

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ

OIL AND GAS STUDIES

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

5 (173)
Сентябрь — октябрь 2025

5 (173)
September — October 2025

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

Периодичность издания — 6 раз в год

Учредитель журнала:

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

Издатель:

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

Адрес редакции:

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

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

The Journal Founder:

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

Publisher:

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

Editorial office, publisher:

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

Distribution: content is distributed under
Creative Commons Attribution 4.0 License

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

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

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)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Шақуликова Гульзада 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, Almeteyevsk state technological university «Petroleum high school», Almeteyevsk

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

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

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

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

Yurii S. Klochkov, Doctor of Engineering, Associate Professor, 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

Бембель С. Р., Милей Е. С., Лешкова М. В., Билута М. А., Савина М. Е.
Уточнение концептуальной модели и подходов к разработке залежей углеводородов на основе фрактальных представлений о характере их геологического строения **11**

Кобылинский Д. А., Неёлова Е. Ю., Заватский М. Д.
Оценка перспективности неокомских отложений на наличие углеводородного флюида посредством геохимических исследований керна **21**

Лялин А. А., Ракитина А. М.
Расчетное восстановление значений минерализации пластовых вод нефтегазоносного пласта в их смесях с фильтраатами бурового раствора **29**

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Белых В. А., Ягафаров А. К., Бастриков С. Н.
Моделирование молекулярных взаимодействий в системе Метан-С₅+ для прогнозирования ретроградной конденсации при разработке нефтегазовых залежей **39**

Булгиев С. А., Матвеев А. А.
Влияние гидроразрыва пласта на соседнюю скважину, находящуюся в бурении **50**

Войводяну А. В.
Современные подходы к увеличению нефтеотдачи нефтяных оторочек **62**

Кузьмина Т. В., Козубовский А. Г., Сохошко С. К., Савастыин М. Ю.
Метод априорной оценки эффективной радиальной проницаемости
для повышения информативности интерпретации искаженных кривых
восстановления давления в скважинах с горизонтальным окончанием **74**

Телегин И. Г.
Моделирование влияния вязкости нефти на циклическое заводнение
нефтяных пластов **89**

Хорюшин В. Ю., Телегин И. Г., Ермилов О. М., Мулявин С. Ф.
Результаты моделирования полимерного заводнения на примере
модели объекта АВ₁₋₂ нефтяного месторождения К **100**

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Чепур П. В., Колядко А. А., Тарасенко М. А., Тарасенко А. А.
Разработка гибридной методики мониторинга резервуаров,
возведенных на многолетнемерзлых грунтах **112**

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке) **126**

Правила подготовки рукописи (на английском языке) **128**

CONTENTS

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

- Bembel S. R., Miley E. S., Leshkova M. V., Biluta M. A., Savina M. E.**
Refinement of the conceptual model and algorithms to the development of hydrocarbon deposits based on fractal ideas about the nature of their geological structure 11
- Kobylinsky D. A., Neelova E. Yu., Zavatsky M. D.**
Assessment of the prospects of the neocomian sediments for the presence of hydrocarbon fluid through geochemical core studies 21
- Lyalin A. A., Rakitina A. M.**
Calculated recovery of mineralization values of oil and gas bearing reservoir water in their mixtures with drilling mud filtrates 29

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

- Belykh V. A., Yagafarov A. K., Bastrikov S. N.**
Modeling of molecular interactions in the system of Methane-C₅+ for predicting retrograd condensation in the development of oil and gas deposits 39
- Bulgiev S. A., Matveev A. A.**
Impact of hydraulic fracturing on a nearby well under drilling 50
- Voivodeanu A. V.**
Modern approaches to increasing the oil recovery of oil rims 62
- Kuzmina T. V., Kozubovsky A. G., Sokhoshko S. K., Savastin M. Yu.**
Method for a priori estimation of effective radial permeability to enhance the informativity of interpretative value of distorted pressure recovery curves in horizontally completed wells 74

Telegin I. G. Modeling of the effect of oil viscosity on cyclic flooding of oil reservoirs	89
Khoryushin V. Yu., Telegin I. G., Yermilov O. M., Mulyavin S. F. Results of modeling polymer flooding using the example of the AB ₁₋₂ object model of the K oil field	100

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

Chepur P. V., Kolyadko A. A., Tarasenko M. A., Tarasenko A. A. Development of a hybrid methodology for monitoring tanks built on permafrost soils	112
--	------------

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian)	126
Manuscripts presentation requirements (In English)	128

Научная статья / Original research article

УДК 550.8:553.98. 622.276

DOI:10.31660/0445-0108-2025-5-11-20

EDN: DLYETK



Уточнение концептуальной модели и подходов к разработке залежей углеводородов на основе фрактальных представлений о характере их геологического строения

С. Р. Бембель^{1*}, Е. С. Милей², М. В. Лешкова², М. А. Билута², М. Е. Савина¹

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²ОАО «НТЦ НИС Нафтагас», Нови Сад, Республика Сербия

*bembelsr@tyuiu.ru

Аннотация. Объект исследования — продуктивный горизонт миоценовых отложений одного из нефтегазовых месторождений Паннонского бассейна (Республика Сербия). С целью уточнения особенностей геологического строения и повышения эффективности ввода в разработку новых продуктивных участков и повышения нефтеотдачи уже разрабатываемых площадей месторождения выполнены детальный анализ и обобщение керновых данных, материалов сейсмических работ, опробования и динамики работы эксплуатационных скважин. На основе проведенных исследований детализированы геологические особенности территории месторождения, обновлена концептуальная модель, обоснованы дальнейшие способы разработки открытых залежей нефти и газа. Кроме того, перестроена геологическая модель, скорректировано размещение проектного фонда скважин и комплекс геолого-технических мероприятий по повышению нефтеотдачи, выполнен прогноз показателей разработки. Выявлены особенности геологического строения изучаемого месторождения, свидетельствующие о «мозаичности» распределения фильтрационно-емкостных свойств в пределах установленных залежей углеводородов. Локализованный характер распределения продуктивности и изменчивости промысловых параметров, влияющих на успешность открытия, эффективность вовлечения и разработку подобных залежей углеводородов подтверждает фрактальные свойства геологической среды. Сделан вывод о необходимости изучения и использования фрактальных свойств геологических объектов при геологоразведочных работах на нефть и газ.

Ключевые слова: геологическое строение, тектоника, седиментация, керн, сейсморазведка, залежь, продуктивность, скважина, модель, разработка

Для цитирования: Уточнение концептуальной модели и подходов к разработке залежей углеводородов на основе фрактальных представлений о характере их геологического строения / С. Р. Бембель, Е. С. Милей, М. В. Лешкова [и др.]. – DOI 10.31660/ 0445-0108-2025-5-11-20 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 5. – С. 11–20. – EDN: DLYETK

Refinement of the conceptual model and algorithms to the development of hydrocarbon deposits based on fractal ideas about the nature of their geological structure

Sergey R. Bembel^{1*}, Evgeniia S. Miley², Margarita V. Leshkova², Maksim A. Biluta², Marina E. Savina¹

¹*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*

²*STC NIS Naftagas LLC, Novi Sad, Serbia*

**bembelsr@tyuiu.ru*

Abstract. This study examines the productive horizon of Miocene deposits in an oil and gas field in the Pannonian Basin (Republic of Serbia). To clarify the features of the geological structure and improve the efficiency of upcoming development of new productive areas while increasing oil recovery from existing parts of the field, the authors of this paper conducted a detailed analysis and synthesis of core data, seismic work materials, testing and the dynamics of production wells. Through conducted studies, the authors detailed the geological features of the field, updated the conceptual model, and proposed additional methods for developing the identified oil and gas reservoirs. Researches also rebuilt the geological model, adjusted the placement of the project well stock and developed a set of geological and technical measures to enhance oil recovery. Furthermore, they forecasted of development indicators. The study identified features of the field's geological structure that suggest a "mosaic" distribution of filtration and capacitive properties within the established hydrocarbon reservoirs. The localized character of the distribution of productivity and variability of field parameters that influence the success of discovery, efficiency of involvement and development of such hydrocarbon deposits confirms the fractal properties of the geological environment. In conclusion, the authors highlighted the necessity of studying and applying the fractal properties of geological objects during oil and gas exploration.

Keywords: geological structure, tectonics, sedimentation, core, seismic exploration, reservoir, productivity, well, model, development

For citation: Bembel, S. R., Miley, E. S., Leshkova, M. V., Biluta, M. A., & Savina, M. E. (2025). Refinement of the conceptual model and algorithms to the development of hydrocarbon deposits based on fractal ideas about the nature of their geological structure. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 11-20. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-5-11-20

Введение

Основная особенность как на ранее открытых и разрабатываемых нефтегазовых месторождениях во всем мире, так и сегодня, на новых площадях и территориях и новых этажах геологического разреза, заключается в чрезвычайно высокой степени неоднородности геологического строения продуктивных интервалов геологического разреза и связанных с ними залежей углеводородов (УВ). При этом важным фактором при прогнозе и разработке залежей нефти и газа является фрактальный характер распределения пород-коллекторов и их свойств, оценка степени их неоднородности при изучении особенностей геологического строения для формирования рекомендаций по размещению скважин и видов геолого-технических мероприятий по увеличению выработки запасов [1, 2].

По мнению Р. М. Бембеля [1], подобное свойство локализованности залежей УВ обусловлено действием активных очагов зон деструкции, следствием которого является локальность высокодебитных участков и мозаичный характер их пространственного распределения. Основная роль при этом связана с тектоническими процессами прерывистой во времени и пространстве природы, обеспечивающими «фрактальную» структуру трещин, через которые происходит заполнение углеводородами осадочного чехла.

Такую системную закономерность — фрактальность чрезвычайно неоднородных и поэтому сложнопостроенных месторождений — нам удалось выявить при работах в Среднем Приобье Западной Сибири [1, 2, 5]. Фрактальность — это, в первую очередь, характеристика неоднородностей разного рода, в достаточном количестве выделенных при разведке и разработке залежей и месторождений УВ. Изменчивость этих характеристик при распределении фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов, фазового состояния УВ, PVT-параметров во времени — это очевидные следствия особенностей формирования залежей и месторождений нефти и газа, закономерно зафиксированные в истории их разведки и разработки [1].

Главная морфологическая особенность подобных залежей нефти и газа — их чрезвычайно высокая локальность, обусловленная свойствами активных очагов зон деструкции как следов проявления узких пучков геодинамических импульсов [1]. Это отражается в распределении продуктивных участков. Фрактальность залежей нефти и газа месторождений во всем мире проявляется на всех этапах геологоразведочных работ — от поиска, разведки до разработки месторождений [2].

Объект и методика исследований

Объект исследований — продуктивный интервал от миоценовых отложений до фундамента одной из многочисленных залежей УВ на нефтегазовом месторождении в Паннонском бассейне (Республика Сербия).

Основными методами исследований служат детальный анализ и обобщение керновых данных, материалов сейсмических работ, опробования и динамики работы эксплуатационных скважин, на основе которых сделана детализация геологических особенностей территории месторождения, обновление концептуальной модели, обоснованы дальнейшие способы разработки открытых залежей нефти и газа.

Геологические и структурно-геологические съемки на территории Паннонского бассейна проведены на начальных стадиях изучения региона. Наибольший объем исследований выполнен до начала 70-х годов XX века, детально изучено строение верхней части разреза. Сейсморазведочные работы МОГТ 3D на исследуемой площади осуществлены в объеме 250 км². Перспективные на поиск и открытие залежей УВ объекты были выделены по данным ГИС в отложениях нижнего миоцена.

После выявления перспектив была пробурена скважина К-1D. Целью ее бурения было проведение полноценного комплекса ГИС и уточнение строения предполагаемых залежей. Скважина была пробурена до глубины 1 100 м со вскрытием пород фундамента. В скважине выполнен комплекс ГИС и вертикальное сейсмопрофилирование (ВСП). При испытании в эксплуатационной колонне интервала нижнего миоцена, представленного песчаником и конгло-брекчией гетерогенного состава, получен фонтанный

приток нефти дебитом 9 м³/сут. Скважина явилась первооткрывательницей месторождения *К*.

За последующие 10 лет на рассматриваемом месторождении пробурено 12 скважин, 10 из которых находятся в контуре залежи. Установлено неравномерное распределение накопленной добычи нефти по отдельным скважинам и участкам.

Детализация геологического строения интервала пород фундамент — осадочный чехол на текущем этапе разработки залежи продиктована необходимостью решения вопросов по разработке залежи:

- резкое падение пластовых давлений при запуске залежи в миоцене;
- отсутствие достоверных РВТ-проб не позволяет выполнить адаптацию гидродинамической модели на историю добычи нефти и газа;
- определение связности коллекторов и размеров геологических тел — коллекторов, определяющих динамику работы эксплуатационных скважин и изменение пластового давления.

Детализация терригенных отложений и корректировка концептуальной модели

Необходимость детализации геологического строения месторождения и изменения представлений о тектоно-седиментационных процессах формирования пластов-коллекторов обусловлена невысокой эффективностью бурения эксплуатационных скважин и их расстановкой по площади залежи. При пересмотре геологической модели, в первую очередь, были обоснованы границы фундамента по вертикали по всем скважинам месторождения. После сеймостратиграфической привязки уточнена корреляция кровли фундамента в межскважинном пространстве.

Строение осадочных пластов интервала нижнего миоцена детализировано на основании методов ГИС, по результатам анализа которых выделено 4 цикла осадконакопления (рис. 1).

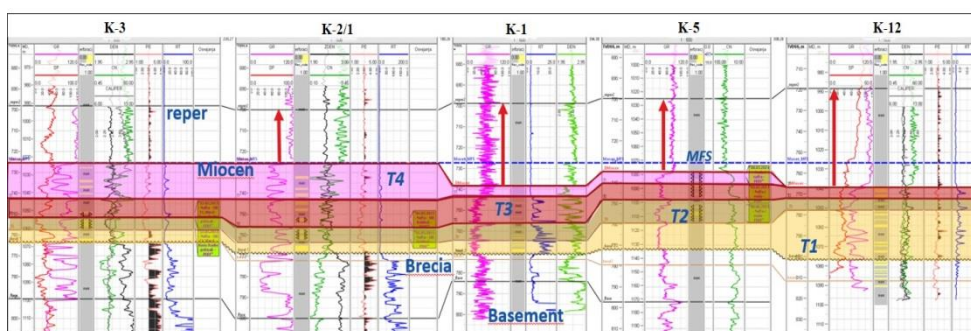


Рис. 1. Пример детализации строения целевого пласта по латерали и вертикали по данным ГИС

На основании результатов комплексной интерпретации данных 3D-сейсморазведки структурных карт по кровле фундамента и сейсмических атрибутов [4] выполнена детализация строения терригенных отложений. В результате были выделены отдельные геологические тела, сформированные в результате сочетания тектонических и седиментационных процессов (рис. 2). На основании выполненных исследований месторождение условно разделено на восточную и западную части.

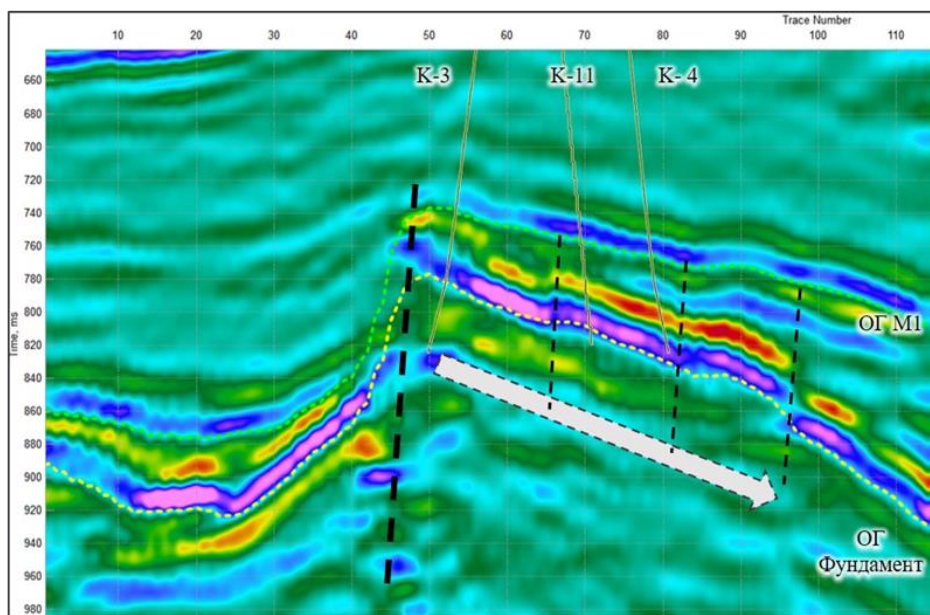


Рис. 2. Разрез по кубу акустического импеданса с интерпретацией границ локальных блоков фундамента и направлением терригенного осадконакопления в интервале ОГ М1 — ОГ фундамент

Согласно проведенным исследованиям [4] осадочные процессы **восточной** части месторождения характеризуются следующими особенностями: выступы фундамента разрушались в процессе выветривания и обломки переносились в гипсометрически пониженные области, где уже перерабатывались внутри локальных водоемов. Коллекторы являются гетерогенными, имеют плохую латеральную связность и трещинную составляющую пористости. Эти особенности характерны для интервала пород, залегающих на границе несогласия между породами фундамента и миоцена (для рассматриваемых залежей Паннонского бассейна).

На рисунке 3 показан принцип седиментации осадков интервала М1 в восточной части изучаемой территории. Локальные выступы фундамента обозначены черными звездочками, направление сноса терригенных осадков — белой стрелкой.

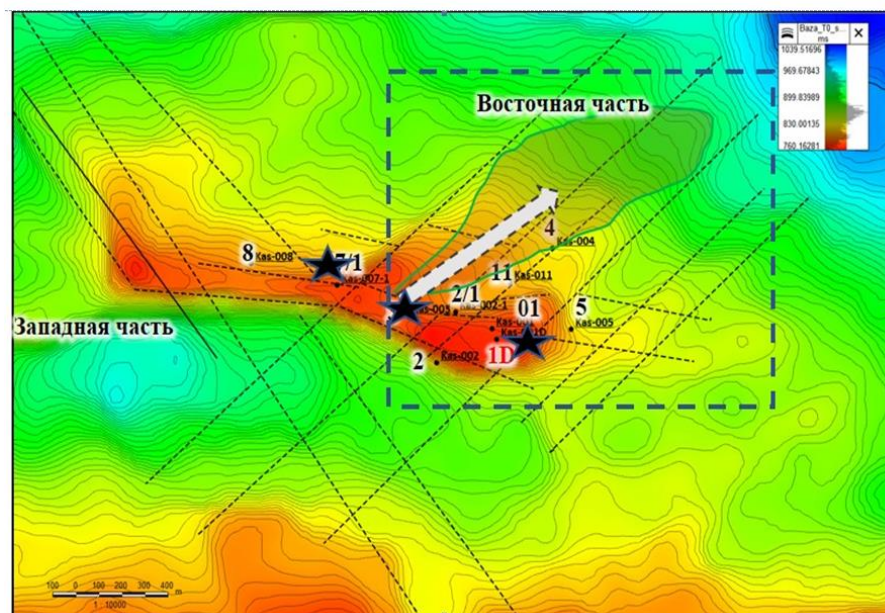


Рис. 3. Структурная карта кровли фундамента с интерпретацией формы седиментационных тел интервала Миоцен

В *западной* части месторождения менее мощные песчаные тела образованы за счет флуктуации относительного уровня моря. По всей вероятности, с точки зрения тектонического развития здесь господствовала более спокойная обстановка седиментации. Песчаник намывался волновыми процессами, что подтверждается фиксацией на сейсмических разрезах рисунка pinch-out (выклинивания).

Открытые залежи УВ тектонически ограничены и имеют размер 1,2×0,4 км. Амплитуда локальных поднятий не превышает 150 м. Литологические экраны отсутствуют, зафиксировано выклинивание пластов на выступах фундамента.

Наиболее достоверным методом при уточнении конфигурации залежей послужили результаты комплексной интерпретации материалов сейсморазведки МОГТ-3D.

Результаты

По результатам комплексного анализа данных керна, ГИС, сейсморазведки МОГТ-3D в рамках тектоно-седиментационного подхода [5, 6] в восточной части территории месторождения были установлены следующие особенности геологического строения и принципы седиментации терригенного материала:

- восточная часть более тектонически активная, характеризуется большим количеством разломов в фундаменте и осадочном чехле;

- локальные вертикальные движения блоков фундамента способствуют созданию локальных источников сноса терригенного материала (конусов выноса);
- процесс седиментации «запускается» в результате сложных сдвиговых и вертикальных движений блоков фундамента;
- терригенные отложения в западной части накапливались в более спокойной тектонической обстановке;
- процесс седиментации в западной части контролируется колебаниями уровня моря;
- кровля фундамента на западе гипсометрически ниже относительно восточной части.

Терригенные отложения в восточной части территории месторождения поступали порционно в северо-восточном направлении в зависимости от накопленного материала на выступах фундамента. По данным керна, отобранного из целевого интервала Миоцен в скважине К-3, породы представлены гетерогенными обломками фундамента, с разной степенью окатанности и с плохой сортировкой.

Западная часть месторождения существенно отличается по временным разрезам (рис. 4), определяется более высокая связность тел, менее заметны дизъюнктивные нарушения в осадочном чехле, а ограничения локальных горизонтов по типу выклинивания связаны с колебанием уровня моря.

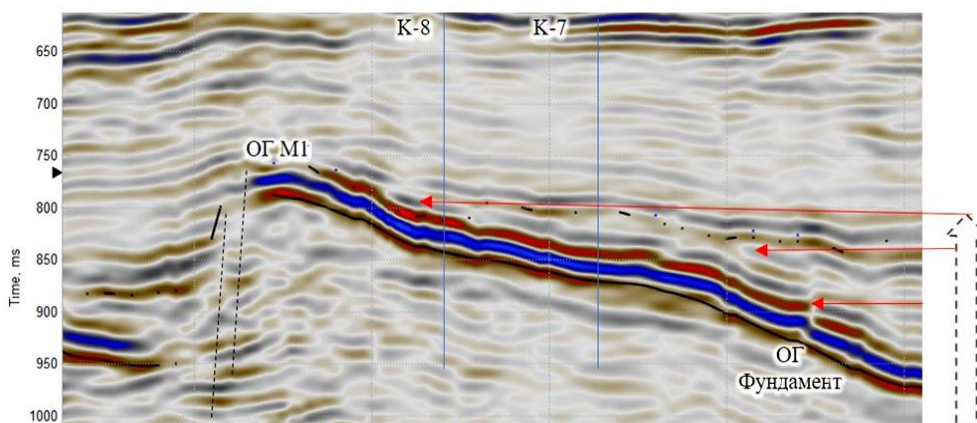


Рис. 4. Строение осадочного чехла западной части залежи (сверху), сейсмический разрез по западной части залежи с нанесением отсечек изменения относительного уровня моря (снизу)

В западной части месторождения по рисунку сейсмической записи на амплитудных разрезах выявляется обратное циклическое строение — налегание слоев на кровлю фундамента, что, по всей вероятности, связано с интервалами повышения уровня моря. Это коррелируется с рельефом фундамента: в западной части на структурной карте можно видеть локаль-

ную впадину, которая «упирается» в протяженный выступ фундамента, тогда как восточная часть территории имеет более пологий склон, по которому и происходил перенос осадков с локальных выступов фундамента.

Обсуждение

Применение комплексного подхода к анализу и интерпретации геолого-промысловой информации, включающей материалы исследований керна, ГИС, сейсморазведки опробования и динамики работы эксплуатационных скважин в настоящее время является актуальным и позволяет решить несколько задач:

- перестроить геологическую модель в соответствии с принятыми принципами формирования коллектора и особенностями геологического строения (в частности, для изучаемого месторождения — фундамента западной и восточной частей);
- выполнить ранжирование разломов на дизъюнктивные и флексурные нарушения с целью предположения проницаемых и условно-проницаемых границ в гидродинамической модели;
- скорректировать актуальный план по размещению проектного фонда скважин и применению геолого-технических мероприятий по повышению нефтеотдачи;
- на основе тектоно-седиментационных особенностей терригенных отложений продуктивных интервалов выполнить прогноз показателей разработки при расчете гидродинамических моделей и анализе разработки.

Выявленные характерные особенности геологического строения множества локальных продуктивных участков рассмотренного месторождения свидетельствуют о «мозаичности» распределения ФЕС внутри всего поля нефтеносности. Размеры выделенных участков продуктивности, линз коллекторов, локальных мало- и высокоамплитудных поднятий составляют десятки — первые сотни метров.

Выводы

В результате комплексного анализа геологического строения территории определены принципиальные различия в конфигурации фундамента и генезисе целевых отложений в восточной и западной части месторождения. В дальнейшем, кроме использования различных подходов к моделированию распределения пород-коллекторов в западной и восточной частях месторождения, при уточнении геологического строения резервуара рекомендуется применение различных технологий разработки продуктивного объекта Миоцен с учетом его вертикальной и латеральной неоднородности, включая варьирование сетки эксплуатационных скважин и избирательного заводнения.

Очевидным выводом следует принимать необходимость скорейшего перехода при разведке и изучении особенностей геологического строения, прогноза распределения коллекторов и ФЕС от типовых «пластовых» моделей залежей к малоразмерным и локализованным продуктивным объектам. Вовлечение в разработку подобных объектов требует не только апри-

орно достоверных представлений об их тектоно-седиментационных условиях образования, но и источнике заполнения их УВ.

Кроме этого, существенно локализованный характер распределения продуктивных параметров, влияющих на эффективность открытия, вовлечения и разработку подобных залежей УВ, подтверждает фрактальные свойства геологической среды, пренебрежение которыми значительно снижает эффективность применяемых методов при нефте- и газодобыче.

Список источников

1. Бембель, Р. М. Геологические модели и основы разведки и разработки месторождений нефти и газа Западной Сибири: монография / Р. М. Бембель, С. Р. Бембель. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2022. – 220 с. – Текст : непосредственный.
2. Бембель, С. Р. Представление о фрактальности залежей углеводородов как способ повышения эффективности методов их исследования / С. Р. Бембель. – Текст : непосредственный // Казанская наука, 2011. – № 2. – С. 276–278.
3. Бембель, С. Р. Особенности проявления активной геодинамики и фрактальный характер нефтяных полей / С. Р. Бембель, А. И. Цепляева Текст : непосредственный // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации) : материалы IX международной научно-практической конференции (посвященной 100-летию со дня рождения А. К. Протозанова). – Т. 2. – Тюмень, 10–11 декабря 2014 года. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – С. 102–106.
4. Выявление малоразмерных залежей нефти и газа в Паннонском бассейне по данным сейсморазведки / С. Р. Бембель, Е. С. Милей, А. С. Грицюк, Р. М. Бембель. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-4-9-24. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 4. – С. 9–24.
5. Милей, Е. С. Поиски и разведка сложнопостроенных залежей УВ в юго-западной части Паннонского бассейна на основе тектоно-седиментационного подхода к геологическому моделированию : специальность 25.00.1 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Милей Евгения Сергеевна; Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе. – Тюмень, 2022. – 155 с. – Текст : непосредственный.
6. Милей, Е. С. Применение тектоно-седиментационного подхода для прогноза нефтегазоносности залежей в Паннонском бассейне / Е. С. Милей, С. Р. Бембель, Р. М. Бембель. – Текст : непосредственный // Новые идеи в геологии нефти и газа : материалы XI Международной научно-практической конференции / отв. ред. А. В. Ступакова. МГУ им. М. В. Ломоносова. – Москва : Перо, 2023. – С. 34–37.

References

1. Bembel, R. M., & Bembel, S. R. (2022). Geologicheskie modeli i osnovy razvedki i razrabotki mestorozhdenij nefti i gaza Zapadnoj Sibiri. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 220 p. (In Russian).
2. Bembel, S. R. (2011). Presentation on fractal hydrocarbon deposits as a method of increasing the effectiveness of the methods of study. Kazan science, (2), pp. 276-278. (In Russian).

3. Bembel, S. R. & Tseplyaeva A. I. (2014). Osobennosti proyavleniya aktivnoj geodinamiki i fraktal'nyj harakter neftyanyh polej. Geologiya i neftegazonosnost' Zapadno-Sibirskogo megabassejna (opyt, innovacii): materialy IX mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (posvyashchennoj 100-letiyu so dnya rozhdeniya Protozanova A. K.). Vol. 2. Tyumen, TyumGNGU Publ., pp. 102-106. (In Russian).

4. Bembel, S. R., Milei, E. S., Gritciuk, A. S., & Bembel, R. M. (2022). Identification of small-sized oil and gas deposits in the Pannonian Basin according to seismic data. Oil and Gas Studies, (4), pp. 9-24. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-4-9-24

5. Milej, E. S. (2022). Poiski i razvedka slozhnopostroennyh zalezhej UV v yugo-zapadnoj chasti Pannonskogo bassejna na osnove tektono-sedimentacionnogo podhoda k geologicheskomu modelirovaniyu. Diss. ...kand. geologo-mineralog. nauk. Tyumen, 155 p. (In Russian).

6. Milej, E. S., Bembel, S. R., & Bembel R. M. (2023). Primenenie tektono-sedimentacionnogo podhoda dlya prognoza neftegazonosnosti zalezhej v Pannonskom bassejne. Novye idei v geologii nefiti i gaza: materialy XI Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii / otv. red. A. V. Stupakova. MGU im. M. V. Lomonosova. Moscow, Pero Publ., pp. 34-37. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

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

Милей Евгения Сергеевна, кандидат геолого-минералогических наук, эксперт по геологии, НТЦ Нефтяная Индустрия Сербии, г. Нови Сад, Республика Сербия

Лешкова Маргарита Валерьевна, главный специалист, НТЦ Нефтяная Индустрия Сербии, г. Нови Сад, Республика Сербия

Билута Максим Алексеевич, начальник отдела геологии и разработки, НТЦ Нефтяная Индустрия Сербии, г. Нови Сад, Республика Сербия

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

Sergey R. Bembel, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, bembelsr@tyuiu.ru

Evgeniia S. Milej, Candidate of Geology and Mineralogy, Expert in Geology, Oil Industry Research Center of Serbia, Novi Sad, Republic of Serbia

Margarita V. Leshkova, Chief Specialist, Research and Technology Center of the Oil Industry of Serbia, Republic of Serbia

Maksim A. Biluta, Head of the Department of Geology and Development, Research and Technology Center of the Oil Industry of Serbia, Novi Sad, Republic of Serbia

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

Статья поступила в редакцию 14.07.2025; одобрена после рецензирования 04.08.2025; принята к публикации 11.08.2025.

The article was submitted 14.07.2025; approved after reviewing 04.08.2025; accepted for publication 11.08.2025.

Научная статья / Original research article
УДК 550.4.02
DOI:10.31660/0445-0108-2025-5-21-28
EDN: EDGGMI



Оценка перспективности неокомских отложений на наличие углеводородного флюида посредством геохимических исследований керна

Д. А. Кобылинский, Е. Ю. Неёлова*, М. Д. Заватский

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

Аннотация. В статье приведены результаты геохимических исследований кернового материала неокомских отложений севера Западной Сибири.

При проведении традиционного комплекса геологоразведочных работ на глубоководно-груженых объектах, характеризующихся сложным геологическим строением, зачастую происходит пропуск продуктивного интервала, что наталкивает на необходимость применения дополнительных методов диагностики.

Цель статьи — разработка методологической модели геохимических исследований кернового материала для повышения степени достоверности обнаружения полезного углеводородного флюида.

В этой связи подобран следующий комплекс геохимических исследований кернового материала: экстракционно-весовой, хроматографический и анализ глубокосорбированных газов. На основе этого комплекса выработаны критерии, позволяющие определить тип пластового флюида в пласте-коллекторе.

Выводы о характере насыщения изучаемых отложений подтвердились результатами испытаний, что в свою очередь доказывает эффективность геохимических методов при проведении разведочных работ.

Ключевые слова: керн, нефть, газоконденсат, глубокосорбированные газы, хлороформенный битумоид, хроматография, алканы, арены

Для цитирования: Кобылинский, Д. А. Оценка перспективности неокомских отложений на наличие углеводородного флюида посредством геохимических исследований керна / Д. А. Кобылинский, Е. Ю. Неёлова, М. Д. Заватский. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-5-21-28 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 5. – С. 21–28. – EDN: EDGGMI

Assessment of the prospects of the neocomian sediments for the presence of hydrocarbon fluid through geochemical core studies

Danil A. Kobylinskiy, Evgeniya Yu. Neelova*, Mihail D. Zavatskiy

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

Abstract. This paper presents the results of geochemical studies on core samples from Neocomian sediments located in the northern part of Western Siberia.

In traditional geological exploration of deep-submerged facilities with complex geological structures, productive intervals are often overlooked. It underscores the necessity for additional diagnostic methods.

The aim of this work is to develop a methodological model for conducting geochemical analysis of core samples to enhance the reliability of detecting valuable hydrocarbon fluids.

To achieve this, the authors of this paper selected a set of geochemical studies on core samples, including extraction-weight analysis, chromatographic analysis, and the study of deeply sorbed gases. Based on this approach, the authors developed criteria for identifying the type of reservoir fluid in the reservoir.

The conclusions regarding the fluid saturation of the studied deposits were validated by well test results, demonstrating the effectiveness of geochemical methods in exploration efforts.

Keywords: core, oil, gas condensate, deeply absorbed gases, chloroform bitumen, chromatography, alkanes, arenas

For citation: Kobylinskiy, D. A., Neelova, E. Yu., & Zavatskiy, M. D. (2025). Assessment of the prospects of the neocomian sediments for the presence of hydrocarbon fluid through geochemical core studies. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 21-28. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-5-21-28

Введение

На сегодняшний день запасы крупных месторождений Западной Сибири истощаются, и возрастает необходимость в приросте углеводородного сырья. Сопоставимыми объемами ресурсов углеводородов обладают глубокопогруженные залежи, которые характеризуются сложным геологическим строением. При изучении таких объектов традиционным комплексом геологоразведочных работ нередко возникают случаи пропуска продуктивного интервала [1].

В целях повышения эффективности обнаружения полезного флюида в глубокопогруженных, сложнопостроенных коллекторах необходимо применять дополнительные методы исследования, в частности геохимические, так как объектом изучения выступает вещество, содержащееся в породе, в отличие от других опосредованных методик.

Геохимические методы исследования керна играют важную роль в геологоразведочном процессе и при разработке месторождений. Они позволяют получить информацию об органическом веществе горных пород, флюидах и процессах, происходящих в недрах, что может быть использовано при поиске, разведке и разработке полезного флюида [2].

Основные направления геохимических исследований:

- оценка нефтегазоматеринского потенциала пород: пиролиз Rock-Eval, определение содержания общего органического углерода

(ТОС), отражательная способность витринита, биомаркерный анализ, элементный анализ (C, H, O, N, S), изотопный анализ ($\delta^{13}\text{C}$, δD) [3, 4];

- анализ состава флюидов, экстрагированных из керна: газовая хроматография, газовая хроматография-масс-спектрометрия (GC-MS), анализ солевого состава пластовых вод;
- оценка процессов миграции и аккумуляции углеводородов: определение содержания остаточной нефти, анализ глубокосорбированных газов, анализ флюидных включений;
- геохимическое моделирование.

В этой работе на основе выработанных критериев методами экстракционно-весового, хроматографического и анализа глубокосорбированных газов проведена диагностика неокомских отложений на наличие углеводородного флюида.

Объект и методы исследования

В качестве объекта исследования использовался керновый материал неокомских отложений скважины № 1 месторождения У Надым-Пурской нефтегазоносной области. Порода представлена мелкозернистым песчаником, в котором встречаются прослои алевритовой размерности, а также аргиллита.

Методика исследования заключалась в экстракционно-весовом и хроматографическом анализе экстрагированного битумоида. Помимо битумологических исследований проводился анализ глубокосорбированных газов, особенность которого состоит в предварительной термодесорбции анализируемого вещества, находящегося в породе.

На основе эталонных образцов керна коллектора залежи посредством приведенных методов установлены критерии, которые позволяют определить наличие углеводородного флюида в изучаемых отложениях [5, 6].

Количественное значение экстрагируемого битумоида, указывающее на наличие нефтяной залежи, должно быть выше значения 5,5 г/кг породы. Подвижность нефти определяется путем хроматографического анализа битумоида по соотношению суммы *n*-алканов к нафтенам, значения которых для флюида типа «нефть» составляет 0,5 ед.

Так как экстракционно-весовой и хроматографический анализ битумоида позволяют характеризовать нефтесодержащие пласты, необходим метод для диагностики газоконденсатных залежей. В этой связи проводится анализ глубокосорбированных газов, интерпретационной моделью которого будет являться:

- визуальная оценка хроматограмм глубокосорбированных газов;
- корреляционная связь между углеводородными компонентами;
- отношения $\sum C_2-C_{11}/\sum C_{12}-C_{21}$; C_{10}/C_{11} ; iC_4+iC_5/nC_4+nC_5 ;
МГЦ/*n*-C₈-C₉/арены; бензол/*n*-C₆; *n*-C₇+бензол/*n*-C₆+толуол (табл. 1).

Показатели, указывающие на перспективность интервала

Показатель	Характер насыщения	
	газоконденсат /нефть	вода/сухо
C2-C11/C12-C21	1–8,9 и более	0,1–1
C10/C11	1–2	0–1
iC4+iC5/nC4+nC5	1–2	0–1
МГЦ/н-С8	1,3–2,9 и более	0–1,3
C2-C9/арены	1–3	от 3 и более
бензол/н-С6	1,1–11,6	0–1
н-С7+бензол/н-С6+толуол	1–2,9 и более	0–1

Результаты

На первом этапе посредством экстракционно-весового анализа осуществлялась количественная оценка нефтяных углеводородов. В результате установлено, что содержание хлороформенного битумоида варьирует в пределах от 0,04 до 2,7 г/кг (рис. 1). Полученные количественные значения содержания хлороформенного битумоида гораздо ниже установленного критерия продуктивности (5,5 г/кг породы).

На втором этапе изучался хлороформенный битумоид посредством хроматографического анализа. В результате установлено, что образцы в основном состоят из углеводородов нефтяного ряда и имеют «нафтеновый горб» превышения нулевой линии за счет не разделившихся нафтенов. Хлороформенный битумоид характеризуется отсутствием бензиновой фракции в результате испарения низкокипящих компонентов за время хранения кернового материала (рис. 1).

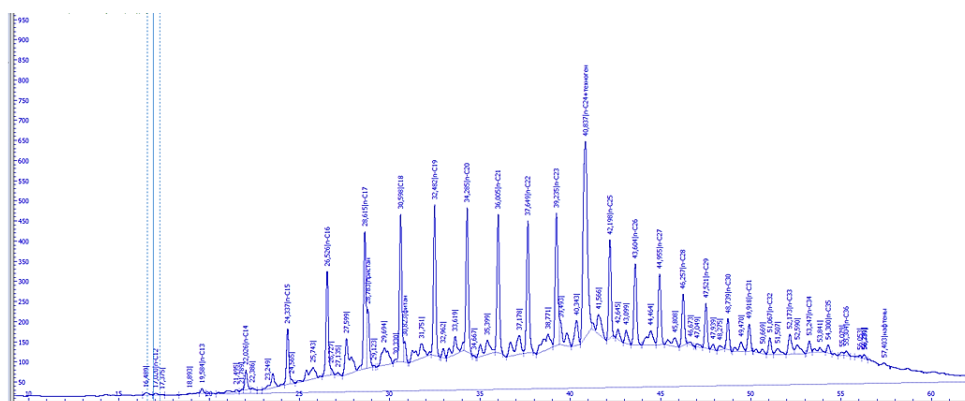


Рис. 1. Хроматограмма образца, отобранного из скважины № 1 месторождения У

Следует отметить, что на хроматограмме хлороформенного битумоида наблюдается закономерное падение концентраций n-алканов с ростом углеводородной цепи, что характерно для нефтей Западной Сибири.

На третьем этапе исследования проводился анализ глубокосорбированных газов породы коллектора, содержание которых в изучаемом интервале варьирует в пределах от 0,07 до 0,017 мг/г.

При визуальной оценке распределения n-алканов глубокосорбированных газов наблюдается аналогия с распределением компонентов хлороформенного битумоида (рис. 2).

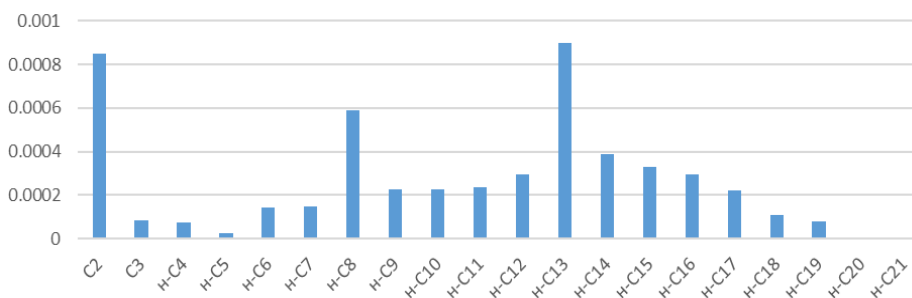


Рис. 2. Распределение n-алканов глубокосорбированных газов образцов месторождения Y (на примере характерного образца)

Коэффициент корреляции показывает высокую взаимосвязь между рассматриваемыми компонентами исследуемого интервала и варьирует в пределах от 0,60 до 0,95.

В результате интерпретации данных глубокосорбируемых газов по выработанным критериям исследуемый интервал диагностируется как продуктивный (табл. 2).

Таблица 2

Показатели, указывающие на перспективность интервала

Показатель	Содержание компонентов в исследуемом интервале	Характер насыщения	
		газоконденсат /нефть	вода/сухо
C2-C11/C12-C21	1	1–8,9 и более	0,1–1
C10/C11	1	1–2	0–1
iC4+iC5/nC4+nC5	0,5	1–2	0–1
МГЦ/n-C8	1,1	1,3–2,9 и более	0–1,3
C2-C9/арены	2	1–3	от 3 и более
бензол/n-C6	1,1	1,1–11,6	0–1
n-C7+бензол/n-C6+толуол	0,5	1–2,9 и более	0–1

Обсуждение

Несмотря на низкое содержание хлороформенного битумоида в исследуемом интервале, делать поспешные выводы о непродуктивности исследуемых отложений, опираясь только на один критерий, не стоит, так как количественное содержание может зависеть от условия и времени хранения кернового материала [7]. В этой связи необходимо применять комплексный подход и рассматривать результаты проведенных геохимических исследований в совокупности, а также делать акцент на качественной интерпретации и взаимосвязи компонентов.

Например, визуальная оценка распределений концентраций углеводородных компонентов между собой при изучении хлороформинного битумоида и глубокосорбированных газов указывает на наличие нефтяных углеводородов (в том числе и газоконденсатного флюида).

Выработанные геохимические критерии отношений $\sum C_2-C_{11}/\sum C_{12}-C_{21}$; C_{10}/C_{11} ; iC_4+iC_5/nC_4+nC_5 ; МГЦ/н-С₈ C₂-С₉/арены; бензол/н-С₆; н-С₇+бензол/н-С₆+толуол также диагностируют наличие в коллекторе нефтяных углеводородов, поскольку в продуктивных отложениях:

- преобладает легкая бензиновая фракция $\sum C_2-C_{11}$ над тяжелыми углеводородами $\sum C_{12}-C_{21}$;
- в отложениях, где отсутствует полезный флюид, практически нормальные алканы $C_{10}-C_{11}$;
- среди низкомолекулярных углеводородов наблюдается заметное преобладание изомеров (и-С₄, и-С₅) над нормальными алканами (н-С₄, н-С₅);
- преобладает метилциклогексан над н-С₈;
- резко увеличиваются концентрации бензола, толуола.

Помимо этого между компонентами глубокосорбируемых газов существует сильная корреляционная связь, что указывает на единый генезис вещества и не является следами миграции углеводородов.

В этой связи на основе проведенного комплекса геохимических исследований кернового материала неоконских отложений скважины № 1 месторождения У следует сделать вывод, что разработанные геохимические показатели указывают на наличие в пласте-коллекторе газоконденсатного или нефтяного флюида.

В результате испытаний исследуемого пласта коллектора получен приток газоконденсатной смеси дебитом 11,86 м³/сут.

Выводы

Новые методологические подходы геохимических исследований кернового материала позволяют повысить достоверность определения типа пластового флюида в коллекторе, а также оценить его промышленную значимость, что влечет за собой обоснование продолжения геологоразведочных работ на исследуемые объекты и снижение экономических рисков.

Разработанные геохимические критерии по методам экстракционно-весового и хроматографического анализов, а также изучения глубокосорбированных газов горной породы опробованы на одном из месторождений севера Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ). Установленный характер насыщения подтвердился результатом испытания.

В этой связи данный комплекс геохимических исследований ядра можно рекомендовать в качестве поискового критерия на объектах севера Западно-Сибирского НГБ, особенно при изучении глубокопогруженных залежей сложного геологического строения.

Список источников

1. Гиниятуллин, Р. Р. Проблемы и возможности поиска и разведки залежей нефти терригенного девона при освоении небольших месторождений Республики Татарстан / Р. Р. Гиниятуллин. – Текст : непосредственный // Актуальные научные исследования: сборник статей XII Международной научно-практической конференции. В 4 ч. Ч. 1. – Пенза: МЦНС «Наука и Просвещение». – 2023. – С. 78–84.
2. Hunt, J. M. Petroleum Geochemistry and Geology / J. M. Hunt. – W. H. Freeman and Company Publishers, San Francisco. – 1996. – 634 p. – Text : direct.
3. Peters, K. E. The Biomarker Guide / K. E. Peters, C. C. Walters, J. M. Moldowan. – 2005. – Cambridge University Press. – 1155 p. – Text : direct.
4. Tissot, B. P. Evolution of the Biosphere / B. P. Tissot, D. H. Welte // Petroleum Formation and Occurrence. – 1984, p. 14–20. – DOI:10.1007/978-3-642-87813-8_2. – Text : direct.
5. Кобылинский, Д. А. Определение критериев продуктивности сложнопостроенных коллекторов за счет изучения глубокосорбированных газов / Д. А. Кобылинский. – DOI 10.32935/1815-2600-2021-133-2-27-30. – Текст : непосредственный // Технологии нефти и газа. – 2021. – № 2 (133). – С. 27–30.
6. Выработка геохимических критериев для оценки продуктивности интервалов на основе исследований юрских отложений / Д. А. Кобылинский, М. Д. Заватский, И. И. Нестеров [и др.]. – DOI: 10.31660/0445-0108-2019-3-16-21. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 3 (135). – С. 16–21.
7. Абля, Э. А. К вопросу о сохранности геохимической информации в первичных геологических носителях / Э. А. Абля, Ю. В. Костров. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2008. – № 5. – С. 19–21.

References

1. Giniyatullin, R. R. (2023). Problems and possibilities of prospecting and exploration of oil deposits of the terrigenous Devonian during the development of small deposits of the Republic of Tatarstan. Actual scientific research: collection of articles of the XII International Scientific and Practical Conference. Penza: ICNS "Science and Education", pp. 78-84. (In Russian).
2. Hunt, J. M. (1996). Petroleum Geochemistry and Geology. W. H. Freeman and Company Publishers, San Francisco, 634 p. (In English).
3. Peters, K. E., Walters, C. C., Moldowan. (2005). The Biomarker Guide. Cambridge University Press, 1155 p. (In English).

4. Tissot, B. P., & Welte, D. H. (1984). Evolution of the Biosphere. In *Petroleum Formation and Occurrence*, pp. 14-20. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. (In English). DOI:10.1007/978-3-642-87813-8_2
5. Kobylinskiy, D. A. (2021). Productivity criteria for complex reservoirs based on the study of deep-adsorbed gases // *Oil and gas technologies*, 2 (133), pp. 27-30. (In Russian). DOI: 10.32935/1815-2600-2021-133-2-27-30
6. Kobylinskiy, D. A., Zavatskiy, M. D., Nesterov, I. I., Naumenko, V. O., & Ponomarev, A. A. (2019). Developing geochemical criteria based on the research of Jurassic sediments to evaluate the productivity of intervals. *Oil and gas studies*, 3(135), pp. 16-21. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-3-16-21
7. Ablya, E. A., & Kostrov, Yu. V. (2008). Towards preserving geochemical information stored in core samples. *Georursy*, (5), pp. 15-19. (In Russian).

Информация об авторах/Information about the authors

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

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

Заватский Михаил Дмитриевич, кандидат геолого-минералогических наук, заведующий кафедрой геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

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

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

Mihail D. Zavatskiy, Candidate of Geology and Mineralogy, Head of the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 21.03.2025; одобрена после рецензирования 18.04.2025; принята к публикации 27.05.2025.

The article was submitted 21.03.2025; approved after reviewing 18.04.2025; accepted for publication 27.05.2025.

Научная статья / Original research article
УДК 556.3
DOI:10.31660/0445-0108-2025-5-29-38
EDN: EJBWLA



Расчетное восстановление значений минерализации пластовых вод нефтегазоносного пласта в их смесях с фильтрами бурового раствора

А. А. Лялин*, А. М. Ракитина

ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
*aalyalin2@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация. При бурении скважин на буровых растворах на водной основе фильтрат проникает в водоносный пласт и искажает химический состав и минерализацию пластовой воды. Минерализация пластовых вод нефтегазоносного пласта задается в уравнении Арчи — Дахнова для расчета коэффициента нефтегазонасыщенности. Соответственно искаженное значение минерализации вносит искажение в значение коэффициента нефтегазонасыщенности и в объем подсчитанных запасов углеводородного сырья.

Цель исследования — развитие методического подхода использования генетических коэффициентов вод для расчетного восстановления минерализации пластовых вод в их смесях с фильтрами бурового раствора в случаях наличия данных о буровых растворах. В качестве исходного материала взяты данные по химическому составу и минерализации вод из пластов, вскрытых поисково-разведочной скважиной, а также данные по химическому составу и минерализации вод фильтратов буровых растворов, с использованием которых вскрывались водоносные пласты. Для обработки данных применен методический подход к восстановлению значений минерализации пластовых вод в их смесях с фильтрами бурового раствора на основе анализа изменения натрий-хлорного генетического коэффициента. Разработана последовательность действий с опорой на методический подход и требования к исходным данным.

Ключевые слова: минерализация, генетические коэффициенты, хлор, натрий, водонасыщенность пласта, нефтегазонасыщенность пласта, модель Арчи — Дахнова, бурение скважин, пластовая вода, буровой раствор

Для цитирования: Лялин, А. А. Расчетное восстановление значений минерализации пластовых вод нефтегазоносного пласта в их смесях с фильтрами бурового раствора / А. А. Лялин, А. М. Ракитина. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-5-29-38 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 5. – С. 29–38. – EDN: EJBWLA

Calculated recovery of mineralization values of oil and gas bearing reservoir water in their mixtures with drilling mud filtrates

Aleksandr A. Lyalin*, Alyona M. Rakitina

RN-Geology Research and Development LLC, Tyumen, Russia
*aalyalin2@rn-gir.rosneft.ru

Abstract. During drilling of wells using water-based drilling fluids, the filtrate can penetrate the aquifer and distorts the chemical composition and mineralization of reservoir water.

Water mineralization of oil and gas bearing reservoir is used in the Archie-Dakhnov equation to calculate the oil and gas saturation coefficient. As a result, any distortion in mineralization values leads to inaccuracies in the saturation coefficient and the estimated volume of hydrocarbon reserves.

The aim of this study is to develop a methodological approach that employs genetic coefficients of water to restore the mineralization of reservoir water mixed with drilling fluid filtrates when information about the drilling fluids is available. The initial data is the chemical composition and mineralization of waters from reservoirs accessed by exploration wells. The authors of this paper applied data on chemical composition and mineralization of filtrates from drilling mud used to penetrate the aquifers. For data processing, a methodological approach based on the analysis of changes in the sodium-chloride genetic coefficient was applied to restore formation water mineralization values in their mixtures with drilling fluid filtrates. In conclusion, the authors outlined the sequence of steps for applying this approach and the requirements for the initial data needed.

Keywords: mineralization, genetic coefficients, chlorine, sodium, reservoir water saturation, oil and gas saturation of the reservoir, Archie-Dakhnov model, well drilling, reservoir water, drilling mud

For citation: Lyalin, A. A., & Rakitina, A. M. (2025). Calculated recovery of mineralization values of oil and gas bearing reservoir waters in their mixtures with drilling mud filtrates. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 29-38. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-5-29-38

Введение

Применение модели Арчи — Дахнова для определения коэффициента нефтегазонасыщенности пласта подразумевает использование данных по минерализации присутствующих в пласте вод [1]. При бурении скважин задействуются буровые растворы как на углеводородной основе, так и на водной. В статье рассматриваются только случаи использования бурового раствора на водной основе, который при вскрытии водоносных пластов искажает химический состав и минерализацию пластовых вод. Для получения пробы воды с истинными значениями химического состава и минерализации пластового флюида необходимо отобрать из пласта значительный объем воды до стабилизации значений минерализации и/или содержания ключевых ионов. Но этот подход в силу различных причин технического характера часто не реализуется в полной мере. Для решения задачи «очистки» пробы воды от влияния фильтрата бурового раствора одним из авторов статьи было предложено использовать генетические коэффициенты подземных вод на основе хлора, как элемента наименее подверженного ионному обмену, адсорбции, взаимодействию с другими ионами при смешении вод и максимально долго находящемуся в растворе [2, 3]. Были использованы следующие генетические коэффициенты: r_{Na}/r_{Cl} (где r_{Na} — содержание натрия в эквивалентной форме, r_{Cl} — содержание хлора в эквивалентной форме) и Cl/Br (где Cl — содержание хлора в весовой форме, Br — содержание брома в весовой форме). Содержание химических элементов корректировалось в соответствии с известными значениями генетических коэффициентов и данными о линейной связи содержания хлора и минерализации [4]. Процент корректировки хлора был применен и к минерализации. Но задача решалась при отсутствии информации о минерализации и химическому составу водной основы бурового раствора.

Цель статьи — развитие методики использования генетических коэффициентов вод для расчетного восстановления минерализации пласто-

вых вод в их смесях с фильтратами бурового раствора, изложенного в работе [2], на случаи наличия данных о буровых растворах.

Что касается истории вопроса, то смешением вод различного генезиса в советское и постсоветское время занимались А. Н. Огильви, П. И. Желтов, А. Р. Ахундов, Ш. Ф. Мехтиев, П. К. Азимов, И. Б. Розенберг, А. М. Никаноров, А. Н. Шалаев, Ю. П. Гаттенбергер, А. А. Карцев, С. Б. Вагин, В. П. Шугрин, Г. П. Волобуев, Л. Е. Сикирко, В. В. Муляк, Ф. С. Исмаилов, Ф. М. Гаджиев, А. Г. Морозов, А. В. Третьякова, В. В. Коцур, А. А. Ефремова, Л. А. Абукова, О. П. Абрамова, Е. П. Варягова и другие.

Надо отметить, что в советское время это направление исследовали более активно [5, 6].

Объект и методы исследования

Объектами исследования выступают пласты БГ₂₀₍₁₎, БГ₂₀₍₂₎, БГ₃₂ и БГ₃₃, вскрытые поисково-разведочной скважиной, расположенной в южной части Гыданского полуострова северной части Западно-Сибирской равнины. Административно территория относится к Тазовскому району Ямало-Ненецкого автономного округа Российской Федерации. В тектоническом отношении район расположения скважины приурочен к южной части Карско-Гыданской синеклизы и осложняющей ее Антипаютинской впадине. Глубина скважины — 4 100 м.

Местоположение скважины выбрано исходя из следующих критериев:

- видимые признаки ловушек на сейсмическом разрезе;
- наиболее благоприятные данные по карте среднеквадратичных амплитудных значений сейсмоатрибутного анализа, построенной для целевого объекта;
- наиболее высокие прогнозные значения насыщенных толщин по крупным объектам;
- возможность максимального количества вскрытия предполагаемых объектов;
- расположение хотя бы на одном сейсмическом профиле.

Объекты исследования (пласты БГ₂₀₍₁₎, БГ₂₀₍₂₎, БГ₃₂ и БГ₃₃) относятся к Ахской свите, которая характеризует постепенную регрессию моря с сокращением объема глинистых пород вверх по разрезу. Отложения свиты представлены тонкоотмученными аргиллитоподобными глинами серых и темно-серых оттенков с невыразительными песчаными слойками и линзами, слабо биотурбированные, с чешуйками слюды, с углефицированным растительным детритом. Встречаются участки с примесью алевроитового материала вплоть до отдельных линз серых алевролитов. Отмечаются остатки растительного детрита и водорослей, иногда пиритизированные. Верхняя часть разреза существенно опесчанивается, появляются пласты алевролитов и песчаников. Алевролиты темно-серые мелкозернистые, глинистые, с линзовидной слоистостью, участками умеренно биотурбированные, с че-

шуйками слюды, со стяжениями пирита, с рассеянным углистым детритом, плотные, крепкие. Песчаники светло-серые, тонко-мелкозернистые, алевритистые, с неравномерным карбонатно-глинистым цементом, с умеренно биотурбированной текстурой, с линзовидно-волнистой слоистостью, с мелкими стяжениями пирита, с рассеянной примесью сидерита, с рассеянным углефицированным растительным детритом, пористые, крепкие. Проницаемость пластов БГ₂₀₍₁₎ и БГ₂₀₍₂₎ — 45мД, пористость — 15 %. Проницаемость пластов БГ₃₂ и БГ₃₃ — менее 1мД, пористость — 10 %.

В 2023 году в скважине проведен комплекс исследований, в том числе опробование пластов при помощи испытателя пластов МДТ с целью подтверждения характера насыщения и отбора проб пластовых флюидов. Всего из скважины было отобрано 17 проб пластовой воды. Глубины отбора целевых проб: БГ₂₀₍₁₎ — 2 726 м, БГ₂₀₍₂₎ — 2 735 м, БГ₃₂ — 3 170 м и БГ₃₃ — 3 641 м. По результатам анализов был сделан вывод о присутствии во всех пробах фильтрата бурового раствора, что связано с невозможностью более продолжительной откачки с целью получения чистого пластового флюида, в связи с риском прихвата оборудования (компоновки МДТ), расположенного в открытом стволе скважины. Чтобы получить параметры истинной воды пласта, было решено произвести расчетную корректировку минерализации. Кроме пластовых вод на анализ были взяты две пробы бурового раствора, приуроченные к разным интервалам бурения рассматриваемых объектов. По пробам бурового раствора изучен ионный состав водной основы.

Последовательность действий при проведении исследования или метод исследования:

1. Выявление элементов, с содержанием которых существует линейная связь у минерализации на объекте исследования.
2. Подбор генетического коэффициента с выявленными элементами.
3. Определение значения подобранного генетического коэффициента для объекта исследования.
4. Корректировка значения содержания элементов в пробе для достижения целевого значения генетического коэффициента и расчет соответствующего процента корректировки значений содержания элементов.
5. В соответствии с линейной связью корректировка на рассчитанный процент минерализации.

Исходные данные

В таблице 1 приведены данные по химическому составу и минерализации вод фильтратов буровых растворов, использованных при бурении объектов исследования.

Таблица 1

Исходные данные по водам фильтрата бурового раствора

Ионы	Буровой раствор № 1		Буровой раствор № 2	
	мг/дм ³	мг-экв/дм ³	мг/дм ³	мг-экв/дм ³
Na ⁺	3 657,63	159,10	5 672,29	246,73
K ⁺	85,00	2,17	377,20	9,65
Ca ²⁺	26,10	1,30	85,20	4,25
Mg ²⁺	3,70	0,30	11,20	0,92
NH ₄ ⁺	36,20	2,01	46,40	2,57
Сумма катионов		164,88		264,12
Cl ⁻	2 126,30	59,98	2 713,10	76,53
SO ₄ ²⁻	199,50	4,15	2 028,00	42,22
HCO ₃ ⁻	4 910,50	80,47	7 655,50	125,46
CO ₃ ²⁻	180,00	6,00	30,00	1,00
NO ₃ ⁻	382,90	6,18	587,05	9,47
PO ₄ ³⁻	313,20	3,30	156,45	1,65
Γ	0,01	0,00	67,50	0,53
Br ⁻	0,01	0,00	0,12	0,00
F ⁻	91,40	4,81	138,00	7,26
Сумма анионов		164,88		264,12
Минерализация	12 012,45		19 568,01	

В таблице 2 представлены данные по химическому составу и минерализации пластовых вод из объекта исследования. Эти пласты вскрыты на буровом растворе № 1.

Таблица 2

Исходные данные по водам пластов БГ₂₀₍₁₎ и БГ₂₀₍₂₎

Ионы	БГ ₂₀₍₁₎		БГ ₂₀₍₂₎	
	мг/дм ³	мг-экв/дм ³	мг/дм ³	мг-экв/дм ³
Na ⁺	2 115,51	92,02	2 035,93	88,56
K ⁺	46,20	1,18	41,20	1,05
Ca ²⁺	36,10	1,80	40,10	2,00
Mg ²⁺	14,60	1,20	26,50	2,18
NH ₄ ⁺	6,90	0,38	6,60	0,37
Сумма катионов		96,58		94,16
Cl ⁻	2 311,00	65,18	2 227,30	62,82
SO ₄ ²⁻	47,20	0,98	69,00	1,44
HCO ₃ ⁻	1758,80	28,82	1728,30	28,32
CO ₃ ²⁻	6,00	0,20	6,00	0,20
NO ₃ ⁻	0,12	0,00	0,12	0,00
PO ₄ ³⁻	0,12	0,00	0,12	0,00
Γ	9,99	0,08	8,34	0,07
Br ⁻	0,12	0,00	0,12	0,00
F ⁻	24,90	1,31	24,75	1,30
Сумма анионов		96,58		94,16
Минерализация	6 377,56		6 214,38	

Таблица 3 содержит данные по химическому составу и минерализации пластовых вод из объекта исследования. Пласты вскрыты на буровом растворе № 2.

Таблица 3

Исходные данные по водам пластов БГ₃₂ и БГ₃₃

Ионы	БГ ₃₂		БГ ₃₃	
	мг/дм ³	мг-экв/дм ³	мг/дм ³	мг-экв/дм ³
Na ⁺	4 100,72	178,37	4 251,35	184,92
K ⁺	80,50	2,06	81,38	2,08
Ca ²⁺	96,20	4,80	120,25	6,00
Mg ²⁺	21,90	1,80	14,60	1,20
NH ⁴⁺	24,80	1,37	29,50	1,64
Сумма катионов		188,40		195,84
Cl ⁻	5 336,00	150,51	5 541,00	156,29
SO ₄ ²⁻	91,30	1,90	308,20	6,42
HCO ₃ ⁻	2 074,00	33,99	1 921,50	31,49
CO ₃ ²⁻	6,00	0,20	1,00	0,03
NO ₃ ⁻	59,00	0,95	54,80	0,88
PO ₄ ²⁻	0,01	0,00	0,01	0,00
Г	20,40	0,16	18,75	0,15
Br ⁻	20,78	0,26	14,08	0,18
F ⁻	8,23	0,43	7,60	0,40
Сумма анионов		188,40		195,84
Минерализация	11 939,84		12 364,02	

Исследование и результаты

Исследование проведено в соответствии с принятой методикой, изложенной в разделе «Объект и методы исследования».

Таблица 4

Отношение содержаний ионов и минерализации в пластовой воде и в соответствующем фильтрате бурового раствора

Ион	БГ ₂₀₍₁₎	БГ ₂₀₍₂₎	БГ ₃₂	БГ ₃₃
Na ⁺	0,58	0,56	0,72	0,75
K ⁺	0,54	0,48	0,21	0,22
Ca ²⁺	1,38	1,54	1,13	1,41
Mg ²⁺	3,95	7,16	1,96	1,30
NH ₄ ⁺	0,19	0,18	0,53	0,64
Cl ⁻	1,09	1,05	1,97	2,04
SO ₄ ²⁻	0,24	0,35	0,05	0,15
HCO ₃ ⁻	0,36	0,35	0,27	0,25
CO ₃ ²⁻	0,03	0,03	0,20	0,03
NO ₃ ⁻	0,00	0,00	0,10	0,09
PO ₄ ³⁻	0,00	0,00	0,00	0,00
Г	999,00	834,00	0,30	0,28
Br ⁻	12,00	12,00	173,17	117,33
F ⁻	0,27	0,27	0,06	0,06
Минерализация	0,53	0,52	0,61	0,63

1. Для выявления линейной связи минерализации и содержаний химических элементов при смешении фильтрата бурового раствора и подземных вод целевого пласта произведен расчет отношений содержаний химических элементов и минерализации в целевой пробе и фильтрате бурового раствора. Из данных таблицы 4 следует, что аналогичные соотношения по всем рассматриваемым пластам получены по натрию и минерализации (выделено красным).

Если вынести значения содержаний натрия и минерализации по всем пробам из целевых пластов и из буровых растворов на график, то можно увидеть отчетливую линейную связь (рисунок).

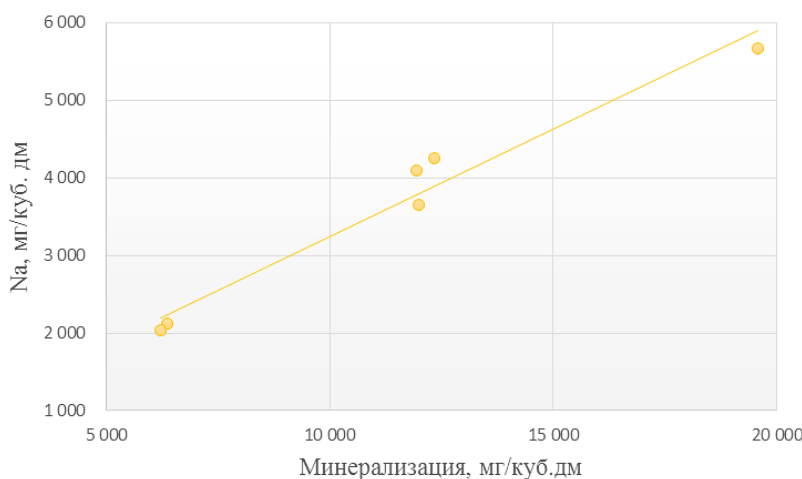


Рисунок. **Линейная связь между содержанием натрия и минерализацией**

2. В связи с тем, что по всем пластам наблюдается линейная связь минерализации с содержанием натрия, для исследования принят генетический коэффициент $r_{Na/rCl}$ (где r_{Na} — содержание натрия в эквивалентной форме, r_{Cl} — содержание хлора в эквивалентной форме).

3. Генетический коэффициент $r_{Na/rCl}$ для газовых месторождений, расположенных на севере Западной Сибири, равен 0,9 [1]. Значение может изменяться для разных территорий и пластов, но авторы приняли одно приведенное значение с целью показать способ применения методического подхода.

4. Поскольку натрия в фильтрате бурового раствора больше, чем в пробе, значит, содержание натрия в последней имеет повышенное значение и было увеличено при смешении вод. Соответственно для получения значения натрия в пластовой воде до смешения его содержание необходимо уменьшить. Содержание же хлора наоборот меньше в фильтрате бурового раствора и его содержание было уменьшено при смешении вод. Для получения значения хлора в пластовой воде до смешения его содержание требуется увеличить. Уменьшение содержания натрия и увеличение содержания хлора произведено на один и тот же процент до получения зна-

чений, при которых генетический коэффициент rNa^+/rCl^- равен 0,9. Результаты расчетов приведены в таблице 5.

5. Корректировка значений минерализации в соответствии с корректировкой содержания натрия продемонстрирована в таблице 6.

Таблица 5

Корректировка содержаний натрия и хлора в пробах пластовых вод

Ионы	БГ ₂₀₍₁₎			БГ ₂₀₍₂₎			БГ ₃₂			БГ ₃₃		
	Проба, мг-экв/дм ³	Корр., мг-экв/дм ³	Корр., %	Проба, мг-экв/дм ³	Корр., мг-экв/дм ³	Корр., %	Проба, мг-экв/дм ³	Корр., мг-экв/дм ³	Корр., %	Проба, мг-экв/дм ³	Корр., мг-экв/дм ³	Корр., %
rNa ⁺	92,02	72,97	-20,7	88,56	69,96	-21,0	178,37	153,93	-13,7	184,92	159,96	-13,5
rCl ⁻	65,18	78,67	+20,7	62,82	76,01	+21,0	150,51	171,13	+13,7	156,29	177,39	+13,5
rNa ⁺ /rCl ⁻	1,4	0,9	-	1,5	0,9	-	1,2	0,9		1,3	0,9	

Таблица 6

Корректировка значений минерализации

Пласт	Минерализация в исходной пробе (МДТ), мг/дм ³	Корректировка, %	Откорректированное значение минерализации, мг/дм ³
БГ ₂₀₍₁₎	6 377,56	-20,7%	5 057,41
БГ ₂₀₍₂₎	6 214,38	-21,0%	4 909,36
БГ ₃₂	11 939,84	-13,7%	10 304,08
БГ ₃₃	12 364,02	-13,5%	10 694,87

Тут необходимо обратить внимание на то, что проценты искажения минерализации пластовых вод водами бурового раствора коррелируют со значениями проницаемости пластов: чем больше проницаемость, тем больше искажение. Воды пластов БГ₂₀₍₁₎ и БГ₂₀₍₂₎ с проницаемостью 45 мД исказились на 20,7 и 21,0 %. Воды пластов БГ₃₂ и БГ₃₃ с проницаемостью < 1 мД исказились на 13,7 и 13,5 %.

Выводы

- Авторы расширили на случаи наличия данных по буровым растворам предложенный ранее методический подход к восстановлению значений минерализации пластовых вод в их смесях с фильтраатами бурового раствора на основе анализа изменения натрий-хлорного генетического коэффициента.
- В статье представлена развернутая последовательность действий при использовании методического подхода.
- На основе данных по поисково-разведочной скважине в работе приведен детальный пример практического использования методического подхода.

- Предложенный расширенный методический подход к восстановлению минерализации пластовой воды нефтегазонасного пласта может быть использован при отсутствии возможности длительной откачки пластовой воды до стабилизации гидрогеохимических параметров и при наличии данных по использованным буровым растворам.
- В дальнейшем планируется собрать статистические данные по применению методического подхода и осуществить экспериментальную проверку получаемых данных.

Список источников

1. Еникеев, Б. Н. 70 лет уравнению Дахнова – Арчи / Б. Н. Еникеев. – Текст : непосредственный // Каротажник. – 2011. – № 7(205). – С. 209–226.
2. Лялин, А. А. Генетические коэффициенты подземных вод на основе хлора как инструмент расчета минерализации воды нефтегазонасного пласта / А. А. Лялин. – DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-53-55. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2024. – № 7. – С. 53–55.
3. Лялин, А. А. Гидрогеохимия хлора как источник информации о процессе разработки нефтяного месторождения / А. А. Лялин. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-6-38-49. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 1. – С. 38–49.
4. Кошелев, А. В. Гидрохимический контроль за обводнением пластовыми водами объектов разработки Уренгойского НГКМ / А. В. Кошелев, Г. С. Ли, М. А. Катаева. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов ООО «ТюменНИИгипрогаз». – Тюмень, 2013. – С. 147–159.
5. Лялин, А. А. Анализ условий применения гидрогеологических методов при разработке нефтяных месторождений / А. А. Лялин. – DOI 10.33285/0207-2351-2022-12(648)-40-44. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 12 (648). – С. 40–44.
6. Карцев, А. А. Нефтегазовая гидрогеология : учебник для вузов / А. А. Карцев, С. Б. Вагин, В. П. Шугрин. – Москва : Недра, 1992. – 208 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Enikeev, B. N. (2011). 70-th anniversary of Dakhnov-Archie equation. Karotazhnik, 7(205), pp. 209-226. (In Russian).
2. Lyalin, A. A. (2024). Genetic coefficients of groundwater based on chlorine as a tool for calculating the mineralization of the water of an oil and gas bearing reservoir. Exposition Oil Gas, (7), pp. 53-55. (In Russian). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-53-55
3. Lyalin A. A. (2025). Chlorine hydrogeochemistry as a source of information about the process of oil field development. Oil and Gas Studies, (1), pp. 38-49. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-6-38-49
4. Koshelev, A. V., Li, G. S., & Kataeva, M. A. (2013). Gidroximicheskij kontrol` za obvodneniem plastovy`mi vodami ob`ektov razrabotki Urengojskogo NGKM. Sbornik nauchny`x trudov ООО «TyumenNIIgiprogaz». Tyumen, pp. 147-159. (In Russian).

5. Lyalin, A. A. (2022). Analysis of the conditions for the use of hydrogeological methods in the reservoir engineering of oil fields. *Oilfield Engineering*, (12(648)), pp. 40-44. (In Russian). DOI: 10.33285/0207-2351-2022-12(648)-40-44

6. Karcev, A. A., Vagin, S. B., & Shugrin, V. P. (1992). *Neftegazovaya gidrogeologiya*. Moscow. Nedra Publ., 208 p. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Лялин Александр Александрович, эксперт отдела повышения эффективности проектных решений управления по развитию систем проектирования, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», г. Тюмень, aalyalin2@rn-gir.rosneft.ru

Ракитина Алена Маратовна, главный специалист отдела геологии управления по геологии и разработке месторождений КЧН, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», г. Тюмень

Aleksandr A. Lyalin, Expert of Department on Improving Efficiency Design Solutions of Division on Design Systems Development, Rn-Geology Research Development LLC, Tyumen, aalyalin2@rn-gir.rosneft.ru

Alyona M. Rakitina, Main Specialist of Geology Department of Division of Geology and Field Development of the KCHN, Rn-Geology Research Development, Tyumen

Статья поступила в редакцию 18.03.2025; одобрена после рецензирования 09.04.2025; принята к публикации 16.04.2025.

The article was submitted 18.03.2025; approved after reviewing 09.04.2025; accepted for publication 16.04.2025.

Научная статья / Original research article
УДК 622.324.061
DOI:10.31660/0445-0108-2025-5-39-49
EDN: ETWMIC



Моделирование молекулярных взаимодействий в системе Метан- C_5+ для прогнозирования ретроградной конденсации при разработке нефтегазовых залежей

В. А. Белых, А. К. Ягафаров, С. Н. Бастриков*

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

Аннотация. Ретроградная конденсация остается ключевым процессом при эксплуатации газоконденсатных месторождений, что приводит к значительным сокращениям добычи углеводородов. В статье исследованы механизмы этого процесса на примере пласта БТ₆¹ Северо-Часельского месторождения, где установлено выпадение конденсата при снижении пластового давления до 27,64 МПа, что всего на 0,12 МПа выше текущего пластового давления (27,52 МПа).

Цель исследования — выявить молекулярные и термодинамические факторы, провоцирующие раннюю конденсацию, и предложить меры по поддержанию пластового давления с целью сокращения потерь добычи углеводородов.

Актуальность статьи заключается в уточнении физики межмолекулярных взаимодействий при фильтрации газожидкостной фазы в пласте.

На основе уравнений состояния Пенга — Робинсона и потенциала Леннарда-Джонса проведен анализ межмолекулярных взаимодействий в системе метан — тяжелые углеводороды (C_5+). Установлено, что образование соединений с C_5+ при снижении давления ниже 25 МПа вплоть до 10,18 МПа приводит к блокировке 98,9 % пор коллектора, что в 4–6 раз превышает порог перколяции (15–25 %). Это объясняет полную остановку добычи газа при достижении давления максимальной конденсации.

Результаты работы подчеркивают необходимость поддержания давления выше точки росы и управления смачиваемостью пород. Исследование актуально для разработки месторождений с терригенными коллекторами, где ретроградная конденсация является одной из основных проблем, определяющих рентабельность проектов.

Ключевые слова: ретроградная конденсация, газоконденсатные месторождения, уравнение Пенга — Робинсона, потенциал Леннарда-Джонса, межмолекулярные взаимодействия, теория перколяции

Для цитирования: Белых, В. А. Моделирование молекулярных взаимодействий в системе Метан- C_5+ для прогнозирования ретроградной конденсации при разработке нефтегазовых залежей / В. А. Белых, А. К. Ягафаров, С. Н. Бастриков. — DOI 10.31660/0445-0108-2025-5-39-49 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 5. — С. 39–49. — EDN: ETWMIC

Modeling of molecular interactions in the system of Methane- C_5+ for predicting retrograd condensation in the development of oil and gas deposits

Vadim A. Belykh, Alik K. Yagafarov, Sergey N. Bastrikov*

Abstract. Retrograde condensation is a critical process in the exploitation of gas condensate fields, leading to significant reductions in hydrocarbon production. This study examines the mechanisms behind this phenomenon, focusing on the BT₆¹ reservoir of the North-Chaselsky field. Here, condensation occurs when the reservoir pressure falls to 27,64 MPa, which is only 0.12 MPa above the current pressure of 27,52 MPa.

The aim of this study is to identify molecular and thermodynamic factors causing early condensation and to propose measures for maintaining reservoir pressure to reduce hydrocarbon production losses.

The paper is relevant as it clarifies the physics of intermolecular interactions during gas-liquid phase filtration in the reservoir.

Using the Peng-Robinson equation of state and Lennard-Jones potential, the authors of this paper conducted an analysis of intermolecular interactions in the methane-heavy hydrocarbon (C₅+) system. Also, the authors found that the formation of complexes with C₅+ when pressure decreases from 25 MPa down to 10–18 MPa results in the blocking of 98,9 % of the reservoir pores. This blockage is 4 to 6 times higher than the percolation threshold (15–25 %). It explains the complete cessation of gas production at the maximum condensation pressure.

The results of this work underscore the need for maintaining pressure above the dew point and managing rock wettability. This study is relevant for fields with terrigenous reservoirs, where retrograde condensation presents significant challenges to project profitability.

Keywords: retrograde condensation, gas-condensate fields, Peng — Robinson equation, Lennard-Jones potential, intermolecular interactions, percolation theory

For citation: Belykh, V. A., Yagafarov, A. K. & Bastrikov, S. N. (2025). Modeling of molecular interactions in the system of Methane-C₅+ for predicting retrograd condensation in the development of oil and gas deposits. Oil and Gas Studies, (5), pp. 39-49. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-5-39-49

Введение

Газоконденсатные месторождения представляют собой важный источник углеводородов, однако их разработка сопряжена с рядом технологических трудностей, среди которых особое место занимает ретроградная конденсация.

Ретроградная конденсация — это процесс, который характеризуется выпадением жидкой фазы при снижении пластового давления и приводит к значительным потерям углеводородов и снижению продуктивности скважин. Традиционные методы контроля процесса конденсации, такие как закачка сухого газа, часто оказываются неэффективными из-за недостаточного учета молекулярных особенностей пластовых флюидов [1].

В последние годы все большее внимание уделяется микроскопическим аспектам фазовых переходов в углеводородных системах. Межмолекулярные взаимодействия, такие как ван-дер-ваальсовы силы, играют ключевую роль в формировании жидкой фазы. Однако несмотря на значительный прогресс в области молекулярной физики, эти аспекты редко учитываются при моделировании газоконденсатных систем.

В скважине 94 (пласт БТ₆¹) Северо-Часельского месторождения наблюдается раннее выпадение конденсата при снижении пластового дав-

ления, что приводит к значительным потерям добычи углеводородов и снижению продуктивности скважин [2].

Цель исследования — выявить молекулярные и термодинамические факторы, влияющие на процесс конденсации жидкой фазы в пласте при работе скважины на различных режимах.

В статье подробно рассмотрены вопросы межмолекулярного взаимодействия в условиях фильтрации газоконденсатной смеси в пласте и выходе ее из пласта в ствол скважины.

Актуальность статьи заключается в уточнении физики межмолекулярных взаимодействий при фильтрации газожидкостной фазы в пласте, а также необходимости повышения эффективности разработки газоконденсатных месторождений, особенно в условиях снижения давления ниже точки росы. Полученные результаты могут быть применены не только на Северо-Часельском месторождении, но и на других объектах с аналогичными геолого-физическими условиями.

Межмолекулярные взаимодействия в пластовых условиях

Промысловые газоконденсатные исследования скважины 94 (2 864–2 877 м) проведены через сепаратор и замерную емкость, на трех режимах — 12/21, 12/17 и 14/17 мм. Продолжительность исследований на этих режимах изменялась от 6 до 37 часов. Дебит газа сепарации в процессе исследований варьировал от 180,6 до 322,3 тыс. м³/сут., дебит стабильного конденсата — от 26,9 до 36,6 м³/сут. [3].

Межмолекулярные взаимодействия в пластовом флюиде описываются потенциалом Леннарда-Джонса:

$$V(r) = 4 \epsilon \left[\left(\frac{\sigma}{r} \right)^{12} - \left(\frac{\sigma}{r} \right)^6 \right], \quad (1)$$

где $V(r)$ — потенциал взаимодействия Леннарда-Джонса (кДж/моль); ϵ — глубина потенциальной ямы (энергия притяжения, кДж/моль); σ — расстояние, где потенциал равен нулю (нм); r — расстояние между молекулами (нм).

Значения для системы C₄-C₅+ (на основе данных Северо-Часельского месторождения):

σ (нм): расстояние, на котором потенциал равен нулю. Зависит от размера молекул. Для метана C₅+ $\sigma \approx 0,38$ нм.

ϵ (кДж/моль): глубина потенциальной ямы, которая определяет силу притяжения. Для метана — C₅+ $\epsilon^0 \approx 1,2$ кДж/моль.

Эти параметры не универсальны и определяются для каждой пары веществ экспериментально или через квантово-химические расчеты.

Для системы C₄-C₅+ параметры ϵ и σ значительно выше, что объясняет сильное притяжение между тяжелыми молекулами и их склонность к образованию соединений.

Пример расчета при $r = 0,5$ нм:

$$V_{(0,5)} = 4 * 1,2 \left[\left(\frac{0,38}{0,5} \right)^{12} - \left(\frac{0,38}{0,5} \right)^6 \right] = -0,25 \text{ кДж/моль.} \quad (2)$$

Проведенные расчеты на основе 10 относительных положений молекул C_4-C_5+ представлены на рисунке 1.



Рис. 1. Потенциал Леннарда-Джонса для системы метан- C_5+

По результатам построения графика сделаны следующие выводы:

- при $r < \sigma = 0,38$ нм преобладают силы отталкивания $V(r) > 0$, что соответствует перекрытию электронных оболочек молекул;
- минимум потенциала ($V_{min} = -0,4$ кДж/моль) наблюдается при $r = 0,45$ нм, где силы притяжения максимальны;
- при $r > 0,65$ нм взаимодействие становится пренебрежимо малым ($V(r) \approx 0$).

Потенциал Леннарда-Джонса $V(r)$ аппроксимирует взаимодействие между молекулами метана и C_5+ как сумму отталкивательного и притягивающего членов. Минимум потенциала соответствует равновесному расстоянию, на котором формируются кластеры тяжелых углеводородов, инициирующие ретроградную конденсацию.

При снижении давления расстояние между молекулами C_5+ уменьшается, приближаясь к $r \approx 0,45$ нм. Это стимулирует образование соединений тяжелых углеводородов, увеличивая объем конденсата.

Фазовые переходы и ретроградная конденсация

Пласт БТ₆¹ испытан в одном объекте скважины 94. Замеренное пластовое давление с помощью КВД на глубине 3 840 м составило 27,08 МПа, уточненное методом Хорнера — 27,46 МПа [2].

Для того чтобы изучить фазовое поведение системы углеводородов, воспользуемся уравнением Пенга — Робинсона для описания свойств газо-

конденсатной смеси, состоящей из метана (83,97 % мольных) и тяжелых углеводородов C₅₊ (3,04 % мольных) [4].

Уравнение состояния Пенга — Робинсона:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{\alpha a(T)}{V(V+b)+b(V-b)}, \quad (3)$$

где P — давление в системе, МПа (для Северо-Часельского месторождения $P = 27,52$ МПа); T — температура, К (пластовая температура $T = 348,3$ К); V — молярный объем, м³/моль (искомое значение); R — универсальная газовая постоянная; a — параметр, учитывающий силы притяжения между молекулами, МПа·м⁶/моль²; b — параметр, учитывающий размер молекул, м³/моль; $\alpha(T)$ — температурная корректировка параметра a , безразмерная величина.

Расчет молярного объема (V) позволяет определить точку росы — давление, при котором начинается выпадение конденсата.

Для каждого компонента смеси (метан и C₅₊):

1) критическая температура ($T_{c,i}$) — температура, выше которой газ не может быть сжижен, К;

2) критическое давление ($P_{c,i}$) — давление, необходимое для сжижения газа при $T_{c,i}$, МПа.

Формулы для параметров a_i и b_i :

$$a_i = 0,45724 * \frac{R^2 T_{c,i}^2}{P_{c,i}}, \quad (4)$$

$$b_i = 0,07780 * \frac{RT_{c,i}}{P_{c,i}}, \quad (5)$$

где $T_{c,i}$ — критическая температура компонента i , К; $P_{c,i}$ — критическое давление компонента i , МПа.

Значения для компонентов

Метан (CH₄): $T_{c,CH_4} = 190,6$ К; $P_{c,CH_4} = 4,64$ МПа.

$$b_{CH_4} = 0,07780 * \frac{8,314 * 190,6}{4,64 * 10^3} = 0,0267 \text{ м}^3/\text{моль}. \quad (6)$$

C₅₊ (усреднено как пентан): $T_{c,C_5+} = 470,0$ К; $P_{c,C_5+} = 3,37$ МПа.

$$b_{C_5+} = 0,07780 * \frac{8,314 * 470}{3,37 * 10^3} = 0,0901 \text{ м}^3/\text{моль}. \quad (7)$$

Расчет параметров a и b для смеси $y_{CH_4} = 0,8397$; $y_{C_5+} = 0,0304$ (y_i — мольная доля компонента i):

$$a = \sum_i \sum_j y_i y_j \sqrt{a_i b_i}, \quad (8)$$

$$b = \sum_i y_i b_i. \quad (9)$$

Подставим значения в формулы:

$$a = 0,8397^2 * 2,31 + 2 * 0,8397 * 0,0304 * \sqrt{2,31 * 18,9} + 0,0304^2 * 18,9 = 1,67 \text{ МПа} \cdot \frac{\text{М}^6}{\text{моль}^2}. \quad (10)$$

$$b = 0,8397 * 0,0267 + 0,0304 * 0,0901 = 0,0274 \frac{\text{М}^3}{\text{моль}}. \quad (11)$$

Температурная функция $\alpha(T)$

Ацентрический фактор (ω) — параметр, характеризующий отклонение состояния вещества от идеального газа. Для смеси:

$$\omega_{\text{смеси}} = y_{\text{СН}_4} * \omega_{\text{СН}_4} + y_{\text{С}_5+} * \omega_{\text{С}_5+} = 0,8397 * 0,011 + 0,0304 * 0,251 = 0,018. \quad (12)$$

Коэффициент m для корректировки температурной зависимости параметра a

$$m = 0,37464 + 1,54226 \cdot \omega - 0,26992 \cdot \omega^2, \quad (13)$$

$$m = 0,37464 + 1,54226 \cdot 0,018 - 0,26992 \cdot (0,018)^2 = 0,402. \quad (14)$$

Функция $\alpha(T)$

$$\alpha(T) = \left[1 + m \left(1 - \sqrt{\frac{T}{T_c}} \right) \right]^2 = \left[1 + 0,402 \left(1 - \sqrt{\frac{348,3}{208}} \right) \right]^2 = 0,912, \quad (15)$$

где $T_c = 208 \text{ К}$ — псевдокритическая температура смеси.

Решение уравнения для условий Северо-Часельского месторождения выглядит следующим образом:

$$27,52 = \frac{8,314 * 348,3}{V - 0,0274} - \frac{1,67 * 0,912}{V(V + 0,0274) + 0,0274(V - 0,0274)}. \quad (16)$$

Итерационное решение уравнения для пластового давления $P = 27,52 \text{ МПа}$ дало молярный объем $V \approx 0,0019 \text{ м}^3/\text{моль}$, характерный для преимущественно газовой фазы.

На основе подстановки различных значений пластовых давлений в формулу 16 построен график зависимости молярного объема конденсата от давления в пластовых условиях (рис. 2).

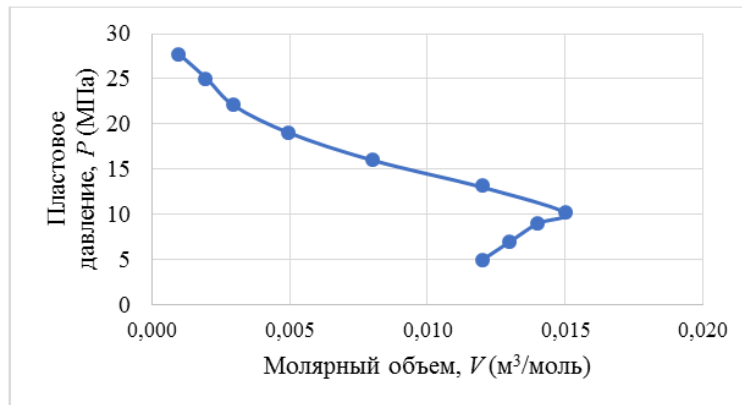


Рис. 2. График зависимости молярного объема газожидкостной смеси от пластового давления

По результатам построения графика сделаны следующие выводы:

- ретроградная зона: при снижении пластового давления от 27,7 МПа до 10,18 МПа молярный объем резко увеличивается с 0,001 до 0,015 м³/моль, что соответствует выпадению жидкой фазы (конденсата);
- максимум конденсации: пластовое давление 10,18 МПа — точка максимальной конденсации. При дальнейшем снижении давления ($P < 10$ МПа) объем конденсата уменьшается, так как часть жидкости испаряется.

Из всего вышеизложенного следует вывод, что поддержание пластового давления выше 27,64 МПа важно для предотвращения ретроградной конденсации, так как это значение находится всего на 0,12 МПа ниже точки росы (27,64 МПа), где начинается выпадение жидкой фазы. При пластовом давлении $> 27,7$ МПа система остается в газовой фазе, что минимизирует образование соединений тяжелых углеводородов (C_{5+}) и сохраняет фазовую проницаемость флюида.

Анализ блокировки пор коллектора на основе теории перколяции

Теория перколяции изучает, как флюиды проникают через пористую среду, и определяет порог, при котором блокировка пор приводит к резкому снижению проницаемости. Для газоконденсатных систем это критично, поскольку выпавший конденсат встраивается в поровое пространство, снижая продуктивность скважин [5].

Ключевые параметры

Порог перколяции (p_c) — доля заблокированных пор, при которой поток газа прерывается.

Капиллярное давление (P_c) — определяет удержание конденсата в порах

$$P_c = \frac{2\gamma \cos \theta}{r}, \quad (17)$$

где $\gamma = 20$ мН/м (поверхностное натяжение), $\theta = 30^\circ$ (краевой угол), r — радиус поры.

Содержание конденсата в пласте: $138,2$ г/м³ (из лабораторных исследований). Коэффициент извлечения конденсата (КИК) — $0,571$.

Расчет доли заблокированных пор (φ_b)

$$\varphi_b = \frac{V_{\text{конд}}}{V_{\text{пор}}}, \quad (18)$$

где $V_{\text{конд}} = 138,2$ г/м³ × $1,2$ см³/г = $165,84$ см³/м³, $V_{\text{пор}} = 20$ % (общая пористость коллектора).

$$\varphi_b = \frac{165,84}{200} * 100 \% = 82,9 \%. \quad (19)$$

Порог перколяции (p_c): Для случайной 3D-сети пор примем $p_c \approx 0,15-0,25$.

При превышении p_c проницаемость коллектора резко падает, что приводит к блокировке потока газа.

Данные для анализа:

- объем конденсата при $P = 10,18$ МПа: $V_{\text{конд}} = 197,8$ см³/м³;
- общий объем пор: $V_{\text{пор}} = 200$ см³/м³ (пористость 20 %);
- доля заблокированных пор.

$$\varphi_b = \frac{197,8}{200} * 100 \% = 98,9 \%. \quad (20)$$

При $P = 10,18$ МПа доля заблокированных пор ($\varphi_b = 98,9$ %) многократно превышает порог перколяции ($p_c = 15-25$ %), что объясняет 100 % потерь конденсата. По зависимости пластового давления от заблокированных пор построен аналитический график (рис. 3).

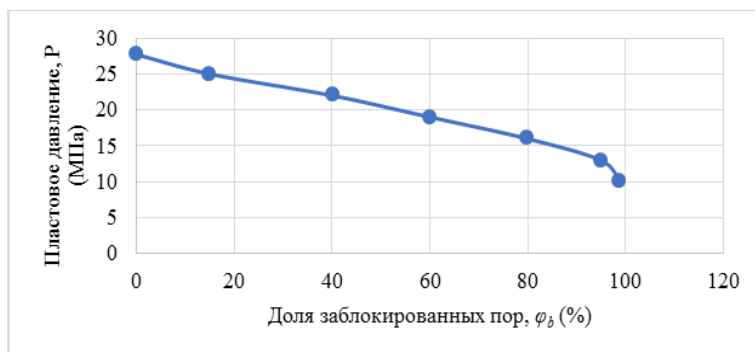


Рис. 3. Влияние давления на блокировку пор конденсатом

В результате построения графика был сделан ряд выводов.

- При снижении пластового давления от $27,7$ МПа до $10,18$ МПа доля заблокированных конденсатом пор растет с 0 до $98,9$ %.

- Порог перколяции ($p_c = 15\text{--}25\%$) преодолевается уже при $P \approx 25$ МПа, но максимальные потери достигаются при P , где $\varphi_b \rightarrow 100\%$.

Теория перколяции количественно объясняет механизм потерь конденсата: при достижении $P = 25$ МПа доля заблокированных пор превышает критическое значение, что полностью останавливает фильтрацию газа. Для минимизации потерь добычи углеводородов необходимо соблюдать правила эксплуатации газоконденсатных скважин: производить постоянные замеры устьевых давлений и температур, чтобы численное значение пластового давления не было ниже точки росы, то есть не ниже 26 МПа.

Выводы

Проведенное исследование механизмов ретроградной конденсации в пласте БТ₆¹ Северо-Часельского месторождения позволило сформулировать комплекс мер для минимизации потерь углеводородов.

Расчеты на основе потенциала Леннарда-Джонса выявили, что образование кластеров C_5+ достигает максимума при межмолекулярном расстоянии 0,45 нм, что соответствует минимуму энергии взаимодействия. Это явление провоцирует адгезию конденсата в нанопорах радиусом 50 нм.

Для подавления кластеризации необходимо:

- внедрять ингибиторы на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ), снижающих энергию притяжения между молекулами C_5+ ;
- контролировать состав пластового флюида для ограничения доли тяжелых углеводородов.

Моделирование фазового поведения газоконденсатной смеси по уравнению Пенга — Робинсона подтвердило, что текущее пластовое давление (27,52 МПа) находится в опасной близости от этого значения. Для предотвращения возрастающей конденсации требуется поддерживать давление на 0,5–1,0 МПа выше точки росы за счет закачки сухого газа; ограничивать дебиты добывающих скважин для минимизации перепадов давления в призабойной зоне.

Согласно теории перколяции снижение давления до 25 МПа приводит к блокировке 98,9 % порового пространства, что в 4–6 раз превышает критический порог (15–25 %). Для сохранения фильтрационной способности коллектора необходимо применять технологии управления смачиваемостью (наночастицы, гидрофильные покрытия); реализовать зональное поддержание давления с учетом неоднородности пласта.

Промысловые данные скважины 94 продемонстрировали, что снижение давления всего на 0,12 МПа инициирует выпадение конденсата. Для оперативного управления процессом рекомендуется применять автоматизированные системы мониторинга давления и температуры в реальном времени; использовать термохимические методы (нагрев пласта, закачка метанола) для испарения конденсата в зонах с критическим насыщением.

Разработанные рекомендации основаны на интеграции экспериментальных данных, молекулярного моделирования и промысловых наблюдений. Их реализация позволит сократить потери конденсата на 80–90 % и повысить продуктивность скважин на 20–30 %. Полученные результаты применимы не только к пласту БТ₆¹, но и к другим газоконденсатным месторождениям с терригенными коллекторами и схожими термобарическими условиями. Дальнейшие исследования целесообразно направить на оптимизацию состава ПАВ и разработку адаптивных алгоритмов управления пластовым давлением.

Список источников

1. Фаловский, В. И. Современный подход к моделированию фазовых превращений углеводородных систем с помощью уравнения состояния Пенга — Робинсона / В. И. Фаловский, А. С. Хорошев, В. Г. Шахов. – Текст : непосредственный // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2011. – Т. 13, № 4. – С. 120–125.
2. Оперативный подсчет запасов газа и конденсата Северо-Часельского месторождения ОАО «Арктикгаз». Договор № 5/16-15 : геологический отчет. – Тюмень: НАО «СибНАЦ», 2015. – 330 с. – Текст : непосредственный.
3. Малыгин, А. В. Описание свойств двухатомных веществ на основе потенциала Леннарда-Джонса / А. В. Малыгин, А. В. Клинов, Л. Р. Минибаева. – Текст : непосредственный // Вестник Казанского технологического университета. 2012. – Т. 15, № 1. – С. 122–124.
4. Peng, D. Y. A new two-constant equation of state / D. Y. Peng, D. B. Robinson. – DOI 10.1021/i160057a011. – Text : direct // Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals. – 1976. – Vol. 15. – Issue 1. – P. 59–64.
5. Фракталы и перколяция в пористой среде / Э. Гийон, К. Д. Митеску, Ж.-П. Юлен, С. Ру. – Текст : непосредственный // Успехи физических наук. – 1991. – Т. 161. – № 10. – С. 121–128.

References

1. Falovsky, V. I., Khoroshev, A. S., & Shakhov, V. G. (2011). The modern approach to phase behavior predictions of hydrocarbon systems by means of the peng-robinson equation of state. Izvestia of Samara Scientific Center of the Russian Academy of Sciences, 13(4), pp.120-125. (In Russian).
2. Operativnyy podschet zapasov gaza i kondensata Severo-Chaselskogo mestorozhdeniya ОАО "Arktikgaz". Dogovor № 5/16-15: geologicheskii otchet, (2015), Tyumen, NAO «SibNATS» Publ., 330 p. (In Russian).
3. Malygin, A. V., Klinov, A. V., & Minibaeva L. R. (2012). Opisanie svoystv dvuhatomnyh veshchestv na osnove potentsiala Lennard-Dzhonsa. Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta, 15(1), pp.122-124. (In Russian).
4. Peng, D. Y., & Robinson, D. B. (1976). A new two-constant equation of state // Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals, 15(1), pp. 59-64. (In English). DOI:10.1021/i160057a011
5. Guyon, E., Mitescu, C. D., Hulin, J.-P. & Roux S. (1991). Fractals and percolation in porous media and flows? Uspekhi Fizicheskikh Nauk, 161(10), pp. 121–128. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Белых Вадим Анатольевич, магистрант, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ягафаров Алик Каюмович, доктор геолого-минералогических наук, профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Бастриков Сергей Николаевич, доктор технических наук, профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, bastrikovsn@tyuiu.ru

Vadim A. Belykh, Master's Student, Industrial University of Tyumen, vadim1belyh@mail.ru

Alik K. Yagafarov, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Industrial University of Tyumen

Sergey N. Bastrikov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, bastrikovsn@tyuiu.ru

Статья поступила в редакцию 12.05.2025; одобрена после рецензирования 20.05.2025; принята к публикации 04.08.2025.

The article was submitted 12.05.2025; approved after reviewing 20.05.2025; accepted for publication 04.08.2025.

Научная статья / Original research article
УДК 622.245.4+622.276.53+550.837
DOI:10.31660/0445-0108-2025-5-50-61
EDN: DWGZTI



Влияние гидроразрыва пласта на соседнюю скважину, находящуюся в бурении

С. А. Булгиев*, А. А. Матвеев

ООО «РН-Центр экспертной поддержки и технических решений», Тюмень, Россия,
*Limitsultan@mail.ru

Аннотация. Предпосылкой исследования послужили участвовавшие случаи негативного воздействия гидроразрыва пласта на соседние скважины, находящиеся в стадии бурения, особенно в условиях плотной кустовой застройки и аномально высокого пластового давления. Цель работы — выявить механизмы распространения давления и трещин при гидроразрыве пласта, оценить их влияние на конструкции незавершенных скважин и предложить инженерные меры для минимизации рисков. Ведущим методом исследования является комплексное геомеханическое и гидродинамическое моделирование с использованием расчетных схем KGD, PKN и 3D-симуляций роста трещин, дополненное анализом практических инцидентов. В результате установлено, что при неблагоприятных геологических и конструктивных условиях радиус влияния трещины может превышать 300 м, что создает угрозу нарушения герметичности, гидропрорывов и межпластовых перетоков. Разработан набор рекомендаций, включающий корректировку проектных расстояний, раннее цементирование уязвимых интервалов, использование систем мониторинга и поэтапное проведение гидроразрыва пласта. Практическая значимость работы заключается в возможности применения полученных выводов при проектировании и эксплуатации скважин, что позволит улучшить промышленную безопасность и снизить вероятность аварий при одновременном бурении и проведении гидроразрыва пласта.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, бурение, соседняя скважина, аномально высокое пластовое давление, герметичность, трещинообразование, геомеханика, цементация, аварийные ситуации

Для цитирования: Булгиев, С. А. Влияние гидроразрыва пласта на соседнюю скважину, находящуюся в бурении / С. А. Булгиев, А. А. Матвеев. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-5-50-61 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 5. – С. 50–61. – EDN: DWGZTI

Impact of hydraulic fracturing on a nearby well under drilling

Sultan A. Bulgiev*, Aleksey A. Matveev

RN-the Center for Expert Support and Technical Development LLC, Tyumen, Russia
* Limitsultan@mail.ru

Abstract. The premise of the study is increasing cases of negative impacts of hydraulic fracturing on nearby wells that are still being drilled, especially in areas with dense well clustering and abnormally high reservoir pressure. This paper is to identify the mechanisms of pressure and fracture propagation during hydraulic fracturing, assess their effects on the integrity of unfinished wells, and propose engineering measures to minimize risks. The leading method for the study is a combination of geomechanical and hydrodynamic modeling using KGD, PKN, and 3D fracture growth simulations, supported by analysis of real-world incidents. As a result, the authors of this paper found that under unfavorable geological and structural conditions, the fracture influence radius can exceed 300 meters, posing risks of casing damage, fluid leaks, and cross-flow between layers. In addition, the authors have developed, including adjusting well spacing, early cementing of vulnerable intervals, using monitoring systems, and performing hydraulic fracturing in stages. The practical value of this work consists in applying these findings to well design and operation to improve industrial safety and reduce accidents during simultaneous drilling and hydraulic fracturing.

Keywords: hydraulic fracturing, drilling, adjacent well, abnormally high formation pressure, well integrity, fracture propagation, geomechanics, cementing, emergency scenarios

For citation: Bulgiev, S. A., & Matveev, A. A. (2025). Impact of hydraulic fracturing on a nearby well under drilling. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 50-61. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-5-50-61

Введение

Гидроразрыв пласта (ГРП) представляет собой один из ключевых методов интенсификации добычи нефти и газа и обеспечивает повышение проницаемости коллектора за счет создания искусственных трещин. Метод многостадийного гидроразрыва пласта зарекомендовал себя как один из наиболее эффективных для горизонтальных скважин [1]. Несмотря на эффективность технологии, проведение ГРП сопряжено с рядом потенциальных рисков, особенно в условиях плотной кустовой застройки, где в непосредственной близости от объекта ГРП могут находиться другие скважины, в том числе на стадии бурения.

Одной из наиболее актуальных и недостаточно изученных проблем является влияние ГРП на соседние скважины, которые еще не завершены или не оснащены всеми элементами конструкции, обеспечивающими герметичность. При этом воздействие осуществляется не только за счет прямого распространения трещин, но и через изменение гидродинамических условий, разность давлений и возможное гидравлическое сообщение между пластами. Наибольшую опасность представляют случаи, когда бурящаяся скважина находится в зоне аномально высокого пластового давления (АВПД), поскольку это резко повышает вероятность возникновения осложнений — от гидропрорывов до межпластовых перетоков и нарушений целостности обсадной колонны.

Практика нефтегазодобычи показывает, что даже при соблюдении стандартных проектных расстояний между скважинами последствия ГРП могут быть непредсказуемыми, особенно в условиях трещиноватых коллекторов и слабой цементации. Это требует более детального анализа геомеха-

нических, гидродинамических и конструктивных факторов, влияющих на безопасность бурения и проведения ГРП вблизи. Также возрастает необходимость разработки и внедрения точных методик моделирования, мониторинга и инженерных решений, направленных на минимизацию рисков.

Настоящая статья направлена на всестороннее рассмотрение этой проблемы: от механики трещинообразования до анализа реальных аварийных случаев с целью выработки рекомендаций по безопасному сосуществованию операций бурения и ГРП в условиях современного месторождения.

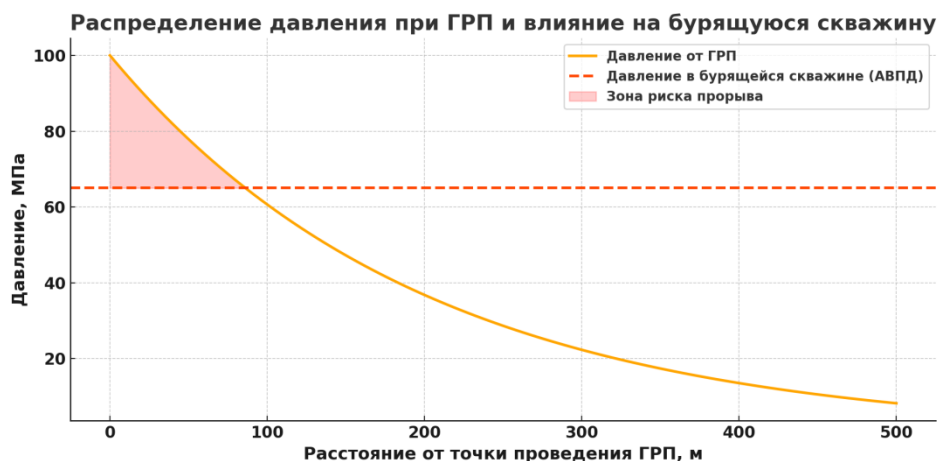


Рисунок. Распределение давления при гидроразрыве пласта и его потенциальное влияние на соседнюю бурящуюся скважину

График на рисунке иллюстрирует распределение давления при гидроразрыве пласта и его потенциальное влияние на соседнюю бурящуюся скважину. Красная зона — область, где давление от ГРП превышает давление в бурящейся скважине с АВПД, что создает риск гидропрорыва и аварийных ситуаций.

Механика трещинообразования и распространения ГРП

Процесс гидроразрыва пласта основан на закачке специальной жидкости под высоким давлением в продуктивный пласт через перфорационные каналы. Цель — инициировать и развить трещину, которая повысит проницаемость коллектора и обеспечит эффективный отток углеводородов. Воздействие давления приводит к превышению прочностных характеристик породы, в частности — ее сопротивления на растяжение. Это вызывает формирование гидравлической трещины, геометрия и развитие которой зависят от комплекса факторов.

К числу определяющих факторов механики трещинообразования относятся:

- давление закачки и его превышение над напряжениями в породе, в первую очередь — над минимальным горизонтальным напряжением, которое определяет направление раскрытия трещины;
- механические свойства горных пород, включая модуль упругости (модуль Юнга), коэффициент Пуассона, а также хрупкость или пластичность материала;
- трехосное напряженное состояние в недрах, включающее вертикальные и горизонтальные напряжения, определяющее ориентацию и направление распространения трещин;
- природная трещиноватость пласта, способная как облегчать, так и отклонять развитие искусственно индуцированной трещины;
- геометрия и свойства цементного кольца и обсадных колонн в соседних скважинах, особенно если они находятся в стадии бурения.

Типовая формула, определяющая давление, необходимое для начала разрушения породы, выглядит следующим образом:

$$P_{\text{тр}} = \sigma_{\text{max}} + T_0, \quad (1)$$

где $P_{\text{тр}}$ — давление разрыва, σ_{max} — максимальное горизонтальное напряжение (МПа), T_0 — прочность породы на разрыв.

После инициации трещина распространяется под действием давления закачки, и ее конфигурация во многом определяется вязкостью жидкости, фильтрационными потерями и сопротивлением со стороны окружающей породы.

На практике для прогнозирования геометрии трещины применяются различные инженерные модели [2]:

- KGD (Khristianovich–Geertsma–de Klerk) — для трещин, распространяющихся в вертикальной плоскости, применимая при больших длинах трещины.
- PKN (Perkins–Kern–Nordgren) — для тонких пластов с ограничением по высоте трещины.
- Трехмерные (3D-Frac) — позволяют учитывать сложную геометрию, фильтрационные потери, неоднородность пород и влияние гравитации.

Эти модели помогают рассчитать ключевые параметры трещины — длину, ширину, высоту, а также распределение давления внутри на различных стадиях закачки¹.

¹ РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. Утвержден и введен в действие с 01.03.2002 г. приказом Минэнерго России от 05.02.2002 г. № 30.

Отдельное значение имеет понятие радиуса влияния трещины. Он зависит от объема закачки, проницаемости пласта, вязкости закачиваемой жидкости и прочностных характеристик породы. При неблагоприятных условиях радиус может достигать 100–300 м и более, особенно в трещиноватых или слабоцементированных коллекторах.

В такой зоне повышенной чувствительности возможен риск *сквозного прорыва трещины* в сторону бурящейся скважины, особенно при отсутствии цементации в зоне потенциального контакта. В случае, если индуцированная трещина достигает интервала без цементного кольца или незащищенного открытого ствола, возникает вероятность гидропрорыва с выходом жидкости в ствол скважины, находящейся в бурении, что может привести к аварийной ситуации: межпластовому перетоку, разгерметизации и неконтролируемому выбросу.

Таким образом, глубокое понимание механики трещинообразования, подкрепленное расчетами и моделированием, является необходимым условием безопасного проведения ГРП в условиях кустового бурения.

Особое внимание следует уделять зонам возможного сквозного прорыва, а также контролю состояния конструкции скважины и цементации в интервалах риска [3].

Влияние на соседние скважины определяется по критерию достижения давления, достаточного для раскрытия трещин в нецементированных интервалах или превышающего предел прочности цементного кольца. Это может привести к нарушению герметичности обсадной колонны и перетокам между пластами или внутрь скважины, особенно при наличии АВПД.

Градиент давления и расстояние влияния

Градиент давления оценивается по формуле

$$P = \rho \cdot g \cdot H + \Delta P_{\phi}, \quad (2)$$

где ρ — плотность жидкости, g — ускорение свободного падения, H — глубина по вертикали, ΔP_{ϕ} — потери на трение при циркуляции.

Эквивалентное циркуляционное давление (ЭЦП) в бурящейся скважине [2]

$$\text{ЭЦП} = \rho + \frac{\Delta P_{\phi}}{0,0981 \cdot H}, \quad (3)$$

где ЭЦП — эквивалентное циркуляционное давление (г/см³), ρ — плотность бурового раствора (г/см³), ΔP_{ϕ} — потери давления на трение (МПа), H — глубина по вертикали (м), 0.0981 — коэффициент (g) пересчета МПа в г/см³.

Расстояние влияния гидравлической трещины определяется совокупностью геофизических, гидродинамических и технологических факторов. Оно характеризует ту предельную дистанцию, на которую трещина может распространиться от точки инициирования при заданных условиях, включая фильтрационные потери и сопротивление окружающих пород.

Ключевые факторы, влияющие на расстояние распространения трещины:

- *Объем закачиваемой жидкости:* чем он больше, тем выше вероятность развития трещины на большую длину, особенно при сохранении давления выше давления раскрытия.
- *Проницаемость и пористость пласта:* в высокопроницаемых коллекторах значительная часть закачиваемой жидкости теряется на фильтрацию в матрицу породы, что ограничивает длину трещины. В низкопроницаемых породах, наоборот, трещина развивается дальше при том же объеме закачки.
- *Вязкость закачиваемого агента (жидкости ГРП):* более вязкие жидкости дольше сохраняют давление в трещине, обеспечивая ее устойчивое раскрытие и развитие на большую дистанцию. Низковязкие — быстрее фильтруются и теряют давление.
- *Механические и геометрические свойства породы:* модуль упругости, коэффициент Пуассона, хрупкость и трещиноватость определяют сопротивление раскрытию и направлению распространения трещины. Например, в трещиноватых карбонатах индуцированная трещина может разветвляться, увеличивая зону охвата.
- *Геометрия пласта и давление замыкания:* толщина продуктивного интервала, вертикальные границы (сланцы или водоупоры), а также градиент напряжений по вертикали/горизонтали могут ограничивать либо, наоборот, способствовать вертикальному росту трещины.
- *Наличие естественных разломов и зон ослабления:* в таких местах может произойти «разгрузка давления» и отклонение основного канала трещины, что также влияет на направление и дальность распространения [2].

Практически установлено, что при неблагоприятных условиях (например, в карбонатных коллекторах с развитой трещиноватостью и недостаточной цементацией соседних скважин) трещины могут достигать расстояний 100–300 м и более, что создает значительные риски при наличии незавершенных или ослабленных стволов вблизи.

Примеры из практики

Пример 1. Пермский край, 2017 год. При проведении ГРП в горизонтальной скважине произошел прорыв жидкости в соседнюю вертикальную скважину в стадии бурения. Причина — недостаточное расстояние (менее 150 м) и отсутствие цемента в интервале перфорации.

Пример 2. Западная Сибирь, 2021 год. На фоне АВПД в бурящейся скважине случился внезапный выброс во время проведения ГРП на соседнем кусте. Трещина достигла ослабленного интервала, не укрепленного обсадной колонной.

Пример 3. Ханты-Мансийский автономный округ, 2019 год. Во время проведения ГРП в одной из горизонтальных скважин произошло падение давления в соседней бурящейся скважине, расположенной на расстоянии около 220 м. Причиной послужила слабая цементация в нижней части обсадной колонны, что позволило трещине достичь кольцевого пространства и вызвать поступление жидкости. Инцидент удалось стабилизировать путем экстренной закачки плотного раствора, однако работы были приостановлены на 5 суток.

- *Пример 4.* Республика Татарстан, 2020 год. При проведении ГРП в известняковом коллекторе зафиксировано давление в межтрубном пространстве на соседней скважине в бурении. В дальнейшем была выявлена связь трещины с естественным разломом, через который давление распространилось на расстояние около 350 м. Случай стал основанием для пересмотра геомеханической модели месторождения и внедрения обязательного микросейсмического мониторинга².

- *Пример 5.* Оренбургская область, 2022 год. В условиях высокой температуры и низкой прочности цемента произошел разрыв в цементном кольце рядом с зоной перфорации в скважине в бурении. Трещина от ГРП достигла этой зоны спустя 7 минут после начала основного этапа закачки. Результатом стал переток между горизонтами и необходимость капитального ремонта обеих скважин.

Геологические условия и конструкция скважин

Влияние геологических условий на распространение гидравлической трещины является критически важным фактором при планировании и проведении ГРП, особенно в зонах плотной кустовой застройки. Особое внимание уделяется строению коллектора, трещиноватости, литологической неоднородности, наличию тектонических нарушений, перепадам пластовых давлений и физико-механическим характеристикам пород [4].

Наибольшую опасность в контексте взаимодействия трещины с соседними скважинами представляют:

- Трещиноватые карбонатные коллекторы (известняки, доломиты). Они обладают высокой хрупкостью и часто пересечены системой естественных трещин. Индуцированная трещина в таких условиях может переключаться с искусственной на естественную, что ведет

² РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. Утвержден и введен в действие с 01.03.2002 г. приказом Минэнерго России от 05.02.2002 г. № 30.

к непредсказуемому пути распространения и увеличению длины трещины до нескольких сотен метров.

- Трещиноватые песчаники с низкой цементацией. Они подвержены вторичным разрушениям под действием давления закачки. Особенно опасны в сочетании с перепадами напряжений по горизонтали и вертикали.

- Пласты с литологической неоднородностью и перепадами проницаемости. Они создают условия для отклонения или сегментации трещины, особенно в зонах перехода от песчаников к глинам, от коллекторов к водоупорам.

- Разломные зоны и тектонические слабые зоны. Могут служить проводниками давления и привести к его выходу в соседние скважины, если они совпадают с незакрепленными интервалами.

Также важную роль играет градиент напряжений в разрезе: резкий контраст между минимальными горизонтальными напряжениями в разных пластах может вызвать «перелом» трещины вверх или вниз, вплоть до выхода за пределы продуктивного горизонта.

Требования к конструкции скважин в зоне риска

При проектировании и строительстве скважин вблизи участков, где планируется проведение ГРП, необходимо учитывать потенциальное давление воздействия и возможность проникновения индуцированной трещины в обсаженную или открытую часть соседней скважины. Особенно критичны ситуации, когда рядом находится скважина в стадии бурения, не имеющая еще полной конструкции и цементации.

Ключевые конструктивные решения включают:

- Раннее цементирование потенциально уязвимых интервалов — особенно если по геомеханической модели эти зоны могут быть пересечены трещиной. Цемент должен обеспечивать полную кольцевую изоляцию, без каналов.

- Использование цементов с повышенной адгезией и расширением — для компенсации микроподвижек и предотвращения отрыва цемента от породы или обсадной колонны.

- Монтаж противовыбросового оборудования (ПВО) на устье бурящейся скважины даже в ранней стадии — как мера предотвращения неконтролируемого выброса при прорыве давления.

- Применение обсадных колонн с повышенной толщиной стенки или с двойной конструкцией в интервалах потенциального контакта.

- Использование буровых растворов повышенной плотности и низкой фильтрации, обеспечивающих противодействие и минимизирующих проникновение внешнего давления в ствол скважины.

- Установка датчиков давления, акустических и сейсмических датчиков для оперативного мониторинга состояния соседней скважины при проведении ГРП³.

Дополнительно перспективным направлением является использование селективных компоновок для проведения многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах, позволяющих изолировать интервалы и управлять процессом закачки [5].

Таким образом, геологические параметры пласта и инженерные решения конструкции скважины должны рассматриваться в единой системе геомеханического моделирования и управления рисками. Только в этом случае можно обеспечить безопасное сосуществование операций бурения и проведения ГРП в условиях плотного расположения скважин АВПД.

Рекомендации

На основании анализа механизмов распространения трещин при ГРП, геологических условий, конструктивных уязвимостей и реальных инцидентов можно сформулировать комплекс инженерных и организационных рекомендаций по обеспечению безопасного сосуществования бурения и проведению гидроразрыва пласта на плотных кустах скважин.

Геомеханическое моделирование и планирование

- Проведение предварительного геомеханического моделирования с учетом напряженного состояния пласта; геометрии и ориентации естественных трещин и разломов; свойств цемента и обсадных колонн соседних скважин; АВПД в скважине.
 - Моделирование траектории распространения трещины с помощью современных 3D-симуляторов (MFrac, FracCADE, FracPro и другие), с оценкой возможного контакта с соседними стволами.
 - Установление безопасного расстояния между активной зоной ГРП и незавершенной скважиной, в зависимости от литологии, объема закачки и параметров жидкости. При высоких рисках рекомендовано не менее 250–300 м.

Технические мероприятия на бурящейся скважине

- Раннее цементирование обсадных колонн в зоне потенциально-го контакта с индуцированной трещиной (если позволяют условия бурения).
- Применение цементов с расширяющимся эффектом или самоуплотняющихся составов для улучшения кольцевой изоляции и снижения риска каналов за колонной.

³ РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. Утвержден и введен в действие с 01.03.2002 г. приказом Минэнерго России от 05.02.2002 г. № 30.

- Использование буровых растворов повышенной плотности, обеспечивающих противодействие на пласт при возможном внешнем гидроударе.
- Установка устьевого оборудования с функцией автоматического отсечения притока, особенно в скважинах без ПВО на момент проведения ГРП⁴.
- Регулярное проведение интегральной оценки герметичности скважины (например, с помощью CementBondLog, VDL и прочего).

Организационно-контрольные меры

- Координация работ между сервисными компаниями и буровым подрядчиком: единый операционный план с взаимными временными окнами и резервами.
- Внедрение системы оперативного мониторинга (давление, температура, акустика, микросейсмика) в реальном времени на всех активных кустах⁵.
- Проведение предварительной диагностики соседних скважин: анализ истории цементации, давления, осложнений в интервалах, близких к воздействию.
- Разработка аварийных сценариев и регламентов реагирования на случай признаков сквозного прорыва или межпластового перетока.

Протокол безопасности при проведении ГРП

- Осуществление интервального ГРП (поэтапного), с постепенным наращиванием давления и объема — с обязательным контролем состояния соседней скважины после каждого этапа.
- Применение волновой и сейсмоакустической диагностики для определения направления и длины трещины в реальном времени.
- При проведении ГРП вблизи бурящихся скважин — обязательное присутствие буровой бригады на соседнем объекте, готовой к немедленному реагированию.

Внедрение указанных мер позволяет значительно снизить риск аварийных ситуаций, защитить конструкции скважин и обеспечить устойчивость к воздействию внешнего давления, создаваемого при гидроразрыве

⁴ ГОСТ Р 51365 – 2009. Национальный стандарт Российской Федерации. Нефтяная и газовая промышленность оборудование для бурения и добычи. Оборудование устья скважины и фонтанное устьевое оборудование. Общие технические требования. ISO 10423:2003. Petroleum and natural gas industries — Drilling and production equipment — Wellhead and Christmas tree equipment — General specifications (MOD). – Москва: Стандартинформ. – 2011.

⁵ ГОСТ 8.586.1 – 2005 (ИСО 5167-1:2003). Государственная система обеспечения единства измерений Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств — Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full (MOD). – Москва: Стандартинформ. – 2005.

пласта. Особое значение имеет системный подход: геология, бурение, ГРП и контроль — как единая цепочка безопасности.

Выводы

Проведение гидроразрыва пласта вблизи скважины, находящейся в стадии бурения, сопряжено с существенными рисками. Разность давления, наличие АВПД, отсутствие цементирования или конструктивные дефекты могут привести к аварийным ситуациям. Глубокий анализ геомеханических и гидродинамических факторов является необходимым условием безопасного проектирования и эксплуатации скважин в условиях плотного расположения скважин [3].

Список источников

1. Аминеев, И. С. Оценка применения многостадийного гидроразрыва пласта. / И. С. Аминеев, Э. М. Шарафутдинов. – Текст: непосредственный // материалы 46-й всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием в 2-х томах. – Октябрьский, 26 апреля 2019 года. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2019. – С. 3–6.
2. Smith, M. B. Hydraulic Fracturing / M. B. Smith, C. Montgomery. – CRC press, 2015. – 812 p. – Text : direct.
3. Исследование развития трещин многостадийного гидроразрыва пласта на горизонтальных скважинах уплотняющего бурения / С. А. Ерастов, А. М. Садыков, И. Ф. Галлямов [и др.]. – DOI 10.24412/2076-6785-2024-5-44-49. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2024. – № 5(106). – С. 44–49.
4. Zoback, M. D. Reservoir Geomechanics / M. D. Zoback. – Text : direct. – Cambridge University Press, 2010. – 490 p.
5. Селективный многостадийный гидроразрыв продуктивного пласта в скважинах с горизонтальным окончанием / В. П. Овчинников, Н. М. Шамсутдинов, С. Н. Бастриков [и др.]. – Текст : непосредственный // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2021. – № 2. – С. 37–42.

References

1. Aminev, I. S. & Sharafutdinov, E. M. (2019). Appraisal of gas eor development perspectives, which use different gases as agent. Materialy 46-y vse-rossiyskoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii molodykh uche-nykh, aspirantov i studentov s mezhdunarodnym uchastiem v 2-kh tomakh. Oktyabr'skiy, 26 aprelya 2019 goda. Ufa, Ufimskiy gosudarstvennyu neftyanoy tekhniche-skiy universitet Publ., pp. 3-6. (In Russian).
2. Smith, M. B., & Montgomery, C. (2015). Hydraulic fracturing. CRC press. – 812 p. (In English).
3. Erastov, S. A., Sadykov, A. M., Gallyamov, I. F., Zhilko, E. Yu., Toropov, K. V., Yatsenko, V. M., Bagmanov, V. R. (2024). The study of propagation of multiple hydraulic fractures in horizontal wells for the case of infill drilling. Exposition Oil Gas, (5(106)), pp. 44–49. (In Russian). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-44-49
4. Zoback, M. D. (2010). *Reservoir geomechanics*. Cambridge university press, 490 p. (In English).

5. Ovchinnikov, V. P. Shamsutdinov, N. M., Bastrikov, S. N., Leontiev, D. S. & Rozhkova, O. V. (2021). Selective multi-stage hydraulic fracturing of a productive formation in horizontal wells. Vestnik assotsiatsii burovykh podryadchikov, (2), pp. 37-42. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Булгиев Султан Алиханович,
главный аудитор по супервайзингу,
ООО «РН-Центр экспертной под-
держки и технического развития»,
г. Тюмень, Limitsultan@mail.ru

Sultan A. Bulgiev, Chief Drilling
Supervision Auditor, RN-the Center for
Expert Support and Technical Develop-
ment LLC, Tyumen, Limitsultan@mail.ru

Матвеев Алексей Андреевич,
старший менеджер ОПАС, ООО «РН-
Центр экспертной поддержки и тех-
нического развития», г. Тюмень

Aleksey A. Matveev, Senior Man-
ager for HSE, RN-the Center for Expert
Support and Technical Development LLC,
Tyumen

Статья поступила в редакцию 16.04.2025; одобрена после рецензирования 27.05.2025; принята к публикации 02.09.2025.

The article was submitted 16.04.2025; approved after reviewing 27.05.2025; accepted for publication 02.09.2025.

Научная статья / Original research article
УДК 622.245.4+622.276.53+550.837
DOI:10.31660/0445-0108-2025-5-62-73
EDN: ECIVPM



Современные подходы к увеличению нефтеотдачи нефтяных оторочек

А. В. Войводяну

ООО «Газпромнефть-Ямал», Тюмень, Россия
Voivodyanu.AV@gazprom-neft.ru

Аннотация. Разработка месторождений с обширной газовой шапкой и объемной нефтяной оторочкой требует непрерывного совершенствования технологий вытеснения нефти, что связано с неоднородностью коллекторских свойств и, в некоторых случаях, неблагоприятным соотношением подвижностей фаз, насыщающих месторождение. При несвоевременной корректировке подходов к управлению разработкой таких месторождений существует значительный риск снижения коэффициентов охвата и вытеснения, что приводит к недостижению проектных уровней выработки запасов.

Кроме контроля за выработкой нефтяных запасов подгазовых залежей крайне актуален вопрос финансово и технологически эффективного использования попутного нефтяного газа. Подбор технологий, позволяющих одновременно увеличить нефтеотдачу пласта и обеспечить проектную утилизацию попутного нефтяного газа, на сегодняшний день является одним из приоритетных направлений для нефтегазовых компаний.

В работе выполнен обзор газовых и газОВО-химических методов увеличения нефтеотдачи, проведена оценка потенциальной эффективности методов для условий Новопопоровского нефтегазоконденсатного месторождения.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, нефтяная оторочка, закачка газа, смешивающее вытеснение, утилизация газа, поддержание пластового давления

Для цитирования: Войводяну, А. В. Современные подходы к увеличению нефтеотдачи нефтяных оторочек / А. В. Войводяну. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-5-62-73 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 5. – С. 62–73. – EDN: ECIVPM

Modern approaches to increasing the oil recovery of oil rims

Artem V. Voivodeanu

Gazpromneft-Yamal LLC, Tyumen, Russia
Voivodyanu.AV@gazprom-neft.ru

Abstract. Developing fields with a large gas cap and a volumetric oil rim requires continuous improvement of oil displacement technologies. This necessity arises from the heterogeneity of reservoir properties and, in some cases, unfavorable phase mobility ratios within the reservoir. Without timely adjustments in reservoir management strategies, there is a considerable risk of reduced sweep efficiency and displacement, which can lead to failure to achieve the design levels of inventory production.

In addition to managing oil recovery in gas-supported reservoirs, the effective financial and technological utilization of associated petroleum gas is also critical. Choosing technologies that simultaneously increase oil recovery and ensure the planned use of APG is currently a priority for oil and gas companies.

This paper reviews gas and gas-chemical methods for enhancing oil recovery and assesses the potential effectiveness of these methods in the context of the Novoportovskiy oil and gas condensate field.

Keywords: enhanced oil recovery methods, oil rim, gas injection, mixing displacement, gas utilization, reservoir pressure maintenance

For citation: Voivodeanu, A. V. (2025). Modern approaches to increasing the oil recovery of oil fringe. Oil and Gas Studies, (5), pp. 62-73. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-5-62-73

Введение

Для увеличения эффективности разработки нефтяных оторочек существуют различные агенты нагнетания, такие как закачка воды, закачка газа (азот, углеводородный газ), закачка водных растворов полимера, водогазовое воздействие, закачка растворителей (газоконденсат, ШФЛУ), применение пенных систем и так далее [1].

Для условий Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) одной из ключевых задач на текущий момент является эффективное использование попутного нефтяного газа и поддержание добычи жидких углеводородов, что позволяет рассматривать использование газа как наиболее перспективного агента вытеснения.

Методы увеличения нефтеотдачи (МУН) с использованием газа в качестве агента вытеснения можно условно разделить на две группы: газовые и комбинированные (рис. 1).

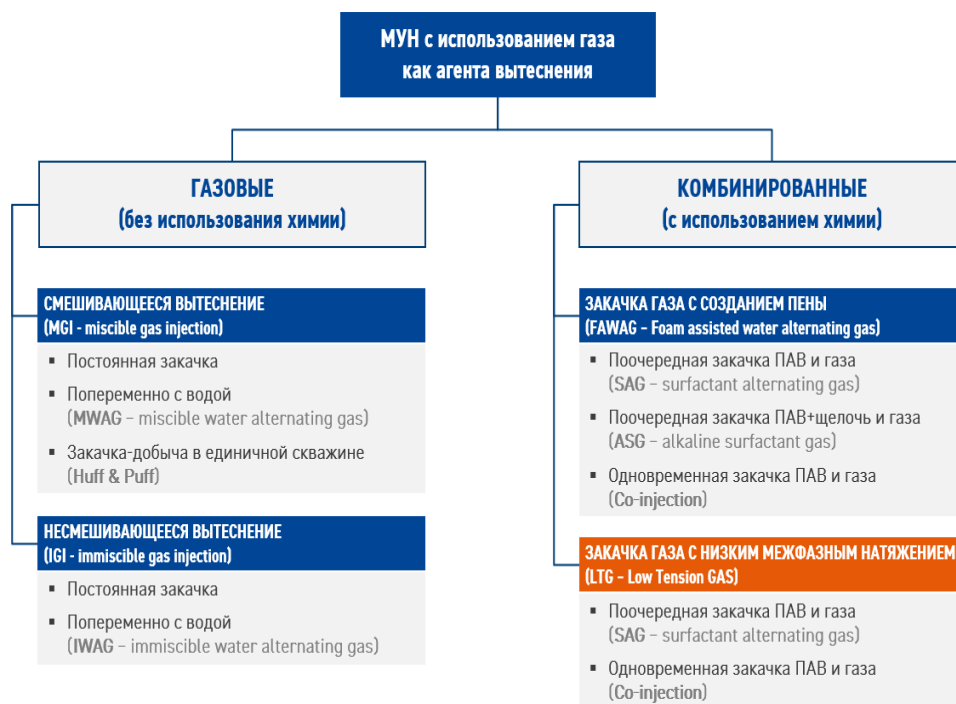


Рис. 1. Основные МУН с использованием газа как агента вытеснения

В целях установления применимости технологий газовых МУН для условий Новопортовского НГКМ выполнен обзор опыта применения подобных методов.

Обзор МУН с использованием газа как агента вытеснения

Газовые методы

Основными технологиями МУН при использовании газа в качестве рабочего агента являются смешивающее вытеснение (СВ, MGI), водогазовое воздействие (WAG), циклическая закачка / запуск в работу (Huff & Puff) (рис. 2).

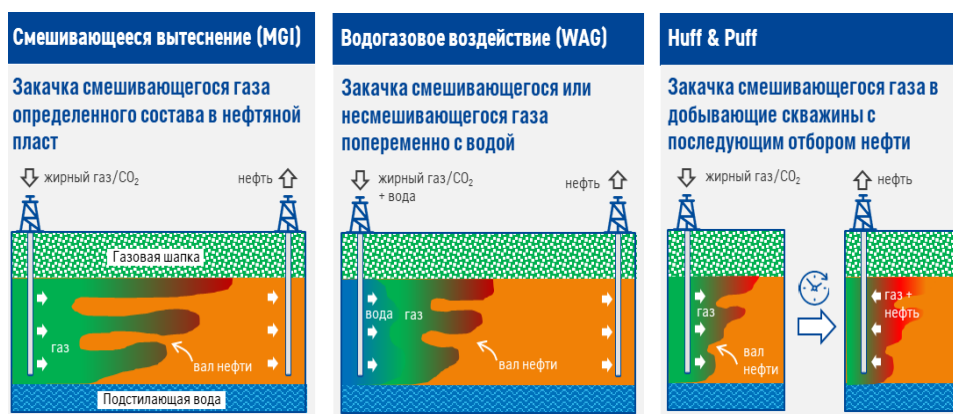


Рис. 2. Газовые методы МУН

Закачка газа в нефтяной пласт в смешивающемся режиме — более эффективный метод, чем несмешивающееся вытеснение, и возможна при условии, что пластовое давление выше минимального давления смешиваемости для данного состава газа. Основными механизмами увеличения нефтеотдачи при СВ служат повышение пластового давления и увеличение Квыт в сравнении с методами закачки воды за счет вовлечения в процесс вытеснения более мелких поровых каналов.

Закачка газа в нефтяной пласт в смешивающемся режиме позволяет мобилизовать остаточные запасы за счет снижения межфазного натяжения между газом и нефтью, увеличения объема (набухание) и снижения вязкости нефти. В мире реализовано множество проектов по внедрению смешивающегося вытеснения, большинство из которых относятся к месторождениям США и Канады, где применение этой технологии показало прирост коэффициента извлечения нефти в среднем на уровне 5–15 % по сравнению с традиционными методами.

Для контроля мобильности агента вытеснения в условиях высокой неоднородности коллекторских свойств применяется технология водогазового воздействия (WAG). Закачка газа чередуется с прокачкой воды, что позволя-

ет за счет эффекта гистерезиса, при смене циклов дренаж — пропитка увеличить коэффициент охвата и стабилизировать фронт вытеснения.

Одним из вариантов реализации технологии водогазового воздействия является циклическая закачка агента смешения в единичные скважины с их последующим запуском в добычу (Huff & Puff). Этот подход позволяет получить эффект в более короткий срок в сравнении с площадной закачкой, где время достижения эффекта зависит от скорости продвижения фронта вытеснения от нагнетательных скважин к добывающим, что может сильно сказаться на экономической привлекательности метода для низкопроницаемых пластов и месторождений с неплотной сеткой расположения скважин. Особенность этого метода заключается в низком охвате запасов из-за ограниченных объемов воздействия и малом влиянии на коэффициент полезного использования газа.

В целом, закачка газов, обладающих низкой вязкостью и, как следствие, высокой подвижностью, приводит к неравномерности фронта вытеснения вследствие опережающей фильтрации газа по высокопроницаемым каналам. Для стабилизации фронта вытеснения при закачке газа применяются комбинированные методы (создание пены для снижения вязкости).

Комбинированные методы

Закачка газа с созданием пены используется для увеличения эффективности охвата и преодоления макроскопических нестабильностей вытеснения. Благодаря более высокой кажущейся вязкости пены по сравнению с углеводородными газами ее использование может снизить риски образования каналов, вязких пальцев и гравитационной сегрегации, которые обычно встречаются в неоднородных коллекторах. Значительное снижение подвижности газа может эффективно поддерживать стабильный фронт вытеснения и, следовательно, повышать эффективность закачки газа и нефтеотдачи по сравнению с исключительно газо-водяными методами.

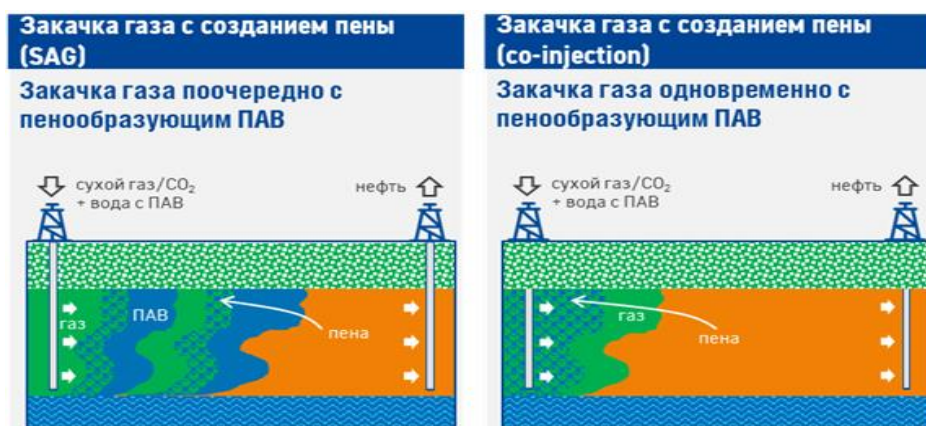


Рис. 3. Комбинирование методы газовых МУН

Существует несколько схем создания пены, применяемых на месторождениях: закачка предварительно сформированной пены (preformed foam), поочередная закачка поверхностно-активных веществ (ПАВ) и газа (surfactant alternating gas — SAG), совместная закачка пены (co-injection) (рис. 3).

Предварительно сформированная пена (preformed foam) создается на поверхности с помощью пеногенератора либо специальных вспенивающих устройств (тройников, эжекторов) и подается в скважину в уже стабильном виде.

Пена при совместной закачке раствора ПАВ и газа (co-injection) образуется во время нисходящего потока по насосно-компрессорным трубам, в перфорациях перед входом в пласт, а также непосредственно в пласте. Пены, полученные путем одновременной закачки ПАВ и газа либо подготовленные на поверхности, обладают наиболее высокой вязкостью и стабильностью, что может привести к чрезмерно высоким коэффициентам снижения подвижности и, как следствие, снижению приемистости нагнетательной скважины.

Третья схема пенообразования предполагает попеременную закачку раствора ПАВ и газа. Пена при таком сценарии образуется в пласте во время дренирования раствора ПАВ газом, что снижает подвижность газа, тем самым повышая эффективность вытеснения. SAG по принципу действия аналогичен WAG (вода — попеременно — газ). Коэффициент сопротивления пены при SAG контролируется за счет подбора размера и соотношения оторочек, а также расхода закачек, что позволяет исключить риск полной блокировки пористой среды и дает преимущества перед другими методами. Также SAG помогает снизить коррозию за счет уменьшения контакта между газом и водой в нагнетательных установках.

При выборе стратегии размещения пены (SAG, совместная закачка или предварительно сформированная пена) решающее значение имеют три критерия: пластовое давление, проницаемость и ожидаемая продолжительность закачки ПАВ (рис. 4).



Рис. 4. Блок-схема выбора технологии для смешивающего вытеснения

Совместная закачка пены эффективна при низком давлении и высокой проницаемости и может быть использована для длительной закачки. Закачка SAG при средней или даже низкой концентрации ПАВ может применяться в коллекторах с высоким давлением и низкой проницаемостью.

Обоснование технологии газовых МУН для Новопортовского месторождения

Новопортовское месторождение расположено в регионе с малоразвитой инфраструктурой на полуострове Ямал. Пласты характеризуются сложным геологическим строением — краевые оторочки шириной от 500 м до 1,5 км, постилающиеся водой и ограниченные газовой шапкой. В пяти объектах разработки сосредоточены 90 % запасов нефти. Нефтеносные коллекторы сложены из терригенных пород с проницаемостью по ГИС, лежащей в диапазоне 30–100 мД, и нефтью плотностью 842–859 кг/м³, вязкостью 0,6–1,2 сПз. Начальное пластовое давление составляет 18,1–20 МПа. Минерализация пластовой воды в среднем 15 г/л.

В настоящий момент месторождение находится на стадии стабилизации пиковой добычи. Для поддержания пластового давления на месторождении с 2017 года организована обратная закачка газа в газовую шапку [2]. Тем не менее обратная закачка газа не позволяет обеспечить достижение проектного коэффициента извлечения нефти (КИН). Для увеличения выработки запасов на Новопортовском месторождении рассматриваются технологии газовых МУН.

Добываемый на месторождении газ сухой и содержит порядка 94 % метана. Условия смесимости для Новопортовского НГКМ достигаются при 63–70 % метана, что обуславливает необходимость его предварительного ожирнения, перед закачкой в нефтяную оторочку для достижения смешения. Система подготовки на месторождении позволяет это сделать за счет обогащения газа легкими углеводородными компонентами, улавливаемыми в установке стабилизации конденсата, с последующим их впрыскиванием в газовый поток. Однако объем извлекаемой широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) весьма ограничен, что на текущий момент делает опцию смешивающегося вытеснения маломасштабируемой.

Как следует из обзора технологий, применение комбинированных газозо-химических методов может повысить эффективность использования газа относительно его обратной закачки в газовую шапку и при этом обеспечить прирост добычи нефти без дополнительного ожирнения газа. Для рассмотрения была выбрана технология Low Tension Gas, которая сочетает в себе положительные эффекты по повышению контроля мобильности агента вытеснения (по аналогии с FAWAG), а также увеличению коэффициента вытеснения нефти (по аналогии с ASG).

Технология Low Tension Gas (LTG)

Технологический эффект при реализации LTG достигается за счет таких факторов, как: уменьшение межфазного натяжения между нефтью и водой с помощью закачки оптимизированной рецептуры ПАВ и достижение оптимального контроля подвижности между вытесняемой и вытесняющей фазами при генерации пены в пласте.

Межфазное насыщение (МФН) между нефтью и водой снижается до сверхнизких значений (10 дин/см) путем создания в пласте микроэмульсионной среды с помощью закачки нефтеотмывающего состава ПАВ. Газ (азот, углеводородные газы или CO₂) закачивается поочередно с раствором пенообразующего ПАВ (рис. 5) для создания в пласте пены, которая уменьшает коэффициент подвижности между вытесняемой и вытесняющей фазами.

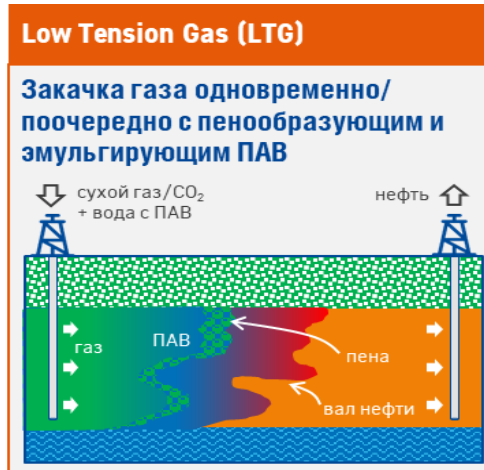


Рис. 5. Схема технологии LTG

В настоящий момент технология LTG не имеет примера масштабной реализации в реальных условиях, но с 2016 года проведено множество лабораторных работ, показывающих оптимистичные результаты по дополнительному извлечению нефти, в том числе в сравнении с технологией смешивающего вытеснения MGI (рис. 6).

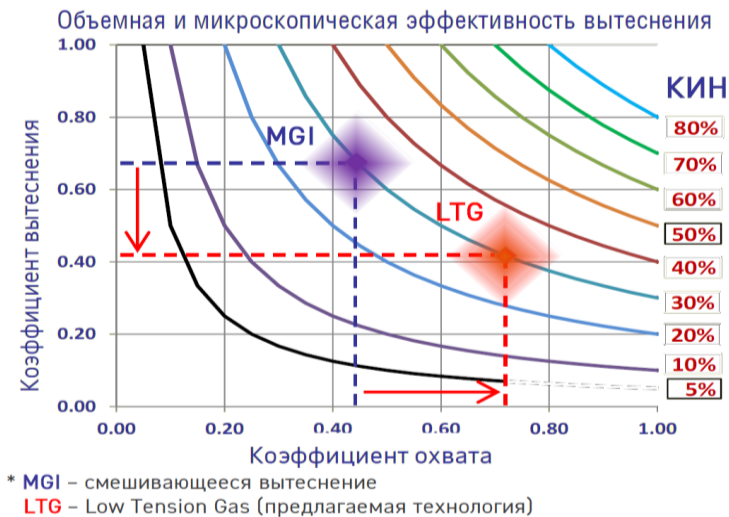


Рис. 6. Эффективность технологии LTG в сравнении с MGI

В одном из трудов [3] изучалось влияние таких параметров закачки, как концентрация ПАВ, доля закачиваемого газа (качество пены), состав и соленость закачиваемых вод на нефтеотдачу и стабильность пены и, следовательно, контроль подвижности (между вытесняющей фазой и нефтью). Результаты показали, что извлечение нефти может достигать более 80 % ROIP (остаточная нефть). По результатам лабораторных испытаний технология LTG при совместном использовании с технологией обратной закачки газа в газовые шапки оторочки способствует повышению итогового коэффициента извлечения нефти на Новопортовском НГКМ с 25 до 30 % в абсолютных значениях, что составляет около 25 млн т дополнительной добычи нефти (рис. 7).

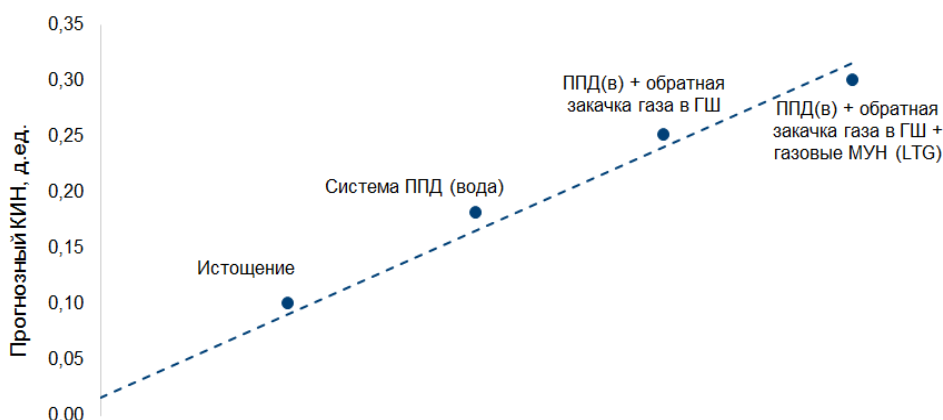


Рис. 7. Прогнозный КИН Новопортовского месторождения в зависимости от технологии повышения эффективности выработки запасов

Комплексный подход к увеличению эффективности разработки

В настоящий момент на Новопортовском месторождении реализуется поддержание пластового давления закачкой воды и обратной закачкой газа в газовую шапку. Для достижения целевых параметров КИН, с учетом необходимости увеличения нефтеотдачи, ведется подготовка к проведению в водонагнетательных скважинах опытно-промышленных работ по технологиям химических методов увеличения нефтеотдачи, таких как полимерное заводнение, ПАВ-полимерное заводнение, а также к реализации методов с использованием газа в качестве агента как смешивающее вытеснение и LTG.

Для определения стратегии разработки актива с пластами отороченного типа предлагается рассматривать комплексный подход и комбинированный эффект от всех типов закачки. Стратегией выбора оптимального сценария увеличения эффективности разработки Новопортовского НГКМ является последовательное проведение опытно-промышленных работ для выбора наиболее перспективной и доступной к тиражированию технологии (рис. 8).



Рис. 8. Стратегия увеличения эффективности разработки Новопортовского месторождения

Для определения оптимального варианта разработки необходимо учитывать как технологическую эффективность МУН, так и экономическую. Существует прямая зависимость между эффективностью технологии и стоимостью ее реализации. При определенных условиях [4] эффект от реализации технологий МУН с применением газовых агентов, несмотря на высокую стоимость проведения операций, предпочтителен по экономической оценке (рис. 9).

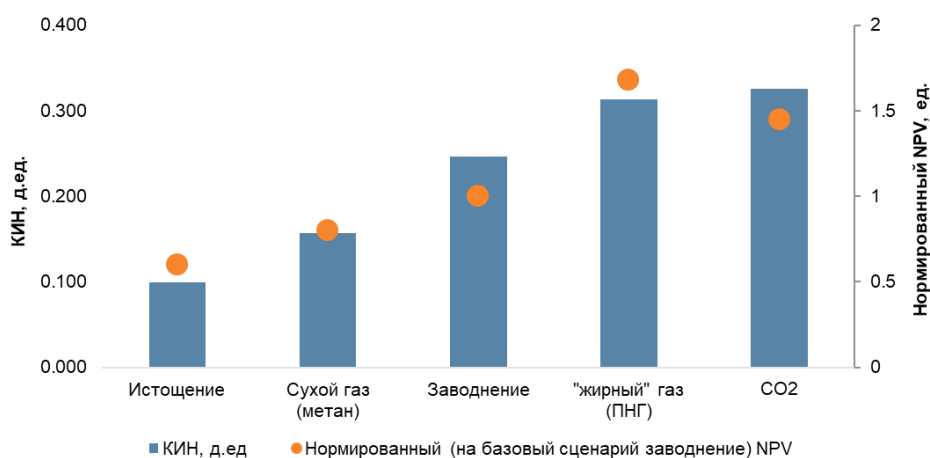


Рис. 9. Эффективность проведения МУН

Тем не менее, оценку экономической эффективности газовых МУН необходимо проводить для каждого индивидуального сценария разработки месторождений. Общие же условия применимости газовых МУН к разработке нефтяных оторочек представлены в таблице.

Условия применимости газовых МУН

Технологии газовых МУН	Тип коллектора	Глубина залегания, м	Проницаемость, мД	Нефтенасыщенность, д. ед.	Вязкость нефти в пласт. условиях, мПа·с/сП	Пласт. / нач. пласт. температура, °С	Наличие сваб. газа (газовой шапки)	Наличие трещин	Пористость, %	Плотность пласт. нефти, г/см ³
Закачка УВ газа в смешивающемся режиме (MGI)	Терр., карб.	≥ 600	≤ 3000	≥ 0,4	≤ 20	≤ 110	Отсутствие в районе проведения	Отсутствие	≥ 4	≤ 0,88
Закачка УВ газа в несмешивающемся режиме (IGI)	Терр.	1800–2200	≤ 1000	≥ 0,75	≤ 4	≤ 82	Отсутствие в районе проведения	Отсутствие	≥ 5	≤ 0,922
Водгазовое воздействие (WAG)	Терр., карб.		20–800	≥ 0,4	≤ 30			Отсутствие	≤ 35	
Водогазовое воздействие с пеной (FAWAG)	Терр., карб.		4–800	≥ 0,4	≤ 100	≤ 100			≤ 35	
Закачка газа с низким межфазным натяжением (LTG)	Терр., карб.			≥ 0,4	≤ 100		Отсутствие в районе проведения	Отсутствие	≤ 35	
Закачка CO ₂ в смешивающемся режиме	Терр., карб.	≥ 450	0,1–4000	≥ 0,25	≤ 35	≤ 140	Отсутствие в районе проведения	Отсутствие	≥ 3	≤ 0,928
Закачка CO ₂ в несмешивающемся режиме	Терр., карб.	≥ 120	10–1000	≥ 0,3	≤ 660	≤ 110	Отсутствие в районе проведения	Отсутствие	≥ 17	≤ 0,993
Закачка N ₂	Терр., карб.	≥ 400	≤ 2800	≥ 0,4	1–30	≤ 125	Отсутствие в районе проведения	Отсутствие	≥ 4	≤ 0,910
Водогазовое воздействие	Терр., карб.		20–800	≥ 0,4	≤ 30			Отсутствие	≤ 35	
Водогазовое воздействие с пеной	Терр., карб.		4–800	≥ 0,4	≤ 100	≤ 100			≤ 35	

Выводы

В работе описана актуальность проблемы выбора оптимальной стратегии разработки нефтяных оторочек при условии необходимости увеличения объемов использования попутного нефтяного газа.

Описаны существующие технологии увеличения нефтеотдачи пласта с применением газа в качестве агента вытеснения.

Для условий Новопортовского НГКМ наиболее перспективной технологией увеличения КИН выступают газовые МУН совместно с поддержанием пластового давления закачкой воды и обратной закачкой газа в ГШ

Приведены условия применимости газовых МУН в зависимости от характеристик месторождения.

Список источников

1. Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири (на примере ботуобинской залежи Чаяндынского НГКМ) / С. В. Буркова, Д. В. Изюмченко, И. И. Минаков [и др.]. – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2013. – № 5 (16). – С. 124–133.
2. Обоснование объекта для обратной закачки попутного нефтяного газа на примере месторождения группы компаний «Газпром нефть» / А. В. Войводяну, В. В. Иликбаев, В. В. Вирт, А. С. Виноградов / DOI 10.51890/2587-7399-2024-9-3-129-134. – Текст : непосредственный // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2024. – Т. 9, № 3. – С. 129–134.
3. Low Tension Gas Flooding as a Novel EOR Method: An Experimental and Theoretical Investigation / S. Jong, N. M. Nguyen, C. M. Eberle [et al.]. – Text : direct. – SPE-179559-MS
4. Оценка применимости газовых методов увеличения нефтеотдачи для освоения трудноизвлекаемых запасов объектов-аналогов ачимовских отложений / А. В. Кобяшев, В. Н. Архипов, В. А. Захаренко [и др.]. – DOI 10.24412/2076-6785-2023-1-46-53. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2023. – № 1(94). – С. 46–53.

References

1. Burakova, S. V., Izyumchenko, D. V., Minakov, I. I., Istomin, V. A., & Kumeyko, E. L. (2013). Problemy osvoeniya tonkikh neftyanykh otorochek gazokondensatnykh zalezhey Vostochnoy Sibiri (na primere botuobinskoy zalezhi Chayandinskogo NGKM). *Vesti gazovoy nauki*, (5(16)), pp. 124-133. (In Russian).
2. 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. Professionally about Oil*, 9(3), pp. 129-134. (In Russian). DOI: 10.51890/2587-7399-2024-9-3-129-134
3. Jong, S., Nguyen, N. M., Eberle, C. M., Nghiem, L. X., & Nguyen, Q. P. (2016). Low tension gas flooding as a novel EOR method: an experimental and theoretical investigation. In *SPE Improved Oil Recovery Conference* (pp. SPE-179559). (In English).

4. Kobyashev, A. V., Arkhipov, V. N., Zakharenko, V. A., Dubrovin, A. V., & Starikov, M. A. (2023). Evaluation of the applicability of gas methods of enhanced oil recovery for the development of tight oil of fields-analogues of the achimov formation. Exposition Oil Gas, 1(94), pp. 46-53. (In Russian). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-46-53.

Информация об авторе / Information about the author

Войводяну Артем Васильевич, ***Artem V. Voivodeanu,*** *General*
генеральный директор, ООО «Газпром-нефть-Ямал», г. Тюмень, Voivodyanu.AV@gazprom-neft.ru *Manager, Gazpromneft-Yamal LLC,*
Тюме, Voivodyanu.AV@gazprom-neft.ru

Статья поступила в редакцию 18.04.2025; одобрена после рецензирования 05.05.2025; принята к публикации 05.06.2025.

The article was submitted 18.04.2025; approved after reviewing 05.05.2025; accepted for publication 05.06.2025.



Метод априорной оценки эффективной радиальной проницаемости для повышения информативности интерпретации искаженных кривых восстановления давления в скважинах с горизонтальным окончанием

Т. В. Кузьмина^{1*}, А. Г. Козубовский², С. К. Сохошко³, М. Ю. Савастын³

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия

²ЗАО НПО «ИнТЭК», Тюмень, Россия

³Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*Tatyana.Kuzmina2@lukoil.com

Аннотация. Эффективная радиальная (горизонтальная) проницаемость является важной характеристикой флюидонасыщенного коллектора, сведения о которой позволяют решать многие задачи научной и промышленной практики нефтегазовой отрасли.

Эффективная радиальная проницаемость устанавливается методами гидродинамических исследований на нестационарных режимах фильтрации, которые в условиях текущего состояния разрабатываемой залежи дают возможность производить определения данного параметра с учетом особенностей геолого-промышленной обстановки на момент фиксации соответствующих измерений. Однако в некоторых ситуациях, например, таких как недостаточное время закрытия скважины, «зашумленность» замеров забойного давления, технические осложнения в лифтовом подъемнике, нарушение технологии работ и тому подобное, регистрируемые временные зависимости отклика пласта на изменение его стационарного состояния могут быть существенно искажены, что обуславливает неоднозначность их интерпретации со снижением информативности, особенно для скважин со сложной геометрией окончания. В подобных случаях актуальны и востребованы приемы априорного задания перед обработкой кривых давления начальных приближений искомым характеристикам, в том числе и эффективной проницаемости. Один из таких подходов — метод ее прогноза на основе статистических моделей с привлечением к процедуре оценок косвенных показателей.

Цель статьи — описание последовательности действий для выполнения алгоритма определения начальных приближений эффективной радиальной проницаемости, в котором для расчетов применены размерные и безразмерные критерии, представляющие собой комплексы величин, отражающих сочетание геометрических особенностей забоя, физико-геологических свойств коллектора, фактическую энергетическую характеристику объекта добычи, промышленные материалы. В качестве исходной информации использовались итоговые заключения интерпретации геофизических и гидродинамических исследований. Для достижения требуемого решения привлечен инструментальный математический статистики.

Предлагаемый методический подход применим для производства обработки осложненных побочными эффектами кривых давления с обеспечением при этом достоверных оценок эффективной радиальной проницаемости пласта. Он осуществим в любой скважине, где необходимая для вычислений основа существует и может быть доступна.

Ключевые слова: гидродинамические исследования, статистические модели, корреляция, прогноз, энергетическая характеристика залежи, эффективная радиальная проницаемость

Для цитирования: Метод априорной оценки эффективной радиальной проницаемости для повышения информативности интерпретации искаженных кривых восстановления давления в скважинах с горизонтальным окончанием / Т. В. Кузьмина, А. Г. Козубовский, С. К. Сохошко, М. Ю. Савастын. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-5-74-88 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 5. – С. 74–88. – EDN: FOJITA

Method for a priori estimation of effective radial permeability to enhance the informativity of interpretative value of distorted pressure recovery curves in horizontally completed wells

Tat'yana V. Kuzmina^{1*}, Aleksandr G. Kozubovsky², Sergey K. Sokhoshko³, Mikhail Yu. Savastin³

¹Branch of LLC LUKOIL-Engineering "KogalymNIPIneft" in Tyumen, Tyumen, Russia

²InTEK CJSC, Tyumen, Russia

³Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*Tatyana.Kuzmina2@lukoil.com

Abstract. Effective radial (horizontal) permeability is a crucial characteristic of a fluid-saturated reservoir. Understanding this parameter assists in addressing various scientific and practical challenges in the oil and gas industry.

Effective radial permeability is determined through hydrodynamic studies conducted under unsteady filtration conditions. In the current state of a developing reservoir, these methods enable the estimation of this parameter while considering the geological and field contexts at the time of measurement. However, certain circumstances — such as inadequate well shut-in time, noisy bottom-hole pressure measurements, technical problems with the lift system, or deviations from operational procedures — can lead to significant distortions in recorded time-dependent reservoir responses. This results in ambiguous interpretations and diminishes the informative value, particularly in wells with complex completion geometries. In such cases, methods for a priori assignment of initial estimates of sought parameters, including effective permeability, before processing pressure curves become valuable and necessary. One approach involves a prediction method based on statistical models that utilize indirect indicator assessments.

This paper aims to describe the sequence of steps involved in implementing an algorithm to determine initial estimates of effective radial permeability. This algorithm employs both dimensional and dimensionless criteria. They are set of quantities, which reflect the combination of geometric features of the wellbore, physico-geological properties of the reservoir, the actual energy characteristics of the production object, and field data. The paper used the conclusions drawn from geophysical and hydrodynamic studies interpretations as the initial data. This work applied mathematical statistical tools to achieve the required solutions.

The proposed methodological approach is suitable for processing pressure curves that are complicated by side effects, while ensuring reliable estimates of the effective radial permeability of the reservoir. This method can be applied to any well where the necessary data for calculations is available.

Keywords: hydrodynamic studies, statistical models, correlation, prediction, energy characteristics of the reservoir, effective radial permeability

For citation: Kuzmina, T. V., Kozubovsky, A. G., Sokhoshko, S. K., & Savastin, M. Yu. (2025). Method for a priori estimation of effective radial permeability to enhance the informativity of interpretative value of distorted pressure recovery curves in horizontally completed wells. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 74-88. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-5-74-88

Введение

Проницаемость — это способность горной породы пропускать через себя жидкости и газы при перепаде давления. Информация о данном качестве пористой среды позволяет выполнять широкий спектр вычислений, связанных с процессом течения в ней пластовых флюидов.

Важным звеном в общей структуре знаний о проницаемости пласта служат различные виды гидродинамических исследований скважин (ГДИС) на неустановившихся режимах фильтрации, которые наряду с лабораторными анализами естественного кернового материала и эмпирическими связями типа «кern-интерпретация геофизического каротажа» формируют ценный источник сведений об обсуждаемом свойстве нефтегазонасыщенного резервуара. При этом необходимо уточнить, что под проницаемостью коллектора понимается его фильтрационная характеристика в удаленной от

скважины области в отличие от таковой в призабойной зоне, которая может быть существенно искажена, например, процессами первичного и вторичного вскрытия продуктивного интервала, операциями освоения и интенсификации притока, фазовыми превращениями.

Следует иметь в виду и то, что независимо от направления движения флюида измерениями на образцах горной породы и петрофизическими моделями в основном осуществляют оценки абсолютной проницаемости, $k_{абс}$ по выбранной пространственной координате, в то время как при гидродинамических исследованиях скважин (ГДИС) определяется средняя эффективная проницаемость, $k_{эфф}$ по пластовому флюиду в границах радиуса исследования скважины. Сопоставление величин проницаемости в горизонтальной (радиальной) плоскости (k_r), установленной различными способами (керн, керн-геофизика, ГДИС), показывает, что анализируемые значения, как правило, существенно отличаются друг от друга и сравнение их не корректно [1–4]. Отмеченный факт ассоциируют с различием в конкретике условий, при которых производят измерения k_r .

Проницаемость коллектора не является постоянной величиной. Доказано, что она может изменяться в процессе жизненного цикла разрабатываемого объекта добычи. Возможные трансформации k_r при этом фиксируются преимущественно (особенно для горизонтальных и более сложных пространственных конфигураций забоев) приемами ГДИС, так как они наиболее адаптированы к геолого-промысловой ситуации на момент проведения исследований, что считается их несомненным преимуществом относительно других методов.

В то же время необходимо принимать во внимание то, что диагностика достоверных уровней k_r при реализации ГДИС может быть ограничена случаями искажения забойного давления ($P_{заб}$) из-за присутствия технических осложнений в скважине, неисправности средств измерений (например, дрейф прибора), шумов различной природы, ограничений технологического, организационного и коммерческого характера. Сказанное, в совокупности, способно в существенной мере усложнить процесс вычисления значений k_r по ГДИС и даже сделать его невозможным при использовании традиционных способов обработки кривых $P_{заб}$.

При таком развитии событий для упрощения процедуры интерпретации зарегистрированных «дефектных» кривых давления востребованы и актуальны для любых профилей забоев методические подходы априорного задания начальных приближений k_r , установленных на основе статистических моделей, которые значительно облегчают численную идентификацию k_r при анализе исходных замеров отклика пласта на изменение его стационарного состояния.

Объект и методы исследования

Разработка модели априорной оценки начальных приближений эффективной радиальной проницаемости коллектора для оптимизации интер-

претации осложненных кривых восстановления давления (КВД), кривых падения давления (КПД), кривых стабилизации давления (КСД) в скважинах с горизонтальным окончанием.

Оценка эффективной радиальной проницаемости в горизонтальных скважинах по данным интерпретации КВД, КСД, КПД

При ГДИС численные определения величины k_r в горизонтальных скважинах выполняются исходя из заданных свойств пласта, насыщающих его флюидов и уклона прямолинейного участка КВД, КСД, КПД, представляемых в полулогарифмическом масштабе кривых $P_{заб}-f(t)$, где $P_{заб}$ — забойное давление, t — время регистрации замеров. Выделенный интервал должен соответствовать псевдорadiaльному режиму течения (ПРТ), который диагностируется по графику производной $P_{заб}$, выполненному в системе логарифмических координатных осей. Заметим, что в горизонтальных скважинах могут иметь место и другие режимы течения, а именно ранний радиальный и ранний линейный. Алгоритм интерпретации ГДИС предусматривает возможность оценки k_r для условий их проявления, но для этого требуется привлечение к расчетам дополнительных параметров — эффективной длины ствола $L_{эф}$, среднего геометрического вертикальной (k_z) и радиальной проницаемостей $(k_z \times k_r)^{0.5}$.

Если исследование проведено с соблюдением всех необходимых методических и приборно-инструментальных нормативно закрепленных требований для подобного вида работ, то существующие приемы диагностики способны воспроизводить все характерные режимы потока и установление k_r , как правило, не представляет затруднений. Широко применяемое сегодня специализированное программное обеспечение (ПО) позволяет достичь этого посредством согласования фактических замеров отклика давления с расчетными значениями, полученными при использовании комплексных математических алгоритмов, описывающих процесс восстановления давления в пласте.

Однако, как показывает практика, реальные КВД (КПД, КСД) достаточно часто могут быть искажены в силу проявления ряда обстоятельств, например, таких как недостаточное время исследования, влияние ствола скважины (ВСС), случайные отклонения фактических замеров от прослеживаемого временного тренда $P_{заб}$, негерметичность запорной арматуры, влияние соседних скважин и тому подобное. В подобных ситуациях типичные признаки соответствующих периодов течения могут быть либо не отражены вовсе, либо серьезно деформированы, и пользователь сталкивается с необходимостью осуществлять настройки вычислительного процесса в условиях неопределенности, которая проявляет себя множеством возможных исходов в идентификации аналитической модели и численных уровней искомых величин (ВСС, скин-фактор, проницаемость и другое), затрудняя тем самым выбор достоверных из них.

При подобных неблагоприятных сценариях развития событий для упрощения интерпретации ГДИС прибегают к методам предварительного (перед проведением соответствующих расчетов) задания начальных приближений устанавливаемых параметров, используя сведения о них из других источников. Этот подход позволяет повысить информативность получаемых оценок свойств пласта в контексте меры их соответствия действительным значениям. Важно выбрать достаточно верное количественное отображение таких характеристик, чтобы избежать больших ошибок при вычислениях. Относительно эффективной радиальной проницаемости для этого обращаются к результатам предыдущих исследований в анализируемой скважине и методам прогноза k_r по косвенным показателям на основе статистических моделей.

Требования к априорным значениям эффективной радиальной проницаемости и исходной информации при разработке регрессионных моделей для ее прогноза

Так как k_r зависит от ряда технологических и природных факторов, изменяющихся во времени, то информация о k_r по результатам предшествующих исследований, привлекаемая в статусе предварительной, должна быть, во-первых, достоверной, во-вторых — удовлетворять критерию актуальности, то есть соответствовать текущему состоянию системы пласт — скважина. Обозначенные условия не всегда выполнимы, поскольку ранее реализованные оценки k_r могут быть не аутентичными, а промысловая обстановка текущего и ретроспективного ГДИС — существенно различаться, особенно для длительных временных промежутков между ними. Осуществить введение в используемую аналитическую модель интерпретации КВД (КПД, КСД) априорных значений k_r с соблюдением указанных ограничений предоставляют возможности корреляционно-регрессионного анализа.

Накопленный опыт прогноза k_r на базисе статистических моделей (регрессионных зависимостей) позволяет сформулировать очевидные требования, от выполнения которых зависит их эффективность.

Основные из них сводятся к следующему:

- предварительные определения k_r для формирования модели, надлежит получать по кондиционным КВД (КПД, КСД). Основные правила, при соблюдении которых гидродинамические исследования на нестационарных режимах фильтрации потенциально способны обеспечить ожидаемую информативность, приводятся в [5–7]. Варианты определения критериев, позволяющих отнести выполненные ГДИС к категории качественных, отражены в [8–10];
- разрабатываемые уравнения регрессии формируются с учетом влияния на k_r факторов, отражающих геолого-промысловые условия в исследуемой скважине на момент записи КВД (КПД, КСД);
- данные, необходимые для оценки k_r в соответствии с расчетным алгоритмом разработанной статистической прогнозной моде-

ли, должны быть доступны по каждой скважине, где производится интерпретация искаженных КВД.

В общем случае методы предсказания k_f основаны на ее нахождении по опосредованным показателям и созданы в основном по материалам испытания вертикальных скважин на этапе геологоразведочных работ, когда влияние процесса долгосрочного отбора флюидов на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) горной породы отсутствует. Использование корреляционно-регрессионных моделей для априорного определения k_f продуктивных пластов, находящихся в стадии промышленной выработки запасов, не получило должного внимания, особенно для ситуаций использования скважин со сложной геометрией окончания.

Добыча нефти и газа как результат технологического воздействия нарушает начальное равновесное и стационарное состояние разрабатываемого объекта. В частности, изменяется его энергетическая характеристика, что влечет за собой метаморфозы пустотного пространства насыщенной пористой среды как у забоев скважин, так и в удаленных от них зонах пласта.

Энергетическую характеристику залежи (ЭХЗ) принято отождествлять с уровнем текущего пластового давления ($P_{пл,тек}$), по степени отклонения которого от начальной величины ($P_{пл,нач}$) судят о ее изменении. На сегодняшний день достаточно детально изучено влияние ЭХЗ на фильтрационную способность продуктивных отложений для различных горно-геологических и промысловых условий. Установлено, что снижение $P_{пл,тек}$ приводит к росту эффективного давления ($P_{эфф}$), равного разности между горным давлением (P_r) и $P_{пл,тек}$, что способно вызвать консолидацию грунта и тем самым существенно снизить проницаемость коллектора. С другой стороны, рост $P_{пл,тек}$ может спровоцировать образование трещин, что достаточно часто наблюдается при закачке жидкости в пласт для поддержания в нем необходимого давления (ППД). Подтверждением сказанному служат многочисленные лабораторные и промысловые эксперименты [11–16]. Следует отметить, что степень воздействия ЭХЗ на ФЕС пористой среды, при прочих равных условиях, может существенно зависеть и от профиля окончания скважины, который определяет конфигурацию и интенсивность поля напряженного состояния пород вокруг ее ствола.

Так как значение ЭХЗ на определенный период существования эксплуатируемого подземного резервуара углеводородов, выраженное в абсолютных или относительных единицах, способно оказать весомое влияние на k_f , то этот фактор должен в обязательном порядке учитываться в структуре алгоритмов прогноза начальных приближений эффективной радиальной проницаемости, дополняя перечень иных параметров, влияющих на анализируемый показатель.

Результаты

Описание алгоритма вычислений и интерпретация исходных материалов

Для построения корреляций k_r отождествляется с выходной переменной (Y), а признаки, характеризующие свойства системы забой — пласт с набором входных переменных $X_1, X_2, X_3 \dots X_n$, могут использоваться как в одиночном формате, так и в виде комплексов.

В представляемой работе на примере нефтяной залежи одного из месторождений Западной Сибири приводится способ построения связи между эффективной радиальной проницаемостью k_r , определенной по результатам интерпретации ГДИС на нестационарных режимах фильтрации в горизонтальных скважинах, и комплексом K , объединяющим величины, отражающие свойства коллектора, забоя скважин, показатели их эксплуатации, ЭХЗ.

Исследования выполнялись в несколько этапов.

На первом этапе формировалась обучающая выборка. В нее включались данные об эффективной радиальной проницаемости, установленные по кондиционным КВД, записанным при первичных испытаниях и вводе скважин в эксплуатацию. Для скважин, где такие сведения были получены, фиксировались линейные размеры горизонтальной части ствола, геолого-физические параметры пласта, оцененные по материалам, ГИС, замеры дебитов и текущего пластового давления.

Второй этап заключался в объединении совокупности используемых входных переменных в комплекс вида

$$K = (E_0 \times E^*), \quad (1)$$

где $E_0 = Q/L$; L — длина горизонтального ствола скважины, м;

Q — установившийся дебит отбора жидкости из скважины перед записью КВД, при котором в зоне дренирования устанавливается стационарное состояние, м³/сут.

В соответствии с [17]

$$E^* = E_1 \times E_2, \quad (2)$$

где $E_1 = f(K_n, K_{nn}, L, H, z)$, б/р; K_n и K_{nn} соответственно коэффициенты пористости и нефтенасыщенности, определенные по данным интерпретации ГИС; L — длина горизонтального ствола скважины, м; H — эффективная толщина вскрытого пласта, м; z — расстояние от оси горизонтального ствола до подошвы продуктивного пласта, м.

Функция E_1 используется для косвенной оценки коэффициента потенциальной продуктивности горизонтальных скважин (более детально описана [17]).

В отличие от E_1 структура E_2 лимитирована использованием только ЭХЗ, равной отношению $P_{пл,тек}$ к $P_{пл,нач}$ на дату проведения ГДИС. Присутствие водной фазы в добываемой продукции учитывается кажущейся динамической вязкостью водонефтяной смеси [18]. Кроме того, поскольку алгоритм вычислений выполнен для условий отсутствия фазовых превра-

шений при фильтрации жидкости в пласте, на текущее пластовое давление налагается ограничение — оно должно быть выше давления насыщения нефти газом, $P_{нс}$.

На третьем этапе проводился анализ взаимной изменчивости зафиксированных значений k_r и K . Было установлено, что между ними существует нелинейная корреляционная связь. Заметим, что критерий K имеет размерность пьезопроводности, κ ($\text{м}^2/\text{сут}$). Выявленная форма соответствия друг другу исследуемых величин не противоречит существующим представлениям о соотношении k_r и κ . С целью упрощения спецификации установленной зависимости она была преобразована путем замены параметра K на $X = K^n$, где n — показатель степени. В результате проведенной процедуры получено корреляционное поле численных отображений рассматриваемых признаков, которое может быть описано линейным уравнением регрессии вида $k_r = a(X)$, где «а» — коэффициент уравнения.

Четвертый этап заключался в тестировании разработанной статистической модели посредством включения в исходную выборку результатов интерпретации, отобранных произвольно последующих ГДИС. Итог вычислений представлен на рисунке 1.

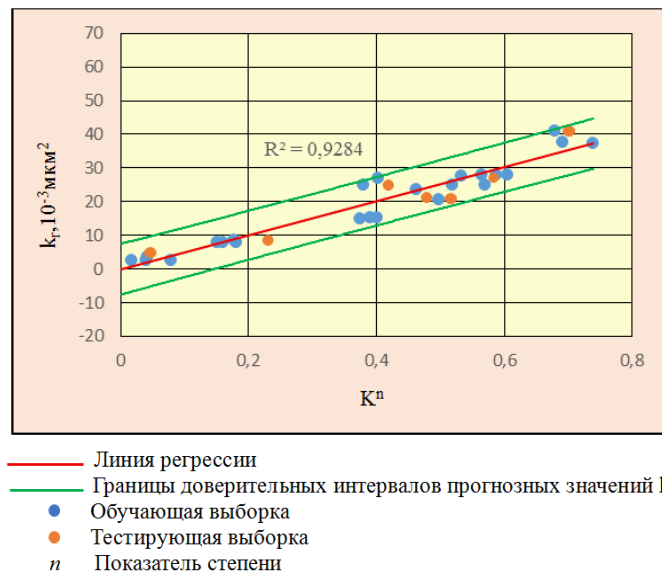


Рис. 1. Зависимость между проницаемостью по ГДИС k_r и комплексным параметром K^n

Из рисунка видно, что дополнительные данные (экзаменационные) соответствуют тренду изменения k_r . Мера качества выбранной линейной статистической модели определяется коэффициентом детерминации, равном 0,9284 (высокий уровень связи между аппроксимирующей линией и фактическими данными). Проверка правомерности ее практического ис-

пользования с помощью F-критерия Фишера показала, что с вероятностью 95 % модель можно считать значимой, то есть не случайной. Границы доверительных интервалов в области положительных прогнозных уровней k_r установлены при критерии Стьюдента для условий конкретного объема выборочной совокупности и показателя значимости 0,05.

Обсуждение

Сопоставление между значениями k_r , зафиксированными при интерпретации КВД и по предлагаемой модели, отображены на рисунке 2.

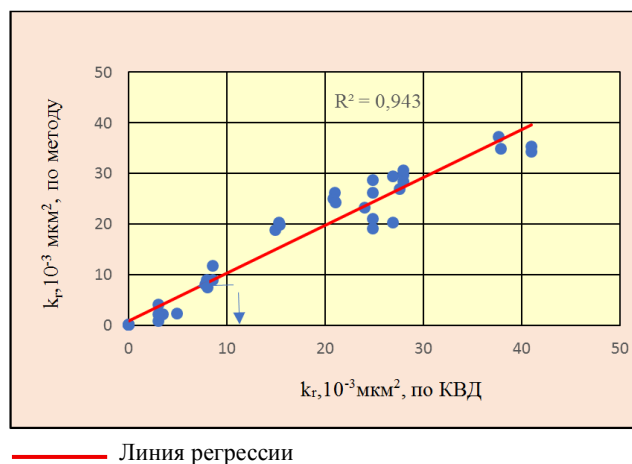


Рис. 2. Соотношение между эффективной радиальной проницаемостью, определенной по предлагаемому методу и по КВД

График на рисунке, на наш взгляд, наглядно демонстрирует, что используемый методический прием обеспечивает получение сведений о k_r с приемлемой степенью точности относительно аналогичных данных по кривой восстановления давления. Коэффициент детерминации, равный 0,943, позволяет считать его информативным.

Пример практического применения метода представляется ниже для наиболее наглядных и часто встречающихся случаев техногенно-осложненных КВД:

1. недостаточное время проведения исследования (недовосстановленные кривые) (рис. 3а);
2. «зашумленность» замеров забойного давления (рис. 4а).

Исходя из заданного положения псевдорadiaльного режима течения (ПРТ), в специализированном программном обеспечении для интерпретации гидродинамических исследований скважин ПО KAPPA Workstation 5.40 в аналитической модели рассчитывается проницаемость. ПРТ иллюстрируется пунктирными линиями на диагностических графиках.

Из рисунков следует, что искажение исходных измерений Рзаб не позволяет однозначно выделить режим псевдорadiaльного течения, что

обуславливает существенную вариативность возможных оценок k_r , используя для этого различные локации (модели).

В рассматриваемой ситуации очевидно, что отдать приоритет какой-либо из них не представляется возможным. В качестве альтернативы реализуется предлагаемый методический прием задания начальных приближений k_r на основе разработанной статистической модели. Достоверность полученных определений эффективной радиальной проницаемости по неинформативной КВД и по прогнозной корреляции устанавливается посредством сравнения их численных уровней со значением k_r , зафиксированным при обработке качественной КВД, которая зарегистрирована в этой же скважине, но в другой временной период (рис. 3б, 4б). Результаты интерпретации кондиционных кривых взяты из официальных заключений, выполненных подрядной организацией, проводившей исследование. При этом сопоставляемые КВД подбирались исходя из условия отсутствия на скважине геолого-технических мероприятий (ГТМ) и соразмерности ЭХЗ, дебитов и обводненности продукции, на момент фиксации каждой кривой. Такой подход обеспечивает аргументированную сверку величин k_r .

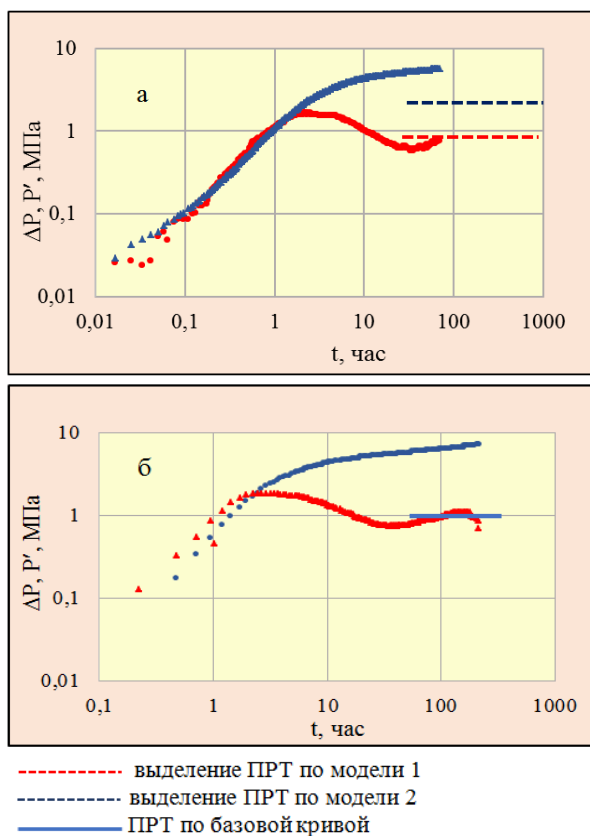


Рис. 3. Сопоставление КВД для случая «Недостаточное время проведения исследования»: а — искаженная КВД, б — базовая (кондиционная)

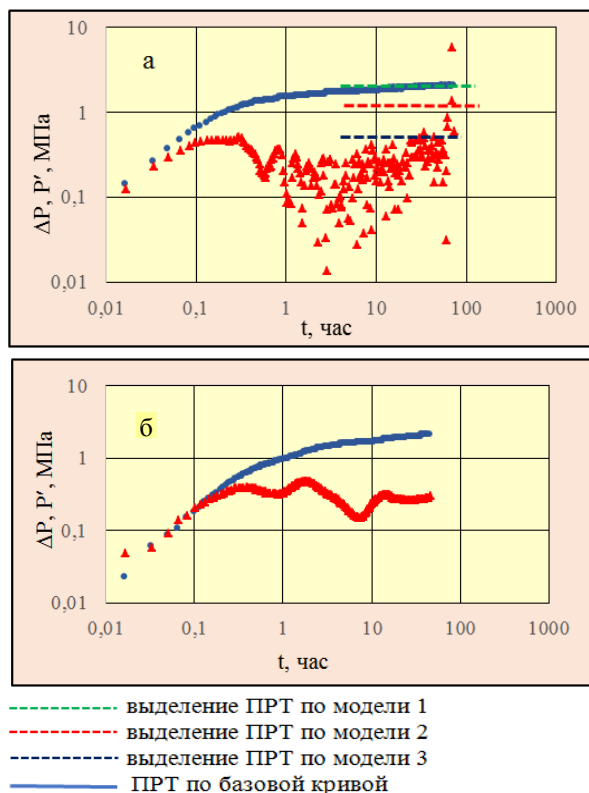


Рис. 4. Сопоставление КВД для случая «зашумленность замеров забойного давления»: а — искаженная КВД, б — базовая (кондиционная)

Сведения, задействованные при расчете предполагаемых количественных отображений k_r , содержали информацию о следующих параметрах, в частности, для первого случая: $Q = 54,9 \text{ м}^3/\text{сут.}$; $L = 504,6 \text{ м}$; $H = 13,4 \text{ м}$; $z = 6 \text{ м}$; $K_{п1} = 0,141$; $K_{п2} = 0,73$; $\text{ЭХЗ} = 0,993$, $\% \text{ H}_2\text{O} = 19 \%$. Комплекс $(K)^n$ при этом имеет значение $0,106, (\text{м}^2/\text{сут.})^n$. Пластовые давления, начальные и текущие, были приведены к абсолютной отметке кровли пласта.

Для «базовой» КВД ЭХЗ составила $0,934$, $Q=55 \text{ м}^3/\text{сут.}$, $\text{H}_2\text{O} = 20 \%$. ГТМ не проводились, что позволяет обоснованно сравнивать величины k_r . Интервал, разделяющий во времени исследования друг от друга, равен шести месяцам.

Соответственно, для второго случая: $Q = 110 \text{ м}^3/\text{сут.}$; $L = 435,87 \text{ м}$; $H = 8 \text{ м}$; $z = 4 \text{ м}$; $K_{п1} = 0,148$; $K_{п2} = 0,76$; $\text{ЭХЗ} = 0,993$; $\% \text{ H}_2\text{O} = 0,0 \%$. Коэффициент $(K)^n$ определен величиной $0,666, (\text{м}^2/\text{сут.})^n$.

Для кондиционной КВД: $\text{ЭХЗ} = 0,959$; $Q = 90 \text{ м}^3/\text{сут.}$, $\% \text{ H}_2\text{O} = 1,0 \%$, ГТМ не было. Временной промежуток между моментами записи кривых давления оценивается одним годом.

Результаты вычислений приведены в таблице.

**Результаты сопоставления значений эффективной
радиальной проницаемости**

Вид осложнения КВД	Варианты оценки k_r , 10^{-3} мкм ²	Априорно заданное k_r , 10^{-3} мкм ²	k_r по КВД при априорно заданном значении k_r , 10^{-3} мкм ²	k_r по базовой КВД, 10^{-3} мкм ²
Недостаточное время исследования	Модель 1- 2,0 Модель 2- 8,7	5,34	5,3	4,5
«Зашумленность» замеров $P_{заб}$	Модель 1-20,0 Модель 2-65,5 Модель 3-83,0	33,57	30,0	27,8

Из данных таблицы следует, что полученные с помощью используемого метода априорные значения k_r дают основание аргументированно рассматривать их в статусе начальных приближений анализируемой характеристики.

Выводы

- Метод дает возможность упростить процесс интерпретации искаженных кривых восстановления (стабилизации, падения) давления посредством априорного задания прогнозных величин k_r в статусе начальных приближений перед началом обработки КВД (КСД, КПД), что существенно облегчает поиск достоверных значений k_r при решении обратной задачи оценки параметров пласта по его отклику на изменение стационарного состояния.
- Разработанный метод может быть использован и для других продуктивных объектов, но с учетом их геолого-промысловой специфики.

Список источников

1. Косков, Б. В. Определение гидродинамических параметров продуктивных пластов на основе комплексной интерпретации промыслово-геофизических данных : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка горючих ископаемых» диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Косков, Борис Владимирович. – Пермь, 2016. – 121 с. – Текст : непосредственный.
2. Черепанов, С. С. Исследование и совершенствование методов оценки трещиноватости карбонатных коллекторов (на примере турне-фаменских отложений Соликамской депрессии) : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка горючих ископаемых» диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Черепанов, Сергей Сергеевич; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь, 2016. – 111 с. . – Текст : непосредственный.

3. Integrating Permeabilities from NMR, Formation Tester, Well Test and Core Data / S. Haddad, M. Cribbs, R. Sagar [et al.]. – Text : direct // Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 30 September – 3 October. – 2001. – P. SPE 17722.
4. Ahmed, A. R. Comparison of Core/Log and Well Test Permeabilities — A Closer Look "Sawan Tight Sands" / A. R. Ahmed, M. Ahmad, A. U. Rehman. – DOI 10.2118/142836-MS. – Text : direct // SPE/PAPG Annual Technical Conference, Islamabad, Pakistan, November 2010. SPE-14836-MS.
5. Эрлагер, Р. М. Гидродинамические методы исследования скважин / Р. М. Эрлагер. – Москва : Институт компьютерных исследований, 2006. – 512 с. – Текст : непосредственный.
6. Основы испытания пластов / Москва – Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2012. – 432 с. – Текст : непосредственный.
7. Крыганов, П. В. Методы повышения достоверности результатов гидродинамических исследований нефтяных пластов и скважин : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Павел Викторович Крыганов. – Москва, 2012. – 29 с. – Место защиты: Всерос. нефтегазовый науч.-исслед. ин-т им. А.П. Крылова. – Текст : непосредственный.
8. Королев, К. Б. Рациональный подход к проведению гидродинамических исследований скважин / К. Б. Королев, Т. Н. Силкина. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 12. – С. 12–14.
9. Федоров, В. Н. Подходы к оценке качества и достоверности результатов гидродинамических исследований скважин в условиях аутсорсинга / В. Н. Федоров, В. М. Мешков. – DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art8. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2022. – № 2(37). – С. 112–125.
10. Козубовский, А. Г. Использование обобщенной функции желательности Харрингтона для оценки качества гидродинамических исследований скважин / А. Г. Козубовский, А. Д. Ефимов, Т. В. Кузьмина. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 9. – С. 27–30.
11. Горбунов, А. Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений / А. Т. Горбунов. – Москва : Недра, 1981. – 237 с. – Текст : непосредственный.
12. Добрынин, В. М. Необратимое снижение проницаемости полимиктовых песчаников Самотлорского месторождения / В. М. Добрынин, В. Б. Мулин, Б. Н. Куликов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1973. – № 10. – С. 34–37.
13. Дияшев, Р. Н. Фильтрация жидкости в деформируемых нефтяных пластах / Р. Н. Дияшев, А. В. Костерин, Э. В. Скворцов. – Казань : Изд-во Казанского математического общества, 1999. – 238 с. – Текст : непосредственный.
14. Исследование влияния пластового давления на проницаемость поровых коллекторов (на примере месторождений Пермского края) / Е. В. Кожевников, М. С. Турбаков, Е. П. Рябоконт [и др.]. – DOI 10.15593/2712-8008/2024/2/5. – Текст : непосредственный // Недропользование. – 2024. – Т. 24, № 2. – С. 78–85.
15. Попов, С. Н. Влияние деформаций терригенного коллектора в процессе снижения забойного и пластового давления на изменение проницаемости и продуктивности скважины / С. Н. Попов, С. Е. Чернышов, Е. А. Гладких. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета: Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № (9). – С. 148–157.
16. Плиткина, Ю. А. Повышение эффективности системы поддержания пластового давления в низкопроницаемых неоднородных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами / Ю. А. Плиткина. – DOI 10.31660/0445-0108-2021-3-63-78. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2021. – № 3. – С. 63–78.

17. Козубовский, А. Г. Исследование влияния процесса разработки залежи на продуктивность скважин / А. Г. Козубовский, Т. В. Кузьмина. – DOI 10.51890/2587-7399-2022-7-2-32-40. – Текст : непосредственный // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2022. – Т. 7, № 2(24). – С. 32–40.

18. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи : учебное пособие для вузов / И. Т. Мищенко, В. А. Сахаров, В. Г. Грон, Г. И. Богомольный. – Москва : Недра, 1984. – 272 с. – Текст : непосредственный

References

1. Koskov, B. V. (2016). *Opređenje gidrodinamičeskikh parametrov produktivnykh plastov na osnove kompleksnoy interpretatsii promyslovo-geofizicheskikh dannykh*. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Perm', 121 p. (In Russian).

2. Cherepanov, S. S. (2016). *Issledovanie i sovershenstvovanie metodov ocenki treshchinovatosti karbonatnykh kollektorov (na primere turne-famenskih otlozhenij Solikamskoj depressii)*. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Perm', 111 p. (In Russian).

3. Haddad, S., Cribbs, M., Sagar, R., Tang, Y., Viro, E., & Castelijn, K. (2001). Integrating Permeabilities from NMR, Formation Tester, Well Test and Core Data. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? pp. SPE-71722. (In English).

4. Ahmed, A. R., Ahmad, M., & Rehman, A. U. (2010). Comparison of Core/Log and Well Test Permeabilities-A Closer Look" Sawan Tight Sands". In SPE/PAPG Pakistan Section Annual Technical Conference, pp. SPE-142836. SPE. (In English). DOI 10.2118/142836-MS

5. Erlager, R. M. (2006). *Hydrodynamic Methods for Well Investigation*. Moscow, Institute of Computer Research, 512 p. (In Russian).

6. *Fundamentals of Reservoir Testing* (2012). Moscow – Izhevsk, Institute of Computer Research Publ., 432 p. (In Russian).

7. Kryganov, P. V. (2012). *Metody povysheniya dostovernosti rezul'tatov gidrodi-namicheskikh issledovaniy neftyanyh plastov i skvazhin*. Avtoref. diss. ... kand. tekhn. nauk. Moscow, 29 p. (In Russian).

8. Korolev, K. B., & Silkina, T. N. (2008). Rational Approach to Conducting Hydrodynamic Studies of Wells // *Oil Industry*,(12), pp. 12–14. (In Russian).

9. Fedorov, V. N., & Meshkov, V. M. (2022). Approaches to assessing the quality and reliability of the results of hydrodynamic well testing in outsourcing conditions // *Actual Problems in Oil and Gas*, 2(37), pp. 112-125. DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art8. (In Russian).

10. Kozubovsky, A. G., Efimov, A. D., & Kuzmina, T. V. (2015). Application of hurringtons' generalized desirability function to assess the quality of wells hydrodynamic survey. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (9), pp. 27-30. (In Russian).

11. Gorbunov, A. T. (1981). *Development of Abnormal Oil Fields*. Moscow, Nedra Publ., 237 p. (In Russian).

12. Dobrynin, V. M., Mulin, V. B., & Kulikov, B. N. (1973). Irreversible Reduction in Permeability of Polymictic Sandstones at the Samotlor Field // *Oil Industry*, (10), pp. 34-37. (In Russian).

13. Diyashev, R. N., Kosterin, A. V., & Skvortsov, E. V. (1999). *Fluid Flow in Deformable Oil Reservoirs*. Kazan, Publishing House of Kazan Mathematical Society Publ., 238 p. (In Russian).

14. Kozhevnikov, E. V., Turbakov, M. S., Ryabokon, E. P., Gladkih, E. A., Guzev, M. A., & Chengzhi, Qi. (2024). Investigating the influence of reservoir pressure on porous media permeability: a case study of fields in the Perm region. *Nedropol'zovanie*, 24(2), pp. 78-85. (In Russian). DOI: 10.15593/2712-8008/2024/2/5

15. Popov, S. N., Chernyshev, S. E., & Gladkih, E. A. (2022). Influence of Deformations in a Terrigenous Reservoir During Bottomhole and Formation Pressure Decline on Changes in Permeability and Well Productivity. Proceedings of Tomsk Polytechnic University: Engineering Georesources, 333(9), pp.148-157. (In Russian).
16. Plitkina, Yu. A. (2021). Efficiency of reservoir pressure maintenance system in low-permeable heterogeneous reservoirs. Oil and Gas Studies, (3), pp. 63-78. (In Russian). DOI 10.31660/0445-0108-2021-3-63-78
17. Kozubovsky, A. G., & Kuzmina, T. V. (2022). The Impact of Development of reservoir Processes on Well Productivity // PRONEFT. Professional about Oil, 7(2(24)), pp. 32-40. (In Russian). DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-2-32-40
18. Mishchenko, I. T., Sakharov, V. A., Gron, V. G., Bogomolny, G. I. (1984). Collection of Problems in Oil Production Technology and Engineering: Textbook for Higher Education Institutions. Moscow, Nedra Publ., 272 p. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Кузьмина Татьяна Валерьевна, главный специалист отдела гидродинамических исследований скважин, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, Tatyana.Kuzmina2@lukoil.com

Козубовский Александр Геннадьевич, руководитель группы НИР, ЗАО НПО «ИнТЭК», г. Тюмень

Сохошко Сергей Константинович, доктор технических наук, профессор, профессор высшей категории кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Савастин Михаил Юрьевич, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Tat'yana V. Kuzmina, Chief Specialist of Department of Hydrodynamic Research of Wells, Branch of LLC LUKOIL-Engineering KogalymNIPIneft in Tyumen, Tyumen, Tatyana.Kuzmina2@lukoil.com

Aleksandr .G. Kozubovsky, Head of Research Group, InTEK CJSC, Tyumen

Sergey K. Sokhoshko, Doctor of Engineering, Professor, Professor of the Highest Category at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Field, Industrial University of Tyumen

Mikhail Yu. Savastin, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Field, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 10.09.2025; одобрена после рецензирования 30.09.2025; принята к публикации 01.10.2025.

The article was submitted 10.09.2025; approved after reviewing 30.09.2025; accepted for publication 01.10.2025.

Научная статья / Original research article
УДК 622.276
DOI:10.31660/0445-0108-2025-5-89-99
EDN: GEOGWJ



Моделирование влияния вязкости нефти на циклическое заводнение нефтяных пластов

И. Г. Телегин

Тюменский индустриальный университет, Тюмень
teleginig@tyuiu.ru

Аннотация. Уменьшение запасов маловязких нефтей и нефтей с незначительной вязкостью вынуждает недропользователей активнее развивать добычу высоковязких нефтей и нефтей повышенной вязкости. Однако традиционное стационарное заводнение для залежей с такими нефтями не всегда эффективно. В связи с этим возникает задача поиска дешевых и эффективных методов увеличения нефтеотдачи этих пластов. Метод циклического заводнения характеризуется двумя основными преимуществами: почти нулевая стоимость реализации и простота внедрения. Начиная с конца 1950-х он широко применяется на нефтяных месторождениях мира, в частности, в ряде регионов России (Западной Сибири, Республике Татарстан, Самарской области, Пермском Крае), Китае, США, Чехии.

В статье изучается эффективность применения двух вариантов циклического заводнения для разработки залежей нефтей разной вязкости.

Цель — изучение влияния вязкости нефти на распределение нефтенасыщенности в нефтяном пласте и на эффективность циклического заводнения.

Итогом исследования выступает анализ влияния вязкости нефти на варианты разработки двумерной синтетической модели пласта. Полученные результаты необходимо учитывать при выборе участков для реализации циклического заводнения уже на конкретных месторождениях.

В работе показано, что комбинация циклического заводнения нагнетательными скважинами и периодический форсированный отбор жидкости добывающими скважинами является самой эффективной модификацией циклического заводнения. Такая модификация позволяет эффективно разрабатывать залежи нефти повышенной вязкости.

Ключевые слова: циклическое заводнение, нефтенасыщенность, вязкость нефти, асинхронное циклическое заводнение, стационарное заводнение, капиллярное удержание воды

Для цитирования: Телегин, И. Г. Моделирование влияния вязкости нефти на циклическое заводнение нефтяных пластов / И. Г. Телегин // DOI 10.31660/0445-0108-2025-5-89-99 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 5. – С. 89–99. – EDN: GEOGWJ

Modeling of the effect of oil viscosity on cyclic flooding of oil reservoirs

Igor G. Telegin

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

Abstract. The depletion of low-viscosity and light oils forces producers to increase the development of heavy and highly viscous oils. However, traditional steady waterflooding often prove ineffective for reservoirs containing such oils. Therefore, there is a need to find inexpensive and effi-

cient methods to improve oil recovery from these reservoirs. Cyclic waterflooding method has two main benefits: almost zero implementation cost and ease of application. This method has been widely utilized since the late 1950s in oil fields globally, including regions in Russia (Western Siberia, the Republic of Tatarstan, the Samara region, and Perm Territory), China, the United States, and the Czech Republic.

This study examines the effectiveness of two variants of cyclic waterflooding for developing reservoirs with oils of different viscosities.

The aim of this paper is to understand how oil viscosity affects oil saturation distribution within the reservoir and the overall efficiency of cyclic waterflooding.

The results of the study include an analysis of oil viscosity effects on development strategies for a two-dimensional synthetic reservoir model. These results are crucial for selecting suitable sites for cyclic waterflooding in specific oil fields.

The study shows that combining cyclic water injection with injection wells and periodic forced liquid withdrawal from production wells is the most effective modification of cyclic waterflooding. This modification facilitates the efficient development of reservoirs containing highly viscous oil.

Keywords: cyclic water flooding, oil saturation, oil viscosity, asynchronous cyclic flooding, stationary water flooding, capillary water retention

For citation: Telegin, I. G. (2025) Modeling of the effect of oil viscosity on cyclic flooding of oil reservoirs. Oil and Gas Studies, (5), pp. 89-99. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-5-89-99

Введение

Метод циклического заводнения (ЦЗ) относится к гидродинамическим методам увеличения нефтеотдачи. ЦЗ впервые было описано в работе [1] и позднее активно исследовалось в трудах [2–7]. Метод ЦЗ реализуется через периодическую смену режимов работы скважин. Эти смены режимов приводят к изменениям давления в нефтяном пласте. При повышении давления в нефтяном пласте появляются вертикальные перетоки флюидов из высокопроницаемого (ВП) слоя в низкопроницаемый (НП) нефтяной слой. При понижении давления возникают вертикальные перетоки из НП слоя в ВП слой. Цель статьи — моделирование влияния вязкости на структуру решений водонасыщенности в двухфазной модели двухслойного пласта при использовании циклического заводнения и повышение эффективности ЦЗ для пластов с нефтью разной вязкости.

Создание гидродинамической модели

Для моделирования создадим модель пласта mdl_2D, состоящую из следующих слоев:

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

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

3) ВП слой, толщиной 10 м, горизонтальная проницаемость $K_1 = 1,48035 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$, вертикальная проницаемость $K_{1,\text{верт}} = 5,9214 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$, глубина залегания 2010,5–2020,5 м.

Пористость пласта возьмем равной 0,2 д. ед., глубину кровли пласта — 2 000 м, сжимаемость скелета породы — $5 \cdot 10^{-11} \text{ Па}^{-1}$, начальную водонасыщенность — $S_w = 0,2$ д. ед., начальную нефтенасыщенность — $S_o = 1 - S_w = 0,8$ д. ед., начальное пластовое давление — 20 МПа. Низкопроницаемый слой и глинистая перемычка не вскрывались, чтобы минимизировать горизонтальные перетоки в НП слое согласно работе [8]: «При различии проницаемостей двух пропластков, разделенных глинистой перемычкой, в 5 и более раз, вода практически не поступает в низкопроницаемый пропласток, в результате чего нефть остается не вовлеченной в разработку». Будем использовать следующие функции относительных фазовых проницаемостей для воды k_w , нефти k_o от водонасыщенности S_w :

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

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

Зададим параметры флюидов в таблице 1.

Таблица 1

Параметры флюидов модели mdl_2D

Параметр	Значение
Вязкость воды, мПа*с	1
Сжимаемость воды, 1/Па	$5 \cdot 10^{-10}$
Объемный коэффициент воды, д. ед.	1,01
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м ³	1 000
Объемный коэффициент нефти, д. ед.	1,1
Сжимаемость нефти, 1/Па	$1,5 \cdot 10^{-9}$
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	950

Для лучшего понимания особенностей поведения решения водонасыщенности S_w модель mdl_2D была выбрана двумерной в плоскости OXZ. В левом конце пласта ($x = 0$) была размещена нагнетательная скважина NAG (с максимальным давлением нагнетания 45 МПа и приемистостью 10,5 м³/сут.), а в правом конце ($x = 500$ м) — добывающая скважина DOB (минимальное забойное давление 5 МПа и дебитом 10 м³/сут.). Расчетная сетка модели выбиралась так, чтобы влияние погрешности аппроксимации было существенно меньше решения S_w . Для этого размеры ячеек сетки бы-

ли взяты равными соответственно по осям OX, OY, OZ: 5,0 x 10,0 x 0,2 м (для глинистой перемычки высота ячеек была взята равной 0,1 м). При моделировании применялся симулятор «tНавигатор» [9].

В статье рассмотрим две модификации ЦЗ.

1 модификация. ЦЗ только нагнетательными скважинами (нагнетательное ЦЗ) состоит из полуциклов:

- полуцикл остановки скважины NAG на один месяц (30 дней). Давление снижается быстрее в ВП слое и появляется вертикальный переток флюидов из НП слоя в ВП слой;

- полуцикл форсирования работы скважины NAG на один месяц, с приемистостью 20,5 м³/сут. В это время давление растет быстрее в ВП слое и появляется вертикальный переток из ВП слоя в НП слой.

2 модификация. Асинхронное ЦЗ:

- первый полуцикл (15 суток) — нагнетательная скважина работает с повышенной приемистостью 20,5 м³/сут., а добывающая скважина отключена;

- второй полуцикл (15 суток) — нагнетательная скважина NAG в простое, а добывающая скважина DOB работает с повышенным дебитом жидкости 20 м³/сут.

Для кодификации расчетных вариантов введем систему обозначений **Буква_Число_буква**, где **Буква** — это вязкость нефти или название серии расчетов:

- А – 1 сПуаз (нефть незначительной вязкости[10]);
- В – 6 сПуаз (маловязкая нефть);
- С – 11 сПуаз (нефть повышенной вязкости);

число — обозначение стадии разработки, когда было начато циклическое воздействие. Варианты с номером 0 — это базовые варианты, в которых проводился расчет до достижения минимальной среднемесячной добычи нефти 15 м³ без циклического воздействия. В вариантах под номером 3 ЦЗ использовалось на стадии падения добычи нефти (то есть на третьей стадии разработки) с 21 месяца от начала разработки и вплоть до достижения минимальной среднемесячной добычи нефти 15 м³. В вариантах под номером 4 ЦЗ использовалось при достижении достижений минимальной среднемесячной добычи нефти 15 м³, то есть на последней (четвертой) стадии разработки. Обозначение «**буква**» — это модификация ЦЗ: «н» — ЦЗ только нагнетательными скважинами, «а» — асинхронное ЦЗ.

ЦЗ только нагнетательными скважинами

В таблице 2 приведены результаты расчетов модели mdl_2D. Введены обозначения: Т — срок разработки, месяцев; Т_{цз} — длительность ЦЗ, месяцев; μ_0 — вязкость нефти, мПа*с; Q₀ — накопленная добыча нефти, м³; КИН — коэффициент извлечения нефти, д. ед.;

ΔQ_o — рост добычи нефти по сравнению с базовым вариантом (вариант той же серии под номером 1), %.

Таблица 2

Результаты расчета вариантов ЦЗ только нагнетательными скважинами

	Вариант стационарного заводнения			Вариант циклического заводнения					
	A0	B0	C0	A3н	B3н	C3н	A4н	B4н	C4н
T	47	61	80	90	92	98	91	71	88
T _{цз}	–	–	–	70	72	78	45	11	9
μ_o	1	6	11	1	6	11	1	6	11
Q _o	6 494	5 680	5 335	7 340	6 390	5 904	7 293	5 840	5 462
КИН	0,436	0,381	0,358	0,492	0,429	0,396	0,489	0,392	0,366
ΔQ_o	–	–	–	13,0	12,5	10,7	12,3	2,8	2,4

Из таблицы 2 видно, что в вариантах А3н, В3н, С3н и А4н ЦЗ высокоэффективно (рост добычи нефти на 10,7–13,0 %). Такая эффективность объясняется очень благоприятными условиями проведения ЦЗ: большие перепады давления, создаваемые циклической закачкой, большая площадь контакта между разнопроницаемыми слоями. Анализ таблицы 2 показывает, что эффективность ЦЗ снижается при увеличении вязкости нефти (рис. 1).

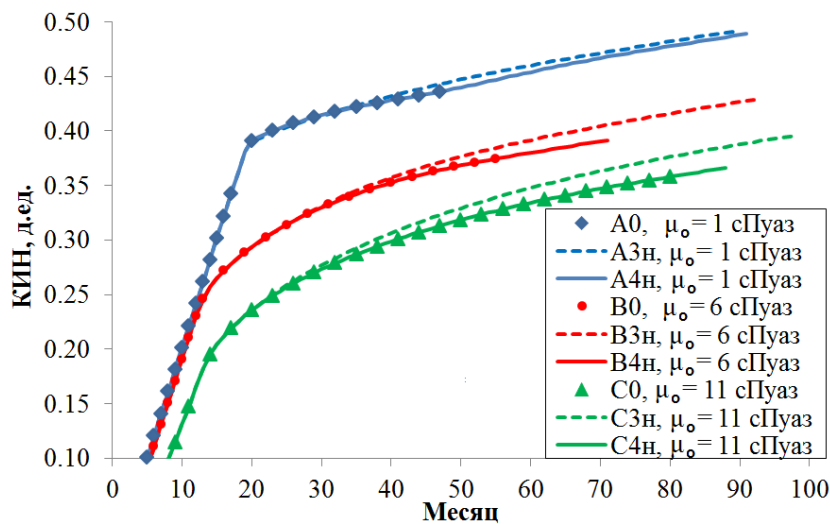


Рис. 1. Графики изменения величины КИН разных вариантов

Это хорошо известное явление [3] и объясняется оно несколькими причинами:

- 1) проводимость для нефти через глинистую перемычку при росте μ_o снижается, что ведет к затруднению флюидообмена;
- 2) рост вязкости нефти μ_o ведет к снижению скорости противоточной капиллярной пропитки [11–12], что препятствует капиллярному удержанию воды в НП слое;
- 3) степень вытеснения нефти в ВП слое с увеличением вязкости нефти уменьшается, и поэтому вблизи глинистой перемычки в высокопроницаемом слое образуется переходная зона вода — нефть (рис. 2). В полцикле увеличения закачки именно эта смесь мигрирует в НП слой и возвращается обратно в ВП слой в полцикле снижения давления.

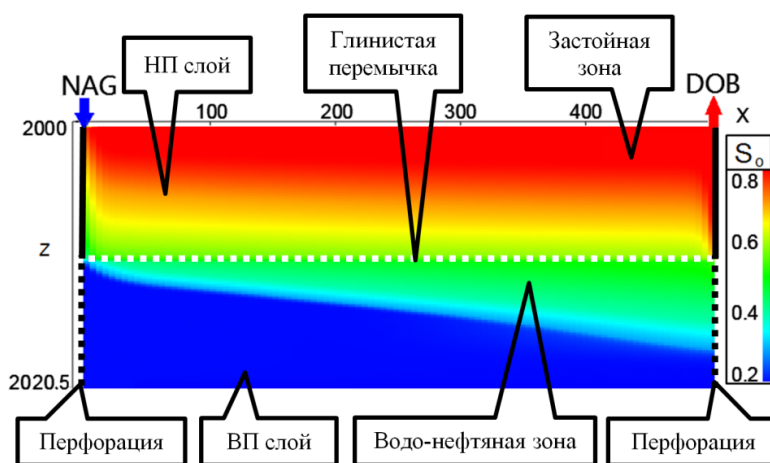


Рис. 2. Распределение нефтенасыщенности S_o в варианте С4н

Из рисунка 1 и таблицы 2 следует, что варианты под номером 3 эффективнее, чем варианты под номером 4. Это объясняется более длительным применением ЦЗ в вариантах с номером 3.

При использовании ЦЗ графики дебитов нефти осциллируют, поэтому на рисунке 3 для вариантов с номерами 3 и 4 приведены графики усредненной месячной добычи нефти q_y , вычисленные по формуле

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

где i — порядковый номер месяца, $q_{o,i}$ — исходная добыча нефти за месяц.

Для вариантов с номерами 0 усреднения не проводились.

На рисунке показана месячная добыча меньше 100 м^3 . Видно, что в варианте А4н формируется заметный локальный максимум добычи. С увеличением вязкости нефти локальные максимумы уменьшаются и уже в варианте В4н (то есть при $\mu_o = 6 \text{ сПуаз}$) максимум графически почти неразличим.

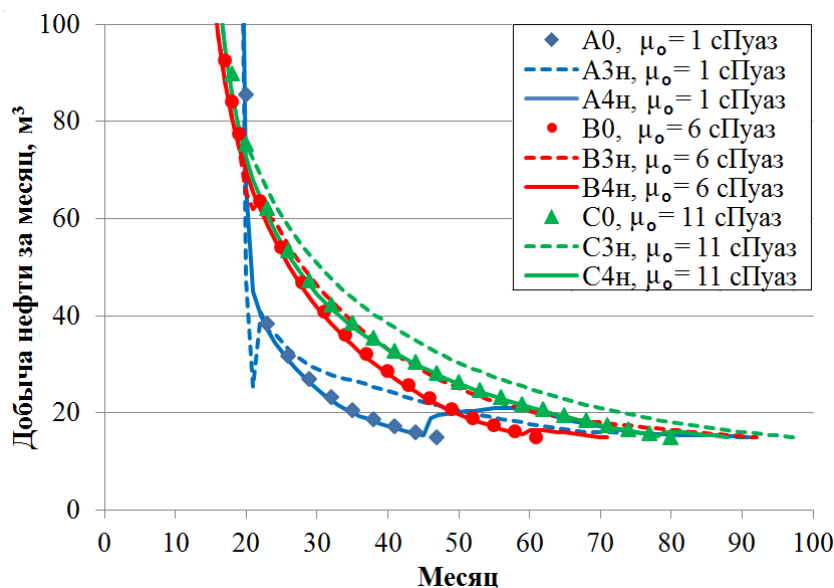


Рис. 3. Графики помесечной добычи нефти серий А, В, С. Варианты циклического заводнения только нагнетательными скважинами

В то же время в вариантах под номером 3 графики после начала ЦЗ ведут себя иначе. В этих вариантах могут наблюдаться осцилляции после начала ЦЗ, а далее скорость уменьшения помесечной добычи нефти ниже, чем в базовых вариантах без ЦЗ. Рисунки 1 и 3 и данные таблицы 2 иллюстрируют, что ЦЗ позволяет заметно продлить рентабельный период разработки нефтяной залежи.

Циклическое заводнение асинхронной работой скважин

В таблице 3 приведены результаты расчетов модели mdl_2D с асинхронным циклическим заводнением. Сравнивая результаты расчетов асинхронного ЦЗ в таблице 3 с результатами нагнетательного ЦЗ (табл. 2), можно видеть:

- асинхронное ЦЗ существенно эффективнее нагнетательного ЦЗ, максимальная дополнительная добыча нефти выросла с 13,0 до 26,4 %. Причина такой высокой эффективности в том, что асинхронное ЦЗ позволило создать значительные перепады давления не только в окрестности нагнетательной скважины, но и в окрестности добывающей скважины;
- асинхронное ЦЗ дает возможность эффективно вырабатывать застойные зоны при повышенной вязкости нефти, как показывает рисунок 4 (вариант с $\mu_0 = 11$ мПа*с);
- применение асинхронного ЦЗ ведет к продлению рентабельной разработки месторождения.

Результаты расчета вариантов асинхронного ЦЗ

	Вариант стационарного заводнения			Вариант циклического заводнения					
	A0	B0	C0	A3a	B3a	C3a	A4a	B4a	C4a
T	47	61	80	121	108	113	128	132	106
$T_{цз}$	–	–	–	101	88	93	82	72	27
μ_o	1	6	11	1	6	11	1	6	11
Q_o	6 494	5 680	5 335	8 211	6 832	6 291	8 204	6 862	5 769
КИН	0,436	0,381	0,358	0,551	0,458	0,422	0,550	0,460	0,387
ΔQ_o	–	–	–	26,4	20,3	17,9	26,3	20,8	8,1

На рисунке 4 приведена выкопировка распределения нефтенасыщенности S_o в варианте С3а на конец разработки. Сравнение рисунков 2 и 4 дает понять, что асинхронная работа скважин позволила вырабатывать застойную нефть в окрестности добывающей скважины. Например, в варианте С4н (рис. 2) на конец разработки присутствует большая застойная зона с нефтенасыщенностью, равной начальной 0,8, а в варианте С3а размер застойной зоны существенно меньше.

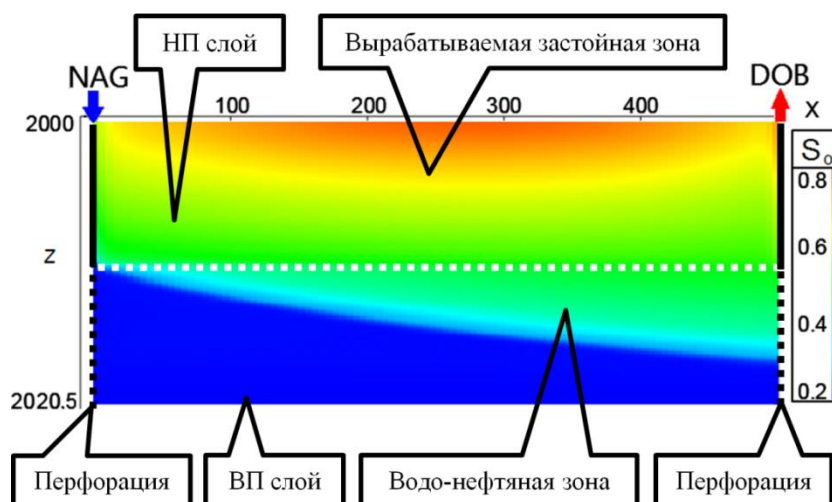


Рис. 4. Нефтенасыщенность S_o в варианте С4а на конец разработки

На рисунке 5 выведены в графики КИН для вариантов с асинхронным ЦЗ. Если сравнить его с данными рисунка 1, то можно увидеть, что асинхронное ЦЗ эффективнее и дает наибольшую продолжительность рентабельной эксплуатации месторождения. Графики месячной добычи нефти (меньше 100 м³/месяц) отображены на рисунке 6. Рисунок показывает, что при асинхронном ЦЗ во всех трех сериях А, В и С формируются

максимумы дебитов после начала ЦЗ, с ростом вязкости нефти величины максимумов уменьшаются.

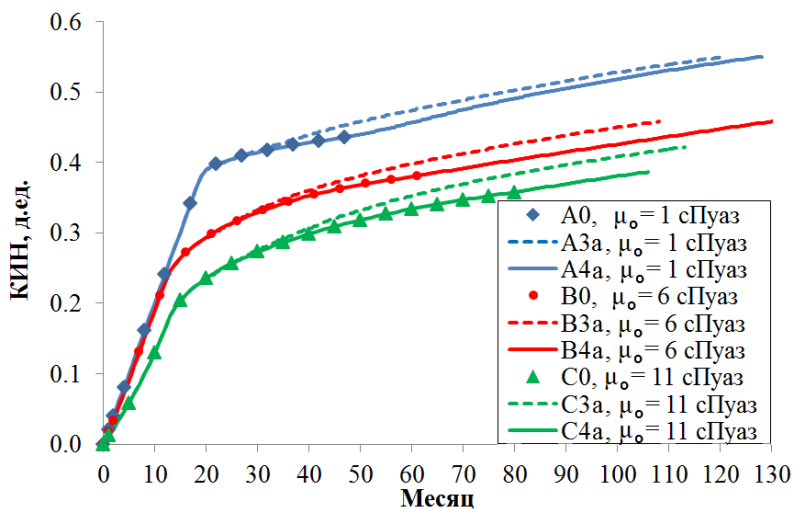


Рис. 5. Графики КИН в вариантах асинхронного ЦЗ

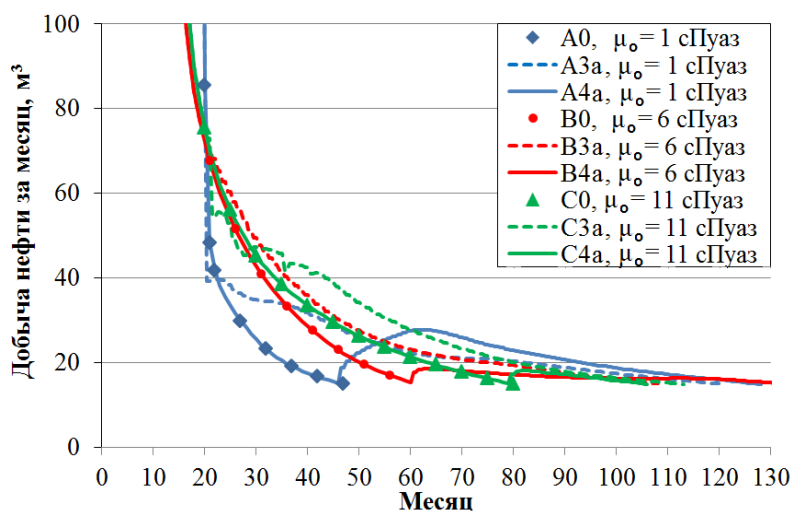


Рис. 6. Графики месячной добычи нефти, асинхронное ЦЗ

Выводы

Проведенные численные эксперименты показали, что с увеличением вязкости нефти эффективность использования ЦЗ снижается. Для ее увеличения рекомендуется: внедрение циклического заводнения на третьей стадии разработки, а также сочетание асинхронной работы добывающих и нагнетательных скважин. Такой метод сложнее в реализации, но он фактически является объединением форсированного отбора жидкости и ЦЗ.

Список источников

1. Сургучёв, М. Л. Об увеличении нефтеотдачи неоднородных пластов / М. Л. Сургучев. – Текст : непосредственный // Труды ВНИИ. – 1959. – Вып. 19. – С. 102–110.
2. А.с. 193402. Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/18. Способ разработки нефтяных месторождений : № 1011799 : опубл. 1967/ А. А. Боксерман, А. И. Губанов, Ю. П. Желтов, А. А. Кочешков, В. Г. Оганджянц, М. Л. Сургучев : заявитель ВНИИ. – Текст : непосредственный.
3. Цынкова, О. Э. Постановка двухмерной задачи о периодическом заводнении нефтяного пласта / О. Э. Цынкова. – Текст: непосредственный // Труды ВНИИ. – Вып. 68. – Москва : Недра, 1979. – С. 3–65.
4. Владимиров, И. В. Нестационарные технологии нефтедобычи (этапы развития, современное состояние и перспективы) / И. В. Владимиров. – Москва : ВНИИОЭНГ, 2004. – 216 с. – Текст : непосредственный.
5. Крянев, Д. Ю. Нестационарное заводнение. Методика критериальной оценки выбора участков воздействия / Д. Ю. Крянев. – Москва: Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт, 2008. – 208 с. – Текст : непосредственный.
6. Владимиров, И. В. Комплексная технология теплового нестационарного заводнения, предусматривающая периодическую эксплуатацию добывающих скважин / И. В. Владимиров, Э. М. Велиев, Э. М. Альмухаметова. – Текст : непосредственный // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов, 2015. – Вып. 2 (100). – С. 79–90.
7. Вафин, Т. Р. Исследование выработки запасов нефти при циклическом и стационарном водогазовом воздействии на пласт / Т. Р. Вафин. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело, 2015. – № 12. – С. 17–20.
8. Химия и химическая технология. Справочник химика. – URL: <https://www.chem21.info/page/142099166237216052154184149037175236013009003133/>(дата обращения : 20.04.2024). – Текст : электронный.
9. tNavigator 18.2 симулятор: справочное руководство. – Москва : RFD, 2018. – 2524 с. – Текст : непосредственный.
10. Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477: распоряжение Минприроды России от 01.02.2016 № 3-р (ред. от 19.04.2018). – Текст : электронный // Кодификация РФ действующее законодательство Российской Федерации. – URL: <https://rulaws.ru/acts/Rasporyazhenie-Minprirody-Rossii-ot-01.02.2016-N-3-r> (дата обращения : 20.01.2025).
11. Рыжик, В. М. О капиллярной пропитке нефтеносного гидрофильного пласта / В. М. Рыжик. – Текст : непосредственный // Изв. АН СССР, ОТН «Механика и машиностроение», 1960. – № 2. – С. 149–151.
12. Бочаров, О. Б. Численное моделирование термокапиллярной противоточной пропитки / О. Б. Бочаров, И. Г. Телегин. – Текст : непосредственный // Теплофизика и Аэромеханика. – 2005. – Т. 12, № 3. – С. 433–444.

References

1. Surguchev, M. L. (1959). Ob uvelichenii nefteotdachi neodnorodnykh plastov. Trudy VNI. Vyp. 19, pp. 102-110. (In Russian).
2. A.s. 193402. Rossiyskaya federatsiya, MPK E 21 B 43/18. Sposob razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy : № 1011799 : opubl. 1967/ A. A. Bokserman, A. I. Gubanov, Yu. P. Zheltov, A. A. Kocheshkov, V. G. Ogandzhanyants, M. L. Surguchev : zayavitel' VNI. (In Russian).

3. Tsynkova, O. E. (1979). Postanovka dvukhmernoy zadachi o periodicheskom za-vodnenii nefryanogo plasta. Trudy VNII. Vyp. 68. Moscow, Nedra Publ., pp. 3-65. (In Russian).
4. Vladimirov, I. V. (2004). Nestatsionarnye tekhnologii nefte dobychi (etapy razvitiya, sovremennoe sostoyanie i perspektivy). Moscow, VNIIOENG Publ., 216 p. (In Russian).
5. Kryanev, D. Yu. (2008). Nestatsionarnoe zavodnenie. Metodika kriterial'noy otsenki vybora uchastkov vozdeystviya. Moscow, Vserossiyskiy neftegazovyy nauchno-issledovatel'skiy institute Publ., 208 p. (In Russian).
6. Vladimirov, I. V., Veliev, E. M. & Al'mukhametova E. M. (2015). Kompleksnaya tekhnologiya teplovogo nestatsionarnogo zavodneniya, predusmatrivayushchaya periodicheskuyu ekspluatatsiyu dobyvayushchikh skvazhin. Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov, 2 (100), pp. 79-90. (In Russian).
7. Vafin, T. R. (2015). Issledovanie vyrabotki zapasov nefi pri tsikli-cheskom i statsionarnom vodogazovom vozdeystvii na plast. Neftepromyslovoe delo, (12), pp. 17-20. (In Russian).
8. Khimiya i khimicheskaya tekhnologiya. Spravochnik khimika. (In Russian). Available at: <https://www.chem21.info/page/142099166237216052154184149037175236013009003133/>
9. tNavigator 18.2 simulyator: spravochnoe rukovodstvo. (2018). Moscow, RFD Publ., 2524 p. (In Russian).
10. Ob utverzhdenii metodicheskikh rekomendatsiy po primeneniyu Klassifikatsii zapasov i resursov nefi i goryuchikh gazov, utverzhdennoy prikazom Ministerstva prirodnykh resursov i ekologii Rossiyskoy Federatsii ot 01.11.2013 № 477: rasporyazhenie Minprirody Rossii ot 01.02.2016 № 3-r (red. ot 19.04.2018). Kodifikatsiya RF deystvuyushchee zakonodatel'stvo Rossiyskoy Federatsii. – (In Russian). Available at : <https://rulaws.ru/acts/Rasporyazhenie-Minprirody-Rossii-ot-01.02.2016-N-3-r>
11. Ryzhik, V. M. (1960). O kapillyarnoy propitke neftenosnogo gidrofil'nogo plasta. Izv. AN SSSR, OTN «Mekhanika i mashinostroenie», (2), pp. 149-151. (In Russian)
12. Bocharov, O. B., & Telegin, I. G. (2005). Chislennoe modelirovanie termokapillyarnoy protivotochnoy propitki. Teplofizika i Aeromekhanika, 12(3), pp. 433-444. (In Russian).

Информация об авторе / Information about the author

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

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

Статья поступила в редакцию 10.02.2025; одобрена после рецензирования 20.02.2025; принята к публикации 31.03.2025.

The article was submitted 10.02.2025; approved after reviewing 20.02.2025; accepted for publication 31.03.2025.

Научная статья / Original research article
УДК 622.276
DOI:10.31660/0445-0108-2025-5-100-111
EDN: IACOSX



Результаты моделирования полимерного заводнения на примере модели объекта АВ₁₋₂ нефтяного месторождения К

В. Ю. Хорюшин¹, И. Г. Телегин², О. М. Ермилов³, С. Ф. Мулявин^{2*}

¹ООО «Меретояханефтегаз», Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

³ООО «Газпром добыча Надым», Москва, Россия

*muljavinsf@tyuiu.ru

Аннотация. Разработка нефтяных месторождений в настоящее время характеризуется почти полным исчерпанием запасов легкоизвлекаемой нефти и интенсивной разработкой запасов с осложненным геологическим строением пласта. В силу нестандартности геологического строения таких нефтяных пластов недропользователь при разработке сталкивается с рядом сложностей, которые не проявляются при добыче легкоизвлекаемой нефти. Ярким примером такого месторождения выступает месторождение К с нефтью незначительной вязкости, хорошо проницаемым терригенный поровым коллектором. Исходная информация, полученная при разведочном бурении и пробной эксплуатации, позволяла строить оптимистический прогноз по достижению коэффициента извлечения нефти 0,364. Однако особенности геологического строения не позволили добиться такой нефтеотдачи.

В этой статье изучаются возможные варианты повышения нефтеотдачи объекта АВ₁₋₂ нефтяного месторождения К.

Цель исследования — определить причины низкой нефтеотдачи на нефтяном месторождении К и разработать рекомендации по применению методов повышения нефтеотдачи для увеличения коэффициента извлечения нефти.

Авторами была создана синтетическая гидродинамическая модель нефтяного объекта АВ₁₋₂. Проведены многовариантные расчеты, благодаря которым была проанализирована структура нефтенасыщенности и выяснена причина низкой нефтеотдачи.

В работе рассмотрены 6 вариантов разработки объекта АВ₁₋₂: традиционное заводнение, циклическое заводнение нагнетательными скважинами, циклическое заводнение нагнетательными и добывающими скважинами и полимерное заводнение. Коэффициент извлечения нефти в этих вариантах был получен в пределах 0,238–0,265. Рекомендуется использовать сочетание циклического и полимерного заводнения.

Ключевые слова: циклическое заводнение, неоднородный нефтяной пласт, полимерное заводнение, синтетическая гидродинамическая модель, трещиновато-пористый коллектор, асинхронное циклическое заводнение

Для цитирования: Результаты моделирования полимерного заводнения на примере модели объекта АВ₁₋₂ нефтяного месторождения К. / В. Ю. Хорюшин, И. Г. Телегин, О. М. Ермилов, С. Ф. Мулявин // DOI 10.31660/0445-0108-2025-5-100-111 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 5. – С. 100–111. – EDN: IACOSX

Results of modeling polymer flooding using the example of the АВ₁₋₂ object model of the K oil field

Vadim Yu. Khoryushin¹, Igor G. Telegin², Oleg M. Yermilov³, Semyon F. Mulyavin^{2*}

¹Meretoyakhaneftegaz LLC, Tyumen,
²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
³Gazprom Dobycha Nadym LLC, Moscow
*muljavinsf@tyuiu.ru

Abstract. The almost complete depletion of easily recoverable oil reserves and intensive development of reserves with complex geological structures characterize the development of oil fields today. Due to the non-standard geological structure of such reservoirs, operators face multiple challenges that do not appear with the production of easily recoverable oil. A vivid example is oil field K, which contains low-viscosity oil and has a well-permeable terrigenous pore reservoir. Initial data obtained during exploratory drilling and trial production allowed optimistic forecasts of achieving an oil recovery factor (ORF) of 0.364. However, features of the geological structure hindered the achievement of this recovery target.

This paper studies explore potential strategies for increasing oil recovery in the AB₁₋₂ area of oil field K.

The aim of this paper is to identify reasons for the low oil recovery at oil field K and to develop recommendations for methods, which could enhance recovery and increase the oil recovery factor.

The authors created synthetic hydrodynamic model of the AB₁₋₂ oil object. They also performed multivariate calculations to analyze the structure of oil saturation and clarify the causes of low oil recovery.

The authors reviewed six development strategies for the AB₁₋₂ object model: traditional water flooding, cyclic water flooding with injection wells, cyclic water flooding with injection and production wells, and polymer flooding. The oil recovery factor values obtained in these scenarios ranged from 0,238 to 0,265. Based on the results of this study, the authors recommend to use a combination of cyclic and polymer flooding.

Keywords: cyclic flooding, heterogeneous oil reservoir, polymer flooding, synthetic hydrodynamic model, fractured-porous reservoir, asynchronous cyclic flooding

For citation: Khoryushin, V. Yu., Telegin, I. G., Ermilov, O. M., & Mulyavin, S. F. (2025). Results of modeling polymer flooding using the example of the AB₁₋₂ object model of the K oil field. Oil and Gas Studies, (5), pp. 100-111. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-5-100-111

Введение

В настоящее время при разработке нефтегазовых месторождений одним из основных прогнозных инструментов служит гидродинамическое моделирование — воспроизведение свойств продуктивного пласта с помощью фильтрационных моделей. На создание общих гидродинамических моделей (ОГДМ) тратятся значительные ресурсы и время. Эти модели — универсальный инструмент для решения задач:

- A. определение коэффициента извлечения нефти (КИН);
- B. локализация остаточных запасов углеводородов (УВ);
- C. прогнозирование результатов применения геолого-технических мероприятий (ГТМ).

В силу выполнения требования передачи максимально приближенно к геологическому строению пласта общие гидродинамические модели являются крайне громоздкими и трудозатратными. Результаты, полученные с помощью ОГДМ и опубликованные в работах, нереально повторить

в силу неполноты исходной информации. Сами ОГДМ — закрытая информация. Поэтому общие гидродинамические модели малопригодны для критического анализа. В связи с этим более перспективны относительно простые синтетические гидродинамические модели (СГДМ). Выпишем условия абстрактной СГДМ, которая строится по данным опубликованной работы (статье или отчету):

- 1) в СГДМ задаются осредненные параметры ГФХ исходной ОГДМ;
- 2) в СГДМ должны учитывать основные особенности геологического строения нефтегазового пласта;
- 3) поведение СГДМ должно примерно совпадать с поведением ОГДМ.

Объект и методы исследования

В работе [1] изучается разработка и применение методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов объекта АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения. Объект АВ₁₋₂ в границах месторождения включает в себя два пласта: АВ₁³ и АВ₂, характеризующиеся разными условиями осадконакоплений и разделенные глинистым разделом, невыдержанным по толщине. Сводка ГФХ по этому объекту приведена в таблице 1.

Таблица 1

Основные ГФХ пластов АВ₁³ и АВ₂, объект АВ₁₋₂

Параметр	АВ ₁ ³	АВ ₂	АВ ₁₋₂
Отложения	болотные	русловые и пойменные	
Тип коллектора	терригенный, поровый		
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	218 876	133 022	
Геологические запасы, тыс. т	80 623	65 756	146 379
Извлекаемые запасы, тыс. т	22 490	24 040	46 530
КИН, д. ед.	0,279	0,366	0,318
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	4,3	6,1	10,4
Коэффициент пористости, д. ед.	0,220	0,247	0,232
Коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.	0,47	0,57	0,51
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	48,1	310	165,8
Коэффициент песчаности, д. ед.	0,54	0,503	0,523
Коэффициент расчлененности, д. ед.	3,9	4,7	8,6
Начальная пластовая температура, °С	57,0	57,5	57,3
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	0,63		

Из таблицы 1 следует, что отношение проницаемостей пластов АВ₂ и АВ₁³ составляет 6,4, а из промыслового опыта известно [2]: «при различии

проницаемостей двух пропластков, разделенных глинистой перемычкой, в 5 и более раз, вода практически не поступает в низкопроницаемый пропласток, в результате чего нефть остается не вовлеченной в разработку». Таким образом, при объединении пластов АВ₁³ и АВ₂ в один промысловый объект есть вероятность низкой выработки пласта низкопроницаемого пласта АВ₁³ с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС).

Для построения двухфазной гидродинамической модели данных из таблицы 1 недостаточно. Также необходимы: функции относительных фазовых проницаемостей, капиллярное давление, остаточные насыщенности нефти и воды, вязкость воды в пластовых условиях, сжимаемости флюидов и скелета нефтянасыщенной породы, объемные коэффициенты, плотности нефти и воды в пластовых условиях. При построении СГДМ со значительным числом слоев нужно знать, проницаемы ли межслойные перемычки или нет. Ниже описаны этапы создания СГДМ.

Результаты

Рассмотрим нефтяной пласт, состоящий из 3 слоев:

- 1) верхний пласт АВ₁³, толщиной 8 м, с параметрами из таблицы 1, с глубиной залегания 1 800–1 808 м;
- 2) непроницаемая глинистая перемычка, толщиной 1 м, глубина залегания 1 808–1 809 м;
- 3) нижний пласт АВ₂, толщиной 12,1 м, с параметрами из таблицы 1, с глубиной залегания 1809–1821,1 м.

Поскольку часть параметров пласта не была описана, то будем использовать значения параметров, относительно близкие такому типу месторождений (табл. 2).

Таблица 2

Предполагаемые параметры пласта флюидов модели СГДМ

Параметр	Значение
Вязкость воды, мПа*с	0,5
Сжимаемость воды, 1/Па	$4,2 \cdot 10^{-10}$
Объемный коэффициент воды, д. ед.	1,01
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м ³	1 000
Объемный коэффициент нефти, д. ед.	1,1
Сжимаемость нефти, 1/Па	$13,0 \cdot 10^{-10}$
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	860

В этой работе функции относительных фазовых проницаемостей и капиллярное давление были взяты в виде полиномиальных функций (1, 2)

$$k_w(S_w) = C_w \cdot S^\alpha, k_o(S_w) = C_o \cdot (1 - S)^\beta, \quad (1)$$

$$P_c(S_w) = C_p \cdot (1 - S)^\gamma, S = (S_w - S_{wcr}) / (1 - S_{owcr} - S_{wcr}), \quad (2)$$

где $S_w \in [S_{wcr}; 1 - S_{owcr}]$ — водонасыщенность, S_{wcr} — остаточная водонасыщенность, S_{owcr} — остаточная нефтенасыщенность, k_w — относительная фазовая проницаемость по воде, k_o — относительная фазовая проницаемость по нефти, P_c — капиллярное давление, $C_p = 0,2$ МПа, $\gamma = 2$.

Для лучшего понимания особенностей поведения решения водонасыщенности S_w модель пласта изучалась в двумерном случае в плоскости OXZ. Размеры моделируемого пласта по осям OX, OY, OZ: $500 \times 100 \times 21,1$ м. В левом конце пласта ($x = 0$) была размещена нагнетательная скважина НАГ (с максимальным давлением нагнетания 30 МПа и приемистостью $105 \text{ м}^3/\text{сут.}$), а на правом конце ($x = 500$ м) — добывающая скважина ДОБ (минимальное забойное давление 9 МПа и дебитом $100 \text{ м}^3/\text{сут.}$). Критерием окончания моделирования служило увеличение обводненности до 98 %. Расчетная сетка модели выбиралась так, чтобы влияние погрешности аппроксимации было существенно меньше решения S_w . Для этого размеры ячеек сетки были взяты равными соответственно по осям OX, OY, OZ: $5,0 \times 100,0 \times 0,1$ м. При моделировании применялся симулятор «Навигатор» [3].

Далее выполняем подбор параметров относительной фазовой проницаемости (ОФП). Вариация функциональных параметров фильтрационных моделей позволяет получать широкий спектр решений и адаптировать (приближать) их к какому-то заранее известному шаблону. Для адаптации будем варьировать следующие значения коэффициентов: $C_w, \alpha, C_o, \beta, S_{wcr}, S_{owcr}$.

У адаптации две цели. Первая: получить в конце разработки месторождения КИН, примерно равный исходному (табл. 1). Вторая: получить начальную обводненность продукции в диапазоне 25–35 %. Ниже приведены параметры после адаптации. Полученный вариант модели назовем СГДМ-0:

$$C_w = 0,5; \alpha = 1,5; C_o = 1; \beta = 1,9; S_{wcr} = 0,290; S_{owcr} = 0,339. \quad (3)$$

Отметим, что в модели СГДМ-0 нижний пласт АВ₂ вырабатывается почти полностью, а остаточные запасы нефти присутствуют только в пласте АВ₁³.

Рисунок 1 демонстрирует четыре графика зависимости КИН от обводненности. Видно, что график для варианта СГДМ-0 (фиолетовая линия) имеет три характерных участка: а — период безводной или маловодной эксплуатации; б — приход воды на добывающую скважину; с — обводнение добывающей скважины, преимущественная добыча нефти из менее проницаемого пласта АВ₁³.

Этот график не соответствует фактической истории разработки (черная линия) и тоже состоит из трех участков: d — быстрый рост обводне-

ния, нет периода безводной или маловодной добычи нефти; e — петля на графике, обычно, причина появления такой петли — бурение новых скважин или геологические особенности строения; f — относительно медленный рост обводнения; h — прогнозный участок.

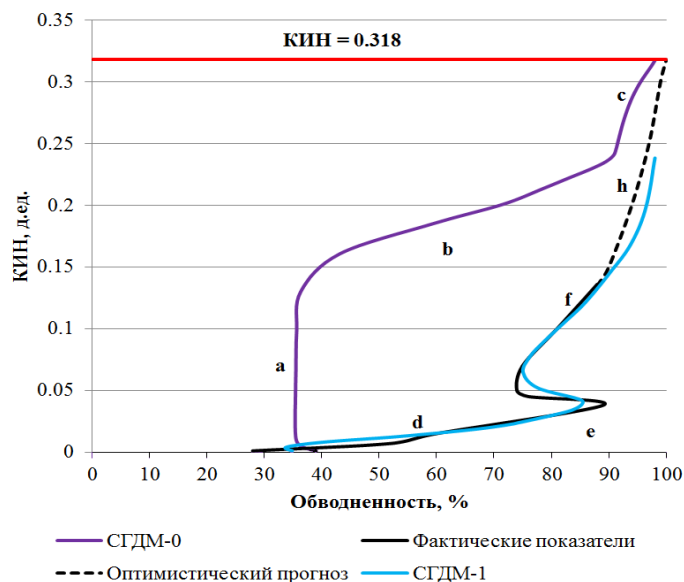


Рис. 1. Зависимости КИН от обводненности

На графике приведена кривая с прогнозным ростом КИН (пунктир черного цвета) или участок h, прогноз выполнен недропользователем по ОГДМ. На наш взгляд, причина появления петли на графике КИН от обводненности заключается либо в наличии естественных трещин в пласте, либо в создании трещин при закачке воды (автоГРП). Такие трещины позволяют воде очень быстро приходиться на добывающую скважину. Косвенным подтверждением существования сквозных трещин может служить статистический разрез промыслово-геофизических исследований притока и поглощения добывающих и нагнетательных скважин (рис. 2). Этот график иллюстрирует преобладающее заводнение интервала 11–17 м.

Таким образом, разработка объекта АВ₂ будет сходна с разработкой трещиновато-пористых пластов, у которых типичными являются величины КИН не больше 0,15–0,20. Адаптация модели СГДМ-0 на историю позволила приблизить график КИН. На рисунке 1 этот вариант выведен голубым цветом — вариант СГДМ-1. СГДМ-1 дает КИН, равный 0,238. Адаптация получена за счет введения водо- и нефтенасыщенного слоя толщиной 1 м с проницаемостью $3\ 000 \cdot 10^{-3}$ мкм² в пласте АВ₂. Такой слой, эмулирующий трещину автоГРП, позволил получить быстрый рост обводненности на добывающей скважине. На графике 1 эта особенность проявилась петлей, обозначенной на рисунке литерой «e».

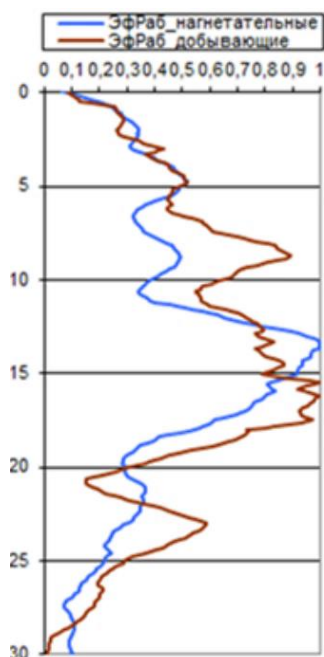


Рис. 2. Выработка запасов в русловых и пойменных отложениях пласта АВ₂ по ПГИ

Обсуждение

Всего было рассмотрено 6 разных вариантов разработки с использованием разных методов увеличения нефтеотдачи. В таблице 3 приведено описание этих вариантов. Во всех вариантах расчет проводился до момента достижения обводнения продукции в 98 %.

Вариант 1 (базовый) — расчет модели СГДМ-1 до конца разработки. Вариант 2 — закачка полимера, который влияет только на вязкость воды μ_v по формуле

$$\mu_v = 9,9 * C + \mu_1, \text{ мПа*с}, \quad (4)$$

где C — концентрация полимера ($\text{кг}/\text{м}^3$), μ_1 — вязкость воды без полимера. Вязкость полимерного раствора значительно превосходит вязкость воды, поэтому раствор закачивался только в высокопроницаемую трещину с концентрацией полимера $5 \text{ кг}/\text{м}^3$. Вариант 3 — циклическое заводнение только нагнетательной скважиной (НЦЗ) [4–5]. Вариант 4 — асинхронное циклическое заводнение периодической работой нагнетательной скважины и добывающей скважинами (АЦЗ) [6]. Вариант 5 — совмещение НЦЗ и полимерного заводнения. Вариант 6 — совмещение АЦЗ и полимерного заводнения. Результаты расчета описанных вариантов представлены в таблице 4, где: T — срок разработки, месяцев; КИН — коэффициент извлечения нефти, д. ед.; $\Delta\text{КИН}$ — дополнительная добыча нефти по сравнению с вариантом стационарного заводнения или эффективность по сравнению базовым вариантом 1, %. Из таблицы 4 видно, что вариант с полимерным заводнением укорачивает срок разработки, а варианты с АЦЗ растягивают период рентабельной добычи нефти. Интересным является наличие положительного эф-

фекта от циклического заводнения — и это несмотря на неблагоприятные условия для внедрения такого метода увеличения нефтеотдачи (МУН) [5].

Таблица 3

Варианты разработки

№	Описание	Приемистость/дебит/давление на забое скважины НАГ (МПа)			
		1 неделя	2 неделя	3,5,7,9,11 недели	4,6,8,10,12 неделя
1	Базовый	105/100/30			
2	Закачка полимера 1 раз в 12 недель	20/100/40	190/100/30	105/100/30	
3	Циклическое заводнение нагнетательной скважиной	0/100/30	210/100/30	0/100/30	210/100/30
4	Циклическое заводнение обеими скважинами	0/200/30	210/0/30	0/200/30	210/0/30
5	Закачка полимера 1 раз в 12 недель и циклическое заводнение нагнетательной скважиной	20/100/40	190/100/30	0/100/30	210/100/30
6	Закачка полимера 1 раз в 12 недель и циклическое заводнение обеими скважинами	20/100/40	190/100/30	0/200/30	210/0/30

Таблица 4

Расчетные величины вариантов

№ варианта	КИН, д. ед.	T, сут.	ΔКИН
1	0,238	1860	—
2	0,260	1753	9,2
3	0,246	1928	3,4
4	0,253	2215	6,3
5	0,263	1697	10,5
6	0,265	2047	11,3

Наиболее эффективен вариант использования сочетания асинхронного циклического заводнения и закачки полимеров (6 вариант). Однако несмотря на положительные эффекты от внедрения полимерного и циклического заводнения ни один из предложенных вариантов не достиг запланированного КИН, равного 0,318 (табл. 1). На рисунке 3 приведена выкопировка нефтенасыщенности на конец разработки для варианта 6. Рисунок демонстрирует, что остаточные запасы расположены в низкопроницаемом пласте АВ₁³.

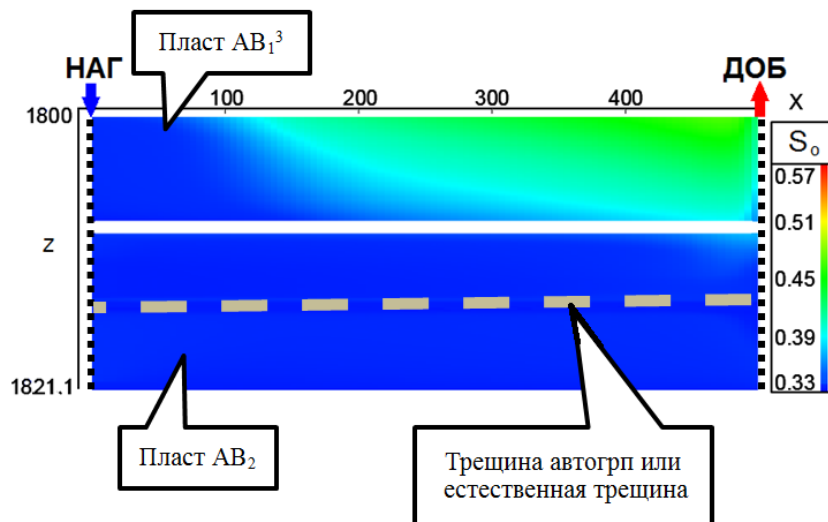


Рис. 3. Нефтенасыщенность на конец разработки, вариант 6

На рисунке 4 приведены зависимости КИН от времени разработки у разных вариантов. Показано разделение вариантов по двум группам.

Первая: базовый вариант и варианты циклического заводнения без использования полимерного заводнения. Для последних характерно отклонение графика КИН вправо, что ведет к росту срока рентабельной эксплуатации и уменьшению КИН.

Вторая: полимерное заводнение с применением циклического заводнения. Эти варианты характеризуются отклонением графика КИН влево, что ведет к уменьшению срока рентабельной эксплуатации и увеличению КИН.

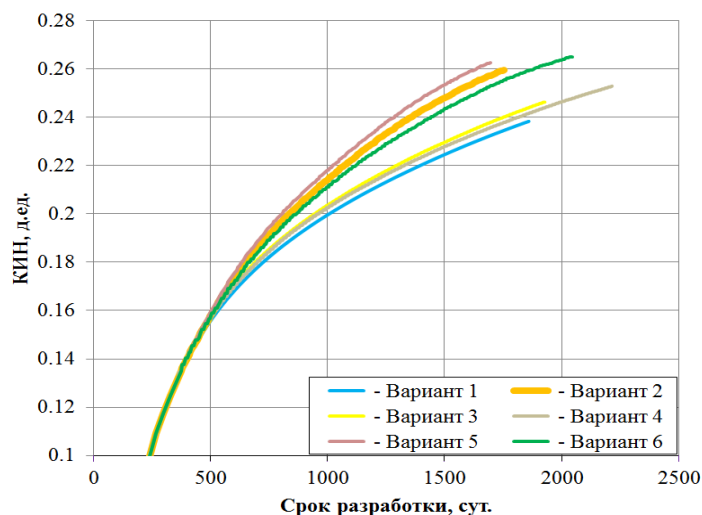


Рис. 4. Зависимости КИН от времени в разных вариантах разработки

На рисунке 5 выведены графики зависимости КИН от обводненности.

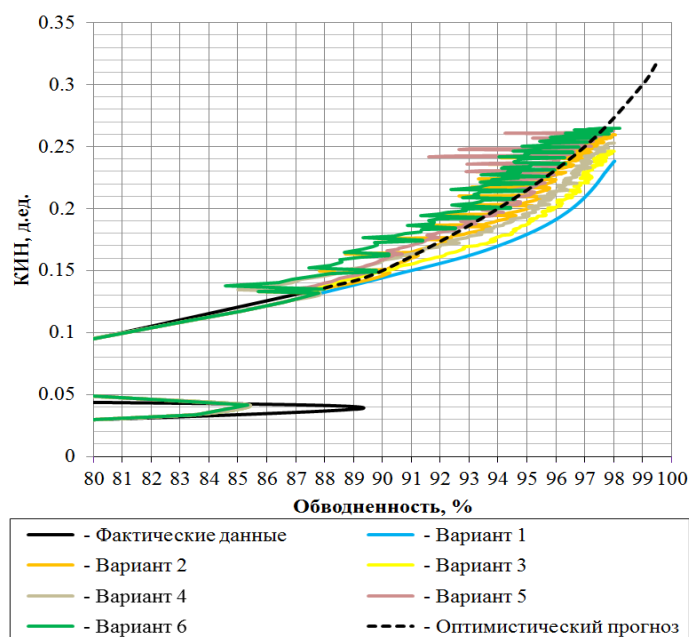


Рис. 5. Зависимости КИН от обводненности в разных вариантах разработки

Для вариантов циклического заводнения нагнетательными скважинами (варианты 3 и 5) использовалась осредненная обводненность, вычисляемая по формуле

$$W_{y,i} = (W_{o,i} + W_{o,i+1})/2, \quad (5)$$

где i — порядковый номер недели, $W_{o,i}$ — исходная обводненность за неделю. Рисунок показывает, что графики вариантов с закачкой полимеров сильно осциллирует. Видно, что после достижения 96 % обводненности графики КИН вариантов 1, 3, 4 начинают отклоняться влево, что немного замедляет достижение предельной обводненности продукции.

Выводы

Разработка объекта АВ₁₋₂ осложнена разностью проницаемости двух пластов АВ₁³ и АВ₂, отсутствием возможности отдельной эксплуатации пластов ввиду наличия тонкой глинистой перемычки, к тому же объект проявляет свойства трещиновато-пористого коллектора и поэтому добывающие скважины обводняются довольно быстро, что ведет к низкому значению КИН. Объединение пластов АВ₁³ и АВ₂ в один промысловый объект АВ₁₋₂ сделало актуальным вопрос выработки запасов малопроницаемого пласта АВ₁³. В рассматриваемый момент времени обводненность АВ₁₋₂ составляет уже 88 % при выработке порядка 13,6 % от первоначаль-

ных запасов нефти. В работе рассмотрены 6 вариантов разработки объекта АВ_{1,2}: традиционное заводнение, циклическое заводнение нагнетательными скважинами, циклическое заводнение нагнетательными и добывающими скважинами и полимерное заводнение. КИН в этих вариантах был получен в пределах 0,238–0,265, что меньше запланированной величины в 0,318. Для достижения заданного КИН, можно рекомендовать сочетание полимерного ПАВ и циклического заводнения. Поскольку остаточные запасы расположены в основном в верхнем пласте АВ₁³, то положительный эффект может иметь также совместно-раздельная закачка воды в разные пласты.

Список источников

1. Комплексный подход к реализации методов по выравниванию профиля приёмности скважин. Опыт массивированного воздействия потокоотклоняющими технологиями на русловые отложения объекта АВ_{1,2} Кечимовского месторождения / В. Ю. Хорюшин, А. С. Коротенко, Р. Ф. Мазитов, А. В. Бармин. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 9. – С. 86–94.
2. Химия и химическая технология. Справочник химика. – URL: <https://www.chem21.info/page/142099166237216052154184149037175236013009003133/>(дата обращения : 20.01.2025). – Текст : электронный.
3. tNavigator 18.2 симулятор: справочное руководство. – Москва : RFD, 2018. – 2524 с. – Текст : непосредственный.
4. Сургучев, М. Л. Об увеличении нефтеотдачи неоднородных пластов / М. Л. Сургучев. – Текст: непосредственный // Труды ВНИИ, 1959. – Вып. 19. – С. 102–110.
5. Владимиров, И. В. Нестационарные технологии нефтедобычи (этапы развития, современное состояние и перспективы) / И. В. Владимиров. – Москва : ВНИИОЭНГ, 2004. – 216 с. – Текст : непосредственный.
6. Александров, В. М. Моделирование циклического заводнения нефтяных залежей с помощью симулятора «tНавигатор»: монография / В. М. Александров, И. Г. Телегин. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет. – 2024. – 191 с. – Текст : непосредственный

References

1. Khoryushin, V. Yu., Korotenko, A. S., Mazitov, R. F., & Barmin, A.V. (2017). Integrated approach to the implementation of methods that provide levelling of the profile of wells water-intake capacity. Experience of massive effect of flow deviation technologies on the channel sediments of Kechimovsky field AV_{1,2} object. *Geology, Geophysics and Development of Oil Gas Fields*, (9), pp. 86-94. (In Russian).
2. Khimiya i khimicheskaya tekhnologiya. Spravochnik khimika. (In Russian). Available at: <https://www.chem21.info/page/142099166237216052154184149037175236013009003133/>(In Russian).
3. tNavigator 18.2 simulyator: spravocnoe rukovodstvo. (2018). Moscow, RFD Publ., 2524 p. (In Russian).
4. Surguchev, M. L. (1959). Ob uvelichenii nefteotdachi neodnorodnykh plastov. *Trudy VNI. Vyp. 19*, pp. 102-110. (In Russian).

5. Vladimirov, I. V. (2004). Nestatsionarnye tekhnologii neftedobychi (etapy razvitiya, sovremennoe sostoyanie i perspektivy). Moscow, VNIIOENG Publ., 216 p. (In Russian).
6. Alexandrov, V. M., & Telegin, I. G. (2024). Modeling of Cyclic Flooding of Oil Deposits Using the tNavigator Simulator. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 191 p. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Хорюшин Вадим Юрьевич, кандидат технических наук, руководитель проекта «Реновация» блока директора по геологии и разработке, ООО «Меретояханефтегаз», г. Тюмень, *Khoryushin.VYu@gazprom-neft.ru*

Телегин Игорь Григорьевич, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4768-8511>

Ермилов Олег Михайлович, доктор технических наук, профессор, академик РАН, зам. ген. директора по науке ООО «Газпром добыча Надым», Москва

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

Vadim Yu. Khoryushin, Candidate of Engineering, the Head of Renovation Project Manager, Meretoyakhaneftegaz LLC, Tyumen, *Khoryushin.VYu@gazprom-neft.ru*

Igor G. Telegin, Candidate of Physics and Mathematics Sciences, Associate Professor at the Department at Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4768-8511>

Oleg M. Yermilov, Doctor of Engineering, Professor, Academician of the Russian Academy of Sciences, Deputy General Director for Science of Gazprom Dobycha Nadym LLC, Moscow

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

Статья поступила в редакцию 15.08.2025; одобрена после рецензирования 11.09.2025; принята к публикации 12.09.2025.

The article was submitted 15.08.2025; approved after reviewing 11.09.2025; accepted for publication 12.09.2025.



**Разработка гибридной методики мониторинга резервуаров,
возведенных на многолетнемерзлых грунтах**

П. В. Чепур^{1*}, А. А. Колядко², М. А. Тарасенко¹, А. А. Тарасенко¹

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²Сургутский институт нефти и газа (филиал) Тюменского индустриального университета, Сургут, Россия

*chepur_p_v@mail.ru

Аннотация. Статья посвящена исследованию напряженно-деформированного состояния резервуара с учетом данных гибридного мониторинга, проведенного в условиях криолитозоны. Гибридный мониторинг представляет собой интеграцию классической геодезической съемки стенки, нивелирования днища и автоматизированного контроля осадок центральной части днища при эксплуатации резервуара.

В работе был применен численный метод расчета в программной среде ANSYS. Рассмотрены три варианта расчета: с учетом данных геодезического контроля стенки и днища; с учетом дополнительных данных — измерений экстензометров; с учетом истории деформирования резервуара и данных экстензометров.

Установлено, что осадки центральной части днища приводят к возникновению локальных зон концентрации напряжений в стенке резервуара. Также накопленные деформации формируют начальное напряженно-деформированное состояние конструкции, которое усугубляется при дальнейшей деформации сооружения. Применение гибридного мониторинга в сочетании с численным моделированием позволяет прогнозировать изменение напряженно-деформированного состояния резервуара, что служит основой для разработки превентивных мер по предотвращению аварий.

Ключевые слова: резервуар, РВС, напряженно-деформированное состояние, многолетнемерзлые грунты, деформации, напряжения, гибридный мониторинг

Для цитирования: Разработка гибридной методики мониторинга резервуаров, возведенных на многолетнемерзлых грунтах / П. В. Чепур, А. А. Колядко, М. А. Тарасенко, А. А. Тарасенко. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-5-112-125 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 5. – С.112–125. – EDN: IKMSCQ

**Development of a hybrid methodology for monitoring tanks built
on permafrost soils**

Petr V. Chepur^{1*}, Alesya A. Kolyadko², Mikhail A. Tarasenko¹, Alexander A. Tarasenko¹

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Branch of TIU in Surgut, Surgut, Russia

*chepur_p_v@mail.ru

Abstract. This paper examines the stress-strain state of a tank using data obtained through hybrid monitoring conducted in permafrost conditions. Hybrid monitoring integrates traditional geodetic surveys of the tank walls, levelling of the tank bottom, and automated settlement control of the central part of the bottom during the tank's operation.

The authors applied a numerical method using the ANSYS software environment. Also, they reviewed three calculation options: one utilizing geodetic control data for the wall and bottom, another incorporating extensometer measurements, and a third combining deformation history data of the tank along with extensometer readings.

The study found that settlements in the central bottom lead to localized zones of stress concentration in the tank wall. Additionally, accumulated deformations create an initial stress-strain state in the structure, which deteriorates as the tank continues to deform. The integration of hybrid monitoring with numerical modeling enables predictions of changes in the tank's stress-strain state. These predictions form the basis for developing preventive measures to avert accidents.

Keywords: tank, RVS, stress-strain state, permafrost soils, deformations, stresses, hybrid monitoring

For citation: Chepur, P. V., Kolyadko, A. A., Tarasenko, M. A. & Tarasenko, A. A. (2025). Development of a hybrid methodology for monitoring tanks built on permafrost soils. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 112-125. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-5-112-125

Введение

Арктика — зона пересечения мировых энергетических интересов, так как на ее территории находится огромное количество неразведанных запасов нефти и газа. Активное освоение этой территории нефтегазовыми компаниями сопровождается строительством крупных резервуарных парков, обеспечивающих хранение и перевалку углеводородов. Арктическая зона отличается преобладанием многолетнемерзлых грунтов (ММГ), что обуславливает особые требования к проектированию, строительству и эксплуатации резервуаров. Основная проблема заключается в том, что мерзлые грунты обладают высокой несущей способностью только при сохранении отрицательных температур. Однако глобальное потепление и техногенные факторы вызывают развитие геокриологических процессов в криолитозоне, включая деградацию вечной мерзлоты, изменение гидрогеологических условий, морозное пучение, термокарстовые явления, изменение структуры грунта при оттаивании-замораживании и другое [1]. Указанные процессы могут привести к существенному снижению несущей способности грунтов основания резервуара [2], что взаимосвязано с высокими инженерными и экологическими рисками.

Напряженно-деформированное состояние (НДС) вертикального стального резервуара (РВС) формируется под воздействием совокупности ключевых факторов. К ним относятся: эксплуатационные нагрузки, неравномерные осадки, конструкционные особенности, температурные колебания, грунтовые условия и режим эксплуатации [3]. Для более точной оцен-

ки НДС резервуара необходимо учитывать не только текущие воздействия, но и предшествующие факторы — историю нагружения и деформирования конструкции [4], а также динамику изменения климатических параметров. Это позволит учесть накопленные пластические деформации, усталостные повреждения, остаточные напряжения после монтажа или ремонта, а также дополнительные напряжения в металле, вызванные деформацией основания при температурных изменениях мерзлого грунта. Указанные факторы взаимосвязаны: например, изменение температуры грунта приводит к перераспределению нагрузок, что, в свою очередь, вызывает дополнительные напряжения и деформации в металлоконструкции РВС. Благодаря этому подходу можно достоверно прогнозировать изменение напряженно-деформированного состояния резервуара в условиях криолитозоны.

Базовым методом определения деформаций РВС выступает геодезический контроль, основанный на определении пространственного положения контрольных точек конструкции резервуара. Согласно требованиям нормативно-технических документов [5] геодезический контроль геометрических параметров резервуара должен выполняться на трех этапах: до проведения гидравлических испытаний, в период их проведения и после завершения. Кроме этого, геодезическое обследование входит в перечень обязательных работ при проведении частичной и полной диагностики РВС с периодичностью, указанной в таблице 1 [6]. Очевидно, что для резервуаров, эксплуатируемых в условиях криолитозоны, установленная периодичность геодезического контроля является недостаточной, поскольку мерзлые грунты подвержены значительным сезонным деформациям, обусловленным колебаниями температурного режима.

Таблица 1

Периодичность частичного и полного технического диагностирования РВС

Класс резервуара	Частичная диагностика		Полная диагностика	
КС-3а	Не реже одного раза в 5 лет		Не реже одного раза в 10 лет	
	Срок эксплуатации		Срок эксплуатации	
	до 20 лет	более 20 лет	до 20 лет	более 20 лет
КС-2а КС-2б КС-3б	Один раз в 10 лет после пуска в эксплуатацию, последней диагностики или ремонта	Один раз в 5 лет после последней диагностики или ремонта	Один раз в 20 лет после пуска в эксплуатацию ¹ , последнего ремонта или через 10 лет после частичной диагностики	Один раз в 10 лет после последнего ремонта или через 5 лет после частичной диагностики

¹Примечание: с контролем скорости коррозии по результатам измерений толщины днища, нижних поясов стенки внутри одного резервуара из группы

Геодезический контроль геометрических параметров резервуара состоит из двух этапов — нивелирования наружного контура днища и определения отклонений стенки.

Нивелирование крайки позволяет определить относительные и абсолютные высотные отметки наружного контура днища с помощью нивелира, а также локальные деформации. Количество точек нивелирования соответствует числу вертикальных швов первого пояса стенки, при этом расстояние между точками не должно превышать 6 м. При проведении нивелирной съемки выполняют измерения высотных отметок точек по всей окружности объекта с последующей фиксацией результатов в журнале. После завершения съемки приступают к расчету отклонений крайки днища от горизонтальной плоскости. Фактические отклонения не должны превышать предельно допустимые значения (табл. 2), установленные нормативными документами [6].

Таблица 2

Предельные отклонения размеров и формы днища

Наименование параметра	Предельное отклонение, мм, при диаметре резервуара				Примечание
	до 12 м	св. 12 до 25 м	св. 25 до 40 м	св. 40 м	
1 Высота местных выпучин или вмятин на центральной части днища	$f \leq 0,0308R$				f – максимальная стрелка вмятины или выпучины на днище, мм; R – радиус вписанной окружности на любом участке вмятины или выпучины, мм. Резкие перегибы и складки не допускаются
2 Местные отклонения от проектной формы в зонах радиальных монтажных сварных швов кольца окраек (угловатость)	± 3				Измерения проводят шаблоном на базе 200 мм
3 Подъем окраек в зоне сопряжения с центральной частью днища	$f_a \leq 0,03L$		$f_a \leq 0,04L$		f_a – высота подъема крайки, мм; L – ширина крайки, мм
Отметка наружного контура днища При пустом резервуаре: - разность отметок соседних точек на расстоянии 6 м по периметру - разность отметок любых других точек	8 15	10 20	15 25	20 30	–
Отметка наружного контура днища При заполненном водой резервуаре: - разность отметок соседних точек на расстоянии 6 м по периметру - разность отметок любых других точек	15 25	20 30	25 35	30 40	–

Для контроля вертикальности цилиндрической оболочки резервуара и выявления ее локальных деформаций выполняют геодезические измерения отклонений, образующих стенки от вертикали, проведенной от базовой точки, расположенной в нижней части первого пояса. Измерения проводят на расстоянии 5 см от верхней кромки каждого последующего пояса. Количество контролируемых образующих, как правило, соответствует количеству вертикальных сварных швов первого пояса стенки, а максимальное расстояние между ними не должно превышать 6 м. Для определения отклонений стенки используют такие геодезические приборы, как тахеометры, теодолиты, лазерные 3D-сканеры. Полученные значения отклонений должны находиться в пределах, установленных в [6] (табл. 3).

Таблица 3

Предельные отклонения размеров и формы стенки

Наименование параметра	Предельное отклонение, мм, при диаметре резервуара				Примечание
	до 12 м	св. 12 до 25 м	св. 25 до 40 м	св. 40 м	
1 Внутренний диаметр на уровне 300 мм от днища	0,005R	0,003R	0,002R	0,0015R	Четыре измерения с угловыми координатами через 45°. R – радиус резервуара
2 Высота стенки: - до 12 м включительно - св. 12 до 18 м - св. 18 м	± 20 ± 30 ± 40				Восемь измерений с угловыми координатами через 45°
3 Отклонение по вертикали образующих на высоте каждого пояса (H – расстояние от днища до точки измерения)	± 1/200 H				Измерения проводят не реже чем через каждые 6 м по всему периметру стенки. Измерения проводят в пределах 50 мм ниже горизонтальных швов*
4 Локальные отклонения от проектной формы (на длине 1 м)	±15				Измерения проводят вертикальной рейкой и горизонтальным шаблоном, выполненным по проектному радиусу стенки
5 Местные отклонения от цилиндрической формы вертикальных монтажных сварных швов (угловатость)	В соответствии с требованиями проекта КМ и указаниями в п.п. 10.1.6 и 10.1.7				Угловатость f – стрела прогиба сварного стыка (измерения проводят шаблоном, выполненным по проектному радиусу стенки на базе 500 мм)
* В процессе монтажа стенки резервуара полистовой сборки отклонения от вертикали в пределах каждого пояса не должны превышать ±1/200 H, мм. При наличии 25% единичных измерений с отклонениями образующих от вертикали величиной не более 1/200 H + 30 мм допускается по согласованию с заказчиком и разработчиком КМ приемка такой конструкции для проведения испытаний. После завершения испытаний допускается ввод резервуара в эксплуатацию на основании результатов расчетов несущей способности.					

Следует отметить, что в настоящее время существует широкий спектр оборудования для геотехнического мониторинга резервуаров, построенных на многолетнемерзлых грунтах: тепловизоры (приборы для бесконтактного мониторинга температурных полей), термометрические кабели (системы непрерывного контроля температурного режима), беспровод-

ные температурные датчики (устройства для дистанционного измерения температуры), ячейки давления (оборудование для мониторинга напряжений и деформаций), тензометры (датчики, фиксирующие деформации и механические напряжения), экстензометры (устройства для регистрации деформаций), инклинометры (приборы для измерения углов наклона и горизонтальных смещений) и другие. Современные системы геотехнического мониторинга обеспечивают сбор массива данных, характеризующих динамику ключевых параметров резервуара и грунтов его основания. Однако отсутствие единого программно-аппаратного комплекса, интегрирующего функции сбора, обработки и аналитической интерпретации получаемых данных, снижает эффективность геотехнического мониторинга и повышает риски недостоверности результатов.

Так, для оценки напряженно-деформированного состояния резервуаров, эксплуатируемых в изменяющихся геокриологических условиях, авторами предложена гибридная методика мониторинга. Она объединяет результаты классической геодезической съемки стенки и наружного контура днища с показаниями экстензометров (датчиков перемещений), установленных в конструкции фундамента РВС. Применение экстензометров, установленных непосредственно в фундаменте, обусловлено необходимостью учета деформаций центральной части днища в процессе эксплуатации резервуара.

Объект, методы исследования и результаты

Объект исследования — вертикальный стальной резервуар РВС-10000, установленный на свайном фундаменте — наиболее распространенный тип при строительстве в условиях ММГ. Основные технические характеристики сооружения и эксплуатационные нагрузки: диаметр — 34 200 мм, высота стенки — 12 000 мм, толщина 1-го пояса — 14 мм, толщина 2-го пояса — 12 мм, толщина 3–8 поясов — 10 мм, высота поясов — 1 500 мм, высота налива продукта при эксплуатации — 10 720 мм, плотность продукта — 0,885 г/см³, ветровая нагрузка — 7,3 кПа, избыточное давление — 2 кПа, снеговая нагрузка — 3,2 кПа. Характеристики фундамента: количество свай — 270 штук, длина сваи — 10 м, сечение сваи — квадратное 350×350 мм, ростверк — монолитная железобетонная плита. Характеристики инженерно-геологических элементов (ИГЭ) грунтового основания: ИГЭ-1 — уплотненный насыпной грунт мощностью 1 м, ИГЭ-2 — торф сезонно-талый мощностью 1,8 м; ИГЭ-3 — супесь пылеватая мерзлая мощностью 2,2 м; ИГЭ-4 — песок мелкий с прослоями льда мощностью 4 м; ИГЭ-5 — глина моренная мерзлая мощностью 4 м; ИГЭ-6 — аргиллиты мерзлые мощностью 3 м.

В результате применения методики гибридного мониторинга, проведенного в соответствии с исполнительной схемой, представленной на рисунке 1, были выявлены отклонения стенки, окрайки и центральной части

днища от проектного положения. Геодезическая съемка стенки была выполнена с использованием высокоточного тахеометра TS60 (Leica) и позволила определить отклонения в 144 контрольных точках (табл. 4). Для определения относительных высотных отметок наружного контура днища был использован нивелир С-28 (RGK), количество контрольных точек соответствовало числу вертикальных швов стенки и составило 18 (табл. 4).

Таблица 4

Результаты измерений отклонений образующих стенки от вертикали и нивелирования наружного контура днища резервуара

Номер пояса	Величина отклонения образующей стенки, мм								
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	
Предельные отклонения	37,5	45	52,5	60	67,5	75	82,5	90	
	-37,5	-45	-52,5	-60	-67,5	-75	-82,5	-90	
№ 1	14	14	31	39	39	34	36	27	
№ 2	7	14	21	23	21	15	12	12	
№ 3	12	18	24	27	30	33	26	26	
№ 4	1	-4	-2	14	7	16	18	28	
№ 5	13	-1	6	10	5	5	10	5	
№ 6	14	-2	-2	-2	-4	-12	-9	-13	
№ 7	-18	-27	-26	-23	-24	-31	-31	-31	
№ 8	1	-14	-7	-4	-4	-13	-26	-8	
№ 9	5	6	7	12	17	10	5	6	
№ 10	8	9	11	9	8	0	-5	0	
№ 11	0	-2	-8	-18	-23	-26	-28	-32	
№ 12	-8	-16	-19	-19	-23	-30	-38	-26	
№ 13	-2	-3	-12	-9	-12	-17	-15	-22	
№ 14	3	-8	-9	-10	-20	-21	-19	-25	
№ 15	-7	-27	-25	-24	-24	-29	-29	-33	
№ 16	11	-7	-8	-11	-14	-16	-20	-22	
№ 17	2	-3	-6	-3	-4	-8	-11	-6	
№ 18	3	5	11	15	19	23	26	27	
Отклонения наружного контура днища, мм									
№ точки	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Предельное отклонение	25 мм — разность отметок соседних точек на расстоянии 6 м								
	35 мм — разность отметок любых других точек								
Отклонение	2	0	39	54	61	70	57	50	41
№ точки	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Предельное отклонение	25 мм — разность отметок соседних точек на расстоянии 6 м								
	35 мм — разность отметок любых других точек								
Отклонение	36	45	39	30	20	22	19	14	12

Контроль осадки центральной части днища осуществлялся с помощью сети датчиков перемещений (Sisgeo), жестко закрепленных на сваях фундамента. Датчики расположены по схеме (рис. 1): 1 датчик — в геометрическом центре днища резервуара, 8 — на расстоянии от центра, равном

половине радиуса резервуара, с равномерным расположением по окружности [1]. Анализ полученных данных показал, что все фактические отклонения стенки и наружного контура днища находятся в пределах допустимых значений. Для корректной оценки отклонений полотнища днища необходимо определить радиус вписанной окружности в зону деформации (вмятины или выпучины), однако в условиях эксплуатации резервуара измерить этот геометрический размер невозможно.

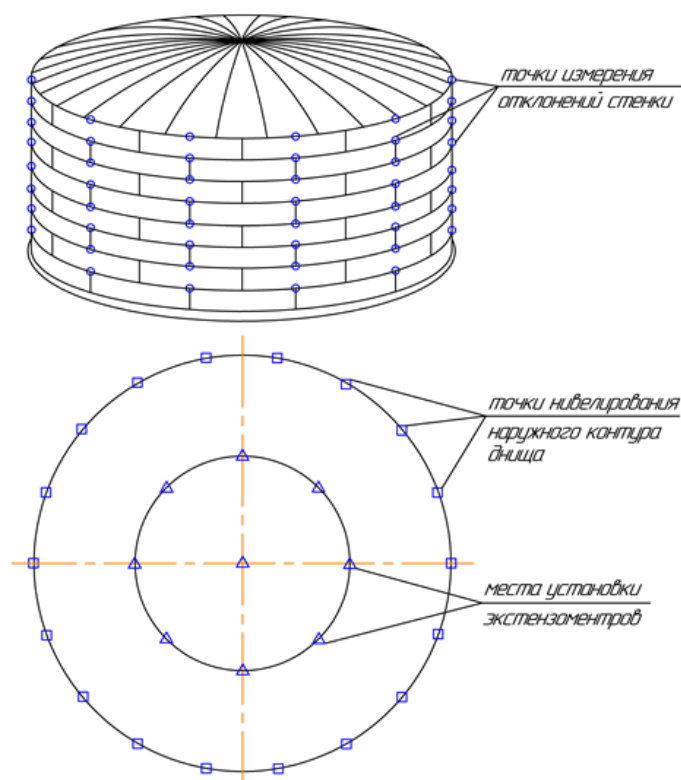


Рис. 1. Исполнительная схема гибридного мониторинга резервуара

Для исследования напряженно-деформированного состояния резервуара был выбран метод конечно-элементного анализа в программной среде ANSYS. Выбор численного подхода обусловлен необходимостью моделирования сложной геометрии сооружения, не поддающейся описанию в рамках аналитических методов [7, 8].

Конечно-элементная модель резервуара РВС-10000 учитывает все выявленные в ходе мониторинга отклонения стенки, окрайки и полотнища днища, эксплуатационные нагрузки, а также особенности свайного фундамента и грунтового основания [9, 10]. Граничные условия модели включают: упругое закрепление в системе «свая — грунт», неразрывный контакт

в зонах сопряжения «днище — ростверк», «стенка — днище», «стенка — крыша». Грунтовое основание моделировалось с помощью коэффициента постели, заданного для каждого слоя грунта.

В первом варианте расчета были учтены только перемещения стенки и наружного контура днища, в результате были получены поля распределения максимальных эквивалентных напряжений (рис. 2) и деформаций в металлоконструкциях резервуара. Анализ полученных результатов показал, что максимальные значения деформаций и напряжений не превышают допустимых пределов, установленных нормативной документацией [6].

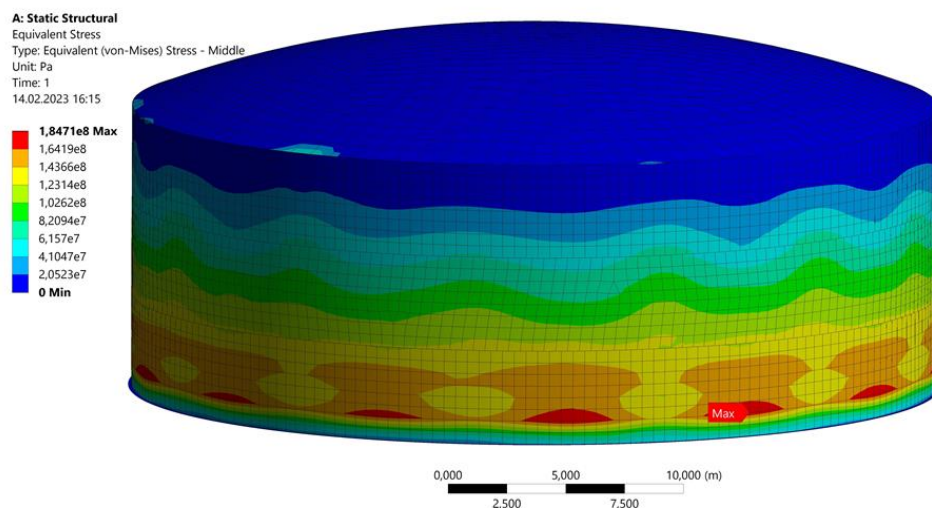


Рис. 2. Поля распределения максимальных эквивалентных напряжений в конструкции РВС-10000

Во втором варианте расчета дополнительно учитывались перемещения свай, определенные на основе данных экстензометрических измерений. Проведенный анализ результатов выявил наличие локальных зон концентрации напряжений в стенке резервуара, в которых эквивалентные напряжения превышают допустимые значения. Полученные результаты свидетельствуют о том, что осадки центральной части днища в сочетании с деформациями окрайки и стенки резервуара могут существенно влиять на изменение НДС РВС. Этот факт подтверждает, что неучет перемещений полотнища днища приводит к существенным расхождениям между расчетными и реальными параметрами НДС.

Кроме этого, при расчете НДС резервуара необходимо учитывать историю нагружения и деформирования конструкции, поскольку возникающие в процессе эксплуатации напряжения и деформации не исчезают, а изменяются во времени, формируя начальное НДС, значительно влияющее на дальнейшую работу конструкции.

Для оценки изменений НДС РВС-10000 с учетом истории нагружения и деформирования были выполнены численные расчеты, в которых учитывались фактические отклонения всех образующих стенки и наружного контура днища, зафиксированные с 2018 по 2024 год. За исходные данные были взяты результаты ежегодного геодезического мониторинга за 7-летний период. Например, на рисунке 3 представлены отклонения образующей № 1 стенки, а на рисунке 4 — результаты нивелирования наружного контура днища. Моделирование процесса деформирования конструкции выполнялось путем задания перемещений в контрольных точках с помощью команды displacement.

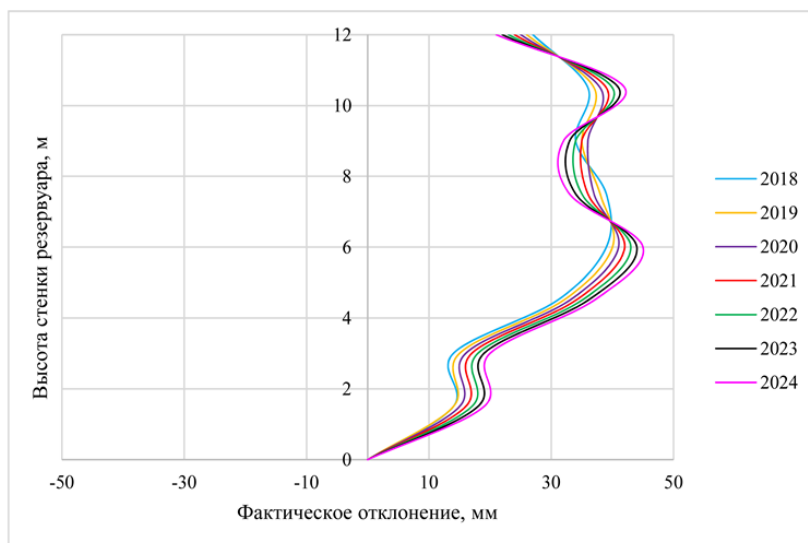


Рис. 3. Фактические отклонения образующей № 1 стенки РВС-10000

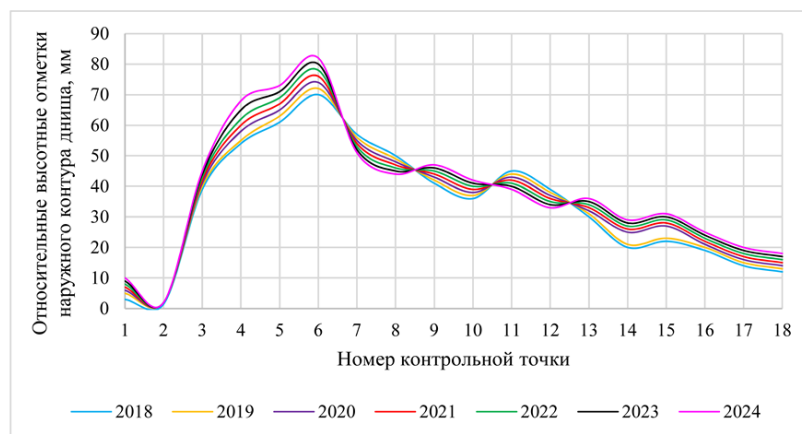


Рис. 4. Фактические отклонения точек наружного контура днища РВС-10000 от проектного положения

В результате численного моделирования были определены значения деформаций и максимальных эквивалентных напряжений, возникающих в стенке РВС. На основании полученных результатов были построены графические зависимости, отражающие влияние накопленных деформаций на изменение НДС резервуара в дальнейшем (рис. 5). Следует отметить, что при расчете напряжений за 2023 и 2024 годы дополнительно учитывались данные измерений, полученные с помощью экстензометров.

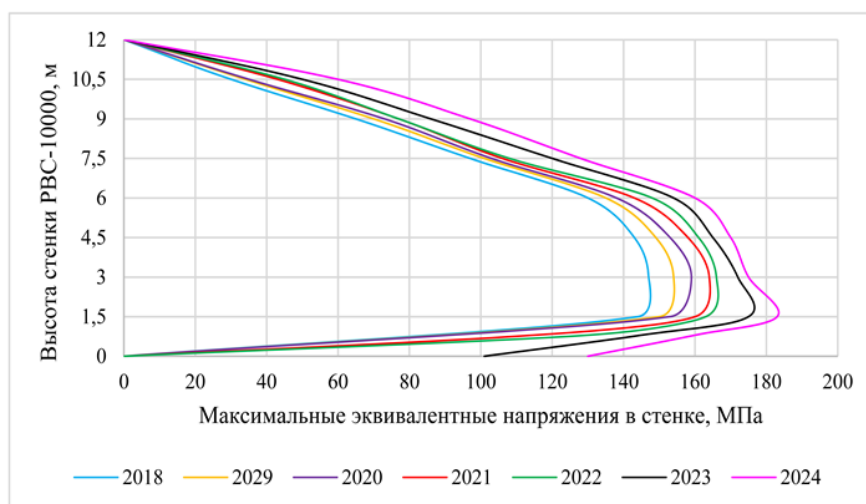


Рис. 5. Распределение максимальных эквивалентных напряжений по высоте стенки

Из анализа установленных зависимостей видно, что учет накопленных деформаций за предшествующий период эксплуатации приводит к постепенному росту напряжений в стенке резервуара с течением времени. Кроме того, установлено, что включение в анализ дополнительных данных — результатов мониторинга осадки центральной части днища с помощью экстензометров — существенно влияет на определение распределения напряжений, особенно в первом поясе стенки и в зоне сопряжения стенки с окрайкой. Наблюдаемые изменения НДС в этой зоне связаны с перераспределением нагрузок из-за локальных осадок основания.

Выводы

Результаты проведенного исследования свидетельствуют о том, что применение гибридной методики мониторинга резервуаров позволяет определить параметры НДС с высокой степенью точности, а также выявить локальные зоны концентрации напряжений. Особое значение имеет учет истории нагружения и накопленных деформаций, так как они формируют начальное НДС, оказывающее влияние на дальнейшую работу резервуара. Численное моделирование на основе разработанной модели с ис-

пользованием данных геодезического мониторинга и экстензометрических измерений позволило установить тенденцию роста напряжений в стенке, особенно в первом поясе. Это подтверждает необходимость комплексного подхода при оценке напряженно-деформированного состояния резервуаров, построенных на многолетнемерзлых грунтах.

Полученные результаты дают возможность прогнозировать изменение параметров НДС резервуара на основе предыдущих и настоящих изменений. Включение в расчеты данных о деформации основания в центральной части днища повышает точность прогноза, что крайне важно для оценки прочности конструкции. Таким образом, предложенная методика позволяет выявлять критические зоны и разрабатывать меры для предотвращения аварийных ситуаций, обеспечивая безопасную эксплуатацию резервуара в течение всего срока службы.

Список источников

1. Геотехнический мониторинг объектов нефтегазодобычи в криолитозоне / Н. Г. Гилев, Ю. С. Поверенный, М. С. Павлов [и др.]. – Текст : непосредственный // *Фундаменты*. – 2021. – № 4. – С. 34–36.
2. Сеницкий, А. И. Актуальность геотехнического мониторинга городов и объектов нефтегазовой отрасли в арктической зоне Российской Федерации / А. И. Сеницкий, А. Н. Громадский. – Текст : непосредственный // *Научный журнал Российского газового общества*. – 2020. – № 1(24). – С. 19–27.
3. Тарасенко, А. А. Закономерности деформирования металлоконструкций крупногабаритного вертикального сварного резервуара при наличии зон проседания основания / А. А. Тарасенко, А. А. Грученкова, П. В. Чепур. – Текст : непосредственный // *Трубопроводный транспорт : теория и практика*. – 2016. – № 1 (53). – С. 32–37.
4. Тарасенко, А. А. Оценка технического состояния резервуаров с недопустимыми геометрическими несовершенствами формы стенки / А. А. Тарасенко, П. В. Чепур, А. А. Грученкова. – DOI 10.24887/0028-2448-2017-6-118-121. – Текст : непосредственный // *Нефтяное хозяйство*. – 2017. – № 6. – С. 118–121.
5. РД-23.020.00-КТН-170-13. Требования к монтажу металлических конструкций вертикальных цилиндрических резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов на объектах нового строительства, технического перевооружения и реконструкции : утв. ОАО «АК «Транснефть» 13.12.23 : введ. в действие с 14.01.01. – Москва : ОАО «АК «Транснефть», 2013. – 175 с. – Текст : непосредственный.
6. ГОСТ 31385-2023. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия: утв. и введ. в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 июня 2023 г. 2023-08-01. № 462-ст: дата введ. 2023-08-01. – Москва : Российский институт стандартизации. – 2023. – 118 с. – Текст : непосредственный.
7. Чепур, П. В. Оценка воздействия приемо-раздаточного патрубка при развитии осадки резервуара / П. В. Чепур, А. А. Тарасенко. – Текст : непосредственный // *Фундаментальные исследования*. – 2014. – № 11–3. – С. 540–544.
8. Тарасенко, А. А. Напряженно-деформированное состояние верхнего опорного кольца резервуара при неосесимметричных деформациях корпуса / А. А. Тарасенко, П. В. Чепур. – Текст : непосредственный // *Фундаментальные исследования*. – 2014. – № 11–3. – С. 525–529.

9. Тарасенко, А. А. Особенности совместной работы кольцевого фундамента и грунтового основания при наличии зон неоднородности / А. А. Тарасенко, П. В. Чепур. – Текст : непосредственный // Основания, фундаменты и механика грунтов. – 2016. – № 4. – С. 9–13.
10. Тарасенко, А. А. Оценка работоспособности крупногабаритного резервуара РВСПК-100000 при образовании зоны неоднородности грунтового основания / А. А. Тарасенко, П. В. Чепур, Ю. Гуань. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 4. – С. 134–136.

References

1. Gilev, N. G., Poverennyj, Yu. S., Pavlov, M. S., Zenkov, E. V., Shestakov, D. Yu., & Popov, A. A. (2021). Geotechnical monitoring of oil and gas production facilities in the cryolithozone. *Fundamenty*, (4), pp. 34-36. (In Russian).
2. Sinitskiy, A. I. & Gromadskiy, A. N. (2020). The relevance of continuous geotechnical monitoring of cities and oil and gas industry facilities in the Arctic zone of the Russian Federation, *Scientific journal of Russian gas society*, (1(24)), pp. 19-27. (In Russian).
3. Tarasenko, A. A., Gruchenkova, A. A., & Chepur, P. V. (2016). The regularities of large vertical tank's metal structures deformations in the presence of subsidence foundation zones. *Pipeline transport: theory and practice*, (1 (53)), pp. 32-37. (In Russian).
4. Tarasenko, A. A., Chepur, P. V., & Gruchenkova, A. A. (2017). Evaluation of technical condition of tanks with geometrical imperfections form wall. *Oil industry*, (6), pp. 118-121. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2017-6-118-121
5. RD-23.020.00-KTN-170-13 (2013). Requirements for the installation of metal structures of vertical cylindrical tanks for storing oil and petroleum products at new construction, technical conversion and reconstruction facilities. Moscow: OAO «АК «Transneft», 175 p. (In Russian).
6. GOST 31385-2023. (2023). Vertical cylindrical steel tanks for oil and oil products. General specifications. Moscow, Rossijskij institut standartizacii Publ., 2023, 118 p. (In Russian).
7. Chepur, P. V. & Tarasenko, A. A. (2014). Impact assessment reception dispensers nozzle in the development of settlements tank. *Fundamental research*, (11-3), pp. 540-544. (In Russian).
8. Tarasenko, A. A., & Chepur, P. V. (2014). Stress-strain state of the upper support ring with non-axisymmetric deformations. *Fundamental research*, (11-3), pp. 525-529. (In Russian).
9. Tarasenko, A. A., & Chepur, P. V. (2016). Aspects of the joint operation of a ring foundation and a soil bed with zones of inhomogeneity present. *Soil Mechanics and Foundation Engineering*, 53(4), pp. 238-243. (In Russian).
10. Tarasenko, A. A., Chepur, P. V., & Guan, Yu. (2016). Performance evaluation of large tank RVSPK-100000 in development of differential settlement area. *Oil industry*, (4), pp. 134-136. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Чепур Петр Владимирович, кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой прикладной механики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, chepur_p_v@mail.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6722-459X>

Petr V. Chepur, Candidate of Engineering, Associate Professor, Head of the Department of Applied Mechanics, Industrial University of Tyumen, chepur_p_v@mail.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6722-459X>.

Колядко Алеся Анатольевна, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазового дела, Сургутский институт нефти и газа (филиал) Тюменского индустриального университета, г. Сургут, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5376-5221>

Тарасенко Михаил Александрович, кандидат технических наук, доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Тарасенко Александр Алексеевич, доктор технических наук, профессор кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3903-0632>

Alesya A. Kolyadko, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Petroleum Engineering, Surgut Institute of Oil and Gas (Branch of Industrial University of Tyumen), ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5376-5221>

Mikhail A. Tarasenko, Candidate of Engineering, Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, Russia, Tyumen

Alexander A. Tarasenko, Doctor of Engineering, Professor at the Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3903-0632>

Статья поступила в редакцию 16.05.2025; одобрена после рецензирования 03.06.2025; принята к публикации 22.08.2025.

The article was submitted 16.05.2025; approved after reviewing 03.06.2025; accepted for publication 22.08.2025.

Правила подготовки рукописи

1. К предоставляемой рукописи должны быть приложены следующие документы:
 - экспертное заключение организации, откуда исходит рукопись, о возможности открытого опубликования;
 - заявление автора о публикации произведения;
 - сопроводительное письмо автора на имя главного редактора журнала, подтверждающее, что статья нигде ранее не была опубликована.
2. В целях обеспечения качества публикуемых материалов и соблюдения авторских прав все поступающие в редакцию журнала рукописи проходят проверку на наличие заимствований и только после этого направляются на рецензирование. Статьи, содержащие менее 75 % оригинального текста, в журнале не публикуются.
3. Все поступающие в редакцию рукописи, соответствующие тематике журнала, проходят процедуру рецензирования с целью их экспертной оценки. Рецензенты являются признанными специалистами по тематике рецензируемых материалов. Рецензии хранятся в редакции в течение 5 лет.
4. **Технические требования к тексту.** Материалы поступают в редакцию через сайт журнала (tunnig.tyuiu.ru) и могут дублироваться по электронной почте (shuvaevanv@tyuiu.ru). Рукопись предоставляется в виде файла, набранного с использованием редактора Microsoft Word.
 - Поля: верхнее – 2,8 см; нижнее – 5,07 см; левое – 4,2 см; правое – 4,2 см; переплет – 0. От края до колонтитула: верхнего – 1,25 см; нижнего – 4,1 см. Размер шрифта – 11 пт (Times New Roman), междустрочный интервал – 1. Абзацный отступ – 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 пт; мелкий символ – 8 пт; крупный индекс – 8 пт; мелкий индекс – 7 пт.
 - Иллюстрации вставляются в файл статьи после указания на них в тексте. Рисунки должны быть четкими, контрастными, с хорошей проработкой деталей. Подписанные подписи обязательны. В таблицах все наименования проставляются полностью, без сокращения слов. Объем иллюстративных материалов (таблиц и графических материалов) не должен превышать $\frac{1}{3}$ общего объема рукописи.
5. Единицы измерения даются в системе СИ. Употребление в статье сокращений, аббревиатур без расшифровки не допускается. Узкоспециальные научные термины также должны быть расшифрованы. Необходимо избегать применения громоздкого математического аппарата. Сведения, приводимые в статье, должны содержать необходимый минимум формул.
6. Если автор направляет более одной статьи для публикации, то каждая статья и информация к ней должны быть представлены по отдельности.
7. Предоставляемая рукопись включает в себя следующие элементы:
 - индекс УДК, заглавие статьи (10–12 слов), инициалы и фамилии авторов, наименование учреждения, откуда исходит рукопись;
 - ключевые слова (не более 10 слов или 3–4 словосочетаний по теме статьи; отражают специфику темы, объект и результаты исследования) — на рус. и англ. языках;
 - аннотация (объемом от 120 до 250 слов) — включает предпосылки исследования; краткие цели, которые были поставлены при написании статьи; ведущий метод, который позволяет выявить изложенную проблему; также необходимо кратко перечислить основные результаты и практическую значимость работы — на рус. и англ. языках;
 - финансирование и благодарности (опционально) — блок может включать информацию о грантовой поддержке, при которой было реализовано исследование, а также содержать благодарности в адрес других ученых и/или предприятий, оказавших содействие в реализации исследования.

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

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

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

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

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

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

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

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

- **Список источников.** Авторы несут ответственность за достоверность каждой ссылки. Все источники должны быть последовательно пронумерованы. Ссылки на литературу заключаются в квадратные скобки (например, «как описано в [9, 10]»). Список источников должен быть представлен на русском (Список источников, оформляется согласно ГОСТ Р 7.0.100–2018) и английском (References, оформляется в соответствии с APA 6th Edition) языках. Список источников и References необходимо разделить на две независимые части, расположенные друг под другом.

Ссылаться нужно в первую очередь на «авторизованные источники» — книги, статьи в журналах, сборников докладов конференций. Допускается упоминание диссертаций и патентов. Состав источников должен быть актуальным. Нормативно-техническую документацию (ГОСТ, СНИП, СанПиН и пр.), а также различные отчеты и карты следует оформлять как постраничные сноски согласно ГОСТ Р 7.0.5–2008.

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

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

11. Редакция направляет копии рецензий в ВАК Минобрнауки России при поступлении в редакцию соответствующего запроса.

12. Плата за опубликование рукописей не взимается.

Перепечатка материалов или их фрагментов возможны только с письменного разрешения редакции. Ссылка на научно-технический журнал «ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ» обязательна!

Manuscripts presentation requirements

1. The manuscript presented to the editorial staff must have:
 - an expert judgment about a possibility of publication in the open press (it is issued in the organization, from where the manuscript comes);
 - the author's statement about the publication of the work;
 - an accompanying letter from the author to the editor-in-chief of the journal, where it is confirmed that the article has not published anywhere before.
2. In order to ensure the quality of published materials and the observance of copyrights, all manuscripts entering the editorial staff are checked for matching content and only then they are sent for review. Articles containing less than 75 % of the original text are not published in the journal.
3. All manuscripts coming to the editorial staff and corresponding to the subject area go through the reviewing procedure for their evaluation by experts. All reviewers are respected specialists in the subject matter of the materials to be reviewed. The reviews are stored at the editorial staff during 5 years.
4. **Technical requirements.** Authors have to send manuscripts to the editorial staff through the journal's website (tumng.tyuiu.ru); they can also duplicate documents, which are submitted for publication, through e-mail (shuvaevanv@tyuiu.ru).
 - Margins: top — 2.8 cm; bottom — 5.07 cm; left — 4.2 cm; right — 4.2 cm; cover — 0. From the edge to the headline: top — 1.25 cm; bottom — 4.1 cm. Font size — 11 pt (Times New Roman), interline interval — 1. Paragraph indention — 0.5 cm.
 - The input of formulas and symbols used in the text is to be made only in Math Type or Microsoft Equation formulas editor. Type style of the formulas has to be close to Times New Roman. Symbols in the article's formulas are typed: large symbol — 12 pt; small symbol — 8 pt; large index — 8 pt; small index — 7 pt.
 - Figures are carried out on computer and are inserted into article file after the reference in the text. They must be clean, clear and accurate. Captions are necessary. It is advisable to send figures in a separate file. In tables all names are put down in full, without abbreviation of words. The illustrative materials (tables and figures) should not exceed $\frac{1}{3}$ of the total volume of the manuscript.
5. To apply the physical quantities in accordance with the International System of Units. Usage of abbreviations in the article is not allowed without deciphering. Narrow special scientific terms should also be deciphered. The information given in the article must contain the necessary minimum of formulas.
6. If the author directs more than one article for publication, each article and information to it should be presented separately.
7. The presented manuscript contains:
 - The UDC code, the title of the article (10-12 words), author's name and surname, the name of organization, from where the manuscript comes.
 - Keywords (no more than 10 words or 3-4 sentences on the topic of the article; they reflect the specifics of the topic, the object and the results of the research) — in Russian and English.
 - The abstract (120 to 250 words). It includes the background of the research; a brief summary of the objectives of the article; a key method that identifies the problem presented; a summary of the main findings and practical relevance of the article — in Russian and English.
 - Funding and Acknowledgements (optional section). It may include information about the grant under which the research was carried out, and acknowledgement of other scientists and/or companies that helped to carry out the study.
 - Information about the authors (author's name and surname; the position and academic title of the author; the name of organization, where he works; e-mail; ORCID (if available)) — in Russian and in English.
8. **The article's structure** should contain the following headings (according to the IMRAD standard): Introduction; Methods; Experiment; Results and Discussion; Dis-

cussion; Conclusion; Acknowledgment; References. The volume of the article (excluding tables, graphics, and references) is 5-10 pages.

- **Introduction.** It contains the relevance of the research topic, a review of the literature on the topic, the formulation of the problem, the goal and objectives.

- **Methods.** It contains a detailed description of methods and schemes of experiments/observations that allow reproducing their results, using only the text of the article; materials, instruments, equipment and other conditions for conducting experiments/observations.

- **Experiment.** An optional section. It can include detailed information on the stages of the experiment, including graphic materials for the most complete disclosure of the methodology and conditions for conducting the experiments.

- **Results and Discussion.** The results should preferably be presented in the form of tables, graphs and other visual forms. This section includes analysis of the results obtained, their interpretation and comparison with the results of other authors.

- **Discussion.** It contains interpretation of the obtained research results, including the correspondence of the results to the hypothesis of the study; the limitations of research and the generalization of its results; proposals for practical application; proposals for the direction of future researches.

- **Conclusion.** It contains conclusions summarizing the main scientific results of the article. Conclusions should logically correspond to the tasks set at the beginning of the article, contain brief summaries of the sections of the article without repeating the formulations given in them.

- **References.** The authors are responsible for the accuracy of each link. All references must be numbered consecutively. References should be enclosed in square brackets (e.g. "as mentioned in [9, 10]"). References should be submitted in Russian (they must be arranged in accordance with GOST R 7.0.100-2018) and English (they must be arranged in accordance with ARA 6th Edition). Both versions of references should be divided into two independent parts, which are located under each other.

Authors should refer primarily to "authorised sources", i.e. books, journal articles, collections of conference proceedings. Mention of dissertations and patents is allowed. The sources must be up-to-date. Normative and technical documentation (GOST, SNiP, SanPiN, etc.), as well as various reports and maps, should be prepared as page footnotes in accordance with GOST R 7.0.5-2008.

9. The editorial staff has a right to make reductions and editorial changes of the manuscript's text.

10. The article proofreading for nonresident authors is not provided. Manuscripts that do not meet the above requirements will not be considered and will not be returned to the authors.

11. The editorial staff submits the copies of the reviews to the Higher Certifying Commission of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation on receipt of the corresponding inquiry.

12. The payment for publication of manuscripts is not collected.

**Reprinting or fragments thereof may be only with the written
permission of the publisher.
Reference to the scientific and technical journal
"OIL AND GAS STUDIES" is obligatory!**

На научно-технический журнал

«Известия высших учебных заведений. Нефть и газ»

(подписной индекс: 73837)

можно оформить **П О Д П И С К У** на сайте Объединенного каталога

«Пресса России»:

<https://www.pressa-rf.ru/cat/1/edition/t73837/>,

а также можно подписаться через интернет-магазин

«Пресса по подписке»:

https://www.akc.ru/itm/izvestiy_a-vy_iss_hih-uc_hebny_ih-zavedeniy-neft-i-gaz/

Редактор — В. И. Карашлийска
Редактор, дизайнер — Н. В. Шуваева

Тираж 500 экз. Заказ № 3117.
Дата выхода в свет 28.10.25. Формат 70x108/16.
Уч.-изд. л. 6,9. Усл. печ. л. 11,3.

Распространяется по подписке. Цена свободная.

Центр развития публикационной активности федерального государственного бюджетного
образовательного учреждения высшего
образования «Тюменский индустриальный университет».

625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса. 625027,
Тюмень, ул. Киевская, 52.

Editor — Valeriya I. Karashliyska
Editor, designer — Natalya V. Shuvaeva

Number of copies 500. Order No 3117.
Date of publishing 28.10.25. Sheet size 70x108/16.
Published sheets 6,9. Conventional printed sheets 11,3.
Distributed by subscription. Free price.

Center for the development of publication activity. Industrial University of Tyumen.
625000, Tyumen, 38 Volodarskogo St.
Printing house of the library and publishing complex.
625027, Tyumen, 52 Kievskaya St.