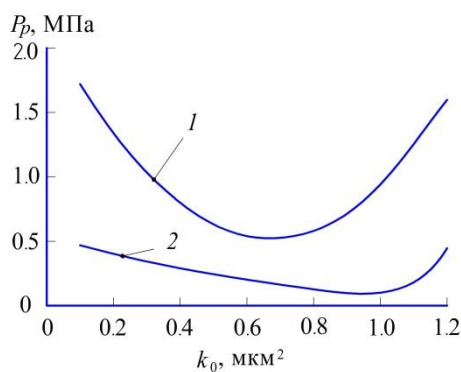


Рис. 4. Влияние исходной проницаемости породы на величину давления начала фильтрации: 1 – $P_p = 2,18 - 4,93k_0 + 3,66k_0^2$ после волновой колюматации; 2 – $P_p = 0,54 - 0,75k_0 + 0,31k_0^2$ после струйной

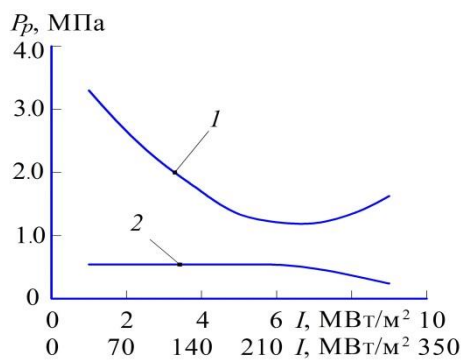


Рис. 5. Влияние интенсивности энергии на величину давления начала фильтрации: 1 – $P_p = 4,11 - 0,89I + 0,068I^2$ после волновой колюматации; 2 – $P_p = 0,53 + 0,84 \times 10^{-3}I - 0,46 \times 10^{-5}I^2$ после струйной

Они получены при фиксированных значениях таких факторов, как $C_k = 7,8 \%$, $k_0 = 0,2 \text{ мкм}^2$, $\Delta P_n = 0,8 \text{ МПа}$, $I = 8 \text{ МВт/м}^2$ при волновой кольматации; $C_k = 7,8 \%$, $k_0 = 0,2 \text{ мкм}^2$, $\Delta P_n = 0,8 \text{ МПа}$, $I = 280 \text{ МВт/м}^2$ при струйной кольматации (при равной энергии).

Использование попутной волновой кольматации в процессах бурения скважин

На рисунке 6 представлена схема функционирования наддолотного устройства для ВКВО и кольматации проницаемой породы скважины, далее оно обозначено как волновой кольмататор типа УОК [6].

В его корпусе 1 установлен радиально-ориентированный к стенке 2 ствола скважины волновой кавитационно-вихревой патрубок 3, в котором выполнена двухсторонняя вихревая камера 4 с одним или более входными тангенциальными каналами 5. При этом наиболее эффективное расстояние h между обоими торцами вихревого патрубка и стенкой скважины, а также диаметр d вихревой камеры определяются исходя из следующих соотношений:

$$h = (0,9 - 1,1)\sqrt{S}; \quad d = (2,6 - 3,3)\sqrt{S};$$

где S — суммарная площадь проходных сечений всех тангенциальных каналов.

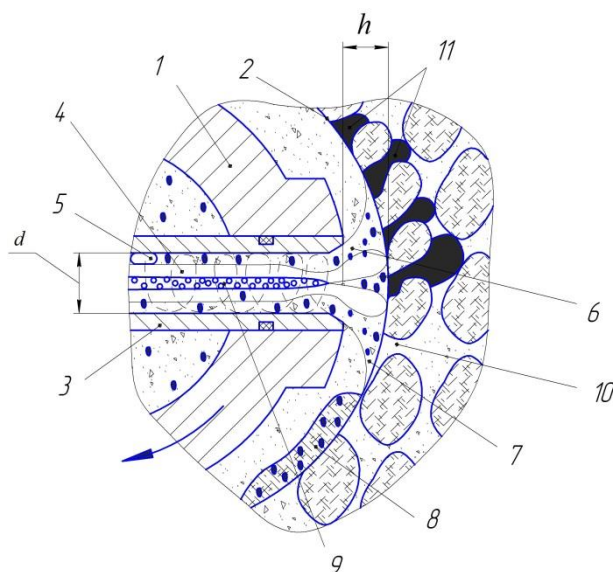


Рис. 6. Схема работы волнового кольмататора

Вращающиеся в вихревой камере потоки кольматационного раствора преобразуются в веерообразные конические течения 6, затем превращающиеся в касательно направленные к стенке ствола потоки 7, способствующие

шие очистке зоны кольматации от фильтрационной корки 8. В вихревом потоке приосевой зоны разряжения 9 вихревого патрубка возникают и схлопываются парогазовые каверны, дробящие и активирующие частицы твердой фазы, образуя седиментационно устойчивый буровой раствор. На очищенной от корки поверхности ствола в волновом поле поровые каналы и трещины 10 закупориваются активированной дисперсной фазой бурового раствора.

Процесс кольматации происходит при репрессии на пласт и многоцикловом воздействии кольмататора на породу стенки скважины при его вращательно-поступательном перемещении. Таким образом, создается практически непроницаемый устойчивый слой кольматации 11.

Применение технологии ВКВО в процессе приготовления буровых растворов в лабораторно-стендовых и скважинных условиях

Результаты исследований [7–9] влияния ВКВО растворов куганакской глины на экспериментальном стенде на их параметры без добавления химреагентов приведены в таблице 3, где СНС — статическое напряжение сдвига. Вследствие улучшения реологических свойств у трех видов растворов наблюдалось снижение в 1,5–2,5 раза темпа гидроабразивного износа стального кавитационно-вихревого патрубка, что было вызвано постепенным измельчением твердой фазы во всем объеме кольматационного промывочного раствора, часть которого проистекала через тангенциальные каналы вихревой камеры, направленной на образец, имитирующий проницаемую горную породу.

Таблица 3

Результаты ВКВО растворов из порошка куганакской глины на стенде

Плотность раствора, кг/м ³	Замедление седиментации твердой фазы	Увеличение эффективной вязкости	Повышение СНС _{1/10} , дПа	Снижение фильтратоотдачи	Снижение доли крупных частиц
1020	в 39 раз	в 7 раз	от 0 до 1/1	в 1,7 раза	в 3 раза
1070	в 15 раз	в 3,6 раза	от 0 до 12/15	в 10 раз	в 5 раз
1130	в 80 раз	в 2,9 раза	от 0 до 50/54	в 10 раз	в 5 раз

В 1998 году в Чернушинском филиале ЗАО «Лукойл-Бурение-Пермь» куста № 8 Маскудынской площади при бурении стволов скважин происходили существенные поглощения промывочной. По этой причине в циркуляционной системе не успевал нарабатываться сколько-нибудь седиментационно-устойчивый раствор попутной природной глины. В таблице 4 приведены результаты наблюдений за попутным с кольматацией процессом ВКВО буровых растворов при использовании волновых кольмататоров типа УОК-295.3 и

УОК-215.9 в качестве диспергаторов наработанной в процессе разбуривания природной глины даже без добавок соответствующих стабилизаторов.

Таблица 4

Результаты наблюдений за попутным с кольматацией процессом ВКВО буровых растворов природной глины из шлама пропластков скважины

Скважина	Тип устройства для ВКВО	Плотность раствора, кг/м ³		Условная вязкость, с		Фильтрато-отдача, см ³ /30	
		в начале	в конце	в начале	в конце	в начале	в конце
№ 467	УОК-295.3	1020	1080	15	16	12	8,0
	УОК-215.9	1030	1130	15	16	12	6,0
№ 471	УОК-295.3	1140	1160	16	18	12	9,0
№ 491	УОК-295.3	1030	1140	15	16	12	6,0

На скважине № 2-М Михайловского участка Курганской области в ОАО «Красноленинскнефтегазгеология» в 2008 году с применением кольмататора УОК-295.3 прорабатывался пробуренный роторной компоновкой ствол под техническую колонну с замером параметров раствора, полученного наработкой природной глины (табл. 5).

Таблица 5

Результаты наблюдений за попутным с кольматацией процессом ВКВО глинистого шлама

Период замеров	Плотность раствора, кг/м ³	Условная вязкость, с	Фильтрато-отдача, см ³ /30	СНС _{1/10} , дПа	Толщина корки фильтрационной, мм
В начале процесса	1150	38	8	18/33	0,5
В середине процесса	1180	49	6	21/42	0,5
В конце бурения	1220	53	5	21/42	0,5

Наблюдаемые в начале бурения осложнения в виде обвалов, сужений, каверн и даже прихватов инструмента прекратились по мере увеличения глинистой фазы. Использование волнового кольмататора типа УОК-295,3 дало возможность устранить возникновение подобных осложнений при бурении других скважин.

Экспериментальные исследования и промысловые наблюдения показали, что в результате кавитационно-волнового приготовления буровых растворов происходило замедление седиментации и снижение абразивности твердой фазы. Это приводило к увеличению вязкости и статического напряжения сдвига (СНС), снижению фильтратоотдачи раствора.

Испытания технологии и техники ВКВО при бурении в промышленных условиях осуществлялись при расходах от 0,005 до 0,006 м³/с и перепаде давления на устройстве от 3 до 4 МПа.

В ПО «Нижневартовскнефтегаз» в 1987 году и ТОО «Бургылау» (Казахстан) в 2005 году в результате использования волновой кольматации заметно повысилось качество цементирования обсадных колонн вследствие снижения недоподъема тампонажного раствора в заколонном пространстве скважин (табл. 6).

Использование кольматации заметно снизило или предупредило возникновение нефтегазопроявлений (табл. 7) при проведении спускоподъемных операций (СПО).

Также применение волновой кольматации позволило более эффективно предотвратить поглощения бурового раствора (табл. 8).

Таблица 6

Результаты влияния кольматации стволов скважин на высоту подъема цементного раствора

Скважина	Месторождение, предприятие	Технология вскрытия пласта	Недоподъем цементного раствора до устья, м
№ 35117	Самотлорское, ПО «Нижневартовск-Нефтегаз»	С волновой кольматацией	25
№ 12495			85
№ 35131		Контрольные, без кольматации	555
№ 12891			580
№ 371	Узеньское, ТОО «Бургылау»	С волновой кольматацией	0 (полный подъем)
№ 7760			32
Контрольные		Без кольматации	до 400

Таблица 7

Результаты влияния кольматации на устранение или снижение нефтегазовых проявлений

Скважины с кольматацией, месторождение или площадь	Тип кольмататора, дата работы	Нефтегазовые проявления	
		С кольматацией	На скважинах без кольматации
№№ 35117, 12495, Самотлорское	Волновой, 1987	Газовый фактор: 1,3 % при бурении, 3,5 % при СПО	Газовый фактор: 5,6 % при бурении, 17,6 % при СПО
№№ 6062, 6183, Варьеганское	Волновой, 1991	Газопроявления не наблюдались	Небольшие газопроявления
№№ 467, 471, 491, Маскудынская	Волновой, 1997	Нефтепроявления не наблюдались	Нефтепроявления
№ 101, «Находкинское»	Волновой, 2005	Простои до 15–20 мин.	Простои скважины до 3 суток
№ 131, Татышлинская	Волновой, 2010	Проявления не наблюдались	Проявления нефти и сероводорода

Результаты влияния кольматации на поглощения растворов

Скважина с кольматацией, месторождение или площадь	Тип кольмататора, дата работы	Поглощение бурового раствора	
		С кольматацией	На скважинах без кольматации
№№ 35117, 12495 Самотлорское	Волновой, 1987	Не наблюдались	До 10 м ³ /час
8081, 1К Самотлорское	Волновой, 1991	Не наблюдались	До 15 м ³ за СПО
№№ 50446, 6062, 5417, 6183 Варьеганское	Волновой, 1991	Не наблюдались	До 15 м ³ за СПО
№ 4559 «Варьеганское»	Волновой, 1991	Не наблюдались	С потерей циркуляции
№№ 467, 471, 491 Маскудьянская	Волновой, 1997	Не наблюдались	С потерей циркуляции
№ 131 Татышлинская	Волновой, 2010	Прекратились	До 6 м ³ /ч

Кроме того, с помощью волновой кольматации в процессе бурения удалось прекратить или упредить возникновение обвалов породы, сужений и каверн, прихватов инструмента на перечисленных ниже объектах:

- №№ 35117, 12495, 35131, 12891 месторождения Самотлорское;
- №№ 467, 468, 471, 491 площади Маскудьянская; № 2-М Михайловского участка Курганской области;
- № 1 площади Геленджикская Краснодарского края;
- № 131 площади Татышлинская республики Башкортостан.

Сравнительные скважинные испытания технологии и техники волновой и струйной кольматации

В 1991 году на скважине № 6118 куста № 98 месторождения Варьеганское из-за интенсивного поглощения бурового раствора и интервале 1 300–1 550 м были вынуждены перейти с турбинного способа бурения на роторный с облегченным раствором, содержащим наполнитель (древесный опил), но поглощения полностью не прекратились.

При бурении следующей скважины № 4559 того же куста также под эксплуатационную колонну в компоновке с турбобуром ЗТСШ-195 был применен волновой кольмататор УОК-215.9. Без осложнений скважина была пробурена на глубину 2 236 м с заданными ограничениями скорости спуска инструмента 0,5 м/с после вскрытия интервала поглощения. Но ночная смена буровой бригады нарушила требования регламента по спуску, произведя его с недопустимой скоростью 2,5–3,0 м/с, даже без проработки с кольматацией интервала поглощения. Вследствие частичного разрушения породы ствола со

слоем кольматации в глинопесчанике из-за интенсивного скобления инструментом и значительного по величине «поршневого» эффекта во время промежуточной промывки произошла потеря циркуляции раствора в скважине.

При использовании струйного кольмататора с двумя гидродинамическими мониторами, в котором две сходящиеся струи бурового раствора направлены под углом вверх к друг другу, в процессе бурения следующей скважины того же куста даже в условиях снижения плотности раствора и скорости спуска инструмента до 0,5 м/с, на глубине 1 400 м произошли потеря циркуляции раствора и его поглощение.

Выводы и рекомендации

1. Из приведенных выше данных наблюдений, полученных при кольматации образцов искусственного песчаника, затем созданных на их основе зависимостей и математических моделей после обработки экспериментальных данных, а также результатов сравнительных скважинных испытаний следует, что кавитационно-волновой способ кольматации показал себя существенно эффективнее гидродинамического струйного.

2. Даже при отсутствии репрессии на образцах породы вследствие нелинейных волновых процессов происходит перемещение частиц глины растворов в поровые каналы породы и образование в них более-менее прочных пробок кольматанта.

3. Установлено, что использование в технологиях приготовления буровых растворов и проведение кавитационно-волнового диспергирования твердой фазы при разбурировании глинистых пропластков повышает седиментационную устойчивость растворов, улучшает их антифрикционные свойства, создает в 3–4 раза более прочный к колебаниям давления в скважине слой кольматации в проницаемых горных породах.

4. Применение техники и технологии волновой обработки промывочной жидкости и кольматации при бурении скважин позволило повысить качество последующего цементирования обсадных колонн, устранить нефтегазопроявления, увеличить суточный дебит скважин предупредить возникновение поглощений растворов, обвалов горных пород, прихватов бурового инструмента и обсадных колонн, и в целом снизить затраты на бурение скважин.

Список источников

1. Ганиев, Р. Ф. Нелинейная волновая механика и технология. Волновые и колебательные явления в основе высоких технологий / Р. Ф. Ганиев, Л. Е. Украинский. – Изд. 2-е, дополн. – Москва : Институт компьютерных исследований; Научно-издательский центр «Регулярная и хаотическая динамика». – 2011. – 780 с. – Текст : непосредственный.

2. Ганиев, Р. Ф. Волновые машины и технологии (Введение в волновую технологию) / Р. Ф. Ганиев. – Москва : Регулярная и хаотическая динамика, 2008. – 192 с. – Текст : непосредственный.

3. Wave technology in mechanical engineering: industrial applications of wave and oscillation phenomena / R. F. Ganiev, S. R. Ganiev, V. P. Kasilov, A. P. Pustovgar. – John Wiley & Sons, 2015. – 156 p. – Text : direct.
4. Мавлютов, М. Р. Управляемая кольматация призабойной зоны пластов при бурении и заканчивании скважин / М. Р. Мавлютов, Ю. С. Кузнецов, В. Н. Поляков. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 6. – С. 7–10.
5. Маслов, В. В. Исследование кавитационной технологии приготовления буровых технологических жидкостей / В. В. Маслов, Е. А. Коновалов, Р. В. Плаксин. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2006. – № 6. – С. 38–42.
6. Патент № 2313655 Российская Федерация, МПК E21B 37/02, E21B 33/13. Устройство для очистки и кольматации ствола скважины (варианты) : № 2006116200/03 : заявл. 2006.05.12 : опубл. 2007.12.27 / Шамов Н. А.; патентообладатель : Шамов Николай Александрович. – 17 с. – Текст : непосредственный.
7. Украинский, Л. Е. Исследования процессов репрессивно-волновой кольматации образцов искусственной породы / Л. Е. Украинский, И. Г. Устенко, Н. А. Шамов. – DOI 10.31857/S0235711923010121. – Текст : непосредственный // Проблемы машиностроения и надежности машин». – 2023. – № 1. – С. 3–15.
8. Ukrainskiy, L. E. Studies of Repression-Wave Colmatation of Artificial Rock Samples / L. E. Ukrainskiy, I. G. Ustenko, N. A. Shamov. – Text : direct // Journal of Machinery Manufacture and Reliability. – 2023. – Vol. 52, Issue 1. – P. 1–10.
9. Шамов, Н. А. Экспериментальные исследования процессов волновой кольматации проницаемой породы / Н. А. Шамов. – Текст : непосредственный // Проблемы машиностроения и автоматизации. – 2014. – № 2. – С. 34–39.

References

1. Ganiev, R. F., & Ukrainskiy, L. E. (2011). Non-Linear Wave Mechanics and Technologies. Moscow. Institut komp'yuternykh issledovanyu Publ., 780 p. (In Russian).
2. Ganiev, R. F. (2008). Volnovye mashyny i tekhnology (Introduction to Wave Technology). Moscow. Reguliarnaya i khaotichnaya dinamika Publ., 192 p. (In Russian).
3. Ganiev, R. F., Ganiev, S. R., Kasilov, V. P., & Pustovgar, A. P. (2015). Wave technology in mechanical engineering: industrial applications of wave and oscillation phenomena. John Wiley & Sons, 156 p. (In English).
4. Mavlyutov, M. R., Kuznetsov, Yu. S., & Polyakov, V. N. (1984). Upravlyemaya kol'matatsiya prizaboynoy zony plastov pri bureny i zakanchivany skvazhin. Oil industry, (6), pp. 7-10. (In Russian).
5. Maslov, V. V., Kononov, E. A., & Plaksin, R. V. (2006). Issledovanie kavitatsionnoy tekhnology prigotovleniya burovyykh technologyicheskikh zhidkostey. Construction of oil and gas wells on land and sea, (6), pp. 38-42. (In Russian).
6. Shamov, N. A. Ustroystvo dlya ochistki i kol'matatsii stvola skvazhiny (varianty). Pat. RF 2313655. No 2006116200/03. Applied: 2006.05.12. Published: 2007.12.27, 17 p. (In Russian).
7. Ukrainskiy, L. E., Ustenko, I. G., & Shamov, N. A. (2023). Issledovaniya processov repressionno-volnovoy kol'matatsii obrascov iskusstvennoy породы.

Probemy mashinostroeniya i nadezhnosti mashin, (1), pp. 3–15. (In Russian). DOI: 10.31857/S0235711923010121

8. Ukrainskiy, L. E., Ustenko, I. G., & Shamov, N. A. (2023). Studies of Repression-Wave Colmatation of Artificial Rock Samples. Journal of Machinery Manufacture and Reliability, 52 (1). Pp. 1–10. (In English).

9. Shamov, N. A. (2014). Experimental research of permeable rock wave colmatation. Probemy mashinostroeniya i avtomatisatsii, (2), pp. 34-39. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Ганиев Олег Ривнерович, доктор технических наук, член-корр. РАН, директор Научного центра НВМТ, Институт машиноведения им. А. А. Благонравова РАН, Москва

Аверьянов Алексей Петрович, доктор технических наук, главный научный сотрудник, лаборатория технологии бурения и освоения скважин Научного центра НВМТ, Институт машиноведения им. А. А. Благонравова РАН, Москва

Ганиев Станислав Ривнерович, кандидат технических наук, ведущий научный сотрудник, лаборатория технологии бурения и освоения скважин Научного центра НВМТ, Институт машиноведения им. А.А. Благонравова РАН, Москва

Кузнецов Юрий Степанович, доктор технических наук, заведующий лабораторией технологии бурения и освоения скважин Научного центра НВМТ, Институт машиноведения им. А.А. Благонравова РАН, Москва

Кузнецов Роман Юрьевич, доктор технических наук, ведущий научный сотрудник, лаборатория технологии бурения и освоения скважин Научного центра НВМТ, Институт машиноведения им. А. А. Благонравова РАН, Москва

Мнацаканов Вадим Александрович, доктор технических наук, начальник ЦТСиРС ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Санкт-Петербург

Oleg R. Ganiev, Doctor of Engineering, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Director of NWMTC of RAS, Mechanical Engineering Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow

Aleksey P. Aver'yanov, Doctor of Engineering, Chef Researcher, Laboratory of Technologies of Drilling and Development of NWMTC of RAS, Mechanical Engineering Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow

Stanislav R. Ganiev, Candidate of Engineering, Leading Researcher, Laboratory of Drilling and Well Development Technology of NWMTC of RAS, Mechanical Engineering Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow

Juriy S. Kuznetsov, Doctor of Engineering, Head of the Laboratory of Technologies Of Drilling And Development Of Wells of NWMTC of RAS, Mechanical Engineering Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow

Roman Ju. Kuznetsov, Doctor of Engineering, Id. Researcher, Laboratory of Technologies of Drilling And Development of NWMTC of RAS, Mechanical Engineering Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow

Vadim A. Mnacakanov, Doctor of Engineering, Head of The CCSiRS ООО "Gazprom", Sankt-Peterburg

Федоров Вячеслав Николаевич, доктор технических наук, гл. научный сотрудник, лаборатория технологии бурения и освоения скважин Научного центра НВМТ, Институт машиноведения им. А. А. Благонравова РАН, Москва

Шамов Николай Александрович, доктор технических наук, гл. научный сотрудник, лаборатория колебаний и волновых процессов Научного центра НВМТ, Институт машиноведения им. А. А. Благонравова РАН, shamov.na@mail.ru, Москва

Султанова Ирина Игоревна, кандидат технических наук, младший научный сотрудник, лаборатория технологии бурения и освоения скважин Научного центра НВМТ, Институт машиноведения им. А. А. Благонравова РАН, Москва

Султанов Данир Ризифович, кандидат технических наук, ст. научный сотрудник, лаборатория технологии бурения и освоения скважин Научного центра НВМТ, Институт машиноведения им. А. А. Благонравова РАН, Москва

Vyacheslav N. Fedorov, Doctor of Engineering, Researcher, Laboratory of Technologies of Drilling And Development of Wells of NWMTC of RAS, Mechanical Engineering Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow

Nikolay A. Shamov, Doctor of Engineering, Researcher, Laboratory of Oscillations and Wave Processes of NWMTC of RAS, Mechanical Engineering Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow

Irina I. Sultanova, Candidate of Engineering, Junior Researcher, Laboratory of Technologies of Drilling and Development of NWMTC of RAS, Mechanical Engineering Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow

Danir R. Sultanov, Candidate of Engineering, Laboratory of Technologies of Drilling and Development of Wells of NWMTC of RAS, Mechanical Engineering Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow

Статья поступила в редакцию 24.03.2025; одобрена после рецензирования 16.04.2025; принята к публикации 21.04.2025.

The article was submitted 24.03.2025; approved after reviewing 16.04.2025; accepted for publication 21.04.2025.

УДК 665.61.03

DOI: 10.31660/0445-0108-2025-3-82-93

EDN: THFMRB

Исследования растворимости газа в пластовых водах различных горизонтов

А. А. Гибадуллин, И. Е. Белошапка, Е. В. Леванова*

*Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В. Д. Шашина,
Альметьевск, Россия*

**LevanovaEvgeniyaV@tatnipi.ru*

Аннотация. В статье представлен анализ влияния газа на свойства пластовой воды различных горизонтов нефтяных месторождений Республики Татарстан. Исследования проводились как на исходной пробе пластовой воды, так и подготовленной пробе воды с использованием газа-агента. В качестве методов исследования применялись PVT-исследования. Для анализа использовались глубинные пробы пластового флюида, отобранные из водоносных горизонтов А¹ девонской системы и горизонта В каменноугольной системы.

В результате экспериментов для исследуемых объектов было установлено, что газ-агент обладает достаточно высокой растворимостью в пластовой воде, которая будет расти с увеличением пластового давления до определенных пределов. Кроме того, был подтвержден тот факт, что растворимость газа-агента в пластовой воде будет зависеть в том числе от ее минерализации.

Ключевые слова: пластовая вода, исходная проба, рекомбинированная проба, давление насыщения воды газом, газосодержание, объемный коэффициент, плотность, вязкость

Для цитирования: Гибадуллин, А. А. Исследования растворимости газа в пластовых водах различных горизонтов / А. А. Гибадуллин, И. Е. Белошапка, Е. В. Леванова.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-3-82-93 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 3. – С. 82–93. EDN: THFMRB

Study of gas solubility in reservoir water from different horizons

Azat A. Gibadullin, Ivan E. Beloshapka, Evgeniya V. Levanova*

*Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) of PJSC TATNEFT, Almet'yevsk,
Russia*

**LevanovaEvgeniyaV@tatnipi.ru*

Abstract. This paper analyzes the impact of gas on the properties of reservoir water from various reservoir horizons in oil fields in the Republic of Tatarstan. The study utilized both original reservoir water samples and treated water samples that were prepared with a gas agent. Authors employed pressure-volume-temperature (PVT) analysis methods throughout the research. Authors

collected subsurface samples of reservoir fluid from the water-bearing horizon A1 of the Devonian system and horizon B of the Carboniferous system.

The experimental results showed that the gas agent has a relatively high solubility in the reservoir water, which increases with reservoir pressure until a certain limit is reached. Additionally, it was confirmed that the solubility of the gas agent in reservoir water is also affected by the salinity of the water.

Key words: reservoir water, original sample, recombined sample, gas saturation pressure, gas content, formation volume factor, density, viscosity

For citation: Gibadullin, A. A., Beloshapka, I. E., & Levanova, E. V. (2025). Study of gas solubility in reservoir water from different horizons. Oil and Gas Studies, (3), pp. 82-93. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-3-82-93

Введение

Одной из главных задач на завершающей стадии разработки нефтяных месторождений является сохранение свойств флюидов и самого коллектора. Особенно сложно решить эту задачу из-за применения при разработке нефтяного месторождения на поздней стадии внушительного количества различных технологий, в том числе технологий поддержания пластового давления. Закачиваемые в пласт различные агенты в той или иной степени изменяют свойства флюидов, и поэтому необходим анализ взаимодействия закачиваемого агента и самого флюида, находящегося в пласте.

Авторы проанализировали, как один из агентов, закачиваемый в пласт с целью улучшения экологического баланса в окружающей среде, взаимодействует со свойствами пластовой воды некоторых горизонтов нефтяного месторождения.

Объект и методы исследования

Исследования проводились на PVT-установках в соответствии с существующей методикой и принятой схемой проведения аналогичных экспериментальных исследований [1–6].

Для экспериментальных исследований с целью определения растворимости газа-агента (двуокиси углерода) в пластовой воде лаборатории были предоставлены глубинные пробы пластового флюида, отобранные из водоносных горизонта A¹ девонской системы (скв. 1) и горизонта В (здесь и далее геологические объекты обозначены условными индексами, а величины определяемых параметров приведены в условных единицах) каменноугольной системы (скв. 2).

Принята следующая схема проведения исследований:

- исследование PVT-характеристик пластовых вод до воздействия газа-агента (исходные пробы);
- приготовление рекомбинированных проб на основе пластовых вод из глубинных пробоотборников и газа-агента при трех значениях

давления: от начального пластового до 4 МПа при постоянной пластовой температуре исследуемого геологического объекта (горизонта);

- исследование PVT-характеристик приготовленных рекомбинированных проб;
- сопоставление PVT-характеристик исходных проб пластовой воды до взаимодействия с газом-агентом с рекомбинированными пробами и анализ влияния давления рекомбинации на растворяющую способность пластовых вод.

Для исходных глубинных проб пластовой воды и полученных на их основе при различных давлениях экспериментов рекомбинированных проб выполнялись на PVT-установке следующие исследования:

- исследования PV-соотношений при пластовой температуре для определения давления насыщения воды газом-агентом и коэффициента сжимаемости;
- определение вязкости при термобарических условиях исследуемого пласта и экспериментов;
- определение плотности при термобарических условиях исследуемого пласта и экспериментов;
- стандартная сепарация (однократное разгазирование) для определения газосодержания, объемного коэффициента, усадки, компонентного состава выделившегося газа.

Для дегазированной воды определялись показатели:

- плотность при стандартных условиях;
- кинематическая вязкость при стандартных условиях с последующим расчетом динамической вязкости.

Термобарические условия для приготовления рекомбинированных смесей на основе пластовых вод скв. 1 и 2 приведены в таблице 1.

Таблица 1

Термобарические условия для приготовления рекомбинированных смесей

Параметр	Значение параметра					
Номер скважины	1			2		
Горизонт	А			В		
Номер пробы	1/1	2/1	3/1	1/2	2/2	3/2
Давление рекомбинации, МПа	17,5	10,0	4,0	11,2	7,0	4,0
Температура, °С	35			22		

Изменения физических параметров пластовой воды из скв. 1 (горизонт А) до воздействия (исходная проба) и после воздействия газа-агента (рекомбинированные пробы), рекомбинированных при различных давлениях и постоянной пластовой температуре, приведены в таблице 2. Пара-

метры исходной пробы представляют собой средние значения результатов испытаний трех глубинных проб и приведены в виде условных единиц, для рекомбинированных проб — в виде коэффициента от величины параметра для исходной пробы.

Таблица 2

Изменение физических параметров пластовой воды горизонта А, насыщенной газом-агентом при различных давлениях рекомбинации

Параметр	Значение параметра			
	Исходная	Рекомбинированная		
Температура пласта, °С	35	35	35	35
Давление пластовое/рекомбинации (изб.), МПа	17,5	17,5	10,0	4,0
Давление насыщения воды газом (абс.), МПа	$1p_{сА}$	$4,75p_{сА}$	$4,06p_{сА}$	$2,13p_{сА}$
Коэффициент сжимаемости, МПа ⁻¹	$1z_A$	$1,0952z_A$	$1,0238z_A$	$0,9286z_A$
Объемный коэффициент, доли ед.	$1b_A$	$1,0750b_A$	$1,0708b_A$	$1,0526b_A$
Газосодержание:				
– м ³ /т	$1G_{mA}$	$21,10G_{mA}$	$19,28G_{mA}$	$9,49G_{mA}$
– м ³ /м ³	$1G_{vA}$	$21,09G_{vA}$	$19,26G_{vA}$	$9,46G_{vA}$
Плотность воды при термобарических условиях эксперимента, кг/м ³	$1\rho_{нлА}$	$0,952\rho_{нлА}$	$0,953\rho_{нлА}$	$0,955\rho_{нлА}$
Вязкость воды при термобарических условиях эксперимента, мПа·с	$1\mu_{нлА}$	$0,604\mu_{нлА}$	$0,620\mu_{нлА}$	$0,702\mu_{нлА}$
Плотность дегазированной воды при 20 °С, кг/м ³	$1\rho_{20А}$	$0,997\rho_{20А}$	$0,997\rho_{20А}$	$0,995\rho_{20А}$
Кинематическая вязкость дегазированной воды при 20 °С, мм ² /с	$1\eta_{20А}$	$1,026\eta_{20А}$	$1,026\eta_{20А}$	$1,019\eta_{20А}$
Динамическая вязкость дегазированной воды при 20 °С, мПа·с	$1\mu_{20А}$	$1,022\mu_{20А}$	$1,022\mu_{20А}$	$1,011\mu_{20А}$

Результаты

Исходя из проведенных экспериментов (табл. 2) установлено, что в рекомбинированных пробах с увеличением давления рекомбинирования наблюдается рост давлений насыщения воды газом (рис. 1), газосодержания (рис. 2) и объемного коэффициента (рис. 3) — эти параметры значительно превышают аналогичные параметры исходной пробы пластовой воды из горизонта А.

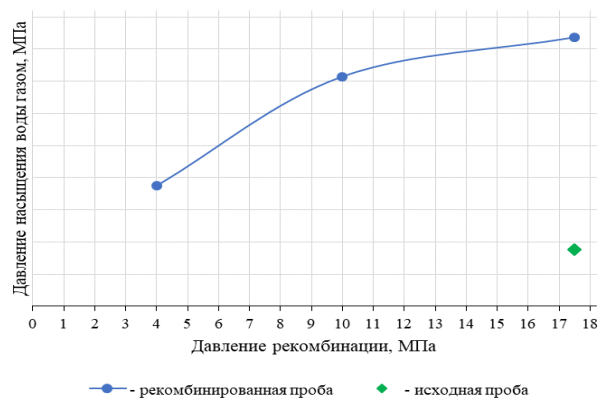


Рис. 1. Изменение давлений насыщения воды газом исходной и рекомбинированных проб пластовой воды из горизонта А

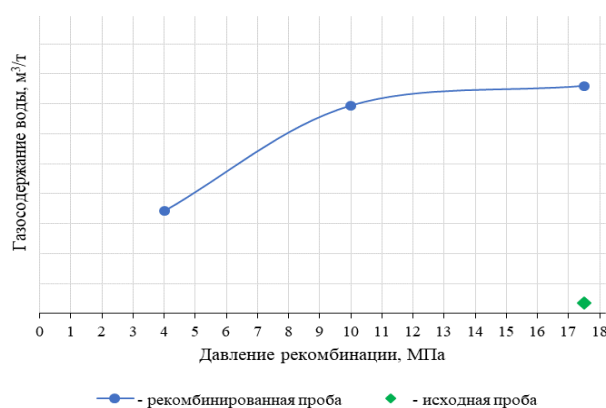


Рис. 2. Изменение газосодержания исходной и рекомбинированных проб пластовой воды из горизонта А

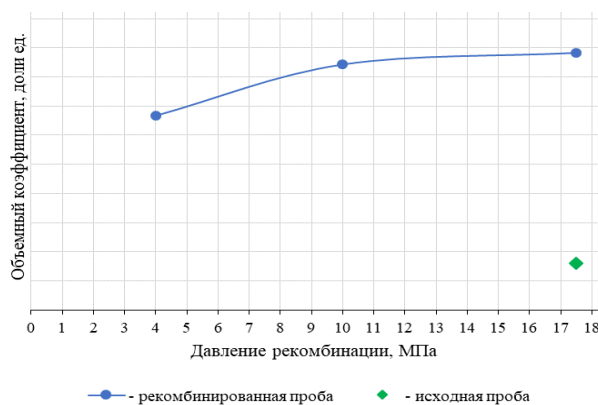


Рис. 3. Изменение объемных коэффициентов исходной и рекомбинированных проб пластовой воды из горизонта А

Плотность и вязкость пластовой воды горизонта А (рис. 4, 5) при термобарических условиях экспериментов (температура 35 °С и давление, соответствующее давлению рекомбинации) снижаются с увеличением давления рекомбинации. При одинаковых термобарических условиях плотность исходной пробы превышает плотность рекомбинированной в 1,051 раза, а вязкость — в 1,655.

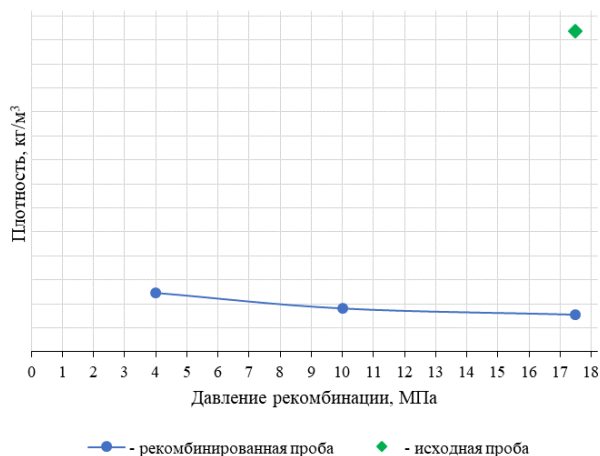


Рис. 4. Изменение плотности в пластовых условиях исходной и рекомбинированных проб пластовой воды из горизонта А

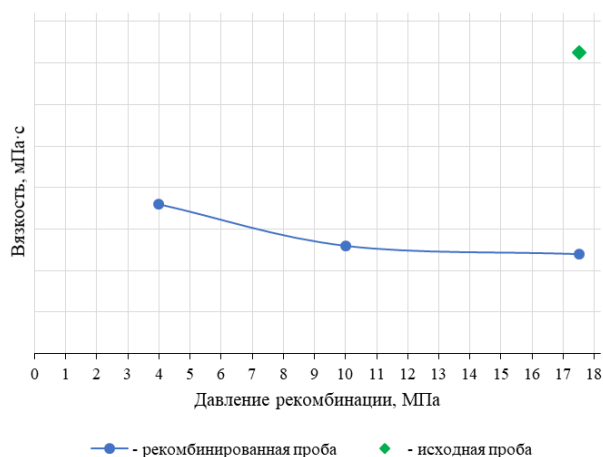


Рис. 5. Изменение вязкости в пластовых условиях исходной и рекомбинированных проб пластовой воды из горизонта А

Изменения физических параметров пластовой воды из скв. 2 (горизонт В) до воздействия (исходная проба) и после воздействия газа-агента (рекомбинированные пробы) приведены в таблице 3.

Таблица 3

Изменение физических параметров пластовой воды из горизонта В, насыщенной газом-агентом при различных давлениях рекомбинации

Параметр	Значение параметра			
Проба	Исходная	Рекомбинированные		
Температура пласта, °С	22	22	22	22
Давление пластовое/рекомбинации (изб.), МПа	11,2	11,2	7,0	4,0
Давление насыщения воды газом (абс.), МПа	p_{sB}	$3,66p_{sB}$	$2,34p_{sB}$	$1,92p_{sB}$
Коэффициент сжимаемости, МПа ⁻¹	$1z_B$	$1,01z_B$	$0,80z_B$	$0,66z_B$
Объемный коэффициент, доли ед.	$1b_B$	$1,060b_B$	$1,029b_B$	$1,009b_B$
Газосодержание: – м ³ /т – м ³ /м ³	$1G_{mB}$ $1G_{vB}$	$37,7G_{mB}$ $36,6G_{vB}$	$17,1G_{mB}$ $16,7G_{vB}$	$10,8G_{mB}$ $10,5G_{vB}$
Плотность воды при термобарических условиях эксперимента, кг/м ³	$1\rho_B$	$0,97\rho_B$	$0,97\rho_B$	$0,98\rho_B$
Вязкость воды при термобарических условиях эксперимента, мПа·с	$1\mu_B$	$0,597\mu_B$	$0,613\mu_B$	$0,641\mu_B$
Плотность дегазированной воды при 20 °С, кг/м ³	$1\rho_{20B}$	$0,97\rho_{20B}$	$0,98\rho_{20B}$	$0,98\rho_{20B}$
Кинематическая вязкость дегазированной воды при 20 °С, мм ² /с	$1\nu_{20B}$	$0,95\eta_{20B}$	$0,95\eta_{20B}$	$0,91\eta_{20B}$
Динамическая вязкость дегазированной воды при 20 °С, мПа·с	$1\mu_{20B}$	$0,93\mu_{20B}$	$0,93\mu_{20B}$	$0,89\mu_{20B}$

Проведенные эксперименты для пластовой воды из горизонта В (табл. 3) также показали рост для рекомбинированных проб, давлений насыщения воды газом (рис. 6), газосодержания (рис. 7) и объемного коэффициента (рис. 8) — эти параметры значительно превышают аналогичные параметры исходной пробы пластовой воды из горизонта В.

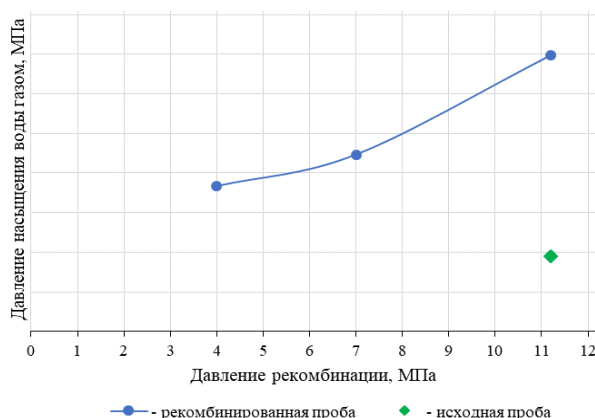


Рис. 6. Изменение давлений насыщения воды газом исходной и рекомбинированных проб пластовой воды из горизонта В

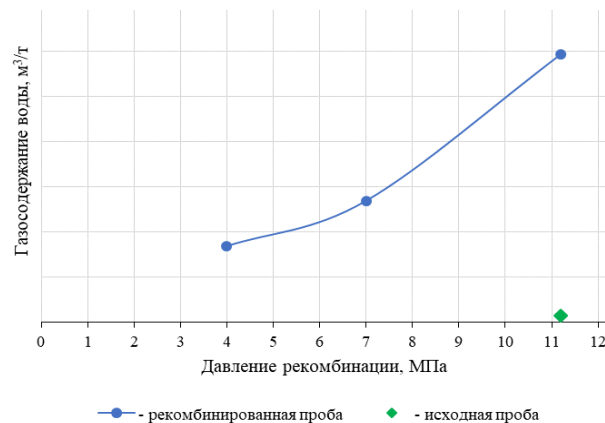


Рис. 7. Изменение газосодержания исходной и рекомбинированных проб пластовой воды из горизонта В

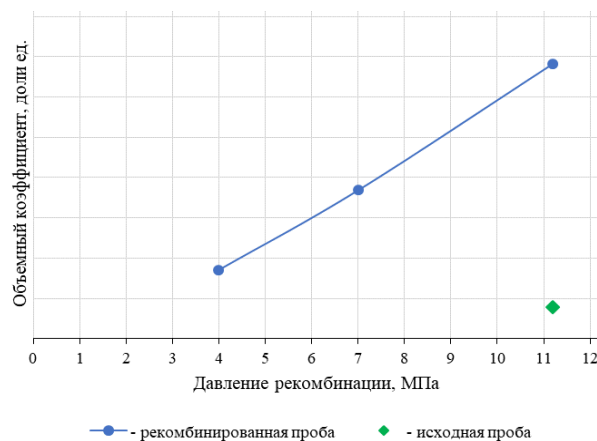


Рис. 8. Изменение объемных коэффициентов исходной и рекомбинированных проб пластовой воды из горизонта В

Плотность и вязкость пластовой воды горизонта В (рис. 9, 10) при термобарических условиях экспериментов (температура 22 °С и давление, соответствующее давлению рекомбинации) снижаются с увеличением давления рекомбинации. При одинаковых термобарических условиях плотность исходной пробы превышает плотность рекомбинированной пробы в 1,031 раз, а вязкость — в 1,676.

Снижение плотности и вязкости рекомбинированных проб в сравнении с исходными пробами пластовых вод исследуемых горизонтов при одинаковых термобарических условиях обусловлено взаимным влиянием растворенного газа как фактора снижающего и наличия высокого давления как фактора, увеличивающего плотность и вязкость пластового флюида.

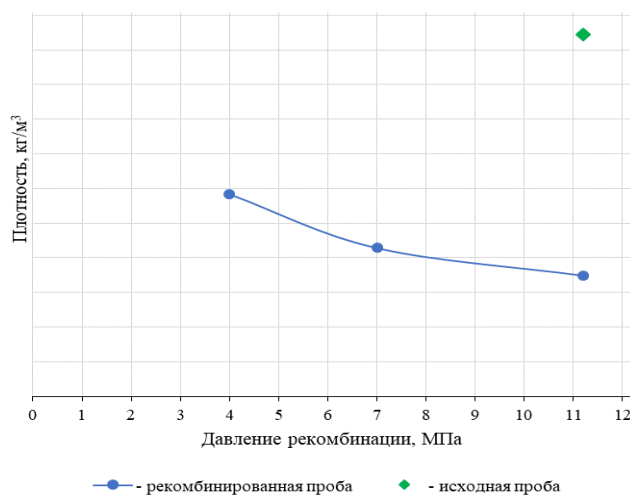


Рис. 9. Изменение плотности в пластовых условиях исходной и рекомбинированных проб пластовой воды из горизонта В

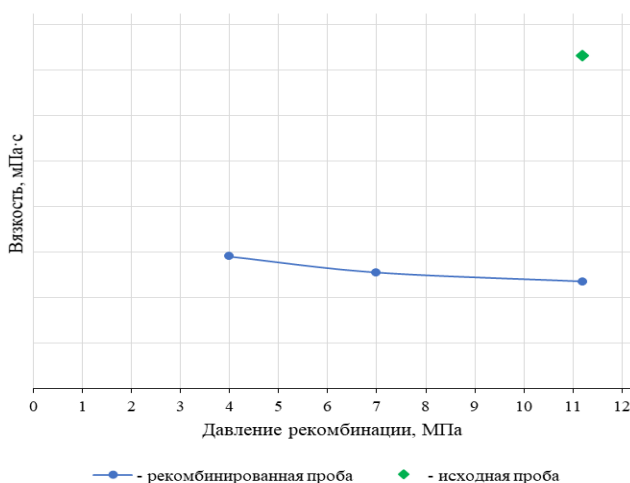


Рис. 10. Изменение вязкости в пластовых условиях исходной и рекомбинированных проб пластовой воды из горизонта В

По результатам теста стандартной сепарации определены компонентные составы выделившегося газа, его молярная масса и плотность.

Молярная доля газа-агента в компонентных составах выделившегося газа исходной и рекомбинированных проб пластовой воды скв. 1 и 2, насыщенных газом-агентом при различных давлениях рекомбинации, приведена в таблице 4.

Таблица 4

Доля газа-агента в компонентных составах выделившегося газа исходной и рекомбинированных проб пластовой воды из скв. 1 и 2

Исследуемый объект	Давление пластовое / рекомбинации, МПа	Молярная доля газа-агента, %
Скважина 1 (горизонт А)		
Исходная проба пластовой воды	17,5	15,882
Рекомбинированные пробы пластовой воды	17,5	96,327
	10,0	95,654
	4,0	94,689
Скважина 2 (горизонт В)		
Исходная проба пластовой воды	11,2	53,996
Рекомбинированные пробы пластовой воды	11,2	98,241
	7,0	97,029
	4,0	96,254

Доля газа-агента в составе выделившегося газа проб пластовой воды из горизонта А увеличивается с увеличением давления рекомбинирования от 94,689 % (мольные доли) при давлении 4 МПа до 96,327 % (молярные доли) при давлении 17,5 МПа. Доля газа-агента в составе выделившегося газа исходной пробы составила 15,882 % (молярные доли).

Аналогично распределение газа-агента в составе выделившегося газа проб пластовой воды горизонта В увеличивается с увеличением давления рекомбинирования от 96,254 % (мольные доли) при давлении 4 МПа до 98,241 % (молярные доли) при давлении 11,2 МПа. Доля газа-агента в составе выделившегося газа исходной пробы составила 53,996 % (молярные доли).

Обсуждение

В результате проведенных PVT-исследований исходных проб пластовой воды из скв. 1 (горизонт А) и скв. 2 (горизонт В) и рекомбинированных проб пластовых вод, насыщенных газом-агентом при различных давлениях рекомбинации, установлено, что газ-агент обладает достаточно высокой растворимостью в пластовой воде, которая будет расти с увеличением пластового давления до определенных пределов.

Следует учитывать, что растворимость газа-агента в пластовой воде будет зависеть в том числе от ее минерализации: чем выше этот показатель, тем ниже растворяющая способность воды. Для пластовой воды горизонта А газосодержание рекомбинированной пробы при давлении 17,5 МПа превысило газосодержание исходной пробы в 21,1 раза при ми-

нерализации пластовой воды 1М (г/л). Для пластовой воды горизонта В газосодержание рекомбинированной пробы при давлении 11,2 МПа превысило газосодержание исходной пробы в 37,7 раза при минерализации пластовой воды 0,85М (г/л).

Выводы

1. В силу меньшей минерализации растворимость газа-агента в воде горизонта В будет выше, чем растворимость газа-агента в воде горизонта А.
2. Влияние минерализации на растворимость газа-агента более существенно, чем влияние давления на этот же показатель.

Список источников

1. Мамуна, В. Н. Экспериментальное исследование пластовых нефтей / В. Н. Мамуна, Г. Ф. Требин, Б. В. Ульянинский. – Москва : ГОСИНТИ, 1960. – 143 с. – Текст : непосредственный.
2. Мусин, К. М. Уточнение фазовых состояний углеводородных флюидов Иргизского месторождения / К. М. Мусин, А. А. Гибадуллин, Л. А. Вильданова. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – Москва : ВНИИОЭНГ, 2009. – С. 7–15.
3. Уточнение первоначальной классификации углеводородного флюида пласта Т2 турнейского яруса Северо-Елтышевского месторождения / А. А. Гибадуллин, Л. А. Вильданова, К. М. Мусин, И. Р. Фаткуллин. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – Москва : ВНИИОЭНГ, 2010. – Вып. 78. – С. 47–51.
4. Анализ достоверности результатов исследований свойств моделей пластовой нефти на основе рекомбинированных проб / А. А. Гибадуллин, В. И. Кадкин, Н. В. Григорьев, К. М. Мусин. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – Казань : Центр инновационных технологий, 2013. – Вып. 81. – С. 65–75.
5. Влияние газовых методов увеличения нефтеизвлечения на изменение свойств пластовой нефти / И. Е. Белошапка, О. С. Сотников, А. А. Гибадуллин [и др.]. – Текст : непосредственный // Современные вызовы и пути решения приоритетных задач по воспроизводству минерально-сырьевой базы углеводородов : материалы Междунар. науч.-практ. конф., Казань, 26–27 авг. 2024 г. – Казань : Астор и Я, 2024. – С. 194–197.
6. Белошапка, И. Е. Особенности различных типов установок для проведения PVT-исследований пластовых флюидов / И. Е. Белошапка, Е. В. Леванова, А. В. Федоров. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО «Татнефть». – Набережные Челны : Экспозиция Нефть Газ, 2024. – Вып. 92. – С. 70–82.

References

1. Mamuna, V. N., Trebin, G. F., & Ulyaninski, B. V. (1960). Eksperimental'noe issledovanie plastovykh neftej. Moscow, GOSINTI Publ., 145 p. (In Russian).

2. Musin, K. M., Gibadullin, A. A., & Vildanova, L. A. (2009). Utochnenie fazovykh sostoyanij uglevodorodnykh flyuidov Irgizskogo mestorozhdeniya. Sbornik nauchnykh trudov TatNIPIneft. Moscow, VNIIOENG Publ., pp. 7-15. (In Russian).
3. Gibadullin, A. A., Vildanova, L. A., Musin, K. M., & Fatkullin, I. R. (2010). Utochnenie pervonachal'noj klassifikatsii uglevodorodnogo flyuida plasta T2 turnejskogo yarusa Severo-El'tyshevskogo mestorozhdeniya. Sbornik nauchnykh trudov TatNIPIneft. Moscow, VNIIOENG Publ., (78), pp. 47-51. (In Russian).
4. Gibadullin, A. A., Kadkin, V. I., Grigorev, N. V., & Musin, K. M. (2013). Analiz dostovernosti rezul'tatov issledovaniy svojstv modelej plastovoj nefti na osnove rekombinirovannykh prob. Sbornik nauchnykh trudov TatNIPIneft. Kazan, Centr innovacionnykh tekhnologij Publ., (81), pp. 65-75. (In Russian).
5. Beloshapka, I. E., Sotnikov, O. S., Gibadullin, A. A., Levanova, E. V. & Kadkin, V. I. (2024). Effect of gas-based eor methods on crude oil properties Mezhdunarodnaya nauchno-prakticheskaya konferenciya «Sovremennye vyzovy i puti resheniya prioritnykh zadach po vosproizvodstvu mineral'no-syr'evoy bazy uglevodorodov». Kazan, Astor I Ya Publ., pp. 194-197. (In Russian).
6. Beloshapka, I. E., Levanova, E. V., & Fedorov, A. V. (2024). Osobennosti razlichnykh tipov ustanovok dlya provedeniya PVT-issledovaniy plastovykh flyuidov. Sbornik nauchnykh trudov TatNIPIneft, (92). Naberezhnye Chelny, OOO Ekspozitsiya Neft' Gaz, pp. 70-82. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Гибадуллин Азат Анасович,
заведующий сектором отдела исследования скважин, коллекторов и углеводородов (ИСКУ) института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В. Д. Шашина, г. Альметьевск

Белощапка Иван Евгеньевич,
кандидат технических наук, заведующий лабораторией отдела ИСКУ института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В. Д. Шашина, г. Альметьевск

Леванова Евгения Васильевна
кандидат технических наук, доцент, старший научный сотрудник отдела ИСКУ института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В. Д. Шашина, г. Альметьевск

Azat A. Gibadullin, Head of Sector of the Well, Reservoir and Hydrocarbon Research Department (WRC&H) of Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) of PJSC TATNEFT, Almetevsk

Ivan E. Beloshapka, Candidate of Engineering, Head of Oil and Gas Resources and Properties Research Laboratory, Formation Evaluation and Well Test Department, Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) of PJSC TATNEFT, Almetevsk

Evgeniya V. Levanova, Candidate of Engineering, Senior Research, Oil and Gas Resources and Properties Research Laboratory, Formation Evaluation and Well Test Department, Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) of PJSC TATNEFT, Almetevsk

Статья поступила в редакцию 11.11.2024; одобрена после рецензирования 18.12.2024; принята к публикации 11.02.2025.

The article was submitted 11.11.2024; approved after reviewing 18.12.2024; accepted for publication 11.02.2025.

УДК 622.276
DOI:10.31660/0445-0108-2025-3-94-109
EDN: TLQTVP

Прогноз напряженно-деформированного состояния горного массива при добыче углеводородов на Салмановском (Утреннем) месторождении

Ю. А. Кашников, Д. В. Шустов*, Е. С. Богданец, С. Г. Ашихмин

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
Пермь, Россия*

** geotech@pstu.ru*

Аннотация. В работе представлен прогноз напряженно-деформированного состояния горного массива при добыче углеводородов на Салмановском (Утреннем) газоконденсатном месторождении, которое является сырьевой базой ООО «Арктик СПГ 2». Расчеты основываются на использовании результатов керновых испытаний, данных геофизических исследований скважин для распространения физико-механических свойств в массиве и геомеханическом моделировании с использованием «шатровой модели» деформирования продуктивных объектов. Определены зависимости модуля упругости и коэффициента Пуассона от скорости продольной волны. В последующем, с использованием данных геофизических исследований скважин, по скорости продольной волны было получено распределение упругих свойств. Кроме того, для применения расчетного аппарата шатровой модели была рассчитана зависимость индекса компрессии также от скорости продольной волны. Расчеты показали оседание земной поверхности до 2 м при полной отработке запасов месторождения. Оседания подобной величины приведут к подтоплению территории грунтовыми водами, в связи с чем в проектах на строительство было рекомендовано предусмотреть более высокие отсыпки песка. Горизонтальные деформации земной поверхности при разработке Салмановского (Утреннего) месторождения могут быть близки к допустимым деформациям для объектов инфраструктуры и газопроводов месторождения и со временем могут привести к нарушению их нормальной эксплуатации. Все это указывает на необходимость создания как мониторинга деформационных процессов территории всего месторождения, так и геотехнического мониторинга объектов инфраструктуры.

Ключевые слова: газоконденсатное месторождение, геомеханическое моделирование, модуль упругости, коэффициент Пуассона, оседания земной поверхности

Для цитирования: Прогноз напряженно-деформированного состояния горного массива при добыче углеводородов на Салмановском (Утреннем) месторождении / Ю. А. Кашников, Д. В. Шустов, Е. С. Богданец, С. Г. Ашихмин. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-3-94-109 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 3. – С. 94–109. – EDN: TLQTVP

Forecast of the stress-strain state of the rock mass during hydrocarbon extraction at the Salmanovskoye (Utrenneye) field

**Yuri A. Kashnikov, Denis V. Shustov*, Evgeny S. Bogdanets,
Sergey G. Ashikhmin**

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia

**e-mail: geotech@pstu.ru*

Abstract. The author presents a forecast of the stress-strain state of the rock mass during hydrocarbon production at the Salmanov (Utrenneye) gas condensate field, which serves as a resource base for Arctic LNG 2 LLC. The calculations are based on core testing data and geophysical well logs that extend the physical and mechanical properties throughout the rock mass. Geomechanical modelling has been conducted using the "tent model" to simulate the deformation of productive objects.

Authors established correlations established between elastic modulus and Poisson's ratio with longitudinal wave velocity. These correlations allowed for the distribution of elastic properties across the reservoir based on geophysical well data. We identified that the compression index was linked to longitudinal wave velocity. We needed this to support the calculations in the tent model. The modelling results predict surface subsidence of up to 2 meters following the complete depletion of the field. This subsidence may lead to flooding due to the rising groundwater levels. Therefore, it is recommended to use higher sand fill levels in construction projects to mitigate this risk.

Horizontal deformations may approach the permissible limits for infrastructure and pipelines, potentially resulting in operational disruptions over time. These findings emphasise the importance of establishing a deformation monitoring system for the entire field, as well as implementing geotechnical monitoring for critical infrastructure facilities.

Keywords: gas condensate field, geomechanical modeling, modulus of elasticity, Poisson's ratio, ground surface subsidence

For citation: Kashnikov, Yu. A., Shustov, D. V. Bogdanets, E. S. & Ashikhmin, S. G. (2025). Forecast of the stress-strain state of the rock mass during hydrocarbon extraction at the Salmanovskoye (Utrenneye) field. Oil and Gas Studies, (3), pp. 94-109. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-3-94-109

Введение

В процессе разработки месторождений углеводородов при существенном общем или локальном снижении пластового давления достаточно часто может возникать ситуация развития деформационных процессов как в коллекторе залежей, так и в массиве вышележащих пород. Этот эффект негативно влияет на сохранность объектов обустройства месторождений, геотехнических объектов и непосредственно скважин.

Прогнозирование этого эффекта возможно по результатам как аналитических, так и численных расчетов в зависимости от изученности, сложности строения, вертикальных и латеральных размеров залежи.

В настоящее время отсутствует многолетний опыт мониторинга деформационных процессов земной поверхности при разработке газоконденсатных месторождений севера Российской Федерации, поэтому сложно сопоставить результаты расчетов с результатами инструментальных наблюдений. Мировой опыт соответствующего мониторинга свидетельствует о наличии весьма значительных оседаний, превышающих 8,0 м (месторождение Экофиск в Северном море) и даже 13,0 м (месторождение Гус-Крик в США). Оседания земной поверхности при разработке нефтяных месторождений Западной Сибири не превышают 100 мм. Единственный достаточно надежный мониторинг оседаний поверхности был выполнен в течение 20 лет на геодинамическом полигоне Уренгойского НГКМ в начале разработки сеноманской залежи. Зафиксированные максимальные оседания составили 330–350 мм [1].

Салмановское (Утреннее) нефтегазоконденсатное месторождение территориально находится на западном побережье Гыданского полуострова. Разработчик — ООО «Арктик СПГ 2», входящий в ПАО «НОВАТЭК».

Месторождение состоит из 34 залежей, включая 16 газовых, 15 газоконденсатных, 2 нефтяных и газоконденсатных и 1 нефтяную в отложениях от сеноманских до среднеюрских включительно. Глубина залегания продуктивных объектов — от 1 до 4 км.

Месторождение характеризуется очень сложным геологическим строением, что определяется его многопластовостью, невыдержанностью толщин и коллекторских свойств как по площади, так и по всему продуктивному разрезу, осложненностью залежей тектоническими нарушениями и литологическими экранами, многофазным характером углеводородонасыщения большинства выявленных залежей.

В связи с этим для данных условий наиболее приемлем прогноз напряженно-деформированного состояния горного массива в процессе разработки месторождения посредством численного геомеханического моделирования. При этом достоверность прогнозирования крайне критично зависит от корректного наполнения модели необходимым параметрическим обеспечением.

В статье представлен опыт прогнозирования напряженно-деформированного состояния горного массива при добыче углеводородов для условий Салмановского (Утреннего) месторождения.

Методы

Для расчета НДС продуктивных объектов месторождения использовалась Cam Clay Model (шатровая модель) деформирования коллектора, достаточно широко описанная в ряде трудов зарубежных и отечественных авторов [1, 2, 3]. Отметим, что по большей части она применяется для описания процессов оседаний земной поверхности при разработке месторождений углеводородов [4–7].

Реализация Cam Clay Model основана на теории вязкопластичности, рассмотренной в работах Панде, Шарма, Зенкевича [8, 9]. В ее основе лежит предпосылка, что деформации элемента состоят из упругой и необратимой вязкопластической частей

$$\{\epsilon\} = \{\epsilon^{el}\} + \{\epsilon^{vp}\}. \quad (1)$$

Для определения упругой обратимой части деформаций задействуются уравнения линейной теории упругости для изотропного тела на основе закона Гука. Для расчета вязкопластической части деформаций используется известное соотношение [8,10]

$$\{\partial \epsilon^{vp} / \partial t\} = \{\dot{\epsilon}^{vp}\} = \begin{cases} 0 & \text{при } F \leq 0 \\ \frac{1}{\eta} F \left\{ \frac{\partial Q}{\partial \sigma} \right\} & \text{при } F > 0 \end{cases}, \quad (2)$$

где $\{\partial \epsilon^{vp} / \partial t\}$ — вектор скоростей вязкопластических деформаций; η — параметр вязкости, F-критерий разрушения ($F = q - \sigma \cdot \tan \varphi^* - C^*$).

Прямая с углом наклона φ^* и параметром сцепления C^* описывает прочность на сдвиг переуплотненных грунтов и пересекает эллипс в его вершине (рис. 1). Значения параметров φ^* и C^* равны

$$\begin{aligned} \operatorname{Tg} \varphi^* &= \frac{6 \sin \varphi}{3 - \sin \varphi} \\ C^* &= p_c \cdot (M - \operatorname{tg} \varphi^*) / 2, \end{aligned} \quad (3)$$

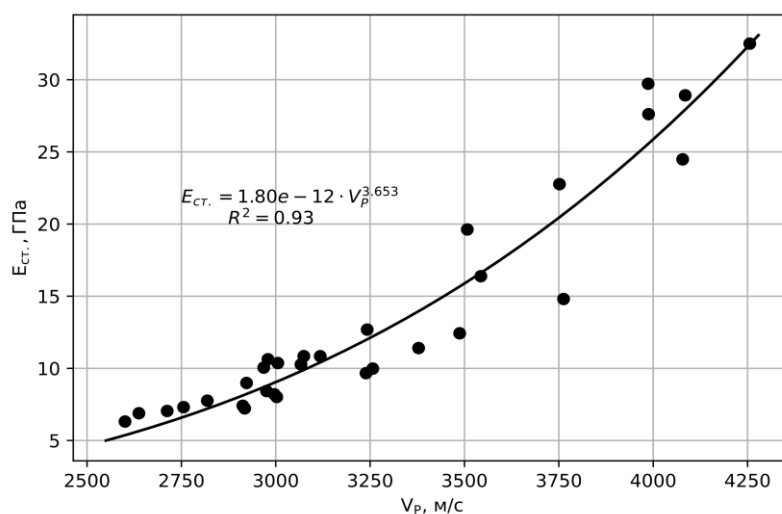
где φ — исходный параметр прочности переуплотненного грунта.

Общеизвестно, что надежность и достоверность прогноза деформаций горного массива при разработке полезных ископаемых напрямую зависит от параметрического обеспечения расчетных моделей, то есть от надежности исходных данных.

Перед непосредственными конечно-элементными расчетами напряженно деформированного состояния (НДС) горного массива сетка модели должна быть наполнена необходимыми трехмерными кубами физико-механических свойств (ФМС). К ним можно отнести прочностные, деформационные и компрессионные свойства горных пород, слагающих моделируемый массив. Помимо этого, при построении модели должны быть учтены элементы нарушенности как продуктивных объектов, так и покрывающей толщи горных пород [1, 10, 12, 13].

Следует отметить, что на предприятии имеются достаточно подробные результаты испытаний геомеханических характеристик продуктивных объектов. Однако их использование для прогноза деформационных процессов при добыче углеводородного сырья весьма затруднительно, поскольку физико-механические свойства породы на основе лабораторных испытаний получены для небольших образцов керна и не охватывают межскважинное пространство. Для распределения этих параметров по всему объему горной породы необходимо получить связь между статическими характеристиками из исследований керна и динамическими геомеханическими параметрами в пластовых условиях. В связи с этим специалистами ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» (ПНИПУ) были выполнены дополнительные испытания физико-механических и компрессионных свойств продуктивных объектов месторождения.

а)



б)

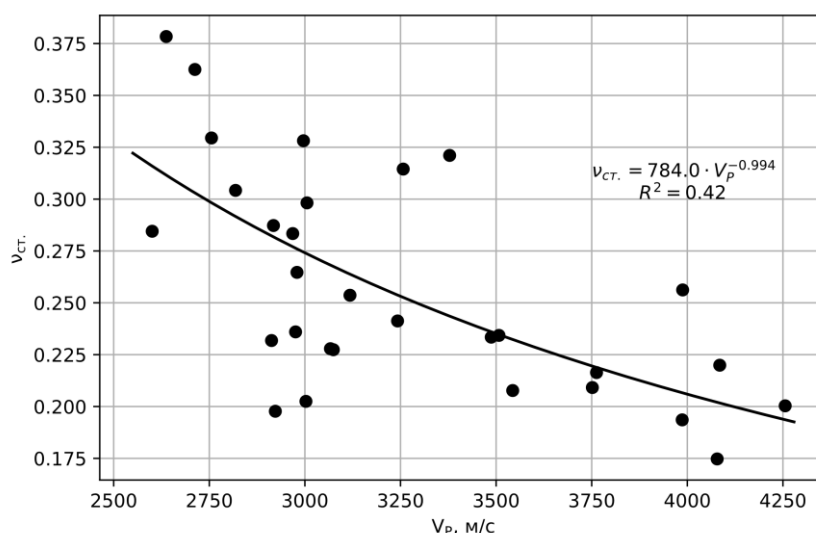


Рис. 1. Зависимость статического модуля упругости (а) и коэффициента Пуассона (б) от скорости продольной волны для пластовых условий

Лабораторные испытания проведены на 31 образце керна: по 5 для трех объектов танопчинской свиты, 6 для яронгской свиты и 10 образцов для объектов марресалинской свиты сеноманского яруса. Назначение наибольшего числа образцов из сеномана обусловлено тем, что эти породы-коллекторы залегают на малой глубине и представляют собой рыхлые отложения неравномерно чередующихся и переслаивающихся алевроитов, песков и глин. Отложения такого состава проявляют большую склонность к усадке, что может вызывать значительные оседания земной поверхности.

Экспериментальные исследования фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) были выполнены на установке УИК-1, исследования геомеханических свойств керна материала выполнялись на установке ПИК-УИДК/ПЛ. Отметим, что ПИК-УИДК/ПЛ — это многофункциональная система, позволяющая выполнять тестирование физико-механических и фильтрационно-емкостных свойств в пластовых условиях с получением статических и динамических геомеханических характеристик. Испытания проводились с использованием международного стандарта ASTM D7012-14 [14].

По результатам испытаний для данных образцов были определены значения статических модуля упругости и коэффициента Пуассона. Помимо этого, в воссозданных пластовых условиях на образцах были произведены замеры скорости прохождения ультразвуковых волн и были определены динамические значения модуля упругости и коэффициента Пуассона. По результатам были построены соответствующие зависимости. На рисунке 1 приведена зависимость статического модуля упругости и коэффициента Пуассона от скорости продольной волны, определенных в пластовых условиях.

Отметим, что зависимость для коэффициента Пуассона получена существенно менее надежная, чем для модуля упругости, что соответствует результатам многочисленных испытаний, проведенных российскими и зарубежными специалистами [1, 10, 11, 12, 15].

Уравнение ползучести (2) определяет скорость пластических деформаций. Для получения самих деформаций производится интегрирование уравнения по времени

$$\varepsilon^{vp}(t) = \int_0^t \{\dot{\varepsilon}^{vp}\} dt. \quad (4)$$

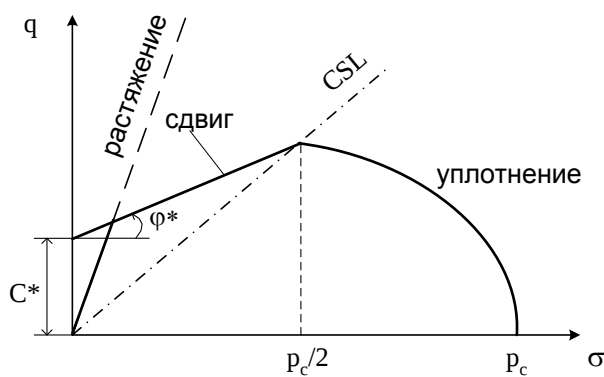


Рис. 2. Виды поверхностей течения в шатровой модели

Один из основных параметров, входящих в шатровую модель (рис. 2), — индекс компрессии. Он характеризует зависимость пористости образца от всестороннего эффективного давления [1, 2, 3, 16] и определяется по результатам компрессионных испытаний. По результатам испытаний образцов продуктивных объектов Салмановского (Утреннего) месторождения была установлена зависимость индекса компрессии от скорости продольной волны (рис. 3).

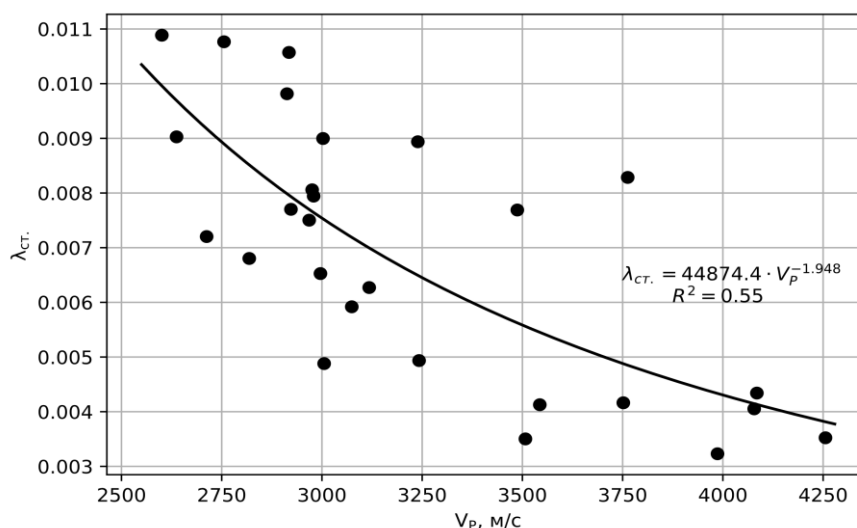


Рис. 3. Зависимость индекса компрессии от скорости продольной волны

Таким образом, главное параметрическое обеспечение принятой модели деформирования продуктивных объектов месторождения было принято на основе исследований кернового материала, но с привязкой к геофизическим данным.

Наиболее объективные результаты можно получить, используя численное моделирование трехмерных геолого-геомеханических моделей продуктивных объектов, в основе которых лежат керновые испытания, обработка данных сейсмики 3D и результатов ГИС скважин [1, 10, 12, 13]. В этом случае можно прогнозировать физико-механические свойства в межскважинном пространстве. Однако такие модели весьма трудоемки и требуют качественно проведенных и проинтерпретированных сейсмических исследований. Поэтому в рамках статьи применялась обычная интерполяция геофизических параметров в межскважинном пространстве.

Из всех материалов геофизических исследований скважин (ГИС) были проанализированы и подготовлены к загрузке в геомеханическую модель следующие параметры:

- интервальное время пробега продольной волны (DT);
- интервальное время пробега поперечной волны (DTS);

- илотностной гамма-гамма-каротаж;
- гамма-каротаж (ГК).

В процессе предварительной обработки акустические параметры были проанализированы на наличие некондиционных значений и отнормированы.

Распределение физико-механических свойств в геомеханической сетке основывалось на интерполяции данных ГИС скважин методом Kriging. Перед операцией интерполяции по скважинным данным находились остатки, которые нормализовывались и на их основе проводился вариограммный анализ. Сложность вариограммного анализа заключается в большом количестве неопределенностей. Для качественного определения анизотропии в распределении свойств анализировались вариограммы по всем направлениям. Далее по каждому горизонту подбирались индивидуальные функции вариограмм и их ранги.

Модуль упругости и компрессионные индексы рассчитывались по зависимости от V_p , представленной выше. На рисунке 4 показано распределение модуля упругости в разрезе по скважинам.

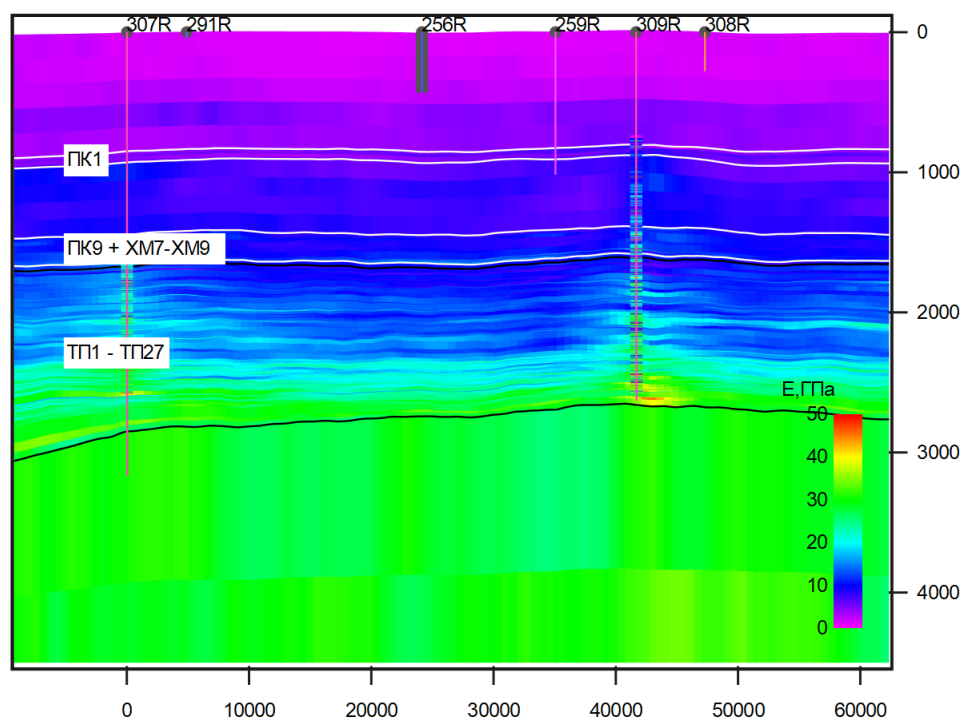


Рис. 4. Распределение модуля упругости (в ГПа) в разрезе по скважинам

Каркас геолого-геомеханической модели базировался на предоставленной геологической модели, в которой представлено, в общей сложности, 94 горизонта по 34 пластам.

Детальное воссоздание всех геологических пропластков потребует создания конечно-элементной сетки размеров в несколько миллионов ячеек, что может привести к усложнению процесса расчета и увеличению времени, необходимого для проведения расчетов НДС в любом программном обеспечении.

Помимо этого, из-за неопределенности в контактах пород, ограниченности охвата массива исследованиями ГИС существенное измельчение сетки не приводит к повышению точности расчета.

В связи с этим при разработке геолого-геомеханической модели были учтены только основные элементы геологического разреза, и основное внимание было уделено продуктивным пропласткам залежей и толще пород, окружающих данные пропластки, для более точного моделирования напряженно-деформированного состояния горных пород вокруг них.

Разработанная геолого-геомеханическая модель имеет размеры в плане $90 \times 75 \times 4,5$ км, состоит из 2,0 млн элементов и решалась в ПО ISAMGEO. Решение задачи с учетом изменения порового давления и использованием пластической модели деформирования материала является ресурсоемким и требует больших временных затрат, в связи с чем расчеты выполнялись на высокопроизводительном вычислительном кластере ПНИПУ. Характеристики каждого из узлов кластера следующие — процессор Intel® Xeon® CPU E5-2680, объем оперативной памяти 128 GB.

Для оценки вероятных оседаний необходима пара расчетов: первый для определения исходного напряженно-деформированного состояния (НДС) и второй для определения НДС на интересующую нас дату. Вычитая деформации, полученные во втором расчете, из деформаций первого, получим величины деформаций, вызванных непосредственно разработкой месторождения. По запросу ПНИПУ сотрудниками ООО «Арктик СПГ 2» были предоставлены кубы пластовых давлений по продуктивным объектам на 2019, 2025, 2035, 2045, 2055, 2060, 2064 годы. Для проведения расчетов все кубы давлений, взятые из гидродинамической модели, экспортировались в сетку геомеханической модели, взвешивая параметр по объему из-за неоднородности сетки гидродинамической модели по глубине.

Обсуждение результатов

С целью проверки корректности передачи параметров, а также оценки корректности численного расчета производился, по аналитической модели одномерного уплотнения (рис. 5), расчет для столбца элементов в районе скв. 309. Из рисунка следует, что аналитические расчеты с использованием исходных данных как из геомеханической, так и гидродинамической модели в целом совпадают, хотя и имеют некоторые расхождения. Численный расчет дает меньшие величины оседаний, что и должно наблюдаться из-за так называемого арочного эффекта — когда породы

вмещающей толщи не позволяют проявиться полным деформациям на земной поверхности, и наблюдается эффект затухания.

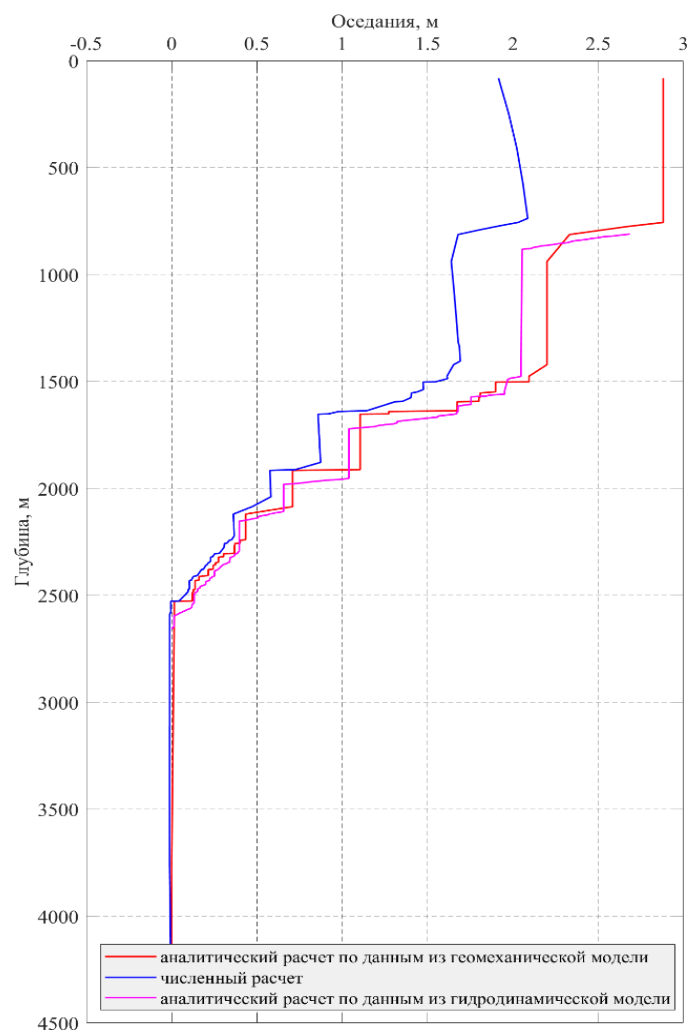
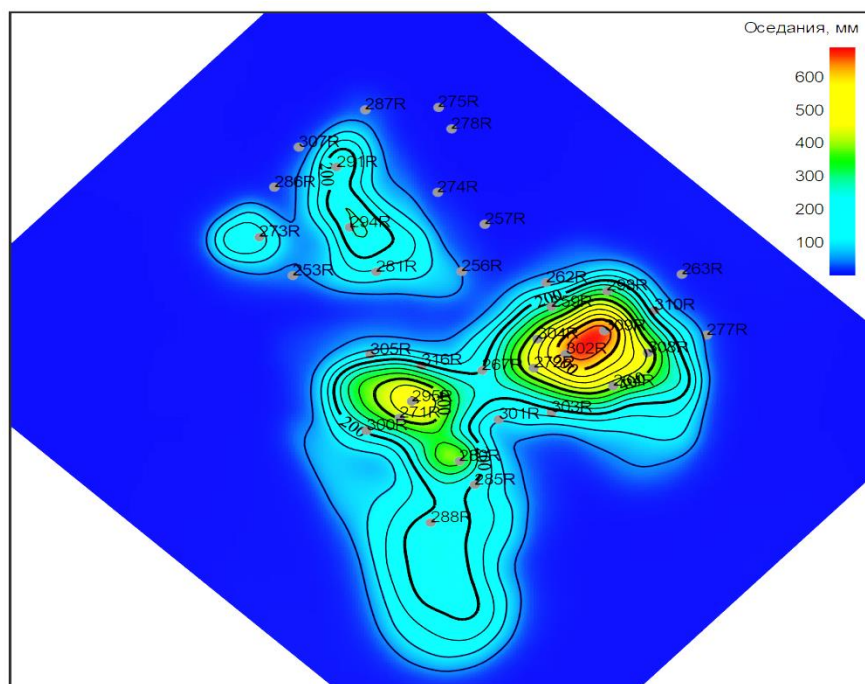


Рис. 5. Результаты расчета оседаний по одномерной модели

Таким образом, по результатам расчетов на 2064 год, то есть при полной отработке запасов месторождения, получены оседания до 2 м в районе скв. 309 (рис. 6, 7).

Отметим, что сравнение результатов прогнозных оседаний земной поверхности с использованием шатровой модели с существующим аналитическим методом, представленным в работах Ю. О. Кузьмина [17] и рекомендуемым автором для экспресс-оценки формирования возможных просядок территории, показало более низкие величины оседаний. Как отмечает Кузьмин, все формулы, предлагающие экстремальные аналитические оценки просядок земной поверхности, получены в приближении невесомой среды [18, 19]. Учет эффекта веса вышележащей толщи приводит

к необходимости численного моделирования, а разница между такими расчетами может быть в пределах 15–20 %. Однако детальный учет распределения физико-механических свойств продуктивного объекта, представленный в данной работе, позволяет не только более точно прогнозировать деформации горного массива и земной поверхности, но и величину уплотнения продуктивного объекта по разным сечениям, что может более обоснованно объяснить вопросы, связанные со снижением продуктивности скважин.



Полученные прогнозные значения оседаний для Салмановского (Утреннего) месторождения являются значительными величинами.

Эти величины оседаний могут привести к следующим негативным последствиям:

- Подтопление территории грунтовыми водами, в связи с чем в проектах на строительство было рекомендовано предусмотреть более высокие отсыпки песка.
- Возникновение концентрированных горизонтальных деформаций земной поверхности на контактах блоковых структур, которые могут привести как к деформациям объектов обустройства месторождения, так и к деформациям объектов сбора и транспортировки газа и конденсата. Спрогнозировать место и время возникновения таких деформаций практически невозможно: они могут быть выявлены только периодическими инструментальными наблюдениями по реперам профильных линий.
- Горизонтальные деформации земной поверхности при разработке Салмановского (Утреннего) месторождения могут быть близки к допустимым деформациям для объектов инфраструктуры и газопроводов месторождения и со временем могут привести к нарушению их нормальной эксплуатации [8] (Правила охраны..., 1998). Все это указывает на необходимость создания мониторинга деформационных процессов территории всего месторождения и геотехнического мониторинга объектов инфраструктуры.
- Величины уплотнения продуктивных объектов окажутся существенно выше, чем величины оседаний поверхности. В статье не рассмотрен вопрос о влиянии полученных величин оседаний и горизонтальных сдвижений на устойчивость конструктивных элементов нефтяных скважин и снижение продуктивности скважин вследствие уплотнения продуктивного объекта и соответствующего снижения пористости и проницаемости. Этот вопрос остается открытым и требует серьезных и обстоятельных исследований, поскольку перечисленные негативные геомеханические явления могут существенно сказаться на эффективности отработки месторождения в целом.

Выводы

Поиск новых подходов по геомеханическому моделированию напряженно-деформированного состояния коллекторов остается актуальной задачей при проектировании и сопровождении разработки месторождений углеводородов. Наиболее объективные результаты можно получить, используя численное моделирование трехмерных геолого-геомеханических моделей продуктивных объектов, в основе которых лежат керновые испытания, обработка данных сейсмики 3D и результатов ГИС скважин. Однако такие модели весьма трудоемки и требуют расширенного параметрического обеспечения.

Представленное в рамках статьи решение является, в определенной степени, упрощением описанного выше подхода. Для распространения геомеханических свойств в продуктивном объекте использованы керновые испытания и результаты ГИС скважин. Полученные результаты вполне удовлетворяют требованиям практики оценки величин деформаций земной поверхности и необходимости или отсутствия необходимости создания системы мониторинга развивающихся деформаций.

Список источников

1. Кашников, Ю. А. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья: монография / Ю. А. Кашников, С. Г. Ашихмин. – Москва : Горная книга, 2019. – 496 с. – Текст : непосредственный.
2. Petroleum Related Rock Mechanics. 2nd Edition / E. Fiaer, R. M. Holt, P. Horsrud [et al.]. Developments in petroleum science. – Vol. 53. – 2008. – Text : direct.
3. Charlez P. A. Rock Mechanics / F. P. Charlez. – Vol. 2. Petroleum Applications. – 1997. – Text : direct.
4. Boade R. R. Forecasting of Ekofisk Reservoir Compaction and Subsidence by Numerical Simulation / R. R. Boade, L.Y. Chin, W. T. Siemers. – Text : direct. – DOI 10.2118/17855-PA // Journal of Petroleum technology. – 1989. – Vol. 41, Issue 7. – P. 723–728. – SPE-17855-PA.
5. Numerical simulation of Ekofisk reservoir compaction and subsidence: Treating the mechanical behavior of the overburden and reservoir / L. Y. Chin, R. R. Boade, N. B. Nagel, G. H. Landa. – Text : direct // SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering. – SPE, 1994. – P. SPE-28128-MS.
6. Plischke, E. Review of Subsidence Modelling in the Adriatic Basin on the Basis of Seven Selected Fields / E. Plischke // ISAMGEO Engineering GmbH. – 1998. – Text : direct.
7. Mathematical Simulation of the Subsidence of Ravenna / G. Gambolati, G. Ricceri, W. Bertoni [et al.]. – DOI 10.1029/91WR01567. – Text : direct // Water Resources Research. – 1991. – Vol. 27, Issue 11. – P. 2899–2918.
8. Pande, G. N. On Joint/Interface Elements and Associated Numerical ill-conditioning, conditioning / G. N. Pande, K. G. Sharma. – DOI 10.1002/nag.1610030308. – Text : direct // International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics. – 1979. – Vol. 3, Issue 3. – P. 293–300.
9. Zienkiewicz, O. C. Some useful forms of isotropic yield surfaces for soil and rock mechanics / O. C. Zienkiewicz. – Text : direct // Finite Elements in Geomechanics edited by Gudehus, G. – 1977. – C. 179–190.
10. Zoback, M. D. Reservoir Geomechanics / M. D. Zoback. – Cambridge University Press. – 2007. – P. 449. – Text : direct.
11. Геолого-геомеханическая модель Астраханского газоконденсатного месторождения / Ю. А. Кашников, С. В. Гладышев, Д. В. Шустов [и др.]. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2012. – № 3. – С. 29–33.
12. Sone, H. Mechanical properties of shale-gas reservoir rocks - Part 2: Ductile creep, brittle strength, and their relation to the elastic modulus/ H. Sone, M. D. Zoback. – DOI 10.1190/geo2013-0051.1. – Text : direct // Geophysics. 2013. – Vol. 78, Issue 5. – P. D393–D402.

13. 3D geological geomechanical reservoir modeling for the purposes of oil and gas field development optimization / D. V. Shustov, Yu. A. Kashnikov, S. G. Ashikhmin, A. E. Kukhtinskiy. – Text : direct // EUROCK 2018: Geomechanics And Geodynamics Of Rock Masses. – 2018. – Vol. 2. – P. 1425–1430.
14. ASTM D7012-14 Standard test method for compressive strength and elastic moduli of intact rock core specimens under varying states of stress and temperatures. – 2017. – DOI: 10.1520/D7012-14. – Text : direct
15. Fjaer, E. Static and dynamic moduli of a weak sandstone / E. Fjaer. – DOI 10.1190/1.3052113. – Text : direct // Geophysics. – 2009. – Vol. 74, Issue 2. – P. 1MA-Z35.
16. Добрынин, В. М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа / В. М. Добрынин. – Москва : Недра, 1970. – 239 с. – Текст : непосредственный.
17. Кузьмин, Ю. О. Еще раз об оценке оседания дна акватории в случае разработки сеноманской залежи одного газового месторождения / Ю. О. Кузьмин. – Текст : непосредственный // Маркшейдерский вестник. – 2010. – № 1(75). – С. 53–60.
18. Мазницкий, А. С., Влияние параметров упругости пород на уплотнение коллектора и оседание земной поверхности при разработке нефтяных месторождений / А. С. Мазницкий, Л. М. Середницкий. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 6. – С. 14–16.
19. Geertsma, J. A. Basic Theory of Subsidence Due to Reservoir Compaction : The Homogeneous Case / J. A. Geertsma. – Text : direct // Verh. KKL. Nederl. Geol. Mijnbouwkd. GENOOTSCH.; NEDERL. – 1973. – Vol. 23. – P. 43–62.

References

1. Kashnikov, Yu. A., & Ashikhmin, S. G. (2019). Mekhanika gornyh porod pri razrabotke mestorozhdenij uglevodorodnogo syr'ya. Moscow. Gornaya Kniga Publ., 496 p. (In Russian).
2. Fjaer, E., Holt, R. M., Horsrud, P. Raaen, A. M., & Risnes, R. (2008). Petroleum Related Rock Mechanics. 2nd Edition Edition. Developments in petroleum science, 53. (In English).
3. Charlez, P. A. (1997). Rock Mechanics. Volume 2. Petroleum applications. (In English).
4. Boade, R. R., Chin, L. Y., & Siemers, W. T. (1989). Forecasting of Ekofisk Reservoir Compaction and Subsidence by Numerical Simulation. Journal of Petroleum technology, 41 (7), pp. 723–728. SPE-17855-PA. (In English). DOI: 10.2118/17855-PA.
5. Chin, L. Y., Boade, R. R., Nagel, N. B., & Landa, G. H. (1994). Numerical simulation of Ekofisk reservoir compaction and subsidence: Treating the mechanical behavior of the overburden and reservoir. In SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering (pp. SPE-28128). SPE. (In English).
6. Plischke, E. (1998). Review of Subsidence Modelling in the Adriatic Basin on the Basis of Seven Selected Fields. ISAMGEO Engineering GmbH. (In English).
7. Gambolati, G., Ricceri, G., Bertoni, W., Brighenti, G., & Vuillermin, E. (1991). Mathematical simulation of the subsidence of Ravenna. Water Resources Research, 27(11), pp. 2899-2918. (In English). DOI: 10.1029/91WR01567

8. Pande, G. N., & Sharma, K. G. (1979). On joint/interface elements and associated problems of numerical ill-conditioning. *International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*, 3(3), pp. 293-300. (In English). DOI 10.1002/nag.1610030308
9. Zienkiewicz, O. C. (1977). Some useful forms of isotropic yield surface for soil and rock mechanics. *Finite Elements in Geomechanics* edited by Gudehus, G., pp. 179-190. (In English).
10. Zoback, M. D. (2007). *Reservoir Geomechanics*. Cambridge. University Press. P. 449. (In English).
11. Kashnikov, Yu. A., Gladyshev, S. V., Shustov, D. V., Yakimov, S. Yu., Komarov, A. Yu., & Tinakin, O. V. (2012). Geologo-geomekhanicheskaya model' Astrahanskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya. *Gazovaya promyshlennost'*, (3), pp. 29-33. (In English).
12. Sone, H., & Zoback, M. D. (2013). Mechanical properties of shale-gas reservoir rocks - Part 2: Ductile creep, brittle strength, and their relation to the elastic modulus. *Geophysics*, 78(5), pp. D393-D402. (In English). DOI: 10.1190/geo2013-0051.1
13. Shustov, D.V., Kashnikov, Yu. A., Ashikhmin, S. G. & Kukhtinskiy, A. E. (2018). 3D geological geomechanical reservoir modeling for the purposes of oil and gas field development optimization // *EUROCK 2018: Geomechanics And Geodynamics Of Rock Masses*, (2). pp. 1425–1430. (In English).
14. ASTM D7012-14 Standard test method for compressive strength and elastic moduli of intact rock core specimens under varying states of stress and temperatures (2017). (In English). DOI: 10.1520/D7012-14.
15. Fjær, E. (2009). Static and dynamic moduli of a weak sandstone. *Geophysics*, 74(2), pp. 1MA-Z35. (In English). DOI: 10.1190/1.3052113.
16. Dobrynin, V. M. (1970). *Deformations and Changes in the Physical Properties of Oil and Gas Reservoirs*. Moscow, Nedra Publ., 239 p. (In Russian).
17. Kuzmin, Yu. O. (2010). Once Again on the Assessment of Seafloor Subsidence in the Case of Development of the Cenomanian Deposit of a Gas Field // *Mine surveying bulletin*, 1(75), pp. 53-60. (In Russian).
18. Maznitsky, A. S., & Serednitsky, L. M. (1991). The Impact of Rock Elastic Parameters on Reservoir Compaction and Ground Surface Subsidence during the Development of Oil Fields. *Oil Industry*, (6), pp. 14-16. (In Russian).
19. Geertsma, J. A. (1973). Basic Theory of Subsidence Due to Reservoir Compaction : The Homogeneous Case. *Verh. KKL. Nederl. Geol. Mijnbouwk. GENOOTSCH.; NEDERL.*, (23), pp. 43–62. (In English).

Информация об авторах / Information about the authors

Кашников Юрий Александрович, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой маркшейдерского дела, геодезии и геоинформационных систем, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6168-7251>

Yuri A. Kashnikov, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Mine Surveying, Geodesy, and Geoinformation Systems, Perm National Research Polytechnic University, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6168-7251>

Шустов Денис Владимирович, кандидат технических наук, доцент, ведущий научный сотрудник, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, ORCID:<https://orcid.org/0000-0002-8404-7935>

Богданец Евгений Сергеевич, старший преподаватель, ведущий инженер», Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь

Ашихмин Сергей Геннадьевич, доктор технических наук, профессор кафедры маркшейдерского дела, геодезии и геоинформационных систем, Пермский национальный политехнический университет, г. Пермь, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7850-3415>

Denis V. Shustov, Candidate of Engineering, Associate Professor, Leading Researcher, Perm National Research Polytechnic University, ORCID:<https://orcid.org/0000-0002-8404-7935>

Evgeny S. Bogdanets, Senior Lecturer, Leading Engineer, Perm National Research Polytechnic University

Sergey G. Ashikhmin, Doctor of Engineering, Professor of the Department of Mine Surveying, Geodesy, and Geoinformation Systems, Perm National Research Polytechnic University, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7850-3415>

Статья поступила в редакцию 12.01.2025; одобрена после рецензирования 11.02.2025; принята к публикации 24.02.2025.

The article was submitted 12.01.2025; approved after reviewing 11.02.2025; accepted for publication 24.02.2025.

УДК 622.276

DOI: 10.31660/0445-0108-2025-3-110-121

EDN: TOQJKY

Ранжирование лицензионных участков для выделения наиболее перспективных из них под цели опытно-промышленной разработки

Е. А. Проваторова^{1,2*}, Е. В. Смирнова¹, И. А. Тропина¹

¹ ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

² Тюменский индустриальный университет

* EA_Provatorova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В каждой компании, активно ведущей геологоразведочные работы, существует свой устоявшийся стандарт для ранжирования лицензионных участков при планировании работ. Это ранжирование предполагает вероятностную оценку параметров, запасов, учет геологических рисков — факторов, влияющих на формирование и сохранность углеводородных залежей. Но успешность разработки месторождений также зависит от достоверности оценки ресурсов, параметров продуктивного пласта и свойств пластовых флюидов, что подводит к необходимости дополнительного ранжирования участков — а именно, выбрать наиболее приоритетные месторождения и участки поиска залежей для опытно-промышленной разработки таким образом, чтобы не только своевременно провести геологоразведочные работы, необходимые для планирования и запуска опытно-промышленных работ, но и соблюсти их сроки, получить максимальный эффект и выполнить утвержденные компанией планы ввода в промышленную разработку.

Существующие методики геологического ранжирования не совсем подходят для этой цели, так как они базируются на оценке геологических рисков, запасов и ресурсов лицензионного участка с применением статистических данных и методов. Для оценки перспектив промышленной разработки необходимо проанализировать степень изученности участка различными методами и качество имеющихся испытаний пластов и исследований при испытании, а также взвесить возможные эксплуатационные риски.

В представленной статье предложен новый подход к дополнительному ранжированию лицензионных участков под цели опытно-промышленной разработки. Он включает в себя учет и анализ изученности участка посредством геолого-геофизических и промысловых исследований в рамках поисково-разведочного этапа.

Ключевые слова: ранжирование перспективных лицензионных участков, опытно-промышленная разработка месторождений

Для цитирования: Проваторова, Е. А. Ранжирование лицензионных участков для выделения наиболее перспективных из них под цели опытно-промышленной разработки / Е. А. Проваторова, Е. В. Смирнова, И. А. Тропина. — DOI 10.31660/0445-0108-2025-3-110-121 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 3. — С. 110–121. — EDN: TOQJKY

Ranking license areas to identify the most promising candidates for pilot field development

Elena A. Provatorova^{1,2}, Elena V. Smirnova, Irina A. Tropina

¹Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen

* EA_Provatorova@tnnc.rosneft.ru

Abstract. Companies actively engaged in geological exploration typically adhere to an established internal standard for ranking license areas during project planning. This ranking process involves a probabilistic evaluation of geological parameters, reserves, and risks — factors that influence the formation and preservation of hydrocarbon accumulations. However, the success of field development also depends on the reliability of resource estimates, reservoir characteristics, and reservoir fluid properties.

This necessitates an additional ranking specifically aimed at selecting the most suitable areas and fields for pilot production. Such selection ensures that exploration is completed on time to plan and initiate pilot operations, meet project deadlines, maximize efficiency, and achieve the company's targets to put into commercial development.

Traditional geological ranking methods are not entirely suitable for this purpose, as they primarily rely on statistical evaluations of risks, reserves, and resources. To properly assess the potential for pilot production, it is essential to analyze the extent and quality of reservoir characterization and testing while also considering possible operational risks.

This paper presents a new approach to the supplementary ranking of license areas for pilot production. The proposed methodology takes into account the degree of geological and geophysical study as well as the quality of field data obtained during the exploration phase.

Keywords: ranking of promising license areas, pilot field development

For citation: Provatorova, E. A., Smirnova, E. V., & Tropina, I. A. (2025). Ranking license areas to identify the most promising candidates for pilot field development. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 110–121. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-3-110-121

Введение

В настоящее время существует устоявшийся алгоритм ранжирования объектов под цели геологоразведочных работ. Он опирается на различные статистические методы, такие как Монте-Карло [1, 2]. В этом подходе выделяются определенные критерии, необходимые для образования и сохранности залежи, по которым определяется вероятность геологического успеха [3, 4].

В таблице 1 приведен результат геологического ранжирования лицензионных участков для целей геологоразведочных работ. Итоговый ранг рассчитан по сумме баллов предыдущих рангов, которые выставлялись по следующим критериям: существование породы-коллектора, существование ловушки углеводородов (УВ), заполнение ловушки УВ, сохранность залежи УВ, распределение плотности запасов, степень геологического риска и экономические факторы.

Распределение итогового ранга выглядит следующим образом:

- 1) до 5 баллов — первоочередные объекты;
- 2) от 5 до 7 баллов — перспективные объекты;
- 3) более 7 баллов — дополнительные объекты.

Аналогичный подход к ранжированию описан в работах В. А. Шашель, М. Г. Дымочкиной и др. [4, 5].

Ранжирование участков под цели ГРП

Рейтинг	Лицензионный участок	Итоговый балл	Итоговый ранг
1	Участок 19	2	1
2	Участок 1	2	1
3	Участок 7	3	1
4	Участок 22	3	1
5	Участок 12	4	1
6	Участок 3	4	1
7	Участок 11	5	2
8	Участок 10	5	2
9	Участок 9	6	2
10	Участок 23	7	3

Однако этот подход описывает только поисково-разведочный этап и для планирования эксплуатационного этапа не подходит по причине отсутствия анализа промысловых данных, полученных на изучаемом или прилегающем участке. Исходя из опыта наблюдения, для оценки ранжирования участков под эксплуатационное бурение необходимы критерии, описывающие как геологические риски, так и промысловые, интерпретационные.

Поскольку фактических данных на начальной стадии изучения крайне мало, статистический принцип анализа не может выявить риски локальной площади. Для этого необходимо тщательно изучить качество и полноту имеющейся информации. Соответственно, чтобы осуществить дальнейшее ранжирование лицензионных участков, требуется формализация подхода к оценке рисков, связанных с неопределенностями результатов исследований и разных интерпретационных трактовок. Оценка отдельных составляющих исходных данных, будь то качество сейсмических работ или гидродинамических исследований скважин, может выполняться в виде проверки соответствия техническим заданиям и действующим нормативам. Но как в комплексе учесть оценки всех входящих данных применительно к оценке участка в целом и какие факторы должны включаться в оценку для участков опытно-промышленных работ — не описывается в литературе, вероятно, по причинам того, что для каждого недропользователя и региона набор показателей для расстановки приоритетов разный. На данный момент в отечественной и зарубежной литературе акцентировано внимание на рассматриваемой теме, однако все предложения направлены на актуализацию имеющихся методик ранжирования, созданных для этапа геологоразведочных работ (ГРП) [6, 7].

В статье рассматривается один из вариантов ранжирования лицензионных участков под цели опытно-промышленной разработки (ОПР) (в рамках методики предполагается, что оценка рисков для этапа ГРП уже проведена). Для этого в каждой группе параметров выделяются определенные критерии и вводятся коэффициенты, с помощью которых в дальнейшем производится оценка ранга.

Объект и методы исследования

Для выделения необходимых критериев оценивания изучены особенности проведения каждого этапа разработки месторождений и на основе этого определены наиболее важные блоки-категории. Изначально было выделено три группы, в которых производилось определение изученности, надежности исследований при поисково-разведочном бурении (ПРБ) и наличие/сложность строительства инфраструктуры. Однако было решено отказаться от последней группы, так как на первом этапе работ решение по инфраструктуре планировалось принимать на основании геологического ранжирования.

В каждой из оставшихся групп были выделены основные критерии оценивания: в группе изученности — 5, в группе данных по испытаниям — 8 (рис. 1). Каждый критерий оценивается по собственным значениям, переводимым в нормированные коэффициенты. Полученные коэффициенты перемножаются, и выводится итоговое общее значение.



Рис. 1. Блок-схема критериев оценивания

Изученность и геологические параметры участка

В этом блоке участок оценивается по пяти критериям:

- 1) доля запасов категории С1;
- 2) изученность сейсморазведочными работами;
- 3) тип ловушки;
- 4) характер насыщения;
- 5) средневзвешенная вероятность геологического успеха участка по нефти и газу — P_g .

Первый коэффициент показывает, присутствует ли минимальная доля запасов категории С1 в 30 % на участке. Этот критерий необходим для перехода на этап промышленной разработки, а его значение определено Приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Фе-

дерации от 20.09.2019 № 638 [8]. В предлагаемом методе ранжирования этот критерий оценивается всего в два значения: если 30 % от запасов месторождения оценено по категории C1, тогда коэффициент $P1 = 1$, если нет — $P1 = 0,1$.

Второй коэффициент введен для понимания относительной изученности участка сейсморазведочными работами (СРР). При наличии на участке 3D СРР коэффициент максимальный, по 2D СРР он зависит от плотности проведенных исследований. Был проведен сравнительный анализ по изучаемым участкам и методом подбора определены наиболее подходящие значения для коэффициента. Таким образом, если проведен высокоплотный 2D ($\geq 1 \frac{\text{пог.км}}{\text{км}^2}$) или 3D, тогда коэффициент $P2 = 1$, среднеплотные 2D ($0,5 - 1 \frac{\text{пог.км}}{\text{км}^2}$) — $P2 = 0,5$, низкоплотные 2D ($< 1 \frac{\text{пог.км}}{\text{км}^2}$) — $P2 = 0,1$.

Следующий коэффициент характеризует тип ловушки. Этот критерий введен для понимания неопределенностей, связанных с геологическим строением. Чем надежней картируется ловушка, тем выше значение коэффициента. Так, для структурной ловушки принимается максимальное значение. С точки зрения реализации ОПР структурная ловушка/залежь наиболее предсказуема в отличие от других вариантов ловушек при прочих равных параметрах изученности. Наиболее неуверенная — стратиграфическая, поскольку этот тип ловушек приурочен к зонам выклинивания пластов, картирование которых затруднено, а экранирующие свойства не ясны.

Оценка ловушек производится в рамках одного лицензионного участка. В рассматриваемой методике ранжирования предлагается следующий перечень типов ловушек и соответствующий параметр:

- 1) структурная ловушка — 1;
- 2) структурно-тектоническая — 0,85;
- 3) литологическая, структурно-литологическая, тектоническая — 0,6;
- 4) структурно-стратиграфическая — 0,4;
- 5) стратиграфическая — 0,3.

В случае наличия нескольких ловушек разного типа на участке параметр считается как среднее арифметическое.

Четвертый критерий показывает характер насыщения и его подтверждение. Этот критерий можно реверсировать в зависимости от того, на какое насыщение ориентирован недропользователь — нефть или газ. В данной работе оценка проводится для нефтяных участков.

Они оцениваются по пяти критериям:

- 4) подтверждена нефть (min риск газонасыщения): $P4 = 1$;
- 3) вероятно нефть: $P4 = 0,75$;
- 2) нефтяная оторочка на грани рентабельных толщин: $P4 = 0,5$;
- 1) вероятно газонасыщение: $P4 = 0,25$;
- 0) подтвержден газ (min вероятность нефтенасыщения): $P4 = 0,1$.

В случае прогноза ловушек или выявленных на участке залежей разного фазового состояния рассчитывается вероятность вида насыщения — нефтяное, газовое. Для определения вероятности считается соотношение количества нефтяных/газовых ловушек с их общим количеством в рамках лицензионного участка. Если отношение нефтяных ловушек к общему количеству больше 0,5, присуждается вероятность нефтяного насыщения. Критерий по насыщению очень важен, поскольку на поисково-разведочном этапе по мере подтверждения продуктивности и состава УВ может происходить смена стратегии по приоритету добычи нефтяной или газовой опции. Такие варианты при долгосрочном планировании необходимо учитывать, особенно в случае смешанного насыщения залежей. К примеру, мощность нефтяной оторочки не подтверждается, планировать строительство инфраструктуры и добычу нефти становится не рентабельно.

Последний критерий в рамках этой группы — средневзвешенная вероятность геологического успеха участка по нефти и газу (P_r). Критерий P_r определяется как отношение геологических запасов по ловушкам с учетом риска P_g к общим геологическим запасам по участку отдельно по нефти (1) и газу (аналогично нефти). Итоговое значение P_r по участку считается как среднее между $P_{r_нефть}$ $P_{r_газ}$.

$$P_{r_нефть} = \frac{Q_1 \cdot P_{g1} + Q_2 \cdot P_{g2} + \dots + Q_n \cdot P_{gn}}{\sum Q_{1...n}}, \quad (1)$$

где $Q_{1...n}$ — запасы ловушки; $P_{g1...n}$ — коэффициент риска по выбранной ловушке.

В основе расчета — коэффициент P_g по ловушкам, определяемый внутренними нормативными документами компании. P_g необходим при определении и обосновании оценки ресурсной базы, поэтому полученная вероятностная оценка — основа для расчета инвестиционной привлекательности участка [9]. В результате получаемый коэффициент P_r в предлагаемом ранжировании учитывает высокую взаимосвязь факторов риска по всем ловушкам на участке.

Достоверность испытаний и исследований в скважине

Испытание скважин необходимо для получения уверенной информации о коллекторских свойствах продуктивных пород и подтверждения продуктивности в целом. Однако разное время проведения испытаний, различные технологии и объемы исследований, геологические и технологические факторы приводят к неоднозначности результатов испытаний, по этой причине их необходимо оценивать и проверять на точность.

Всего в данной группе было выделено 8 критериев для оценивания. Каждый из них имеет свой вес, влияющий на конечный результат, и оценивается по 3–4 свойствам, выделенным по степени влияния — от наиболее к наименее важному. Им присваивается определенное значение, которое вносится в специальную таблицу (табл. 2). Также в рамках этой таблицы есть возможность оценки нескольких скважин одновременно — выводится средний процент достоверности.

Таблица 2

Критерии для определения достоверности ПРБ

Критерий		Вес Критерия, %	Пласт 1		Пласт 2	Вариации	Итоговое значение
			Скважина	Скважина	Скважина		
			1	3	5		
Блок достоверности информации							
1. Достоверность замера дебита жидкости (Отклонение дебита не более ***% между замерами в течение последних 3 дней работы)	3, 10 % 2, 20 % 1, 30 % 0 >30 %	25	2	3	0	9	14
2. Способ замера дебита жидкости/нефти	3. Замерная (или расходомер, СКЖ) 2. Емкость 1. По вывозу 0. Отсутствует	20	1	3	0	9	9
3. Способ замера забойного давления	3. Данные глубинного манометра 2. ТМС 1. По НСДУ 0. Расчетное	20	3	2	2	9	16
4. Бесперебойный режим работы скважины	3. Бесперебойная работа скважины 2. Остановок более 2-х часов <10 суток 1. Остановок более 2-х часов >10 суток 0. Скважина не работает	10	2	3	2	9	8
5. Наличие анализов хим. лаборатории	3. Содержание воды в продукции + 6-ти компонентный состав 2. Содержание воды в продукции 1. Данные непригодны для использования 0. Пробы не отбирались, данные отсутствуют	10	2	3	3	9	9
6. Выполнение ГДИС	3. КВД получено, результаты кондиционные 2. КВД получено, недовосстановлено 1. КВД получено, данные непригодны для интерпретации 0. КВД не получено	5	1	3	1	9	3
7. ГИС	3. Расширенный ГИС (ГТКп, ЯМК, ГДК, и др) 2. Стандартный ГИС (ПС, ИК, НК, ГК) 1. Отсутствует	5	3	3	3	9	5
8. Вывос керна	3. 90–100 % 2. 70–90 % 1. 50–70 % 0. Меньше 50 %	5	1	3	3	9	4
Итого:		100	15	23	14		0,67

Наиболее важная характеристика в данной группе — дебит скважины. Для корректной оценки технико-экономических показателей необходимо понимание, был ли произведен замер дебита и каким способом, а также отклонение от замера в течение определенного срока — чем ниже отклонение, тем точнее произведен замер. Также необходимо знать способ получения данных о забойном давлении — рассчитано ли оно путем замера или аналитически. Каждый из этих критериев (табл. 2) — важная часть исследований, позволяющих составить стратегию последующей разработки корректно и более точно.

Также при проектировании разработки лицензионного участка недр важно понимать компонентный состав и свойства получаемого флюида. В зависимости от компонентного состава будут меняться особенности эксплуатации месторождения — могут появиться осложнения, которые требуют дополнительных технологических решений. По этой причине помимо замеров необходимо оценивать качество и полноту результатов лабораторных исследований. Критерии оценки представлены в таблице 2.

Далее оцениваются критерии по исследованиям скважин, а именно выполнение гидродинамических исследований скважин (ГДИС), геофизических исследований скважин (ГИС) и процент выноса керна.

Проведение ГДИС необходимо для получения максимально полной информации о строении и свойствах исследуемых пластов. Один из методов гидродинамических исследований — метод восстановления давления. Полученные кривые позволяют определить средние значения фильтрационных характеристик в определенной области пласта и их изменение на некотором расстоянии от скважины. Благодаря этой характеристике возможно узнать большое количество информации о пласте. В предлагаемом ранжировании этот критерий описывается свойствами, представленными в таблице 2.

ГИС — один из важнейших методов исследования скважин, их используют для определения свойств породы, изучения геологического строения и поиска углеводородов. Методов существует большое количество, каждый отличается разрешающей способностью и другими характеристиками. От применения определенного метода или комплекса методов будет зависеть точность полученных результатов. Поэтому в рамках рассматриваемой работы методы были условно поделены на расширенные (наиболее точные) и стандартные. В зависимости от используемого на исследуемой скважине метода присваивается определенный ранг:

- 3) расширенный ГИС (ГТКп, ЯМК, ГДК и др.);
- 2) стандартный ГИС (ПС, ИК, НК, ГК);
- 1) ГИС отсутствует или ограничен 1–2 методами.

Отбор и исследование керна обеспечивают данные о литологическом составе пласта, необходимые в свою очередь при получении информации о фильтрационно-емкостных и экранирующих свойствах пород для создания обоснованных петрофизических моделей и интерпретации материалов

ГИС. Однако даже в случае наличия керновых данных может сохраняться высокая неопределенность в изученности. Основная характеристика качества керновых данных — процент выноса из пласта, соответствие метража выноса проходке, а также сохранность керна при подъеме и транспортировке. Чем ниже изученность разреза целевого пласта керном, тем ниже качество оценки фильтрационно-емкостных свойств коллектора и учета неоднородности. Согласно рекомендациям для создания петрофизических связей керн — ГИС [10] охарактеризованность керном должна составлять не менее 70 %. Полученные две группы были дополнительно разделены еще на две для повышения вариативности коэффициентов, при этом чем выше процент выноса, тем выше значение коэффициента:

3. 90–100 %
2. 70–90 %
1. 50–70 %
0. Менее 50 %

Общий коэффициент, описывающий достоверность испытаний и исследований скважин, получается суммированием итоговых значений по каждому критерию и делением на 100 (табл. 2).

Результаты

Все используемые в группах критерии показаны в блок-схеме (рис. 1). Каждое получаемое значение коэффициентов меньше единицы ввиду последующей необходимости нормировки коэффициентов между собой и получения единой системы в итоге. Также методика предполагает перемножение всех коэффициентов P_1 – P_6 между собой и получение итогового общего значения — $P_{\text{общ}}$, который и присваивает ранг лицензионному участку. Далее по итоговому коэффициенту производится сортировка участков от наибольшего (то есть наиболее изученного участка) до наименьшего (табл. 3).

Таблица 3

Итоговая таблица ранжирования

Рейтинг	Лицензионный участок	Критерии						Нормировка критериев						$P_{\text{общ}}$
		С 1	СР Р	Тип ловушки	Достоверность ПРБ	Характер насыщения	P_r	С1	СР Р	Тип ловушки	Достоверность ПРБ	Характер насыщения	P_r	
1	Участок 1	1	2	1,00	0,58	4	0,34	1	1	1,00	0,58	1	0,34	0,1956
2	Участок 2	1	2	0,64	0,57	2	0,24	1	1	0,64	0,57	0,5	0,24	0,0432
3	Участок 3	1	2	0,57	0,43	4	0,15	1	1	0,57	0,43	1	0,15	0,0352
4	Участок 4	0	2	0,62	0,49	3	0,26	0,1	1	0,62	0,49	0,75	0,26	0,0059
5	Участок 5	0	1	0,60	0,68	3	0,16	0,1	0,5	0,60	0,68	0,75	0,16	0,0025
6	Участок 6	0	2	0,60	0,40	3	0,10	0,1	1	0,60	0,40	0,75	0,10	0,0018
7	Участок 7	0	2	0,55	0,5	1	0,24	0,1	1	0,55	0,50	0,25	0,24	0,0016
8	Участок 8	0	2	0,67	0,00	3	0,22	0,1	1	0,67	0,1	0,75	0,22	0,0011
9	Участок 9	0	2	0,58	0,00	3	0,15	0,1	1	0,58	0,1	0,75	0,15	0,0007
10	Участок 10	0	2	1	0	1	0,26	0,1	1	1,00	0,1	0,25	0,26	0,0007

Итоги второго этапа ранжирования показали, что относительно первого этапа (геологического ранжирования) рейтинг участков изменился. Из ранее обозначенных ТОП-10 участков уверенное планирование ОПР и эффективность следует ожидать только по пяти участкам. Также в десятку вошли пять других участков, которые ранее уступали по величине плотности ресурсов. По новым вошедшим участкам следует рассмотреть возможность ускорения реализации программы ГРП. По пяти участкам, выбывшим из рейтинга, необходимо усилить исследовательскую программу с учетом выявленных в рамках анализа недостатков и выполнить актуализацию ранжирования по мере поступления новых результатов ГРП.

Выводы

Предлагаемый подход к ранжированию учитывает основные критерии, применяемые при ГРП для поисковых и разведываемых участков, а также риски с точки зрения надежности результатов испытаний, промысловых исследований, прогноза характера насыщения.

Параметры, оцениваемые при дополнительном ранжировании под цели ОПР: доля запасов категории С1; изученность сейсморазведочными работами; тип ловушки; характер насыщения; вероятность геологического успеха; достоверность испытаний, ГИС, ГДИС, керновая изученность.

Оценка качества проведенных испытаний и исследований в скважине отражает неопределенности по перспективности ОПР на участке и возможности достижения плановых показателей разработки.

Готовность или близость действующей инфраструктуры в представленном подходе не учитывается, чтобы ранжирование отражало только геологические преимущества участков. Фактор инфраструктуры предпочтительней учитывать на отдельном этапе ранжирования, чтобы при всех имеющихся геологических и промысловых неопределенностях на перспективных участках геологоразведочные работы планировались и выполнялись своевременно.

Список источников

1. Мелкишев, О. А. Стохастическая оценка прогнозных ресурсов нефти на поисково-оценочном этапе геологоразведочных работ / О. А. Мелкишев, С. Н. Кривошеков. – Текст : непосредственный // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – Т. 11, № 4. – С. 33–41.
2. Роуз, П. Р. Анализ рисков и управление нефтегазописковыми проектами / П. Р. Роуз ; пер. с англ., под ред. В. И. Порокуна, под общ. ред. Н. А. Малышева. – Москва, Ижевск : НИЦ «РХД», Ижевский институт компьютерных исследований. – 2011. – 304 с. – Текст : непосредственный.
3. Емельянова, Н. М. Методика вероятностной оценки ресурсов нефти и газа участков недр с учетом зависимости геологических рисков агрегируемых локальных объектов по площади и разрезу / Н. М. Емельянова, В. И. Порокун. – DOI 10.17353/2070-5379/28_2021. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021. – Т. 16. – № 3. – С. 28.

4. Шашель, В. А. Системный подход к формированию стратегии развития ресурсной базы актива / В. А. Шашель, В. В. Жукова, Р. А. Ошмарина [и др.]. – DOI 10.24887/2587-7399-2019-1-68-73. – Текст : непосредственный // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2019. – № 1(11). – С. 68–73.
5. Геолого-экономическая оценка проектов : настоящее и будущее / М. Г. Дымочкина, П. Ю. Киселев, М. Н. Пислегин [и др.]. – DOI 10.24887/2587-7399-2018-3-18-23. – Текст : непосредственный // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2018. – № 3(9). – С. 18–23.
6. Поляков, А. А. Международный опыт анализа геологических рисков / А. А. Поляков, Ш. М. Мурзин. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7, № 4. – С. 8.
7. Повышение ценности проекта геологоразведочных работ на основе ранней проработки интегрированной концепции развития / В. А. Орлов, Р. А. Ошмарин, А. С. Бочков [и др.]. – DOI 10.24887/2587-7399-2018-3-46-50. – Текст : непосредственный // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – № 3(9). – 2018. – С. 46–50.
8. Правила разработки месторождений углеводородного сырья : приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 20.09.2019 № 638. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/document/0001201910030031?ysclid=1z2j519ed2692578926>. – Текст : электронный.
9. Практическое руководство инженера – разработчика пласта : монография / Д. С. Смирнов, Д. В. Грандов, Т. Н. Смагина [и др.] ; Общество с ограниченной ответственностью «Тюменский нефтяной научный центр». – Тюмень : Тюменский нефтяной науч. центр : ИПЦ «Экспресс», 2022. – 710 с. – Текст : непосредственный.
10. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом ; под ред. В. И. Петерсилье, В. И. Пороскуна, Г. Г. Яценко. – Москва–Тверь : НППЦ Тверьгеофизика, 2003. – 279 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Melkishev, O. A., & Krivoshchekov, S. N. (2012). Stochastic evaluation of oil resources forecast on the stage of geological exploration work. Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo, 11(4), pp. 33–41. (In Russian).
2. Rouz, P. R. (2011). Analiz riskov i upravlenie neftegazoposkovymi proektami. Moscow–Izhevsk, NITs «RKhD», Izhevskii institut komp'yuternykh issledovaniy Publ., 304 p. (In English).
3. Emelyanova, N. M., & Poroskun, V. I. (2021). Robabilistic oil and gas resource assessment for subsurface areas taking into account the dependence of geological risks of aggregated local objects by area and section. Petroleum geology. Theoretical and applied studies, 16(3), p. 28. (In Russian). DOI: 10.17353/2070-5379/28_2021
4. Shashel, V. A., Zhukov, V. V., Oshmarin, R. A., Bogdanovich, E.S., Sizykh, A.V., Gazaliev, R., R.,... & Perminov, D. E. (2019). Systematic approach of creating optimal resource base development strategy. Proneft. Professionals about oil, 1(11), pp. 68–73. (In Russian). DOI: 10.24887/2587-7399-2019-1-68-73

5. Dymochkina, M. G., Kiselev, P. Yu., Pislegin, M. N., Kuzmin, T. G., & Mullagaliev, A. T. (2018). Geological and economic evaluation (gee): from present to future. *Proneft. Professionals about oil*, 3(9), pp. 18-23. (In Russian). DOI: 10.24887/2587-7399-2018-3-18-23
6. Polyakov, A. A., & Murzin, Sh. M. (2012). International experience in geological risk analysis. *Petroleum geology. Theoretical and applied studies*, 7(4), p. 8. (In Russian).
7. Orlov, V. A., Oshmarin, R. A., Bochkov A. S., Masalkin, Yu. V., Yakovlev, S. A., Ulyanov, V. L., Danilin, M. A. (2018). Maximization of major oil&gas project value at identification/access stage by reframing of exploration strategy. *Proneft. Professionals about oil*, 3(9), pp. 46-50. (In Russian). DOI: 10.24887/2587-7399-2018-3-46-50
8. Pravila razrabotki mestorozhdenij uglevodorodnogo syr'ya : prikaz Ministerstva prirodnih resursov i ekologii Rossijskoj Federacii ot 20.09.2019 № 638. (In Russian). Availabl at : [http:// publication.pravo.gov.ru/document/0001201910030031?ysclid=lz2j519ed2692578926](http://publication.pravo.gov.ru/document/0001201910030031?ysclid=lz2j519ed2692578926).
9. Smirnov, D. S., Grandov, D. V., Smagina, T. N., Galiullin, M. M., Shirokov, A. S., Patrakov, D. P., & Arkhipov, V. N. (2022). *Prakticheskoe rukovodstvo inzhenera – razrabotchika plasta*. Tyumen, IPTS «Ekspress» Publ., 712 p. (In Russian).
10. Petersil'e, V. I., Poroskun, V. I., Yacenko, G. G. (2003). *Metodicheskie rekomendacii po podschetu geologicheskikh zasposov nefiti i gaza ob'emnym metodom*. Moscow-Tver', NPC Tver'geofizika Publ., 279 p. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Проваторова Елена Александровна, специалист ООО «Тюменский нефтяной научный центр», магистрант базовой кафедры ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
EA_Provatorova@tnnc.rosneft.ru

Elena A. Provatorova, Specialist Tyumen Petroleum Research Center LLC, Master's student, Industrial University of Tyumen, EA_Provatorova@tnnc.rosneft.ru

Смирнова Елена Витальевна, главный инженер проекта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Elena V. Smirnova, Chief Engineer of a Project, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Evsmirnova2@tnnc.rosneft.ru

Тропина Ирина Анатольевна, руководитель группы ООО «Тюменский нефтяной научный центр», iatropina@tnnc.rosneft.ru

Irina A. Tropina, Group leader Tyumen Petroleum Research Center LLC, iatropina@tnnc.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 09.12.2024; одобрена после рецензирования 20.01.2025; принята к публикации 27.01.2025.

The article was submitted 09.12.2024; approved after reviewing 20.01.2025; accepted for publication 27.01.2025.

УДК 622.279

DOI:10.31660/0445-0108-2025-3-122-134

EDN: TXOWOW

Алгоритм выбора стратегии освоения газовых и газоконденсатных месторождений с интеграцией газоперерабатывающих мощностей на этапе концептуального проектирования освоения участков недр

Т. Н. Тукмакова^{1,2}, А. В. Кряжев^{1,2*}, Е. А. Теребенина^{1,2}

¹ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*A_Kryazhev@vniigaz.gazprom.ru

Аннотация. Важной и неотъемлемой частью жизненного цикла месторождений является формирование стратегии их освоения, основные принципы которой закладываются на этапе концептуального проектирования. Принимаемые решения создают фундамент, от которого зависит конечная эффективность реализации проекта в целом. При этом этап концептуального проектирования характеризуется высокой степенью неопределенности.

В настоящее время идет активное освоение нового российского региона газодобычи — Восточной Сибири. Регион не обладает развитой инфраструктурой и таким же ресурсным потенциалом, как Западная Сибирь. Кроме того, значительная часть ресурсного потенциала находится на этапах выбора, поиска и оценки, однако месторождения Восточной Сибири характеризуются богатым на ценные компоненты составом газа. С учетом того, что основными тенденциями, которых придерживаются ключевые газодобывающие компании страны, выступают диверсификация продукции и повышение ее монетизации, становится актуальным на этапе концептуального освоения формировать стратегии, основанные не только на кластеризации месторождений, но и на создании новых газоперерабатывающих мощностей, особенно при высокой удаленности от систем транспорта газа.

В статье на примере Восточно-Сибирского кластера (группы месторождений в Красноярском крае) представлен алгоритм комплексного анализа входных данных, позволяющий осуществлять прогнозную оценку эффективности различных вариантов, ранжировать их по степени потенциальной эффективности и определять состав необходимого оборудования для реализации различных стратегий освоения месторождений.

Ключевые слова: стратегия освоения, концептуальный инжиниринг газовых месторождений, сжиженный природный газ, кластеризация месторождений

Для цитирования: Тукмакова, Т. Н. Алгоритм выбора стратегии освоения газовых и газоконденсатных месторождений с интеграцией газоперерабатывающих мощностей на этапе концептуального проектирования освоения участков недр / Т. Н. Тукмакова, А. В. Кряжев, Е. А. Теребенина. — DOI 10.31660/0445-0108-2025-3-122-134// Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 3. — С. 122–134. — EDN: TXOWOW

Algorithm for selecting a development strategy for gas and gas condensate fields with integration of gas processing facilities at the conceptual design stage

Tatyana N. Tukmakova^{1,2}, Andrey V. Kryazhev^{1,2*}, Ekaterina A. Terebenina^{1,2}

¹Gazprom VNIIGAZ LLC, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*A_Kryazhev@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Developing a field development strategy is a crucial part of a reservoir's lifecycle. Key principles of this strategy established during the conceptual design stage. Decisions made during this early phase lay the groundwork for the overall success and economic efficiency of the project. However, this stage is characterized by a high level of uncertainty.

Currently, the new gas production region in Russia — Eastern Siberia — is experiencing active development. This region lacks developed infrastructure and does not have the same resource base as Western Siberia. Additionally, much of the gas potential in Eastern Siberia remains at the selecting, exploration and evaluation stages.

However, many fields in Eastern Siberia are rich in valuable gas components. Given that the current industry trends towards product diversification and improved monetization, there is an increasing need to formulate development strategies at the conceptual stage.

These strategies are based on not only field clustering but also creating of new gas processing facilities, especially in remote areas that are far from existing gas transportation systems.

This paper presents an algorithm for comprehensive input data analysis using the example of the Eastern Siberian cluster, which consists of a group of fields in Krasnoyarsk Krai. This algorithm facilitates the forecasting and comparative assessment of various development options, ranks them according to potential efficiency, and determines the necessary equipment configuration for implementing the selected field development strategies.

Keywords: field development strategy, conceptual engineering for gas fields, liquefied natural gas, field clustering

For citation: Tukmakova, T. N., Kryazhev, A. V. & Terebenina, E. A. (2025). Algorithm for selecting a development strategy for gas and gas condensate fields with integration of gas processing facilities at the conceptual design stage. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 122-134. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-3-122-134

Введение

Развитие газовой промышленности Российской Федерации (РФ) характеризуется началом освоения нового перспективного региона газодобычи — Восточной Сибири. После запуска в 2019 году происходит ежегодное увеличение поставок по магистральному газопроводу «Сила Сибири», основная ресурсная база которого — Ковыктинское и Чаяндинское месторождения, обеспечившие объем в 22,7 млрд м³ газа в 2023 году (рис. 1)¹.

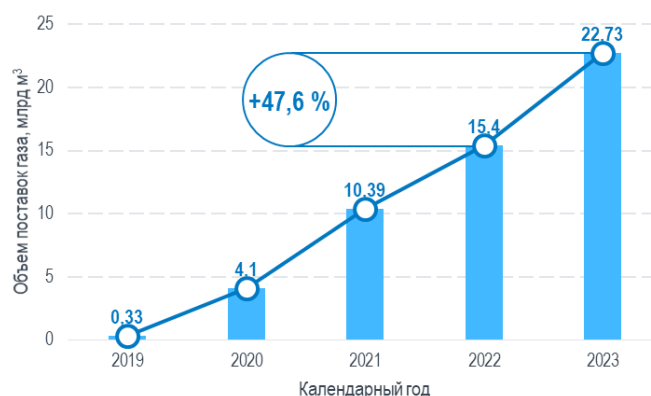


Рис. 1. Динамика поставок газа по магистральному газопроводу «Сила Сибири»

¹ Годовой отчет ПАО «Газпром» за 2023 год.

В регионе активно проводятся геологоразведочные работы, о чем свидетельствует изменение запасов газа, числящихся на госбалансе в трех основных газодобывающих субъектах региона: Красноярский край, Иркутская область, Республика Саха (Якутия) (рис. 2).

Помимо освоения новых регионов, один из основных трендов газовой отрасли России — стремление недропользователей к повышению монетизации продукции и диверсификации активов путем создания новых газоперерабатывающих мощностей. За последние годы газодобывающие компании активно инвестируют в производство сжиженного природного газа (СПГ) (в том числе в мало- и среднетоннажное) и создание газохимических кластеров на территории РФ (рис. 3).

При этом треть проектов нацелена на ресурсный потенциал Восточной Сибири, характеризующийся многокомпонентным составом газа с высоким содержанием неуглеводородных компонентов, таких как азот и гелий, и находящийся на стадиях: выбор, поиск и разведка.

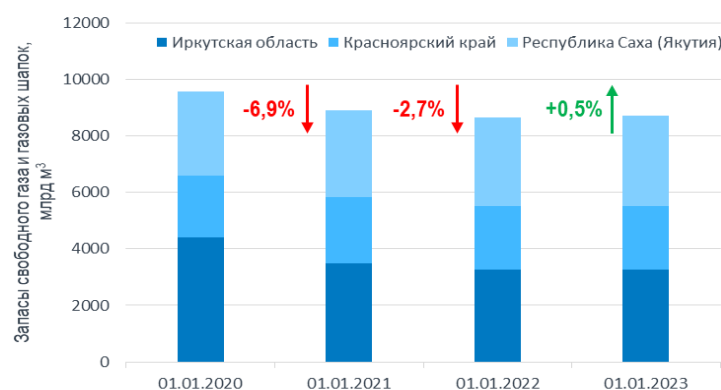


Рис. 2. Запасы категории А, В₁, В₂, С₁, С₂, состоящие на Госбалансе в Иркутской области, Красноярском крае и Республике Саха (Якутия)

Реализация таких проектов непосредственно на месторождениях требует междисциплинарного взаимодействия на этапе концептуального освоения месторождения, на котором осуществляется предынвестиционное исследование (оценка рентабельности и жизнеспособности проекта).

При этом систематизированные подходы по анализу возможности реализации стратегий освоения месторождений в научной литературе не отражены. Однако специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработаны методические подходы по оценке прогнозной экономической перспективности освоения участков недр путем вычисления интегрального показателя потенциала². Часть критериев, предложенных в данном подходе, использована в статье.

² ООО Газпром ВНИИГАЗ Методические подходы к оценке технико-экономических параметров освоения участков нераспределенного фонда недр в Восточной Сибири с учетом возможности формирования регионально-технологических кластеров.

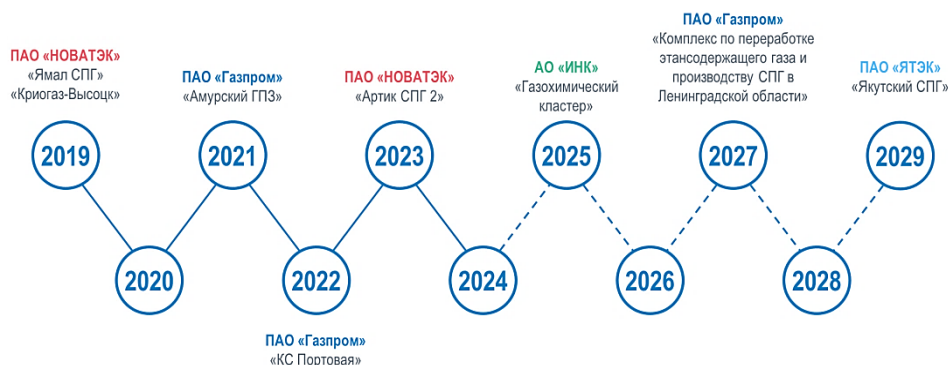


Рис. 3. Дорожная карта запуска газоперерабатывающих проектов на территории Российской Федерации

Критерии, влияющие на формирование стратегии освоения

Предлагаемые авторами критерии позволяют определить ресурсный потенциал, освоение которого потенциально экономически эффективно, а также оценить риски при реализации освоения объектов исследования на этапе концептуального проектирования освоения месторождения, характеризующегося недостатком входной информации и высокой степенью рисков. При этом критерии подразделяются на следующие группы:

- 1) географические показатели (транспортная инфраструктура, трубопроводная инфраструктура, электрообеспечение, возможность совместного предприятия);
- 2) геологические показатели (количество этажей нефтегазоносности, тип ловушек, средневзвешенная глубина запасов для проектирования, тип коллектора, фильтрационно-емкостные свойства пластов $k \cdot h$);
- 3) показатели минерально-сырьевой базы (запасы газа, принятые для проектирования, плотность запасов газа);
- 4) технологические показатели (критерий оценки металлоемкости добычи $k \cdot h / H$, сложность сбора и подготовки газа по фазовому состоянию залежей);
- 5) сложность подготовки продукции по компонентному составу;
- 6) показатели геолого-геофизической изученности (разведанность запасов);
- 7) прочие (принадлежность участка).

Эти критерии позволяют провести оценку прогнозной экономической эффективности и предполагаемых рисков.

На основе вышеперечисленных критериев в рамках настоящей статьи образованы следующие группы, оказывающие наибольшее влияние на формирование стратегии освоения:

- 1) МСБ и геологические показатели;
- 2) инфраструктура;
- 3) состав газа;

Группа критериев минерально-сырьевой базы (МСБ) и геологические показатели характеризуют подземную часть проекта, а именно величину и плотность запасов, отвечающую за их объем и распределение по площади в недрах Земли, тип строения (массивные, пластово-сводовые, тектонически экранированные, литолого-стратиграфические или с очень сложным строением), количество этажей нефтегазоносности — число продуктивных этажей на участке недр, средневзвешенную глубину запасов для проектирования. Последний критерий характеризует удаленность залегания запасов от поверхности земли, тип коллектора (терригенный, поровый, трещинно-поровый и др.), фильтрационно-емкостные свойства (величина, равняющаяся произведению эффективной нефтегазонасыщенной толщины и проницаемости коллектора).

В группу критериев инфраструктуры входят трубопроводная инфраструктура, характеризующая степень удаленности объекта освоения от близлежащей системы магистральных газопроводов. Доступность береговой линии характеризует доступность к морскому побережью для дальнейшей транспортировки жидких углеводородных продуктов. Отдаленность действующих промыслов характеризует возможность подключения к существующим мощностям по подготовке газа на соседних месторождениях. Транспортная инфраструктура характеризует степень развитости в окрестностях объекта исследования дорожной и ж/д инфраструктуры.

Группа критериев, характеризующих состав газа, играет ключевую роль при формировании оборудования, необходимого для освоения участка недр. Критерии, входящие в этот массив, зависят от компонента и его мольной доли в составе газа. К таким компонентам относятся: этан, пропан, бутаны, гелий, азот, сера, диоксид углерода и углеводородные компоненты C_{5+} .

Учет этих критериев позволяет сформировать конечные цели освоения месторождения: рынок сбыта, перечень товарной продукции и объекты внешнего транспорта.

Алгоритм выбора стратегии освоения с созданием газоперерабатывающих мощностей

Для оптимизации определения потенциально перспективных стратегий освоения участков недр разработан алгоритм, включающий как ранжирование критериев, так и алгоритмизацию выбора оборудования. Цель алгоритма — определение состава оборудования, от которого и зависит определение типа стратегии.

В общем виде алгоритм состоит из четырех основных блоков, представленных на рисунке 4.

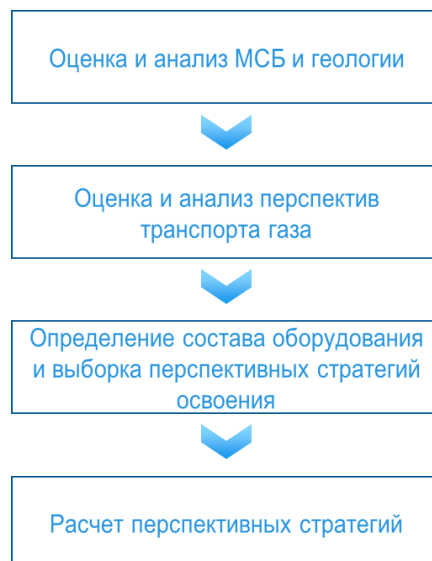


Рис. 4. Алгоритм определения стратегии освоения

Оценка и анализ МСБ и геологических показателей

Оценка МСБ и геологических показателей осуществляется с помощью ранг-рейтинговой таблицы, каждый критерий обладает своим индивидуальным рангом и оценкой.

Критерии отобраны на основе анализа существующих проектов по формированию стратегий освоения месторождений.

Наивысшим рангом обладает критерий, характеризующий запасы газа, так как оказывает наибольшее влияние на конечную рентабельность проекта. Остальные критерии оцениваются равнозначно.

Диапазон оценок сформирован на основе анализа реализации стратегий на действующих месторождениях.

В качестве объекта исследования выбран Восточно-Сибирский кластер (ВСК), расположенный в Красноярском крае (рис. 5).

По результатам оценки состояния МСБ и геологических показателей определяется коэффициент МСБ и геологии по формуле

$$K_{\text{мг}} = \frac{\sum_{i=1}^n \text{Ранг}_i * \text{Оценка}_i}{\sum_{i=1}^n \text{Ранг}_i}. \quad (1)$$

Этот коэффициент характеризует сложность геологического строения и объем запасов по объекту исследования, что позволяет предварительно оценить масштаб инвестиций, требуемых для реализации проекта.

Для месторождений Восточно-Сибирского кластера анализ и оценка МСБ и геологических показателей представлены в таблице 1. В целом для кластера $K_{\text{мг}}$ равен 0,51. Этот результат характеризует месторождения кластера как объекты с приемлемыми геологическими условиями.



Особенности:

Богатый компонентный состав газа

- Метан $\approx 80,6$ %, Этан $\approx 2,7$ %, Пропан $\approx 0,6$ %, Бутаны $\approx 0,3$ %, Гелия $\approx 0,3$ %, Азота $\approx 13,9$ %, Диоксид углерода $\approx 1,16$ %

Инфраструктурные особенности

- Расстояние до близлежащей системы газопроводов – 285 км
- Расстояние до близлежащей ж/д станции – 35 км

Лицензионные обязательства

- Выполнить геологоразведочные работы, утвердить проектные документы и ввести в разработку Западный участок недр до 2031, Центральный и Северный до 2033

Целевые потребители:

- Газ не соответствует ГОСТ 5542-2014 по калорийности, поэтому для газификации необходимо разрешение надзорных органов на реализацию такого газа населению или переработка газа
- Население близлежащих населенных пунктов составляет на 2022 год составляет 27 646 человек

Рис. 5. Характеристика объекта исследования

Оценка и анализ перспектив транспорта газа

Второй этап в алгоритме по определению стратегии — оценка и анализ инфраструктуры, необходимой для транспорта газа.

Следует определить коэффициенты, характеризующие отдаленность от ключевых транспортных артерий:

K_1 — отдаленность трубопроводная инфраструктура;

K_2 — мобильный транспорт;

K_3 — использование действующих промыслов;

K_4 — доступ к береговой линии.

Критерии, оценка и ранг обоснованы аналогичными принципами, заложенными в этапе: оценка и анализ МСБ и геологических показателей.

Таблица 1

Ранг-рейтинговая таблица геологических и МСБ критериев

№ №	Критерий	Оценка	1	0,8	0,6	0,4	0,2	ВСК
		Ранг						
1	Запасы, принятые для проектирования, 3 млрд м *	3	> 1000	500–1000	200–500	50–200	< 50	0,4
2	Плотность запасов, 3 2 млн м / км *	1	> 500	150–500	100–150	50–100	< 50	0,4
3	Преимущественный тип ловушек*	1	Массивные	Пластово-сводовые	Тектонически экранированные	Литолого-стратиграфические	Очень сложное строение	0,8
4	Глубина залегания, м*	1	До 1,5 км	1,5–2 км	2–3 км	3–4 км	Более 4 км	0,6
5	Тип коллектора*	1	Поровый	Преимущественно поровый, терригенный	Трещинно-поровый, каверново-поровый, трещинно-каверново-поровый, карбонатный, порово-трещинный	Преимущественно с вторичной пористостью, каверновый	Кавервно-трещинный	0,8
6	ФЕС, $k \cdot h$, мД*м*	1	Более 5 000	500–5 000	50–500	10–50	Менее 10	0,6
7	Количество этажей нефтегазонасыщенности*	1	Более четырех	Четыре	Три	Два	Один	0,2

Для Восточно-Сибирского кластера высокий промежуточный коэффициент транспортной инфраструктуры — 0,8. Доступ к береговой линии

оценен нулевым значением, так как Восточно-Сибирский кластер расположен глубоко в континентальной части материка и рассмотрение морского транспорта нецелесообразно (табл. 2).

Таблица 2

Ранг-рейтинговая таблица оценки перспектив транспорта

№	Критерий	Оценка	1	0,8	0,6	0,4	0,2	ВСК
		Ранг/R						
1	МСБ и геология	3	Результат оценки МСБ и геологии, K_1					0,51
2	Трубопроводная инфраструктура*	2	Газопровод проходит через ЛУ	Газопровод проходит или планируется строительство на расстоянии до 50 км от границы ЛУ	Газопровод проходит или планируется строительство на расстоянии от 51 до 100 км от границы ЛУ	Газопровод проходит или планируется строительство на расстоянии от 101 до 150 км от границы ЛУ	Газопровод проходит на расстоянии более 150 км от границы ЛУ или очень сложные условия строительства	0,2
3	Транспортная инфраструктура	2	Ж/Д, автодорога(и) с твердым покрытием на ЛУ	Автодороги с твердым покрытием на ЛУ, Ж/Д станции на расстоянии до 80 км	Автодороги с твердым покрытием на ЛУ, Ж/Д станции на расстоянии более 80 км	На ЛУ имеются грунтовые дороги, просеки, зимники	Дорог нет, зимники	0,8
4	Использование действующих промыслов	2	В радиусе 25 км есть разрабатываемое месторождение	В радиусе 50 км есть разрабатываемое месторождение	В радиусе 75 км есть разрабатываемое месторождение	В радиусе 100 км есть разрабатываемое месторождение	В радиусе 100 км нет месторождений	0,2
5	Доступ к береговой линии	2	Береговая линия примыкает к ЛУ	В радиусе 25 км есть береговая линия	В радиусе 50 км есть береговая линия	В радиусе 75 км есть береговая линия	>75 км до береговой линии	0

Определение состава оборудования и выборка перспективных стратегий освоения

Для определения вспомогательных коэффициентов ($K_{гп}$ — коэффициент трубопроводного транспорта, K_t — коэффициент транспортной инфраструктуры, $K_{дп}$ — коэффициент действующих промыслов, коэффициент доступа к береговой линии $K_{бл}$), используемых в последующих алгоритмах, применяются следующие формулы:

$$K_{\Gamma\Pi} = \frac{K_{\text{МГ}} * R_{\text{МГ}} + K_1 * R_1}{R_{\text{МГ}} + R_1} \quad (2)$$

$$K_{\text{T}} = \frac{K_{\text{МГ}} * R_{\text{МГ}} + K_2 * R_2}{R_{\text{МГ}} + R_2} \quad (3)$$

$$K_{\text{ДП}} = \frac{K_{\text{МГ}} * R_{\text{МГ}} + K_3 * R_3}{R_{\text{МГ}} + R_3} \quad (4)$$

$$K_{\text{МГ}} = \frac{K_{\text{МГ}} * R_{\text{МГ}} + K_4 * R_4}{R_{\text{МГ}} + R_4} \quad (5)$$

Эти коэффициенты позволяют оценить перспективы использования различных видов транспорта с учетом геологических условий объекта исследования (при значении коэффициента менее 0,5 рассматриваемый вид транспорта товарной продукции имеет низкую прогнозную экономическую эффективность) и используются в разработанных в рамках рассматриваемой статьи алгоритмов по определению технологической возможности применения видов транспорта товарной продукции.

Алгоритмы основаны на анализе компонентного состава природного газа, от которого зависит состав оборудования, необходимого для освоения объекта исследования (помимо установки комплексной подготовки газа (УКПГ)). При этом отметим, что концентрация компонентов в составе газа обоснована стандартом ПАО «Газпром»³ и ГОСТ⁴ (рис. 6–8).

Таким образом, для Восточно-Сибирского кластера высокой прогнозной способностью является стратегия освоения, основанная на производстве СПГ и транспортировкой ее ж/д транспортом. При этом необходимый состав оборудования состоит из СПГ-завода, установки стабилизации конденсата (УСК) и поглощающей скважины.

Технико-экономический расчет стратегий

В рамках проведенного исследования и целевой программы проведения геологоразведочных работ и лицензирования новых территорий в Красноярском крае на период 2023–2033 гг.⁵ проведен технико-экономический расчет двух вариантов стратегии освоения: строительство СПГ-завода на ж/д станции. Таежная и реализация товарного газа трубопроводным транспортом в систему ВСГ.

³ СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия

⁴ ГОСТ 34894 – 2022 Газ природный сжиженный. Технические условия, Москва, Российский институт стандартизации, 2022

⁵ ООО Газпром ВНИИГАЗ. Целевая программа проведения геологоразведочных работ и лицензирования новых территорий в Красноярском крае на период 2023–2033 гг.

Расчет технологических показателей разработки осуществлялся в соответствии с «Временной методикой оценки технологических ...»⁶, экономические показатели рассчитывались в соответствии с СТО Газпром 2-3.1-1279-2022...»⁷.

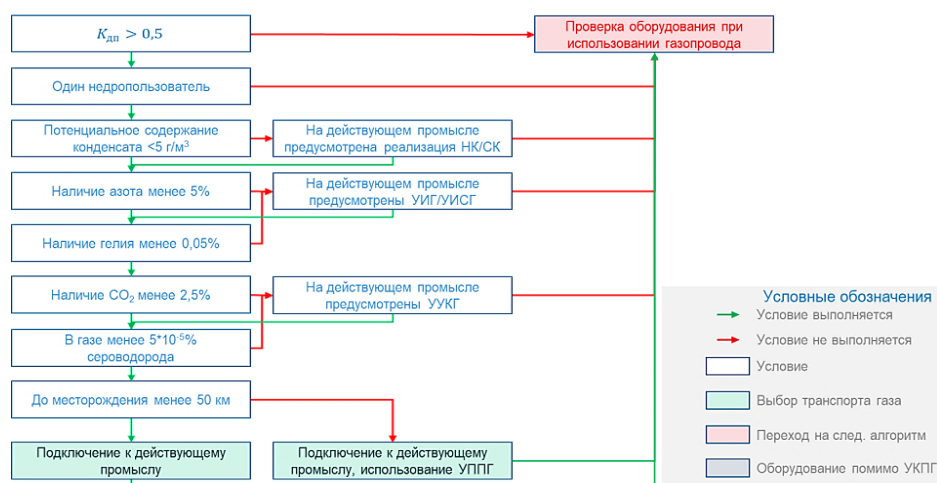


Рис. 6. Анализ возможности использования мощностей соседних месторождений

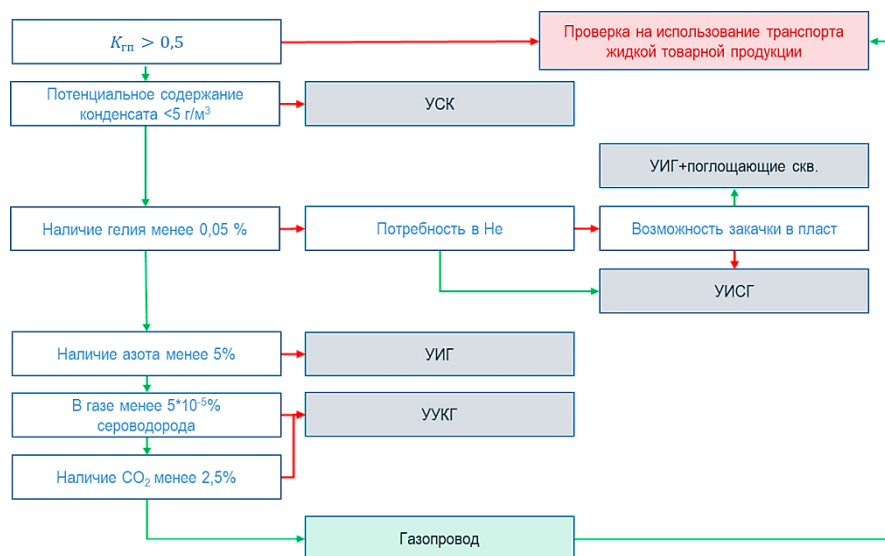


Рис. 7. Определение необходимого оборудования при трубопроводном транспорте газа

⁶ Временная методика оценки технологических коэффициентов извлечения газа и конденсата для разведываемых месторождений (протокол заседания секции УВС экспертно-технического совета ГКЗ от 05.12.2018 № 19).

⁷ СТО Газпром 2-3.1-1279-2022. Методика оценки эффективности геологоразведочных работ.

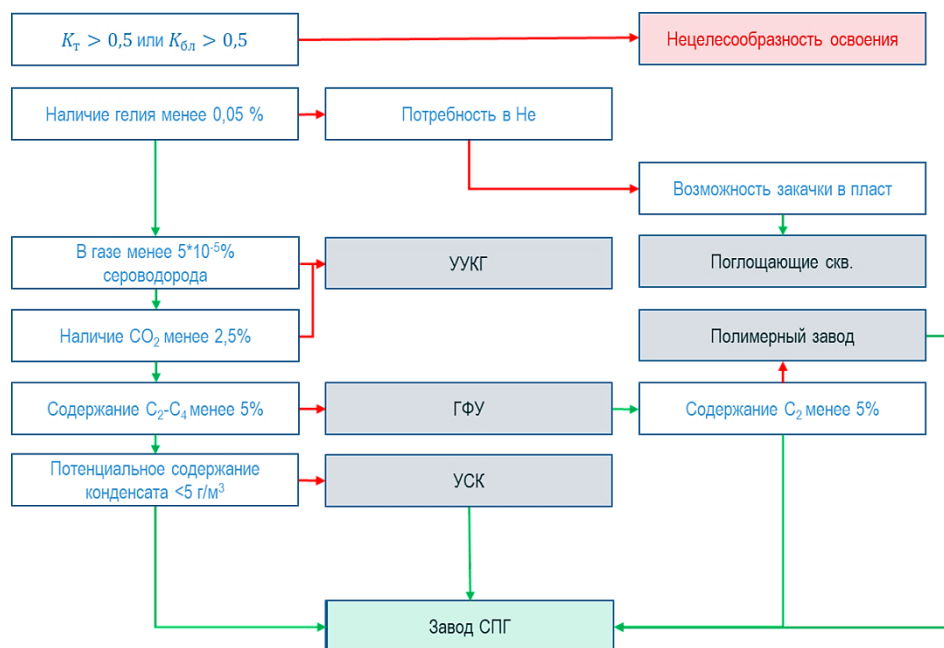


Рис. 8. Определение необходимого оборудования при мобильном транспорте газа

В результате чего вариант с производством СПГ достигает корпоративных требований по доходности и является экономически эффективным, при этом вариант с трубопроводным транспортом газа характеризуется отрицательными экономическими показателями [5].

Выводы

Представленный подход к формированию стратегий освоения газовых месторождений обеспечил достоверную прогнозную оценку и позволил сформировать перечень оборудования, необходимого, в дополнение к УКПГ, для освоения Восточно-Сибирского кластера.

Однако стоит отметить, что каждый проект по освоению газовых и газоконденсатных месторождений имеет уникальные особенности, вносящие существенные коррективы в формирование стратегии освоения, и что этап концептуального проектирования освоения месторождений характеризуется высокой степенью неопределенности. Но этот подход прошел апробацию на различных объектах ПАО «Газпром» и нераспределенном фонде недр. По результатам апробации и предложен настоящий подход к формированию стратегий освоения месторождений.

Использование предложенного алгоритма позволяет:

- оценить геологические, инфраструктурные особенности объекта исследования;
- прогнозировать потенциальную экономическую эффективность различных путей сбыта товарной продукции;

- достоверно определять в дополнение к УСПГ список необходимого оборудования для реализации стратегии;
- проводить ранжирование потенциально применимых стратегий.

Информация об авторах / Information about the authors

Тукмакова Татьяна Нуриахметовна, кандидат технических наук, доцент базовой кафедры ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Тюменский индустриальный университет. Главный эксперт Центра технологических решений по освоению новых месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Тюмень

Кряжев Андрей Владимирович, инженер Отдела концептуального проектирования освоения участков недр (г. Тюмень), Корпоративного научно-технического центра освоения новых месторождений и участков недр ООО «Газпром ВНИИГАЗ», магистрант базовой кафедры ООО «Газпром ВНИИГАЗ» Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Теребенина Екатерина Александровна, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», инженер Отдела концептуального проектирования освоения участков недр (г. Тюмень) Корпоративного научно-технического центра освоения новых месторождений и участков недр, Тюменский индустриальный университет, магистрант базовой кафедры ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Тюмень

Tatyana N. Tukmakova, Candidate of Engineering, Associate Professor of the Basic Department of Gazprom VNIIGAZ LLC, Industrial University of Tyumen. Chief Expert of the Center for Technical and Technological Solutions for the Development of New Fields Gazprom VNIIGAZ LLC

Andrey V. Kryazhev, Gazprom VNIIGAZ LLC, Engineer of the Department of Conceptual Design for the Development of Subsoil Sites (Tyumen) of the Corporate Scientific and Technical Center for the Development of New Deposits and Subsoil Sites, Industrial University of Tyumen, Master's Student of the Basic Department of Gazprom VNIIGAZ LLC

Ekaterina A. Terebenina, Gazprom VNIIGAZ LLC, Engineer of the Department of Conceptual Design for the Development of Subsoil Areas (Tyumen) of the Corporate Scientific and Technical Center for the Development of New Deposits and Subsoil Areas, Industrial University of Tyumen, Master's Student of the Basic Department of Gazprom VNIIGAZ LLC

Статья поступила в редакцию 10.10.2024; одобрена после рецензирования 17.10.2024; принята к публикации 22.10.2024.

The article was submitted 10.10.2024; approved after reviewing 17.10.2024; accepted for publication 22.10.2024.

Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта

Designing, construction and operation of pipeline transport system

2.8.5. Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ (технические науки)

УДК 620.197.6.

DOI: 10.31660/0445-0108-2025-3-135-147

EDN: UOZPAO

Применение полимерных и композитных материалов в конструкции магистральных нефтепроводов на участках с многолетнемерзлыми грунтами

**Е. А. Макарова*, Р. Э. Алимуратов, А. М. Стрельчук, Р. А. Шырдаев,
П. В. Чепур**

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**Ekaterinamakarova7833@gmail.com*

Аннотация. В статье рассматриваются проблемы в области проектирования, строительства, освоении и прокладки нефте- нефтепродуктопроводов в местах, которые относятся к группе грунтов с многолетнемерзлыми грунтами. Наилучшее логическое решение этих проблем заключается во внедрении полимерных и композитных материалов в конструкции, находящихся в арктических пустынях и тундре. Статья содержит примеры исследований об эксплуатации нефтепроводов и трубопроводов, условиями которых являлись многолетнемерзлые грунты, а также полное характеристическое описание агрессивных сред, воздействующих на надежность труб.

Цель статьи — обоснование возможности использования полимерных и композитных материалов для трубопроводов, проложенных в зоне распространения многолетнемерзлых грунтов, что в конечном итоге позволит обеспечить снижение затрат на обслуживание и ремонт соответствующей инфраструктуры. В работе использованы методы анализа химической стойкости труб. В результате исследования установлено, что увеличение высоты опор приводит к росту напряжений в стенке трубопровода, что может быть вызвано изменением частоты свободных колебаний системы, и появлению дополнительных перемещений трубопровода как в продольном, так и поперечном направлениях.

Результаты показывают влияние элементов на рабочую среду нефтепровода в условиях многолетнемерзлых грунтов. Выявлен наиболее подходящий материал для конечно-элементного моделирования с учетом сезонных деформаций мерзлых грунтов. Труба из полиэтилена низкого давления устойчива к агрессивной среде, создающейся из-за содержания примесей в нефти, делающей ее наиболее пригодным вариантом для строительства нефтепровода в условиях многолетнемерзлых грунтов.

Практическая значимость исследования состоит в использовании композитных и полимерных материалов в условиях многолетнемерзлых грунтов, уменьшающем воздействие агрессивных сред на внутреннюю стенку трубопровода, изготовленного из полиэтилена низкого давления, который зарекомендовал себя наилучшими свойствами и стоимостью на рынке.

Ключевые слова: многолетнемерзлые грунты, магистральный трубопровод, полимерные и композитные трубы

Для цитирования: Применение полимерных и композитных материалов в конструкции магистральных нефтепроводов на участках с многолетнемерзлыми грунтами / Е. А. Макарова, Р. Э. Алимуратов, А. М. Стрельчук [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-3-135-147 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 3. – С. 135–147. – EDN: UOZPAO

Application of polymer and composite materials in the construction of main oil pipelines in areas with permafrost soils

**Ekaterina A. Makarova, Raul E. Alimuradov, Alena M. Strelchuk,
Renat A. Shyrdaev, Petr V. Chepur**

Abstract. This article discusses problems with the design, construction, and operation of oil and petroleum product pipelines in regions characterized by permafrost soils. The best way of solving these problems involves polymer implementation and composite materials in pipeline structures, particularly in arctic desert and tundra zones. The paper presents case studies and research results concerning the performance of pipelines operating in permafrost conditions, along with a complete characterization of the aggressive environments affecting pipe reliability.

The aim of this study is to substantiate the feasibility of using polymer and composite materials in oil transportation systems to reduce maintenance and repair costs in permafrost areas. We applied methods of an analysis of the chemical resistance of pipes. The study found that increasing the height of pipeline support s—necessary for aboveground installations in permafrost terrain — can lead to higher stress levels, potentially creating unfavourable operating conditions.

The results also demonstrate the influence of structural elements on the pipeline's performance in permafrost environments and help to identify the most suitable material for finite element modelling that takes into account seasonal ground deformations. The findings indicate that low-density polyethylene (LDPE) pipes exhibit high resistance to the aggressive environments caused by impurities in crude oil. This makes LDPE a strong candidate for pipeline construction in permafrost zones.

The significance of this study lies in demonstrating that the use of polymer and composite materials can reduce the impact of aggressive media on pipeline interiors. Among these materials, LDPE offers an optimal balance of performance and cost-effectiveness for use in such demanding conditions.

Keywords: permafrost soils, main pipeline, polymer and composite pipes

For citation: Makarova, E. A., Alimuradov, R. E., Strelchuk, A. M., Shyrdaev, R. A. & Chepur, P. V. (2025). Application of polymer and composite materials in the construction of main oil pipelines in areas with permafrost soils. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 00-00. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-3-00-00

Введение

Многолетнемерзлые грунты оснащают не менее 60 % территории России, в которой залегают около 30 % нефти от общего исследованного объема [1]. Трубопроводный транспорт нефти происходит благодаря стальным трубам. Стальные трубы, произведенные из специализированных сталей, обладают улучшенными характеристиками прочности, коррозионной стойкости и долговечности, что делает их пригодными для использования в различных отраслях промышленности и инфраструктуры.

Многолетнемерзлый грунт затрудняет освоение магистральных нефтепроводов — требуются большие финансовые затраты на обслуживание, ремонт, диагностирование.

Согласно ГОСТ 1510–84. «Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение» нефть транспортируют с температурой не более 30 °C¹. В среднем местности грунтов пустынь Арктики и тундры находятся в пределах –3°C. Металл имеет высокое значение теплопроводности, даже с учетом добавления различных сплавов, поэтому скорость коррозии повышается из-за увеличения жидкости.

Цель — собрать данные о возможности безопасно, инфраструктурно и экономично использовать те полимерные и композитные материалы, которые подходят для эксплуатации в условиях многолетнемерзлых грунтов в транспорте нефти.

¹ ГОСТ 1510-84. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение. — URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/78214/>

Задачи:

- 1) проанализировать современное состояние мировых и отечественных исследований в области применения полимерных и композитных материалов в нефтегазовой отрасли;
- 2) сравнить рынок в области полимерных и композитных труб, выявив преимущества и недостатки каждого типа, подходящего для строительства магистрального нефтепровода;
- 3) произвести анализ химической стойкости полимерных труб в местностях с многолетнемерзлыми грунтами;
- 4) провести эксперимент модельно-конечного характера, доказывающий возможность внедрения полимерных и композитных составляющих в трубах;
- 5) проанализировать, как опоры для труб при своей неравномерности повышают напряжение, с увеличением высоты относительно поверхности земли.

Объект и методы исследования

Перед проектированием магистральных трубопроводов в районах с многолетнемерзлыми грунтами необходимо провести обязательную проверку в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы».

В процессе освоения таких грунтов первоочередное внимание уделяется анализу методов прокладки труб, эксплуатационным условиям, инженерно-геокриологическим характеристикам и оценке изменений свойств основания для обеспечения эффективной транспортировки.²

- 1) принцип I — грунты, в эксплуатации которых наблюдается постоянно отрицательная температура, характеризующаяся агрегатным состоянием, как твердый замороженный грунт, поддерживающийся на всех этапах и всей эксплуатации;
- 2) принцип II — многолетнемерзлые грунты основания используются в оттаянном или оттаивающем состоянии.

Высокая отрицательная температура многолетнемерзлых грунтов остается постоянной в течение всего года. Она приводит к деформации и разрушению трубопроводов, из-за чего создаются предпосылки для аварий и увеличиваются значения вероятности чрезвычайной ситуации.

Деформации многолетнемерзлых грунтов могут быть нескольких видов:

- 1) морозное пучение — увеличение объема грунта при замерзании из-за образования ледяных линз внутри него;
- 2) морозное выдавливание — поднятие и деформация грунтов вследствие морозного пучения нижележащих слоев;

² СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. — URL: <https://www.fkr-spb.ru/upload/iblock/546/w10pt1os411mtl2i9h948sqmxs77crg6.pdf>

3) морозное растрескивание — появление трещин в грунтах при их замерзании и охлаждении;

4) морозная коррозия — разрушение поверхности грунтов под воздействием талых вод, проникающих в трещины и увеличивающих их размер при замерзании.

Вышеперечисленными фактами обуславливается необходимость внедрения труб из полимерных и композитных материалов в нефтегазовой промышленности в местах арктических пустынь и тундры.

Эти материалы используют такие компании, как: Total (Франция); Amoco, ExxonMobil (США); Shell (США/Канада).

ЗАО «НПП Композит-нефть» занимается производством и продажей изготовленных из стеклопластика продуктов, помогающих транспортировать нефть в условиях многолетнемерзлых грунтов и входящих в класс комбинированных труб, чей диаметр варьируется от 75 до 300 мм [2]. Также предприятие воспроизвело трубопровод наибольшего диаметра, а именно в 1 200 мм, рабочее давление которого составляло 7,5 МПа [3].

На Варад и Сим-Сим, двух ключевых месторождениях, происходило до 45 % утечек. В связи с этим было принято обоснованное техническое решение о замене низконапорных стальных труб на полиэтиленовые трубы высокого давления от компании Borealis [4].

Ниже представлены ведущие компании, специализирующиеся на производстве материалов, используемых для решения вопросов эксплуатации в условиях отрицательных температур грунтов, и приведена таблица с продукцией зарубежных и отечественных производителей.

NOV-Fiberspar (США) — линейная труба, наматываемая на барабан, состоящая из внутреннего термопластического слоя, армированного высокопрочным стекловолокном, внедренным в эпоксидную матрицу. Первая гибкая труба, соответствующая трем стандартам [5, 6].

Soluforce (Нидерланды) — гибкая композитная труба, уникально изготовленная из связующего алюминиевого слоя, благодаря которому проникают газы из трубы. Все это способствует устранению возможных проблем безопасности окружающей среды [7].

ANACONDA (Россия) — гибкая полиэтиленовая высоконапорная труба монолитной конструкции. Обладает высокой коррозионной и гидроабразивной стойкостью, повышенной пропускной способностью. Армирование трубы производится полиэфирными малоусадочными нитями с повышенной адгезией с пределом прочности 900 МПа [8].

Проанализировав таблицу 1, заключим, что трубы, изготовленные российским предприятием, во многом уступают продуктам из США и Нидерландов по таким показателям, как:

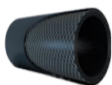
1) диаметр, который за рубежом на 20–30 % больше, чем в России;

2) рабочее давление в России составляет всего 4 МПа, в чем уступает международным предприятиям с давлением в 13,8 МПа;

3) температура рабочей эксплуатации материала США не более 104,4 °С, а в России — не выше 80 °С.

Таблица 1

Рынок полимерных и композитных труб

Название	Страна	Ассортимент	Давление, МПа	Температура, °С	Вид
NOV-Fiberspar	США	Диаметр 50–254 мм, армирование высокопрочными нитями	до 13,8	до 104,4	
Soluforce	Нидерланды	Диаметр 101–177 мм, армирование нитями	до 8,0	до 100	
ANACONDA	Россия	Диаметр 74–160 мм, армирование трубы полиэфирными малоусадочными нитями с повышенной адгезией	от 1,2 до 4,0	до 65	

При проведении анализа стоимости труб ПНД необходимо учитывать следующие аспекты:

- Сырье. Сырьем для производства труб ПНД является полиэтилен, который может быть получен из различных источников, таких как нефть или природный газ.
- Производственные затраты. Включают расходы на оборудование, электроэнергию и пр.
- Логистика. Доставка сырья и готовой продукции влияет на конечную стоимость труб.
- Рыночные условия. Спрос и предложение на рынке труб ПНД сказываются на их стоимости.



Рис. 1. Индекс цен на ПНД в России

На рисунке 1 видно, что последняя цена за тонну 24 мая 2023 не изменялась вплоть до 2024 года и составила 151 583 Р

Результаты и обсуждения

Направление, связанное с областью промышленности труб из полиэтилена низкого давления (ПНД), нашло обширное применение в отраслях промышленности и строительства из-за таких критериев надежности, как: долговечность, прочность и устойчивость к воздействию факторов, неблагоприятно влияющих извне.

Для выполнения расчетов используются международные стандарты, поскольку в зарубежных странах производство труб находится на более высоком уровне развития. Согласно стандартам ISO 12162 и ISO 9080 допустимая нагрузка на трубу определяется минимальной длительной прочностью материала MRS (Minimum Required Strength). Высокое значение MRS свидетельствует о большей прочности материала и его устойчивости к различным нагрузкам. Согласно графикам, представленным на рисунке 2, можно сделать вывод о том, что напряжение зависит от температуры, которая оказывает влияние на давление, толщину стенки и радиус трубы.

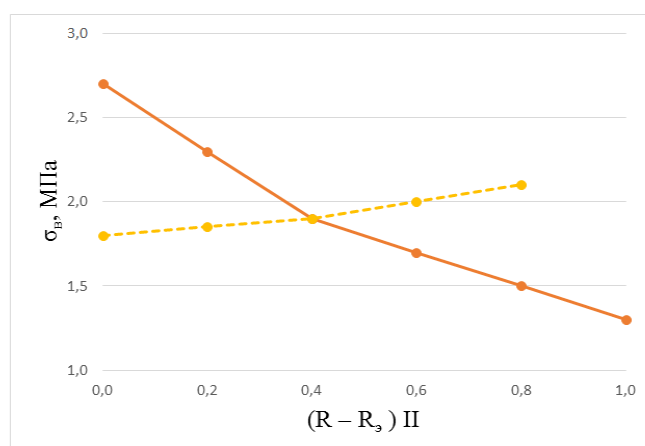


Рис. 2. Напряжение в полиэтилене от температуры в стенке трубы (прерывистая) и при постоянной температуре [5]

MOP (Maximum Allowable Operating Pressure) — максимальное допустимое рабочее давление, значение которого рассчитывается по формуле (1) согласно нормативам^{3,4}.

³ ГОСТ ISO 12162 Материалы термопластичных для напорных труб и соединительных деталей. — URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293741/4293741059.pdf?ysclid=m4uuysjnn511835463>

⁴ ГОСТ ISO 9080 Трубы из термопластичных материалов. — URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/4293741/4293741059.pdf?ysclid=m4uuw723h7700915067>

$$MOP = \frac{2 \cdot MRS}{C \cdot (SDR - 1)} \quad (1)$$

где MRS — минимальная длительная прочность материала; C — коэффициент запаса прочности; SDR — стандартное размерное соотношение определяется по формуле (2) согласно^{3,4}.

$$SDR = \frac{d_n}{e} \quad (2)$$

где d_n — наружный диаметр трубы; e — толщина стенки

Максимальное рабочее давление рассчитывается по формуле (3):

$$p = \frac{2 \sigma \cdot e}{d - e} \quad (3)$$

где σ — допускаемое напряжение в стенке трубы, МПа.

$$\sigma = \frac{MRS}{C}, \quad (4)$$

где $\sigma_{кц}$ — кольцевые напряжения, МПа; $\sigma_{пр}$ — продольные напряжения, МПа; P — давление в трубопроводе, МПа; δ — толщина стенки, мм; $D_{вн}$ — внутренний диаметр, мм; $D_{нар}$ — наружный диаметр, мм.

На рисунке 3 представлена схема с действием кольцевых и продольных напряжений в стенке трубопровода для срединного слоя.

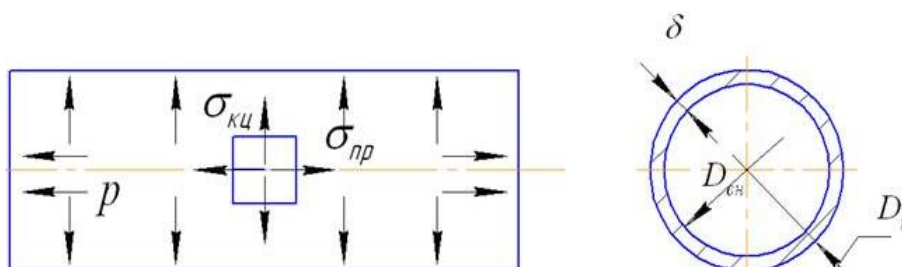


Рис. 3. Напряжения, происходящие в стенке трубопровода

Таким образом, математические модели дают возможность провести всестороннюю оценку долговременной гидростатической прочности термостатических материалов.

Для определения несущей способности труб необходимо учитывать информацию, характерную для того или иного полимерного материала из таблицы 2⁵.

Процесс очистки на установке подготовки нефти не обеспечивает полного удаления солей и кислот, в связи с чем материалы разделяются на различные классы в зависимости от их сопротивления в образовании различных химических реакций [9]:

1) класс 1: высокий уровень химстойкости (антикоррозионный) всех материалов;

⁵ ГОСТ ISO 9080 Трубы из термопластичных материалов. — URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/4293741/4293741059.pdf?ysclid=m4uuw723h7700915067>

- 2) класс 2: ограниченный уровень химстойкости всех материалов (период эксплуатации сокращается);
- 3) класс 3: отсутствие химической стойкости у всех материалов (транспортировка жидкости невозможна).

Таблица 2

Краткая информация об исследуемых материалах

Материал	Рабочая температура, °С	Химическая стойкость
Поливинилхлорид (ПВХ)	60	Устойчив к кислотам, щелочам, солям и большинству органических соединений
Полиэтилен (ПЭ)	60	Тоже что и у ПВХ
Акрилонитрил бутадиенстирольный пластик (АБС)	60	Тоже что и у ПВХ и ПЭ, а также стойкость к смазочным маслам
Полипропилен (ПП)	90	Химическая стойкость как у ПЭ, но при высоких t (температурах)
Хлорированный поливинил хлорид (ХПВХ)	90	Химическая стойкость как у ПВХ
Поливинил денфторид (ПВДФ)	140	Устойчив к действиям кислот, растворов солей, алифатических ароматических

По результатам химического анализа в качестве материала для магистрального нефтепровода выбран полиэтилен низкого давления (ПНД), на основе которого была разработана модель трубопровода.

Расчетная схема (рис. 4.) магистрального нефтепровода в условиях многолетнемерзлых грунтов — это сложная система, состоящая из трубопровода, грунта и других элементов.

Она учитывает взаимодействие всех этих компонентов и их влияние на работу системы, включающей следующие основные элементы:

- 1) Снеговая нагрузка на трубопровод — сила, которая действует на трубопровод из-за веса снега, лежащего на его поверхности.
- 2) Зона упругого защемления трубопровода — область, в которой трубопровод закреплен на опорах и может свободно перемещаться в пределах упругой деформации материала.
- 3) Зона свободного провисания трубопровода — участок, где трубопровод не закреплен на опорах и может свободно провисать под действием собственного веса.

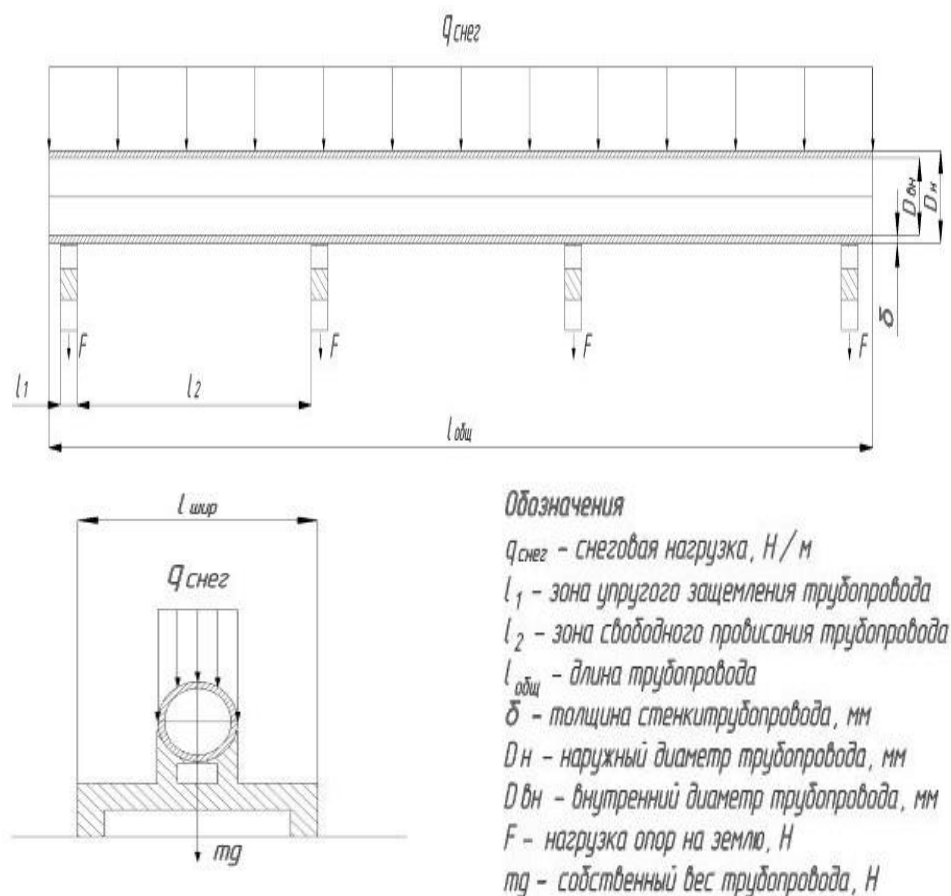


Рис. 4. Расчетная схема

Одной из самых часто встречающихся проблем является неравномерная осадка опор трубопроводов.

Для решения проблемы неравномерной осадки опор трубопроводов был применен метод конечных элементов (МКЭ). Это мощный инструмент, позволяющий эффективно моделировать сложные конструкции, включая трубопроводы любой конфигурации, а также анализировать их поведение при воздействии различных нагрузок.

В рамках работы мы создали модель трубопровода с учетом следующих параметров (рис. 5):

- геометрические характеристики (диаметр, длина, количество опор);
- физико-механические свойства материалов (модуль упругости, коэффициент Пуассона);
- нагрузки (собственный вес трубопровода, вес транспортируемого продукта, внешние нагрузки).

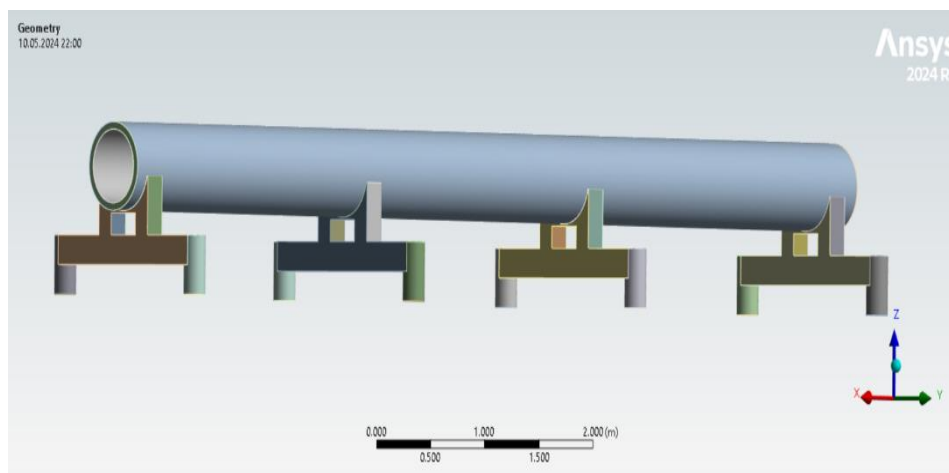


Рис. 5. 3D модель трубы в МКЭ-программном комплексе

С целью выявить оптимальные параметры, обеспечивающие равномерную осадку, мы выполнили ряд расчетов для различных вариантов расположения опор и распределения нагрузок. Результаты показали визуальное увеличение нагрузки с ростом высоты опор (рис 6.).

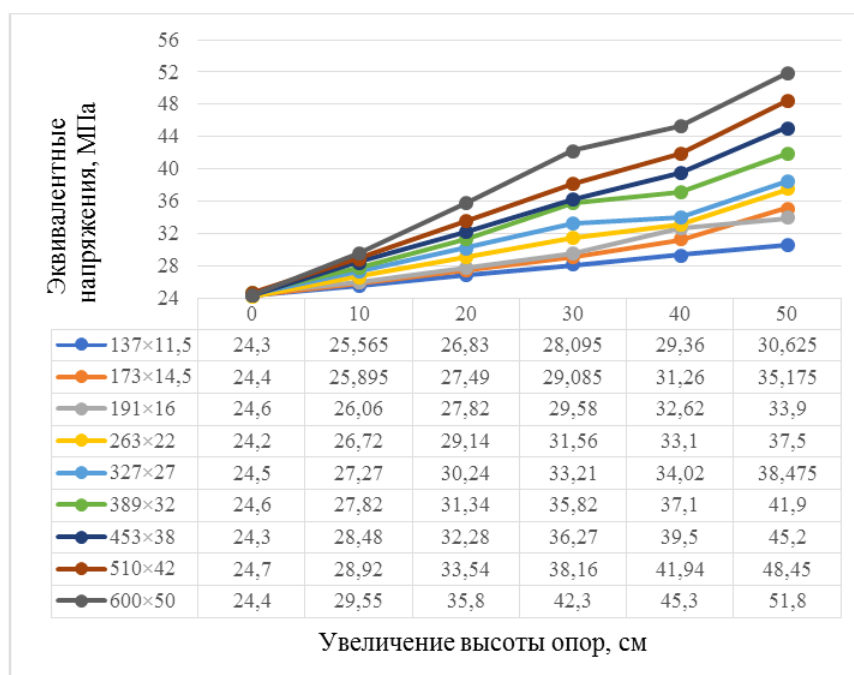


Рис. 6. Распределение эквивалентных напряжений с увеличением высоты опор

Из результатов расчетов следует, что для обеспечения равномерной осадки опор необходимо учитывать следующее:

- количество и расположение опор должны быть подобраны так, чтобы они равномерно осуществили нагрузку на грунт;
- диаметр и длина опор зависят от эксплуатации трубопровода.
- материалы, из которых изготовлены опоры, должны обладать достаточной прочностью и жесткостью.

График демонстрирует, что изменение высоты опор влияет на эквивалентные напряжения в материале трубы. С уменьшением высоты опор напряжения снижаются, а с увеличением — возрастают. Это обусловлено перераспределением нагрузки по трубопроводу и изменением его прогиба.

Выводы

Применение полимерных и композитных материалов в условиях арктических пустынь и тундры с многолетнемерзлыми грунтами возможно, но их использование необходимо тщательно анализировать и учитывать особенности эксплуатации.

1) Проведен сравнительный анализ мировых и отечественных исследований в области композитных и полимерных материалов в трубопроводном транспорте нефти. Выявлено, что зарубежные страны опережают Россию: им удалось разработать трубы с рабочим давлением 13,8 МПа. В России тоже проводятся исследования и разработки в этой области, однако к настоящему времени максимальное рабочее давление российских полимерных труб составляет 4 МПа, что значительно ниже показателей зарубежных производителей.

2) Сравнены показатели в области рыночных отношений полимерных труб, используемых в нефтегазовой отрасли. Стоимость труб из полиэтилена низкого давления составляет 160 000 рублей за тонну, а стоимость труб из стали 09Г2С — 225 000 рублей за тонну. Это означает, что трубы из стали 09Г2С примерно на 40 % дороже, чем трубы из полиэтилена низкого давления.

3) Проанализирована химическая стойкость в условиях многолетнемерзлых грунтов, в которой трубы, изготовленные из ПЭ, ПП и ПВХДФ, показали высокие результаты.

4) По результатам конечно-элементного моделирования описана характеристика используемого материала и влияние элементов на рабочую среду нефтепровода в условиях многолетнемерзлых грунтов;

5) Рассчитаны показатели неравномерности опор, влияющие на повышения напряжений трубопровода с увеличением их высоты, благодаря которым происходит необходимость в более детальном этапе проектирования.

Для эффективного использования полимерных и композитных материалов в многолетнемерзлых грунтах необходимо провести тщательный

анализ и соблюсти все ключевые требования условий эксплуатации, разработать специализированные технологии монтажа и гарантировать долговечность нефтепровода в условиях воздействия вечной мерзлоты.

Список источников

1. Котляков, В. М. Россия. Природа. Многолетняя мерзлота / В. М. Котляков – Текст : электронный // Большая Российская Энциклопедия: [сайт]. — 2023. — 1 июня. — URL: <https://bigenc.ru/c/rossiia-priroda-mnogoletniaia-merzlota-7b5b33> (дата обращения: 1.04.2024).
2. Трухонин, А. Н. Счет на километры / А. Н. Трухонин // РГК Пермская нефть. — 2004. — № 8.
3. Миллер, А. А. Сделан важный шаг по использованию композитных труб в «Газпроме» / А. А. Миллер. — Текст : электронный // Пресс-центр Газпром : сайт. — 2014. — 24 авг. — URL: <https://www.gazprom.ru/press/news/2014/august/article199561/>
4. Иран планирует серьезно модернизировать свою трубопроводную инфраструктуру. — Текст : электронный // Транспортировка и хранение : сайт. — 2016. — 13 июня. — URL: <https://neftegaz.ru/news/transport-and-storage/218598-iran-planiruet-serezno-modernizirovat-svoyu-truboprovodnuyu-infrastrukturu/>
5. FIBERSPAR. — Текст : электронный // Линейная труба FIBERSPAR : сайт. — 2019. — URL: <https://fg-rus.ru/products/lineynye-truby-dlya-neftedobychi-gibkiy-truboprovod-fiberspar/> (дата обращения : 01.04.2024)
6. FlexSteel Pipe. — Текст : электронный // FlexSteel Pipeline Technologies : сайт. — URL: <https://www.flexsteelpipe.com/flexsteel-pipe.html>
7. Advanced Flexible Pipeline Systems for Oil, Gas and Water — Текст : электронный // Solu Force : сайт. — URL: <https://www.soluforce.com/content/dam/pipeline/soluforce/marketing/general/brochures/soluforce-general-brochure.pdf>
8. Производство полиэтиленовых труб ANACONDA. — Текст : электронный // Технология композитов : сайт. — URL: <https://www.tk.perm.ru/anakonda/>
9. Классы химической стойкости. — Текст : электронный // Таблица химической стойкости пластиков : сайт. — URL: https://izpolimera.ru/docs/him_stoykost_polimerov.pdf

References

1. Kotlyakov, V. M. (2023). Russia. Nature. Permafrost. Large Russian Encyclopedia. (In Russian). Available at: <https://bigenc.ru/c/rossiia-priroda-mnogoletniaia-merzlota-7b5b33> (accessed 1.04.2024).
2. Trukhonin, A. N. (2004). The bill for kilometers. RGK Permskaya Neft. (8). (In Russian).
3. Miller, A. A. (2014) Russia. important step has been taken on the use of composite pipes in Gazprom. (In Russian). Available at: <https://www.gazprom.ru/press/news/2014/august/article199561/> (accessed 04.04.2024).
4. Iran plans to seriously modernize its pipeline infrastructure. (2016). (In Russian). Available at: <https://neftegaz.ru/news/transport-and-storage/218598-iran-planiruet-serezno-modernizirovat-svoyu-truboprovodnuyu-infrastrukturu/> (accessed 06.05.2024).
5. FIBERSPAR USA. Linear pipe FIBERSPAR. (2019). (In English). Available at: <https://fg-rus.ru/products/lineynye-truby-dlya-neftedobychi-gibkiy-truboprovod-fiberspar/> (accessed 01.04.2024).

6. USA. FlexSteel Pipe. FlexSteel Pipeline Technologies. (In English). Available at: <https://www.flexsteelpipe.com/flexsteel-pipe.html> (accessed 08.05.2024).
7. USA. Advanced Flexible Pipeline Systems for Oil. Gas and Water. (In English). Available at: <https://www.soluforce.com/content/dam/pipelife/soluforce/marketing/general/brochures/soluforce-general-brochure.pdf> (accessed 22.04.2024).
8. Production of ANACONDA polyethylene pipes. (In Russian). Available at: (accessed 08.05.2024). <https://www.tk.perm.ru/anakonda/> (accessed 25.07.2024).
9. Chemical resistance classes. Table of chemical resistance of plastics. (In Russian). Available at: https://izpolimera.ru/docs/him_stoykost_polimerov.pdf (accessed 31.08.2024).

Информация об авторах / Information about the authors

Макарова Екатерина Александровна, студент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Ekaterinamakarova7833@gmail.com, ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-7438-6600>

Ekaterina A. Makarova, Student, Industrial University of Tyumen, Ekaterinamakarova7833@gmail.com, ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-7438-6600>

Алимуратов Рауль Эльханович студент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, ORCID: <https://orcid.org/0009-0009-4828-1255>

Raul E. Alimuradov, Student, Industrial University of Tyumen, ORCID: <https://orcid.org/0009-0009-4828-1255>

Стрельчук Алена Максимовна студент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, ORCID: <https://orcid.org/0009-0005-4435-5561>

Alena M. Strelchuk, Student, Industrial University of Tyumen, ORCID: <https://orcid.org/0009-0005-4435-5561>

Шырдаев Ренат Аскарлович. студент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, ORCID: <https://orcid.org/0009-0006-1515-7715>

Renat A. Shyrdaev, Student, Industrial University of Tyumen, ORCID: <https://orcid.org/0009-0006-1515-7715>

Чепур Петр Владимирович, кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой прикладной механики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6722-459X>. Web of Science Researcher ID: L-1887-2015, SCOPUS ID: 56491219700

Petr V. Chepur, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Building Mechanics, Industrial University of Tyumen, chepur_p_v@mail.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6722-459X>. Web of Science Researcher ID: L-1887-2015, SCOPUS ID: 56491219700

Статья поступила в редакцию 02.12.2024; одобрена после рецензирования 10.12.2024; принята к публикации 20.12.2024.
The article was submitted 02.12.2024; approved after reviewing 10.12.2024; accepted for publication 20.12.2024.

УДК 622.692

DOI:10.31660/0445-0108-2025-3-148-157

EDN: VAPZMM

Интеллектуальный мониторинг утечек нефтепродуктов при повреждениях сборно-разборных трубопроводов

Л. В. Сеоев, М. Ю. Земенкова*, С. Ю. Подорожников, Е. Л. Чижевская

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**muzemenkova@mail.ru*

Аннотация. Современный трубопроводный транспорт углеводородов характеризуется широким спектром различных технологий и оборудования. Система магистральных нефтепродуктопроводов (МНПП) включает сборно-разборные трубопроводы (СРТ).

СРТ представляют собой мобильные инженерно-технические комплексы, предназначенные для временной транспортировки нефти, светлых нефтепродуктов и жидкого углеводородного сырья, используются при заполнении и опорожнении МНПП при проведении плановых ремонтных работ, а также при ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций на объектах нефтегазовой отрасли.

В процессе эксплуатации СРТ особое внимание уделяют обеспечению надежности и безопасности использования, реализуя поручение Президента Российской Федерации и распоряжение Правительства Российской Федерации о повышении эффективности системы транспортировки нефти и нефтепродуктов на основе внедрения передовых технологий. Тем не менее анализ опыта развертывания СРТ показывает, что общее количество потерь за период использования СРТ протяженностью 150 км может составить до 5,5 % (≈ 300 тыс. т) от общего количества поданных нефтепродуктов, а задачи предиктивного мониторинга и своевременного обнаружения аварий и повреждений трубопровода остаются нерешенными.

Согласно классификации потерь нефтепродуктов на СРТ одним из проблемных вопросов являются потери, связанные с нарушением герметичности линии трубопровода вследствие аварий и неисправностей. В целях сокращения потерь нефтепродуктов в результате утечек на объектах МНПП применяются различные системы и методы, основанные на вариативных принципах действия и физических явлениях.

Однако для мобильных сборно-разборных нефтепродуктотранспортных систем такие решения отсутствуют, а разработка прогрессивных способов и средств мониторинга состояния СРТ в процессе эксплуатации, реализованных в автоматизированных системах и программном обеспечении на основе искусственного интеллекта, актуальна.

В статье представлен параметрический метод обнаружения утечек нефтепродуктов на мобильных сборно-разборных трубопроводах, предложен прототип и архитектура системы мониторинга утечек нефтепродуктов, включающей программный уровень на основе искусственного интеллекта.

Ключевые слова: сборно-разборный трубопровод, нефтепродукты, утечка, мониторинг, эксплуатация систем трубопроводного транспорта

Для цитирования: Интеллектуальный мониторинг утечек нефтепродуктов при повреждениях сборно-разборных трубопроводов / Л. В. Сеоев, М. Ю. Земенкова, С. Ю. Подорожников, Е. Л. Чижевская. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-3-148-157 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 3. – С. 148–157. – EDN: VAPZMM

Intelligent monitoring of oil product leaks in case of damage of collapsible pipelines

**Lazar V. Seoev, Maria Yu. Zemenkova, Sergey Yu. Podorozhnikov,
Elena L. Chizhevskaya**

Abstract. Modern pipeline systems for hydrocarbon transportation utilize a diverse array of technologies and equipment. The main oil product pipelines (MOPP) include modular (disassemblable) pipeline systems (MPS). MPS are mobile engineering complexes designed for the temporary transportation of crude oil, light petroleum products, and liquid hydrocarbons. These systems are utilized during the filling and emptying of MOPPs, as well as for scheduled maintenance and emergency response situations within the oil and gas sector.

During the operation of MPS, significant attention is focused on reliability and safety, in accordance with the directives from the President and Government of the Russian Federation aimed at improving the efficiency of oil and petroleum transport through advanced technologies. However, analyzing the experience of deploying the SRT indicate that, over distances of up to 150 km, losses can amount to 5, 5% (approximately 300,000 tons) of the total volume of transported oil products. Additionally, issues related to predictive monitoring and the timely detection of pipeline accident and damages remain largely unresolved.

One of the primary causes of product loss, as classified in MPS incidents, is the loss of pipeline integrity due to mechanical failures or operational accidents. To mitigate these losses, various monitoring systems and techniques are employed across MOPP facilities, relying on different operational principles and physical phenomena.

However, effective solutions for mobile modular pipeline systems are not available. Therefore, the development of advanced automated monitoring systems based on artificial intelligence is an urgent challenge. This paper presents a parameter-based method for detecting oil product leaks in modular pipeline systems and proposes a prototype and architecture of the oil product leakage monitoring system that incorporates a software layer powered by artificial intelligence.

Keywords: collapsible pipeline, oil product, leaks, monitoring, operation of pipeline transport systems

For citation: Seoev, L. V., Zemenkova, M. Yu., Podorozhnikov, S. Yu., & Chizhevskaya, E. L. (2025). Intelligent monitoring of oil product leaks in case of damage of collapsible pipelines. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 148-157. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-3-148-157

Введение

Современный трубопроводный транспорт углеводородов характеризуется широким спектром различных технологий и оборудования. Система магистральных нефтепродуктопроводов (МНПП) включает сборно-разборные трубопроводы (СРТ).

В процессе эксплуатации СРТ особое внимание уделяют обеспечению надежности и безопасности использования, реализуя поручение Президента Российской Федерации¹ и распоряжение Правительства Российской Федерации² о повышении эффективности системы транспортировки нефти и нефтепродуктов на основе внедрения передовых технологий. Тем не менее, анализ опыта развертывания СРТ показывает, что общее количество потерь за период использования СРТ (рис. 1) протяженностью 150 км может составить до 5,5 % (≈ 300 тыс. т) от общего количества поданных нефтепродуктов [1], а задачи предиктивного мониторинга и своевременного обнаружения аварий и повреждений трубопроводом остаются открытыми [2].

¹ Перечень поручений по итогам совещания с членами Правительства (утв. Президентом РФ 12.02.2025 № Пр-285)

² Распоряжение Правительства РФ №1523-р от 9 июня 2020г. об утверждении Энергетической стратегии РФ до 2035г.

Согласно классификации потерь нефтепродуктов на СРТ [3] одним из проблемных вопросов являются потери (рис. 2), связанные с нарушением герметичности линии трубопровода вследствие аварий и неисправностей (рис. 3). В целях сокращения потерь нефтепродуктов в результате утечек на объектах МНПП применяются различные системы и методы, основанные на вариативных принципах действия и физических явлениях.

Однако для мобильных сборно-разборных нефтепродуктотранспортных систем такие решения отсутствуют, а разработка прогрессивных способов и средств мониторинга состояния СРТ в процессе эксплуатации, реализованных в автоматизированных системах и программном обеспечении на основе искусственного интеллекта, актуальна.

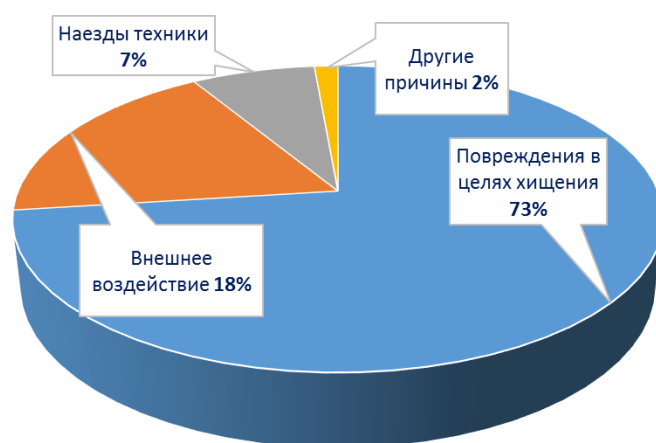


Рис. 1. Повреждения СРТ в период эксплуатации

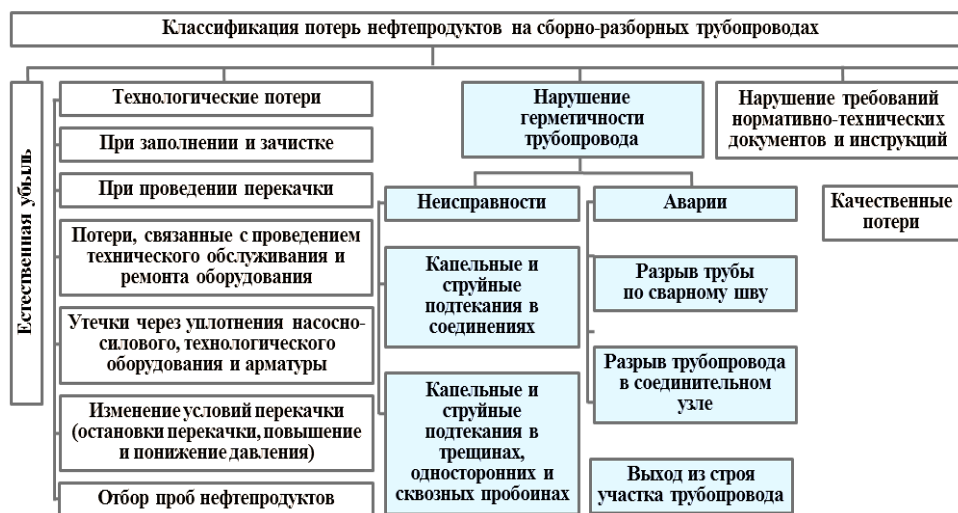


Рис. 2. Классификация потерь нефтепродуктов на СРТ



Рис. 3. Примеры повреждений СРТ

Объект, методы исследования и результаты

Объект исследования — СРТ с раструбным соединением. СРТ представляют собой мобильные инженерно-технические комплексы (таблица), предназначенные для временной транспортировки нефти, светлых нефтепродуктов и жидкого углеводородного сырья, и используются при заполнении и опорожнении МНПП при проведении плановых ремонтных работ, а также при ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций на объектах нефтегазовой отрасли.

Техническая характеристика СРТ

Показатель	Марки трубопроводов		
	ПМТ-150	ПМТП-100	ПМТП-150
Длина комплекта, км	150		
Условный диаметр труб, мм	150	100	150
Производительность, т/сут.	2000	1200	3000
Рабочее давление, МПа	2,5	6,0	
Испытательное давление, МПа	3,8	7,5	
Тип соединения труб	Муфтовое	Раструбное	
Длина трубы, м	6,0		
Масса трубы, кг	78,0	36,2	80,9
Материал трубы	Ст. 10	Ст. 16ГС, Ст.09Г2С	
Способ монтажа трубопровода	Ручной		

В качестве инструментария для мониторинга и обнаружения утечек нефтепродуктов на СРТ предлагается использовать параметрический метод [6], основанный на анализе гидродинамических параметров трубопровода при его повреждении (рис. 4).

При возникновении аварийной ситуации в линии СРТ в каком-либо месте x между насосными станциями величины гидравлических уклонов i_i , давлений p_i и расходов Q_i , изменятся. Координата нарушения герметичности трубопровода вычисляется с использованием зависимостей [4]:

$$x = L \frac{|i_{\text{экв}}| - |i_2|}{|i_1| + |i_2|}, \quad (1)$$

где L — протяженность трубопровода между насосными станциями, м; $i_{\text{экв}}$ — эквивалентный гидравлический уклон, соответствующий участку L ; i_1 — гидравлический уклон, соответствующий участку x ; i_2 — гидравлический уклон, соответствующий участку $L-x$, или после преобразования с использованием зависимости гидравлического уклона от расхода на основе обобщенной формулы Л. С. Лейбензона [5]:

$$x = L \frac{Q_{\text{экв}}^{2-m} - Q_2^{2-m}}{Q_1^{2-m} + Q_2^{2-m}}, \quad (2)$$

где $Q_{\text{экв}}$ — эквивалентный расход, соответствующий участку L , м³/ч; Q_1 — расход, соответствующий участку x , м³/ч; Q_2 — расход, соответствующий участку $L-x$, м³/ч; m — коэффициент, зависящий от режима течения и области гидравлического трения.

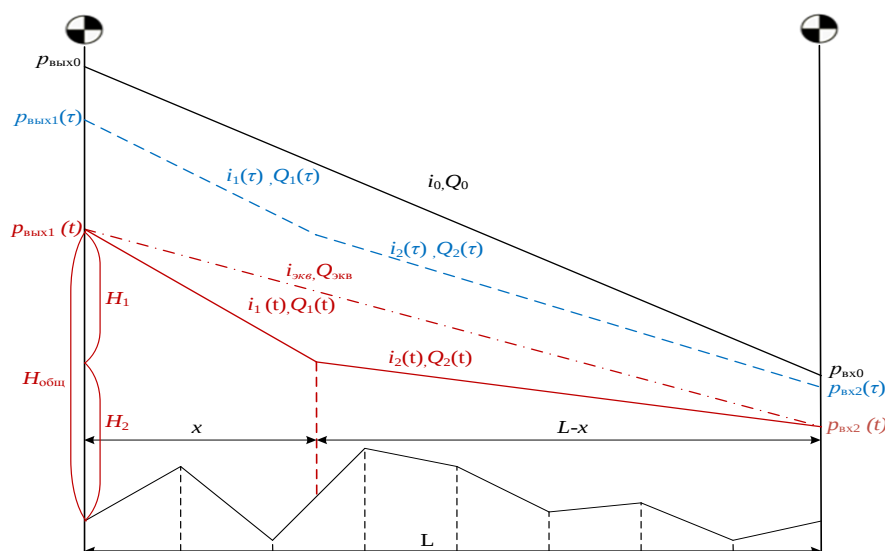


Рис. 4. Графическая интерпретация изменения гидродинамических параметров СРТ при его повреждении

Рассмотренный выше метод реализован в специальном программном обеспечении³, алгоритм⁴ которого представлен на рисунке 5.

³ RU, свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «Обнаружение местоположения и интенсивности истечения топлив при авариях и повреждениях полевого магистрального трубопровода» №2023666287, 2023.

⁴ RU, патент на изобретение «Автоматизированный комплекс мониторинга процесса транспортирования нефтепродуктов по наземному сборно-разборному трубопроводу с соединением «Раструб», №2812007 C1, МПК G05B 19/418 (2006.01), 2024.

Чувствительность данного метода, несмотря на реализацию в автоматизированном обеспечении, исключая влияние человеческого фактора, ограничена погрешностью измерений применяемого приборного оборудования (манометров, датчиков давления, счетчиков-расходомеров). Использование средств измерений с повышенным классом точности позволяет решить проблемы обнаружения утечек малой интенсивности.

Тем не менее, несмотря на объективные преимущества, рассмотренное техническое решение не позволяет предотвратить аварийные разливы нефтепродуктов на стадии предпосылок.

Однако использование искусственного интеллекта и самообучаемых нейронных сетей значительно повышает эффективность систем обнаружения утечек.

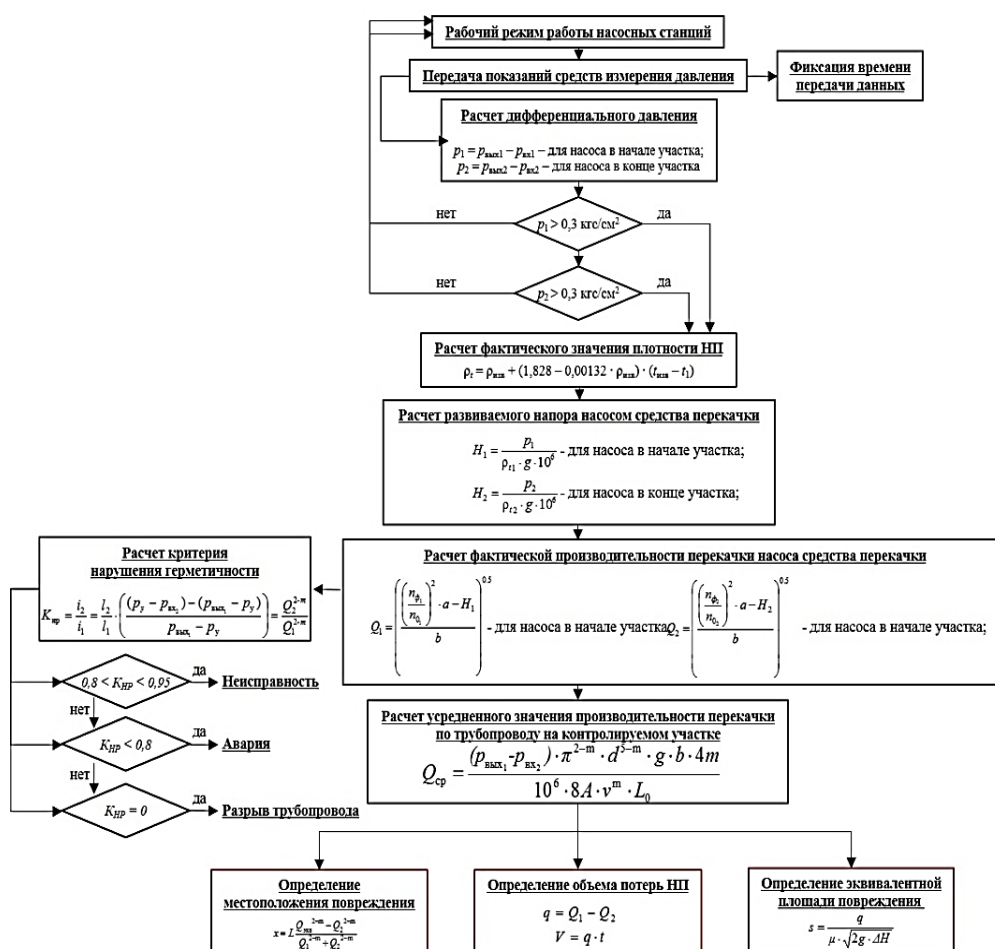


Рис. 5. Алгоритм специального программного обеспечения мониторинга утечек нефтепродуктов на СРТ

Рассмотрим прототип системы мониторинга утечек нефтепродуктов на СРТ, включающей программный уровень на основе искусственного интеллекта (рис. 6).

Система — сложный аппаратный комплекс, ранжированный по трем уровням: нижний, средний и верхний. Нижний уровень включает в себя средства измерения, инструментальное обеспечение для формирования базы данных. Датчики измеряют давления на входе и выходе насосной станции. Средний уровень состоит из локальных измерительных блоков, собирающих технологические данные средств измерений нижнего уровня. Из собранных данных формируются информационные пакеты, снабженные метками времени. Пакеты по каналам связи передаются на сервер системы. В совокупности нижний и средний уровни являются реализацией метода, представленного на рисунке 4. Верхний уровень состоит из сервера системы и одного или нескольких автоматизированных рабочих мест (АРМ) диспетчера. На АРМ установлено специальное программное обеспечение с системой поддержки принятия решения на основе искусственного интеллекта. Специальное программное обеспечение в автоматизированном режиме обрабатывает информационные пакеты среднего уровня.

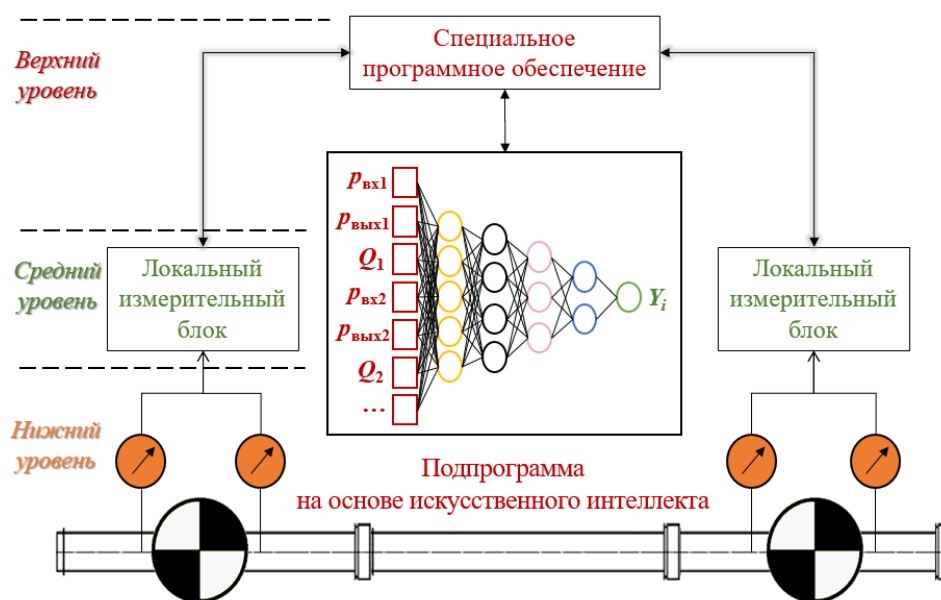


Рис. 6. Архитектура системы интеллектуального мониторинга утечек нефтепродуктов при повреждении СРТ

С использованием искусственного интеллекта подтверждается или опровергается наличие утечки в трубопроводе, могут быть оценены параметры утечки. В таком случае нейросеть формирует заключение Y_i в бинарной форме. При необходимости и технической возможности система переводит работу насосных станций в аварийный режим или представляет диспетчеру информацию для принятия решения. Математическое обеспечение интеллектуальной системы основано на алгоритмах обучения многослойных персептронов, например, обратного распространения ошибки, Левенберга — Марквардта и др. [6, 7]. Обучение нейросетей осуществляется

на универсальных базах данных, позволяющих в любых условиях развертывания осуществлять оперативный контроль, адаптированных к условиям сооружений сборно-разборного трубопровода и особенностям эксплуатации объекта. Интеллектуальный модуль может быть обучен на специальных базах данных в особых случаях, например, для сложных инженерно-геологических условий, сооружения в чрезвычайных ситуациях высокой опасности.

Выводы

Применение предложенной системы мониторинга утечек нефтепродуктов при повреждениях, базирующейся на применении передовых высокопроизводительных методов вычислений с использованием искусственного интеллекта и нейронных сетей, позволит усилить обоснованность и улучшить качество принимаемых решений при обнаружении утечек, снижая влияние человеческого фактора, а также заранее прогнозировать изменение состояния целостности линейной части мобильных нефтепродуктопроводов.

Особую актуальность разработанные алгоритм и СОУ приобретает в случае необходимости оперативного подтверждения или опровержения факта утечки в период использования СРТ при ликвидации экологических катастроф или чрезвычайных ситуациях на объектах нефтегазовой отрасли. Таким образом, описанный в настоящей статье подход может быть использован эксплуатирующими организациями при контроле технического состояния мобильных СРТ для определения местоположения и расхода утечек нефтепродуктов в режиме реального времени в автоматизированном формате.

Список источников

1. Серeda, В. В. Полевые сборно-разборные трубопроводы — создание, развитие, применение / В. В. Серeda. — Москва : Воентелит, 2001. — 352 с. Текст : непосредственный.
2. Интеллектуальный мониторинг утечек нефтепродуктов при эксплуатации магистральных и мобильных нефтепродуктотранспортных систем / Сеоев, Л. В., Мельников, Д. И., Земенкова, Ю. Д. [и др.]. — Текст : непосредственный // Деловой журнал Neftegaz.RU. — 2022. — № 5–6. — С. 90–92.
3. Классификация потерь горючего при использовании полевых магистральных трубопроводов / Л. В. Сеоев, Д. А. Дроздов, Д. И. Мельников [и др.]. — Текст : непосредственный // Рассохинские чтения – 2025: материалы 17 международной конференции (6–7 февраля 2025 г., Ухта) / под редакцией Р. В. Агинеи. — Ухта : УГТУ, 2025. — С. 261–271.
4. Сеоев, Л. В. Способ определения места нарушения герметичности полевого магистрального трубопровода при авариях и неисправностях / Л. В. Сеоев, Д. А. Дроздов, Д. У. Думболов. — Текст : непосредственный // Труды 25 ГосНИИ МО РФ. — Вып. 61 / под общ. ред. В. А. Маркина. — Москва : 25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России, 2023. — 368 с.
5. Дроздов, Д. А. Исследование гидравлического сопротивления сборно-разборных трубопроводов / Д. А. Дроздов, Л. В. Сеоев. — Текст : непосредственный // Труды 25 ГосНИИ МО РФ. — Вып. 59 / под общей редакцией В. А. Маркина, Н. Н. Гришина. — Москва : 25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России, 2020. — 783 с.

6. Земенкова, М. Ю. Методологическое обеспечение мониторинга безопасности объектов транспорта и хранения нефти и газа на основе интеллектуальных экспертных систем : специальность 05.26.02 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях (по отраслям)» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Земенкова Мария Юрьевна; Ф Г А О У В О «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина», 2021. – 443 с. – Текст : непосредственный.

7. Земенкова, М. Ю. Интеллектуальный мониторинг состояний объектов трубопроводного транспорта углеводородов с применением нейросетевых технологий / М. Ю. Земенкова, Е. Л. Чижевская, Ю. Д. Земенков. – DOI 10.31897/PMI.2022.105. – Текст : непосредственный // Записки Горного института. – 2022. – Т. 258. – С. 933–944.

References

1. Sereda, V. V. (2001). Polevye sborno-razbornye truboprovody — sozdanie, razvitie, primeneniye. Moscow, Voentelit Publ., p. 352. (In Russian).

2. Seoev, L. V., Mel'nikov, D. I., Zemenkova, Yu. D., Chizhevskaya, E. L., & Podorozhnikov, S. Yu. (2022). Intellektual'nyy monitoring utechek nefteproduktov pri ekspluatatsii magistral'nykh i mobil'nykh nefteproduktotransportnykh system. Nefte-gaz.RU, (5-6), pp. 90-92. (In Russian).

3. Seoev, L. V., Drozdov, D. A., Mel'nikov, D. I., Dumbolov, D. D., Povetkin, P. E., & Gorozhanin, I. V. (2025). Klassifikatsiya poter' goryuchego pri ispol'zovanii polevykh magistral'nykh truboprovodov. Rassokhinskie chteniya – 2025: materialy 17 mezhdunarodnoy konferentsii. Ukhta, UGTU Publ., pp. 261-271. (In Russian).

4. Seoev, L. V., Drozdov, D. A., & Dumbolov, D. U. (2023). Sposob opredeleniya mesta narusheniya germetichnosti polevogo magistral'nogo truboprovoda pri avariyyakh i neispravnostyakh. Trudy 25 GosNII MO RF. Moscow, 25 GosNII khimmotologii Minoborony Rossii,(61), 368 p. (In Russian).

5. Drozdov, D. A. & Seoev, L. V. (2020). Issledovanie gidravlicheskogo soprotivleniya sborno-razbornykh truboprovodov. Trudy 25 GosNII MO RF. Moscow, 25 GosNII khimmotologii Minoborony Rossii, (59), 783 p. (In Russian).

6. Zemenkova, M. Yu. Metodologicheskoe obespechenie monitoringa bezopasnosti ob'ektov transporta i khraneniya nefti i gaza na osnove intellektual'nykh ekspertnykh sistem. Diss. ... doktora tekhn. nauk / Rossiyskiy gosudarstvennyy universitet nefti i gaza (natsional'nyy issledovatel'skiy universitet) imeni I. M. Gubkina», 2021. – 443 p. (In Russian).

7. Zemenkova, M. Yu., Chizhevskaya, E. L., & Zemenkov, Yu. D. (2022). Intelligent monitoring of the condition of hydrocarbon pipeline transport facilities using neural network technologies. Journal of mining institute, (258), pp. 933-944. (In Russian). DOI: 10.31897/PMI.2022.105

Информация об авторах / Information about the authors

Сеоев Лазарь Валерьевич, соискатель кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, ORCID: <https://orcid.org/0000-0007-9241-9325>

Lazar V. Seoev, Applicant of the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, ORCID: <https://orcid.org/0000-0007-9241-9325>

Земенкова Мария Юрьевна, доктор технических наук, профессор кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, muzemenkova@mail.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8106-0683>

Подорожников Сергей Юрьевич, кандидат технических наук, доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, ORCID: <https://orcid.org/0009-0005-2828-8020>

Чижевская Елена Леонидовна, кандидат экономических наук, доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0158-3538>

Maria Yu. Zemenkova, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, muzemenkova@mail.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8106-0683>

Sergey Yu. Podorozhnikov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, ORCID: <https://orcid.org/0009-0005-2828-8020>

Elena L. Chizhevskaya, Candidate of Economic Sciences, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0158-3538>

Статья поступила в редакцию 30.04.2025; одобрена после рецензирования 12.05.2025; принята к публикации 19.05.2025.

The article was submitted 30.04.2025; approved after reviewing 12.05.2025; accepted for publication 19.05.2025.

Правила подготовки рукописи

1. К предоставляемой рукописи должны быть приложены следующие документы:
 - сопроводительное письмо руководства организации, откуда исходит рукопись; рекомендация соответствующей кафедры вуза (заверенная выписка из протокола заседания кафедры);
 - экспертное заключение организации, откуда исходит рукопись, о возможности открытого опубликования;
 - заявление автора о публикации произведения и передаче исключительных прав на него редакции журнала;
 - сопроводительное письмо автора на имя главного редактора журнала, подтверждающее, что статья нигде ранее не была опубликована.
2. В целях обеспечения качества публикуемых материалов и соблюдения авторских прав все поступающие в редакцию журнала рукописи проходят проверку на наличие заимствований и только после этого направляются на рецензирование. Статьи, содержащие менее 75 % оригинального текста, в журнале не публикуются.
3. Все поступающие в редакцию рукописи, соответствующие тематике журнала, проходят процедуру рецензирования с целью их экспертной оценки. Рецензенты являются признанными специалистами по тематике рецензируемых материалов. Рецензии хранятся в редакции в течение 5 лет.
4. **Технические требования к тексту.** Материалы поступают в редакцию через сайт журнала (tumnig.tyuiu.ru) и могут дублироваться по электронной почте (shuvaevanv@tyuiu.ru). Рукопись предоставляется в виде файла, набранного с использованием редактора Microsoft Word.
 - Поля: верхнее – 2,8 см; нижнее – 5,07 см; левое – 4,2 см; правое – 4,2 см; переплет – 0. От края до колонтитула: верхнего – 1,25 см; нижнего – 4,1 см. Размер шрифта – 11 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:
 - a cover letter from the management of organization, from where the manuscript comes; a recommendation from the relevant department of the higher education institution (a certified abstract of minutes of the department meeting);
 - 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 and the transfer of exclusive rights to the editorial office of the journal;
 - 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; Discussion; Conclusion; Acknowledgment; References. The volume of the article (excluding tables, graphics, and references) is 5-10 pages.

- **Introduction.** It contains the relevance of the research topic, a review of the literature on the topic, the formulation of the problem, the goal and objectives.

- **Methods.** It contains a detailed description of methods and schemes of experiments/observations that allow reproducing their results, using only the text of the article; materials, instruments, equipment and other conditions for conducting experiments/observations.

- **Experiment.** An optional section. It can include detailed information on the stages of the experiment, including graphic materials for the most complete disclosure of the methodology and conditions for conducting the experiments.

- **Results and Discussion.** The results should preferably be presented in the form of tables, graphs and other visual forms. This section includes analysis of the results obtained, their interpretation and comparison with the results of other authors.

- **Discussion.** It contains interpretation of the obtained research results, including the correspondence of the results to the hypothesis of the study; the limitations of research and the generalization of its results; proposals for practical application; proposals for the direction of future researches.

- **Conclusion.** It contains conclusions summarizing the main scientific results of the article. Conclusions should logically correspond to the tasks set at the beginning of the article, contain brief summaries of the sections of the article without repeating the formulations given in them.

- **References.** 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 № 3054.
Дата выхода в свет 30.06.25. Формат 70x108/16.
Уч.-изд. л. 8,5. Усл. печ. л. 14.

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 3054.
Date of publishing 30.06.25. Sheet size 70x108/16.
Published sheets 8,5. Conventional printed sheets 14.
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.