

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ

OIL AND GAS STUDIES

Научно-технический журнал
Издается Тюменским индустриальным университетом с 1997 г.
Периодичность издания — 6 раз в год

1 (169)
Январь — февраль 2025

1 (169)
January — February 2025

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № 77-14120
Выдано 9 декабря 2002 года Министерством РФ по делам печати,
телерадиовещания и средств массовых коммуникаций

Издание включено в Перечень ведущих рецензируемых научных журналов, выпускаемых в Российской Федерации, в которых публикуются основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук

Учредители журнала

Министерство образования
Российской Федерации
Российский государственный
университет нефти и газа
(национальный исследовательский
университет) им. И. М. Губкина
Тюменский индустриальный
университет
Уфимский государственный
нефтяной технический
университет
Ухтинский государственный
технический университет
Альметьевский государственный
технологический университет
«Высшая школа нефти»

Редакция, издатель

625027, г. Тюмень, Киевская, 52,
офис 306, телефон: 8(3452)283076

The Journal Founders

Ministry of Education
of the Russian Federation

Gubkin Russian State University
of Oil and Gas
(National Research University)

Industrial University of Tyumen

Ufa State Petroleum Technological
University

Ukhta State Technical University

Almetyevsk state technological
university «Petroleum high school»

Editorial office, publisher

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

e-mail: shuvaevanv@tyuiu.ru, <http://tumnig.tyuiu.ru>

16+

© Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Тюменский индустриальный университет», 2025

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

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

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

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

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

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

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

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

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

EDITORIAL BOARD

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Galib M. Efendiyeu, 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

Гришкевич В. Ф., Нежданов А. А., Олейник Е. В. Принципиальные противоречия на пути составления региональной стратиграфической схемы берриас-аптских отложений Западно-Сибирской провинции	11
Леонтьев Д. С., Арсеньев А. А. О перспективах газоносности южной и юго-восточной частей Курганской области	24
Лялин А. А. Гидрогеохимия хлора как источник информации о процессе разработки нефтяного месторождения	38
Чистякова Н. Ф., Сивцев А. И. Газогидрогеохимические показатели нефтегазоносности Индигирской площади (Восточная Якутия)	50

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Кузьмина Т. В., Козубовский А. Г., Сохошко С. К. Метод определения вертикальной проницаемости в скважинах с горизонтальным окончанием	69
Челомбитко С. И. Математическое моделирование аварийных разливов нефти в половодье	83

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Чепур П. В., Чипурной Н. А., Шеметов К. А., Ефремова А. М., Конев А. А. Защита резервуаров от коррозии: перспективные решения с использованием композитных материалов	89
--	-----------

Черенцов Д. А., Пирогов С. П.

**Оценка влияния параметров многофазной жидкости
на собственные частоты колебаний надземных промысловых
трубопроводов** 100

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

Зарипов А. Т., Сотников О. С., Белошапка И. Е., Леванова Е. В.,
Федорова А. Э., Федоров А. В.

**Возможности и перспективы решения производственных задач
с участием трудоустроенных студентов** 113

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке) 122

Правила подготовки рукописи (на английском языке) 125

CONTENTS

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

- Grishkevich V. F., Nezhdanov A. A., Oleynik E. V.
Principal contradictions in the way of West Siberian berrias-aptian deposit's regional stratigraphic schemes developing 11
- Leontiev D. S., Arsenyev A. A.
On the prospects of gas potential in the Southern and Southeastern parts of the Kurgan region 24
- Lyalin A. A.
Hydrogeochemistry of chlorine as data source on the process of oil field development 38
- Chistyakova N. F., Sivtsev A. I.
Gas-hydrogeochemical indicators of oil and gas potential in the Indigirka area (Eastern Yakutia) 50

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

- Kuzmina T. V., Kozubovsky A. G., Sokhoshko S. K.
Method for determining vertical permeability in horizontal wells 69
- Chelombitko S. I.
Mathematical modeling of oil spill accidents during high water 83

DESIGNING, CONSTRUCTION AND OPERATION OF PIPELINE TRANSPORT SYSTEM

- Chepur P. V., Chipurnoy N. A., Shemetov K. A., Efremova A. M., Konev A. A.
Corrosion protection of tanks: promising solutions using composite materials 89
- Cherentsov D. A., Pirogov S. P.
Evaluation of the influence of multiphase fluid parameters on the natural frequencies of above-ground field pipelines 100

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

Zaripov A. T., Sotnikov O. S., Beloshapka I. E., Levanova E. V.,
Fedorova A. E., Fedorov A. V.

**Opportunities and prospects for solving production tasks with
the involvement of employed students** 113

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian) 122

Manuscripts presentation requirements (In English) 125

**Принципиальные противоречия на пути составления
региональной стратиграфической схемы берриас-аптских
отложений Западно-Сибирской провинции**

В. Ф. Гришкевич^{1*}, А. А. Нежданов², Е. В. Олейник³

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики, Тюмень, Россия

³Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпилемана,
Тюмень, Россия

*grishkevichvf@tyuiu.ru

Аннотация. Региональные схемы юрских и меловых отложений Западной Сибири, принятые за последние пятьдесят лет, отражают борьбу их современной клиноформной концепции и устаревшей плоско-параллельной модели. «Живучесть» устаревшей модели в главном стратиграфическом документе седиментационного бассейна объясняется отказом от принципа комплексной интерпретации геофизической и геологической информации в пользу главенства биостратиграфических определений возраста отложений.

Для современной стадии изученности осадочного бассейна анализируется и сравнивается информационное обеспечение клиноформной литологостратиграфической модели и наличного объема биостратиграфических определений.

Выводы: литологостратиграфическая модель обладает большей доказанной достоверностью и точностью, чем разрозненные биостратиграфические определения: с одной стороны сотни тысяч пластопересечений в скважинах и миллионы точек сейсмической интерпретации в межскважинном пространстве, с другой — менее пятисот валидных определений руководящих форм (аммонитов) на весь продуктивный разрез.

Предложения: Отмечается необходимость срочного возобновления работы Регионального межведомственного стратиграфического совещания для подготовки сбалансированного варианта стратиграфических схем верхнеюрских и берриас-аптских отложений. Предлагается технология выработки Региональным совещанием комплексных выверенных коллективных стратиграфических решений.

Ключевые слова: региональные схемы, Западная Сибирь, литостратиграфия, биостратиграфия, верхняя юра, нижний мел

Для цитирования: Гришкевич, В. Ф. Принципиальные противоречия на пути составления региональной стратиграфической схемы берриас-аптских отложений Западно-Сибирской провинции / В. Ф. Гришкевич, А. А. Нежданов, Е. В. Олейник. — DOI 10.31660/0445-0108-2025-1-11-23 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 1. — С.11–23.

**Principal contradictions in the way of West Siberian berrias-aptian
deposit's regional stratigraphic schemes developing**

Vladimir F. Grishkevich^{1*}, Alexey A. Nezhdanov², Elena V. Oleynik³

¹ Industrial university of Tyumen, Tyumen, Russia

² West Siberian research institution of geology and geophysics, Tyumen, Russia

³ V. I. Shpilman research and analytical centre for the rational use of the subsoil, Tyumen, Russia

* grishkevichvf@tyuiu.ru

Abstract. The regional stratigraphic schemes of Jurassic and Cretaceous deposits in Western Siberia, approved over the last fifty years, reflect a conflict between the current clinoform concept and an outdated plane-parallel model. The “survivability” of the outdated model in the main stratigraphic documentation of the sedimentation basin is explained by the rejection of scientific comprehensive interpretation principle in former discussions. In these discussions, the biostratigraphic age evaluations had grand favor primacy in compare with any geophysical and geological information in conflict situation.

Materials and methods. This study analyzes and compares the data from the clinoform lithostratigraphic model with the available biostratigraphic dates for the current stage of sedimentary basin research.

Conclusions. The lithologostratigraphic model has greater proven reliability and accuracy than disparate biostratigraphic dates. On the one hand, there are hundreds of thousands of reservoir intersections in wells and millions of points of seismic interpretation in the inter-well space. On the other hand, there are less than five hundred valid definitions of index fossils (ammonites) for the entire productive sequences.

Suggestion. Notes the need for urgent resumption of the work of the Regional Interagency Stratigraphic Meeting. It should prepare a balanced version of the stratigraphic schemes for the Upper Jurassic and Berriasian-Aptian deposits. We propose a methodology for developing complex, verified collective stratigraphic solutions through the efforts of the Regional Meeting.

Key words: regional schemes, Western Siberia, lithostratigraphy, biostratigraphy, Upper Jurassic, Lower Cretaceous

For citation: Grishkevich, V. F., Nezhdanov, A. A., & Oleynik, E. V. (2025). Principal contradictions in the way of West Siberian berriasian-aptian deposit's regional stratigraphic schemes developing. Oil and Gas Studies, (1), pp. 11-23. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-1-11-23

Введение

В Советском Союзе и в современной России имела практика регулярного обновления региональных стратиграфических схем (РСС). Последний цикл работ по подготовке и принятию Западно-Сибирских РСС прошел в 1999–2005 годах. Минуло почти двадцать лет, появились новые, неучтенные данные, требующие своего обобщения в РСС, но имеются и многолетние unanswered проблемы. Разговор пойдет о причинах их живучести и о возможных путях преодоления в ходе работы очередного Межведомственного регионального стратиграфического совещания (МРСС) по Западной Сибири.

Состояние вопроса

Нормативной основой работы Совещаний является Стратиграфический кодекс России [1, 2]. Кодекс во всех редакциях декларирует свою направленность «на упорядочение функций стратиграфической службы по выполнению задач практической геологии». Но в основном тексте его последней редакции 2019 года [2] отсутствует само понятие формационно-циклического анализа — основного современного аппарата решения прикладных геологических задач поиска, разведки и разработки полезных ископаемых в осадочных бассейнах. Под формационно-циклическим анализом здесь понимается вся цепочка методов литолого-стратиграфической корреляции разрезов от классической работы Н. И. Головкинского до сиквенс-стратиграфии.

Как известно, неокомские (берриас-барремские) осадки покрывают почти всю территорию Западно-Сибирской впадины. В ее окраинных частях осадконакопление происходило в условиях континентальной аккумулятивной равнины, а в центре располагался постепенно сокращавшийся морской бассейн бокового (проградационного) осадконакопления. Доказано, что этот морской бассейн имел классические зоны бассейнов такого типа: седиментационный шельф, седиментационный склон и центральную впадину с маломощными тонкодисперсными осадками (унда-, клино- и фондоформы по Ричу [3]). Западно-Сибирский эпиконтинентальный бассейн был внутриконтинентальным морем с каледон-герцинским складчатым основанием. Он был открыт на север в приполярный океан Борей, а уровень вод этого бассейна существенным образом контролировался эвстатическими колебаниями уровня вод Мирового океана. В геологической летописи неокомских осадков колебания уровня моря наиболее контрастно отражены в циклическом переслаивании грубо- и тонкозернистых осадков (песчаников и глин) на седиментационных шельфе и склоне (ундаформе и клиноформе). Отдельные эвстатические циклы прослеживаются в прибрежной зоне морского палеобассейна в виде субрегиональных объектов (авторы называют их по-разному: литоциклы, клиноциклиты, сиквенсы и т. п.). С другой стороны, такие колебания уровня моря практически не выражены в осадках центральной «голодной» впадины и прибрежной континентальной равнины.

Циклическое переслаивание песчаных и глинистых слоев отложений седиментационных шельфа и склона образуют нефтемещающие объекты — резервуары осложненной части неокомского нефтегазоносного комплекса, к которым приурочена существенная часть нефтяных и газовых ресурсов Западно-Сибирской провинции. Нефтегазоносные резервуары являются объектами интенсивного изучения и разбурирования, поэтому каждый из них вскрыт десятками тысяч поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, охарактеризован миллионами точек наблюдений (интерпретации) сейсморазведки, их стратиграфическая последовательность и границы распространения на основной части территории бассейна изучены с предельной достоверностью. Таким образом, для значительной по объему и экономически наиболее значимой части неокомских осадков реально существует надежная и точная литолого-стратиграфическая циклическая шкала геологического времени. На макете Региональной стратиграфической схемы нижнемеловых отложений Западной Сибири (берриас-апт), подготовленной в 2004 году Западно-Сибирским РМСС [4], плюсом к стандартным стратиграфическим шкалам, присутствует дополнительная шкала региональных циклических объектов, циклы которой поименованы названиями глинистых пачек (маркеров) — покрышек неокомских резервуаров (рис. 1). Нетрудно убедиться, что литоциклическая шкала плотнее, чем даже аммонитовая шкала — наиболее детальная из всех биостратиграфических шкал.

ОБЩАЯ СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ШКАЛА				БОРЕАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ		РЕГИОНАЛЬНЫЕ СТРАТИГРАФИЧЕСКИЕ ПОДРАЗДЕЛЕНИЯ			
Система	Отдел	Ярус	Подъярус	Отдел	Рейонярус	Лона	Провинциальная лона	Надъярус	Горизонт
М Е Л О В	Алтокий	Нижний	Средний	М	Баремский	Верхний		И	Алымский
	Баремский	Верхний	Средний	М	Баремский	Верхний		И	Алымский
	Готеривский	Нижний	Средний	М	Готеривский	Верхний		И	Алымский
	Валанжинский	Нижний	Средний	М	Валанжинский	Верхний		И	Алымский
	Берриасский	Нижний	Средний	М	Берриасский	Верхний		И	Алымский

Рис. 1. Макет Региональной стратиграфической схемы нижнемеловых отложений Западной Сибири (берриас-апт), лист 2 [4]

Заметим, что сравнение аммонитовой шкалы со шкалой литологических маркеров абсолютно оправдано, так как циклические литологические последовательности формируются в краевых частях морского палеобассейна там, где была наиболее высока плотность проживания и захоронения аммонитов [5].

От подошвы берриаса до кровли баррема выделен 21 субрегиональный цикл (резервуар) и только десять провинциальных лон (слоев с аммонитами). Наиболее подробно зональное расчленение берриаса: в нем выделяется до четырех резервуаров и пять аммонитовых зон. Представляющие наибольший промысловый интерес отложения валанжинского и готеривского возрастов являются собой семнадцать нефтегазоносных резервуаров, но охарактеризованы только лишь двумя-тремя аммонитовыми зонами каждый.

Закрытый неокомский бассейн Западной Сибири, за исключением обнажений на обрамлении, изучается исключительно скважинами и геофизическими методами. Каждая из скважин, вскрывших осадки нижнего мела и имеющая в этом интервале стандартный комплекс геофизических исследований (ГИС), является точкой идентификации и замера характеристик резервуаров (сиквенсов). Дополнительным средством контроля идентификации индивидуальных литологических тел служит сиквенс-анализ: совместная стратиграфическая интерпретация скважинных и сейсмических данных [6]. Таким образом, описываемые литолого-стратиграфической циклической шкалой объекты охарактеризованы сотнями тысяч взаимосогласованных точек наблюдения.

Плотность наблюдений биофассий в том числе аммонитов, на несколько порядков ниже. В 1990 году составители «Атласа моллюсков и фораминифер...» [7] располагали коллекцией аммонитов и моллюсков приблизительно из 2,5 тысяч экземпляров по верхней юре и неокому Западной Сибири, примерно две трети из которых — верхнеюрские и треть — неокомские. По самым оптимистичным оценкам за последние тридцать лет количество определений аммонитов могло вырасти раза в два, но большая часть прироста информации рассредоточена по фондам нефтяных компаний. Таким образом, для общерегионального анализа общедоступными остаются только систематизированные и опубликованные палеонтологические определения советских лет.

Для справки, по территории Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО) по состоянию на 2005 год ЗапСибНИГНИ (Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологоразведочный нефтяной институт) — крупнейший центр биостратиграфических определений по Западной Сибири — располагал 16 632 определениями возрастов. Из них по аммонитам — 2 791 определение, J — 1064, K — 677, неопределимые по возрасту образцы — 1052. Количество образцов с аммонитами, определенными до рода или вида, составляет всего N = 393, средняя точность определения возраста δt равняется 3,97 млн лет, из них J — N = 286, $\delta t = 3,04$, K — N = 107, $\delta t = 6,56$.

Дополнительную неопределенность вносят ошибки привязки точек отбора образцов биостратиграфических определений. В настоящее время массовый замер естественной радиоактивности полноразмерного керна делает возможной привязку точки отбора с точностью до 0,2–0,5 м. В советское время привязка керна проводилась визуально или по текстовому описанию литологических разностей в колонке керна. Метод этот грешит изначальной неточностью и допускает простор субъективных толкований. Для многих старых определений сохранилось только палеонтологическое заключение, часто без глубины отбора образца внутри интервала керна. В лучшем случае имеется образец с макрофауной, а полный керн интервала отбора утрачен. Это исключает возможность повторной привязки. Ситуация усугубляется при наличии опечаток в глубинах интервала отбора керна и образца. К сожалению, такие ошибки далеко не единичны. Особенно чувствительны к ошибкам привязки битуминозные конденсированные разрезы: там смещение на один метр равносильно изменению возраста на 1 млн лет. Именно поэтому старые определения возрастов практически бесполезны для изучения внутренней структуры битуминозной части разреза на границе юры и мела (баженовской битуминозной формации).

По оценкам С. В. Ершова [6] при общей продолжительности неокома около 20 млн лет [1] общее время накопления барремских резервуаров составляет 4,4 млн лет, тогда как средняя продолжительность берриас-готеривских циклов составляет около 1 млн лет. Таким образом, для неокомских отложений Западной Сибири точность шкалы маркеров в разы превосходит точность определения возраста по единичным экземплярам аммонитов.

Степень глобальной согласованности палеонтологических определений и клиноформной (наумовской [9]) модели неокома можно визуально оценить, воспользовавшись классическим рисунком [8] (рис. 2). На него дополнительно нанесены две синих линии положения кровли мегийонской и усть-балыкской свит (самотлорской и пимской пачек) по современной клиноформной модели. В верхней части рисунка видно постепенное омоложение осадков шельфовых пластов с востока на запад: от берриаса на востоке (Северо-Васюганская площадь) до готерива на западе во Фроловской впадине (на Фроловской, Эргинской и Заозерной площадях) строго в соответствии с клиноформной моделью. В то же время наблюдается резкое рассогласование палеонтологических возрастов вдоль изохронных границ пимской и самотлорской пачек: макрофауне присклоновых ачимовских и подачимовских отложений всюду приписан берриасский возраст. Таким образом, пимский цикллит содержит фауну готеривского возраста в своей шельфовой (ундаформной) части и берриасскую фауну в осадках его погруженной (фондаформной) части. Очевидно, это противоречит базовому принципу стратиграфии — закону Смита: досто-

верно разновозрастные литологические слои должны содержать разновозрастную (одинаковую) фауну.

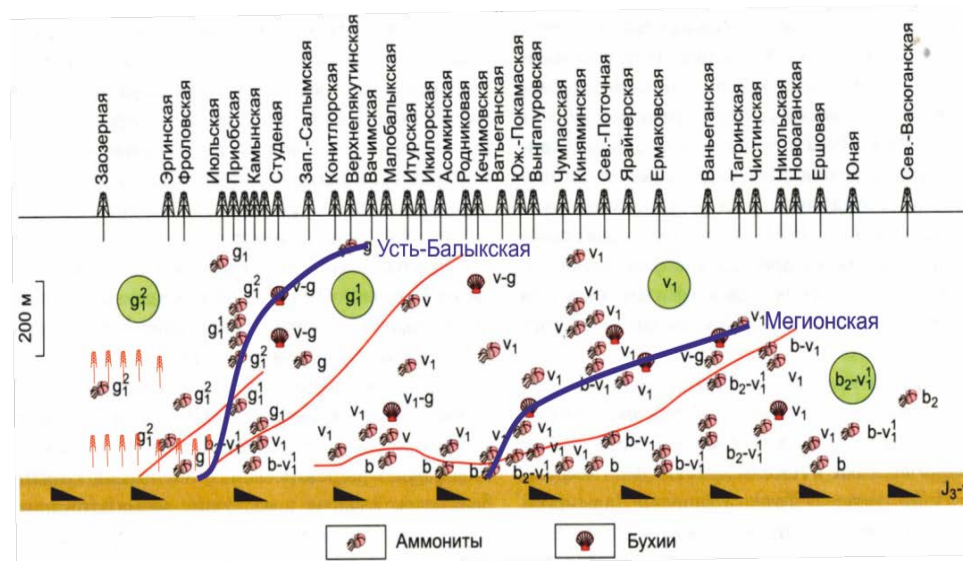


Рис. 2. Датировка возраста клиноформных отложений неокома центральных районов Западной Сибири по аммонитам и бухиям по [8] с дополнениями, красные линии — границы ярусов, синие — границ кровли двух свит

Противоречие это может быть снято только совместной переинтерпретацией литолого-стратиграфических (сиквенс-стратиграфических) и палеонтологических данных. Уже в 1991 году стало очевидно, что такая переинтерпретация потребует ревизии всех палеонтологических определений возраста, что оказалось неприемлемым для статусной части научного сообщества. Активно используемая в производственных организациях Наумовская клиноформная модель неокома просто не получила своего отражения в принятой в 1991 году региональной стратиграфической схеме в полной мере [10]. Проблема согласования био- и литостратиграфических данных стала камнем преткновения и в ходе работы РМСС 1999–2006 годов. Проблема была решена путем неопубликования новой согласованной и утвержденной Межведомственным стратиграфическим комитетом России (МСК) [11] региональной стратиграфической схемы берриас-аптских отложений Западной Сибири.

Границы структурно-фациальных районов рабочей схемы, повсеместно используемой в практической деятельности проектных и научных учреждений, специализирующихся на изучении Западно-Сибирской нефтегазодержащих пластов неокома. Надо отметить, что неомкомская часть разреза на территории по крайней мере центральной части провинции имеет высокую

степень изученности. Модель строения неокома с 2004 года глобально не меняется и в региональной стратиграфической схеме должна быть отражена.

26 мая 2023 года в рамках конференции Тюменского нефтяного научного центра Роснефти «Геологоразведка на нефть и газ 2023: тренды, вызовы, решения» прошел круглый стол по проблемам стратификации меловых отложений Западной Сибири, а 8 ноября 2023 года состоялась конференция Западно-Сибирского научно-исследовательского института геологии и геофизики (ЗапСибНИИГГ) «Состояние и использование ресурсной базы углеводородного сырья Западной Сибири» под девизом «Возрождение региональной стратиграфии — ключ к повышению достоверности геологических моделей». Они продемонстрировали востребованность актуализированной региональной стратиграфической схемы неокома для решения текущих задач планирования и управления разведкой и разработкой месторождений нефти и газа. Раздел «Стратиграфия» обязателен для всех видов проектных и отчетных документов. Основой раздела являются официальные схемы литофациального районирования. Приведение их в соответствие с накопленными знаниями и данными в конечном итоге поможет упорядочить индексацию пластов и, следовательно, государственный баланс ресурсов и запасов углеводородного сырья.

Предложения

Для разрешения сложившейся ситуации необходим скорейший созыв очередного регионального стратиграфического совещания и организация работ по подготовке региональной стратиграфической схемы под эгидой и при их финансировании Федеральным агентством по недропользованию (Роснедра).

На первом этапе необходимо запланировать два мероприятия: во-первых, проведение РМСС по уточнению шкалы субрегиональных литологических маркеров; во-вторых, создание единой базы данных всех биостратиграфических заключений по региону.

Основными информационными продуктами первого этапа должны стать база данных биостратиграфических заключений и черновик макета РСС с фиксацией реализаций региональных маркеров по районным номенклатурам пластов в скважинах-гипостратотипах (список скважин-гипостратотипов потребует уточнить, как минимум, по новым районам) и в дополнении к макету — набор авторских каталогов положения региональных маркеров во всех скважинах с биостратиграфическими определениями возрастов для проверки согласованности всех биостратиграфических определений с литологическими разбивками. Множественность версий каталогов разбивок от организаций-участников РСС (в зонах их заинтересованной проработки) необходима для выявления

существующих рассогласований в каркасе региональных маркеров средствами обработки баз данных.

После ликвидации ЗапСибНИГНИ палеонтологические коллекции были переданы в ИНГГ СО РАН, на его базе совместно со СНИИГиМС разумно осуществить формирование базы данных биостратиграфических заключений по Западной Сибири. Естественный координатор РМСС на первом этапе — ЗапСибНИИГГ, единственный региональный геологический институт федерального подчинения. Уточненный макет РСС в качестве предварительного документа может быть рассмотрен МСК и опубликован в статусе рабочей РСС.

На втором этапе осуществляется взаимная привязка региональных аммонитовых зон и шкалы маркеров, в ходе которой выявляются и приводятся к урегулированию рассогласования определения возрастов по макрофауне внутри региоциклитов, границы которых описаны подготовленными на первом этапе авторскими каталогами от предприятий-участников РМСС. При затруднениях в достижении согласования предприятиям-участникам предлагается осуществить целенаправленный поиск биофассий внутри спорных интервалов разреза среди уже отобранного керна, находящегося в региональных и отраслевых хранилищах, для передачи на дополнительные палеонтологические исследования. После исчерпания возможности пополнения палеонтологических заключений и при сохранении рассогласований спорные определения возрастов биофассий первоначально рассматриваются коллоквиумами палеонтологов, а затем передаются геологической службе соответствующего недропользователя или уполномоченный НИИ для подготовки литолого-стратиграфической аргументации. На очередном заседании РМСС принимается совместное решение о невалидности определения или о корректировке литолого-стратиграфической модели. После исчерпания принципиальных рассогласований подготавливается окончательный полный вариант РСС.

Обсуждение

Утилитарной целью изучения недр и геологоразведки является изучение (прогноз) геометрии литологических тел, их структуры и свойств, как возможных объектов практического использования. Наиболее весомо значение биостратиграфических определений на начальных этапах изучения погребенного осадочного бассейна для далеко отстоящих скважин. В разрезах удаленных скважин единые региональные тела распознавались на основании сходства литологического строения интервалов и наличия в них разновозрастной фауны или флоры. С другой стороны, в слабодислоцированных толщах в старом промысловом районе при локальном, например кустовом, бурении скважин их успешная проводка абсолютно не нуждается в неторопливом, трудоемком, высокоин-

теллектуальном и дорогом биостратиграфическом сопровождении, а корректируется высокотехнологичными геофизическими методами. Именно из-за экономической целесообразности эксплуатационные скважины приносят много достоверных данных о литологическом строении разреза и не дают никакой биостратиграфической информации. Минимальные объемы керна отбираются только для оценки коллекторских свойств пород. Биостратиграфические исследования если и проводятся, то — сугубо факультативно. К сожалению, те же экономические причины приводят к оптимизации биостратиграфических исследований и поисково-разведочного бурения. Поэтому текущим итогом изучения и освоения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции являются соприкасающиеся эксплуатационные сетки скважин, обеспечивающие достоверное прослеживание региональных глинистых покрышек (границ циклитов), и неясная стратиграфическая привязка надежно выделенных нефтегазоносных резервуаров. При том что независимые оценки возраста по биостратиграфическим данным по-прежнему остаются единственным средством внешнего контроля правильности региональных литолого-стратиграфических моделей.

Выводы

Предлагаемая процедура согласования палеонтологических определений возраста и литолого-стратиграфической модели имеет своим плюсом оценку интервала существования видов аммонитов по шкале региональных маркеров, что, с одной стороны, очень практично, а с другой — обеспечивает точный контроль циклостратиграфической модели биостратиграфическими данными. Из-за стратиграфической и литологической неопределенности границы юрских и меловых отложений интервал анализа и согласования очень желательно расширить вниз на волжский ярус до начала регионального мегацикла [12]. Но полноценной и удобной в использовании региональной стратиграфической схемы по неокому и верхней юре, даже выполнив предлагаемое согласование, получить невозможно. В Стратиграфическом кодексе России отсутствует понятие формации как объекта одинакового генезиса, непрерывно скользящего по возрасту. В неокоме Западной Сибири такими объектами выступают шельфовые пласты, склоновый (клиноформный) комплекс, ачимовская «пачка» и конденсированные осадки подачимовских слоев. Как готовить новую редакцию Кодекса — отдельный разговор, но уже на первом этапе РМСС стоит обсудить необходимость целенаправленного изменения Кодекса под конкретные нужды современной практической геологии.

Список источников

1. Стратиграфический кодекс России: утвержден Бюро МСК 18 октября 2005 г. / Федеральное агентство по недропользованию, Федеральное государственное бюджетное научное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А. П. Карпинского», Межведомственный стратиграфический комитет России ; сост. А. И. Жамойда и др. – Санкт-Петербург : ВСЕГЕИ, 2006. – 96 с. – Текст : непосредственный.
2. Стратиграфический кодекс России : утвержден Бюро МСК 18 октября 2005 г. / Федеральное агентство по недропользованию, Федеральное государственное бюджетное научное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А. П. Карпинского», Межведомственный стратиграфический комитет России ; сост. А. И. Жамойда и др. – 3-е изд., испр. и доп. – Санкт-Петербург : ВСЕГЕИ, 2019. – 92 с. – Текст : непосредственный.
3. Rich, J. L. Three critical environments of deposition, and criteria for recognition of rocks deposited in each of them / J. L. Rich. – DOI 10.1130/00167606(1951)62[1:TCEODA]2.0.CO;2. – Direct text // Geological Society of America Bulletin. – 1951. – Vol. 62, Issue 1. – P. 1–20.
4. Гришкевич, В. Ф. Макет региональной стратиграфической схемы нижнемеловых отложений Западной Сибири (берриас-апт). – Тюмень, 2004. – Текст электронный // Меловой период, cretaceous. Библиотека. – URL : <http://cretaceous.ru/pub/~id/3627> (дата обращения: 29.11.2023).
5. Условия существования мезозойских морских бореальных фаун : Сб. статей / Отв. ред. чл.-кор. В. Н. Сакс, В. А. Захаров. – Новосибирск : Наука. Сиб. отд-ние, 1979. – 152 с. – Текст : непосредственный.
6. Ершов, С. В. Сиквенс-стратиграфия берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири / С. В. Ершов. – DOI 10.15372/GiG20180711. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59, № 7. – С. 1106–23.
7. Атлас моллюсков и фораминифер морских отложений верхней юры и неокома Западно-Сибирской нефтегазоносной области / Н. П. Вячкилева, И. Г. Климова, А. С. Турбина [и др.]. – Текст: непосредственный. – Москва : Недра, 1990. – 286 с. – Текст: непосредственный.
8. Нежданов, А. А. Сейсмогеологический анализ строения нефтегазоносных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования неантиклинальных ловушек и залежей УВ : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка горючих ископаемых» : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук / Нежданов Алексей Алексеевич. – Тюмень, 2004. – 44 с. – Место защиты : Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Текст : непосредственный.
9. Наумов, А. Л. Об особенностях формирования разреза неокомских отложений Среднего Приобья / А. Л. Наумов, Т. М. Онищук, М. М. Биншток. – Текст : непосредственный // Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений. – 1977. – Вып. 64. – С. 39–49.
10. Региональные стратиграфические схемы мезозойских отложений Западно-Сибирской равнины. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1991. – 62 с. – Текст : непосредственный.
11. Постановление по стратиграфическим схемам меловых отложений Западной Сибири от 8 апреля 2005 года. – Текст : непосредственный // Постановления Межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. – Вып. 36. – Санкт-Петербург : ВСЕГЕИ. – 2006. – С. 5–7.

12. Карогодин, Ю. Н. Неокомский продуктивный комплекс Западной Сибири и актуальные задачи его изучения / Ю. Н. Карогодин, А. А. Нежданов. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1988. – № 10. – С. 9–14

References

1. Stratigraficheskii kodeks Rossii. (2006). Sankt-Peterburg, VSEGEI Publ., 96 p. (In Russian).
2. Stratigraficheskii kodeks Rossii. (2019). Sankt-Peterburg, VSEGEI Publ., 92 p. (In Russian).
3. Rich, J. L. (1951). Three critical environments of deposition, and criteria for recognition of rocks deposited in each of them. Geological Society of America Bulletin, 62(1), pp. 1-20. (In English). DOI: 10.1130/0016-7606(1951)62[1:TCEODA]2.0.CO;2
4. Grishkevich, V. F. (2004). Maket regional'noi stratigraficheskoi skhemy nizhnemelovykh otlozhenii Zapadnoi Sibiri (berrias-apt). (In Russian). Available at: <http://cretaceous.ru/pub/~id/3627>
5. Saks, V. N., & Zakharov, V. A. (Eds). (1979). Usloviya sushchestvovaniya mezozoiskikh morskikh boreal'nykh faun. Novosibirsk, Nauka Publ., 152 p. (In Russian).
6. Ershov, S. V. (2018). Sequence stratigraphy of the berriassian-lower aptian deposits of West Siberia. Russian Geology and Geophysics, 59(7), pp. 891-904, (In Russian).
7. Vjachikleva, N. P., Klimova, I. G., Turbina, A. S, Braduchan, Ju. V., Zaharov, V. A., ... & Olejnikov, A. N. Atlas mollyuskov i foraminifer morskikh otlozheniy verkhney yury i neokoma Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy oblasti. (1990). Moscow, Nedra Publ., 286 p. (In Russian).
8. Nezhdanov, A. A. (2004). Seysmogeologicheskii analiz stroeniya neftegazonosnykh otlozheniy Zapadnoy Sibiri dlya tseley prognoza i kartirovaniya neantiklinal'nykh lovushek i zalezhey UV. Avtoref. diss. ... dokt. geol.-mineral. nauk, 44 p. Tyumen. (In Russian).
9. Naumov, A. L., Onishchuk, T. M. & Binshtok, M. M. (1977). Ob osobennostyakh formirovaniya razreza neokomskikh otlozheniy Srednego Priob'ya. Geologiya i razvedka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri, (64), pp. 39-49. (In Russian).
10. Regional'nye stratigraficheskie skhemy mezozoiskikh otlozhenii Zapadno-Sibirskoi ravнины. (1991). Tyumen', ZaPSiBNIGNI Publ., 62 p. (In Russian).
11. Postanovlenie po stratigraficheskim skhemam melovykh otlozhenii Zapadnoi Sibiri. (2006). Postanovleniya Mezhdedomstvennogo strtigraficheskogo komiteta i ego postoyannykh komissii. Sankt-Peterburg, VSEGEI Publ., (36), pp. 5-7. (In Russian).
12. Karogodin, Yu. N., & Nezhdanov, A. A. (1988). Neokomskii produktivnyi kompleks Zapadnoi Sibiri i aktual'nye zadachi ego izucheniya. Geologiya nefiti i gaza, (10), pp. 9-14. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Гришкевич Владимир Филиппович, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, grishkevichvf@tyuiu.ru

Нежданов Алексей Алексеевич, доктор геолого-минералогических наук, советник по геологии, Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики, г. Тюмень

Олейник Елена Владимировна, кандидат геолого-минералогических наук, заведующая лабораторией, Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпилмана, г. Тюмень, ORCID: <http://orcid.org/0009-0003-8762-6291>

Vladimir F. Grishkevich, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, grishkevichvf@tyuiu.ru

Alexey A. Nezhdanov, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, geological adviser, West Siberian Research Institution of Geology and Geophysics, Tyumen

Elena V. Oleynik, Candidate of Geology and Mineralogy, Laboratory Chief, V.I. Shpilman Research and Analytical Center for the Rational Use of the Subsoil, Tyumen, ORCID: <http://orcid.org/0009-0003-8762-6291>

Статья поступила в редакцию 03.06.2024; одобрена после рецензирования 10.07.2024; принята к публикации 20.12.2024.

The article was submitted 03.06.2024; approved after reviewing 10.07.2024; accepted for publication 20.12.2024.

УДК 553.982.23

DOI 10.31660/0445-0108-2025-1-24-37

О перспективах газоносности южной и юго-восточной частей Курганской области

Д. С. Леонтьев, А. А. Арсеньев*

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**aarseniev62@mail.ru*

Аннотация. В настоящее время вопрос о перспективах нефтегазоносности Курганской области остается открытым. Не предоставляя убедительных доказательств, некоторые специалисты считают, что недра Курганского Зауралья малоинтересны с точки зрения добычи углеводородов. Другие эксперты, напротив, полагают, что, хотя залежи углеводородов в области невелики, их открытие возможно при условии тщательного обоснования направлений поисково-разведочных работ, с особым вниманием к палеозойским отложениям.

Цель исследования — изучение перспектив газоносности южной и юго-восточной частей Курганской области.

Метод исследования — аналитический.

В процессе работы авторами были представлены данные по испытаниям скважин, пробуренных в Звериноголовском, Лебяжье-вском, Макушинском, Варга-шинском и Петуховском районах, а также создана обобщенная карта проявлений газа на исследуемой территории.

Практическая значимость трудов заключается в выявлении и конкретизации участков, на которых необходимо начать поиск и геологоразведку залежей углеводородов в первую очередь.

Ключевые слова: Курганская область, газопроявления Звериноголовского месторождения газа, растворенный горючий газ, Звериноголовский район, Лебяжье-вский район, Макушинский район, Варга-шинский район, Петуховский район

Для цитирования: Леонтьев, Д. С. О перспективах газоносности южной и юго-восточной частей Курганской области / Д. С. Леонтьев, А. А. Арсеньев. — DOI 10.31660/0445-0108-2025-1-24-37 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 1. — С. 24–37

On the prospects of gas potential in the Southern and Southeastern parts of the Kurgan region

Dmitry S. Leontiev*, Alexey A. Arsenyev*

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**aarseniev62@mail.ru*

Abstract. At present, the issue of oil and gas potential in the Kurgan region, the question remains open. Without convincing evidence, some specialists believe that the depths of the Kurgan Trans-Urals is of little interest for hydrocarbon extraction.

On the other hand, some experts suggest that, although the hydrocarbon deposits in the region are not large, their discovery is possible if the directions for exploration and prospecting work are carefully justified, with special attention to Paleozoic deposits.

The aim of the study is to examine the gas potential of the southern and southeastern parts of the Kurgan region. The method of research is the analytical.

While working, the authors presented data on well testing in the Zverinogolovsky, Lebyazhevsky, Makushinsky, Vargashinsky, and Petukhovsky districts, as well as developed a generalized map of gas manifestations in the study area. Practical importance of the study is in identifying and specifying areas where hydrocarbon exploration and geological surveys should be prioritized.

Keywords: Kurgan region, gas occurrences, Zverinogolovsky gas field, dissolved combustible gas, Zverinogolovsky district, Lebyazhevsky district, Makushinsky district, Vargashinsky district, Petukhov district

For citation: Leontiev, D. S. & Arsenyev, A. A. (2025). On the prospects of gas potential in the Southern and Southeastern parts of the Kurgan region. Oil and Gas Studies, (1), pp. 24-37. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-1-24-37

Введение

В настоящее время Курганская область по факту не является регионом с установленной нефтегазоносностью. В эпоху великих открытий в сфере нефтегазодобычи Советским Союзом проводилось множество геологоразведочных работ. Геологическими исследованиями была охвачена обширная территория Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Внимание геологов также привлекала и территория Курганской области. С 1973 по 2008 год в ней было пробурено более 30 скважин, ни одна из которых не вскрыла залежи нефти и газа. Однако при изучении геологического материала, отчетов и дел скважин у нас сложилось впечатление, что работы были проведены не в полной мере.

Объект и методы исследования

Объектом исследования выступает южная и юго-восточная части Курганской области. Метод исследования — аналитический.

Результаты

Первые упоминания о газопроявлениях на юге Курганского Зауралья датируются 30-ми годами XX века, когда в 35 километрах к северо-востоку от села Звериноголовское на территории Березовского совхоза в неглубоких скважинах (от 15 до 35 м) были зафиксированы газопроявления (азота) [1, 4, 5]. Согласно источнику [2] территория газопроявлений разделялась рекой Нижняя Алабуга на северный и южный участки. Материалы описания азотного месторождения газа опубликованы в 1938 году Н. П. Ростовцевым [1] и упомянуты в статье Н. П. Туаева [2].

Для справки: в указанный отрезок времени эта территория относилась к Челябинской области. В настоящее время ранее описываемое Зве-

риноголовское месторождение азотного газа расположено на территории Притобольного района Курганской области (сформированной в 1943 году) между населенными пунктами Ялым — Плотниково — Нижняя Алабуга (рис. 1).

Сам Н. П. Ростовцев отмечал этот крайне нерядовой факт как благоприятную возможность найти углеводороды в звериноголовских газах [1].

Более подробно о месторождении можно прочесть в статье, опубликованной авторами в журнале «Разведка и охрана недр» в 2023 году [3].

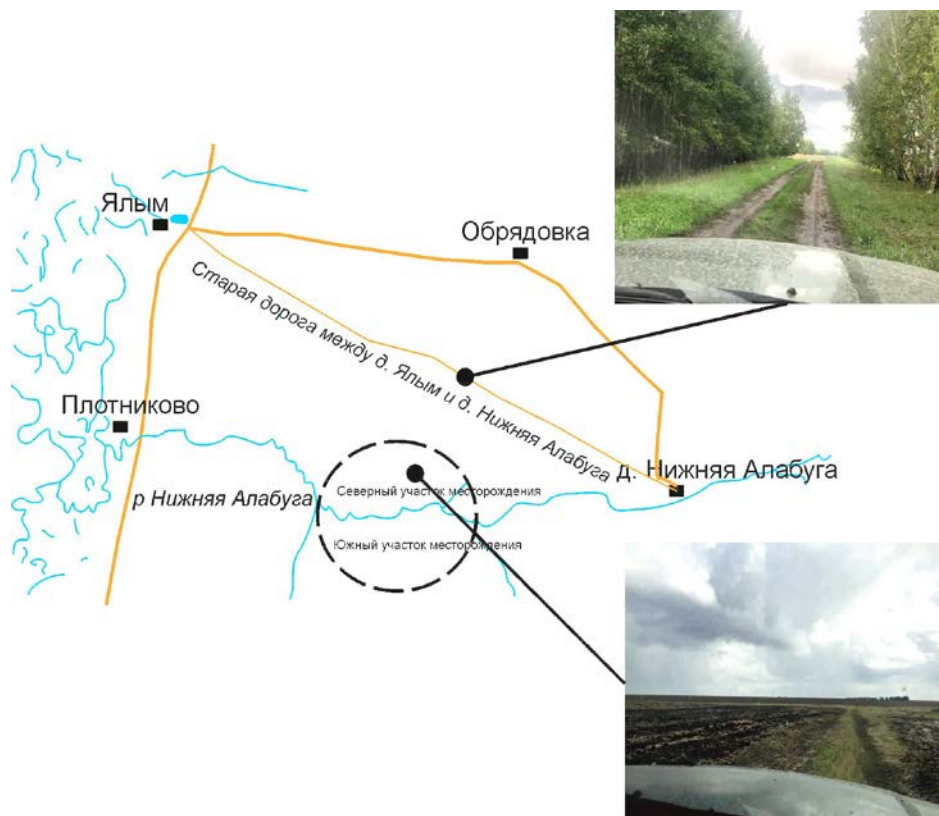


Рис. 1. Схема местонахождения Звериноголовского месторождения газа (фотографии авторов)

Через пару лет в Макушинском районе в скважине (рис. 2), пробуренной Главнефтеразведкой, на глубине 620–719 м в меловых отложениях был встречен газоводонасыщенный горизонт с дебитом воды 850 м³/сут. Согласно документу¹ вода соленая, с температурой у устья скважины 23 °С.

¹ Пояснительная записка к карте нефтеносности Урала (Свердловская, Молотовская, Курганская и Челябинская области) по состоянию на 01.01.1946 г. (Геологический отчет)

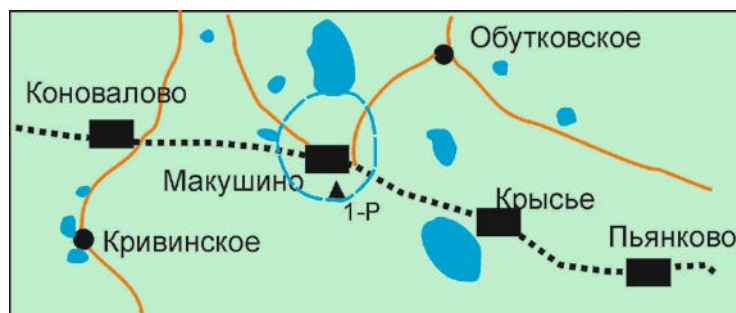


Рис. 2. Схема местонахождения Макушинской скважины 1-Р

Признаков нефтеносности в породах, пройденных скважиной, обнаружено не было. Свободной газовой залежи, по имеющимся фактам и мнению авторов², нет. Выделение газа из соленой воды происходило на устье скважины при изливе. По анализам лаборатории «Гелиегазразведки» состав газа следующий: N_2 — 75 %, CH_4 — 5,5 %, содержание тяжелых углеводородов — 0,1 %, редких газов — 0,85 %.

Позднее в этом же районе в 1979 году была пробурена Сухменская параметрическая скважина³ (рис. 3).



Рис. 3. Схема расположения Сухменской скважины

В скважине было испытано несколько объектов. Объект I в интервале глубин 495–1500 м (палеозойские отложения). Параметры глинистого раствора при вскрытии: удельный вес — $1,21 \text{ г/см}^3$; вязкость — 30 сек; водоотдача — 18 см^3 за 30 минут.

Забой скважины находится на глубине 1 500 м. Скважина испытывалась открытым стволом. Вызов притока осуществлялся сменой глинистого раствора на воду и снижением уровня воды с помощью бурильного ин-

² Пояснительная записка к карте нефтеносности Урала (Свердловская, Молотовская, Курганская и Челябинская области) по состоянию на 01.01.1946 г. (Геологический отчет)

³ Дело скважины № 1 Сухменской площади, 1978 г.

струмента до 300 м. В итоге был испытан только один объект, по результатам работ в котором был получен приток пластовой воды с растворенным горючим газом, дебит — $108 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $H_d = 140 \text{ м}$. Газовый фактор = 0,5. Состав газа: N_2 — 80,6 %; O_2 — 15,38 %; CH_4 — 2,83 %, CO_2 — 1,19 %.

Второй объект находился в интервале глубин 475–485 м (кровля палеозойских отложений). Вскрытие горизонта проведено перфоратором ПКС-80, из расчета 14 отверстий на 1 п. м., всего 140 отверстий. После очистки скважины бурильным инструментом отобраны пробы воды и растворенного газа.

Состав газа: N_2 — 83,82 %; O_2 — 11,57 %; CH_4 — 2,81 %, CO_2 — 1,80 %.

Позднее в 2007 году Правдинской геологоразведочной экспедицией была пробурена скважина № 1 на Северо-Привольной площади (глубина скважины — 2 402,5 м) [6].

По предварительным данным этих исследований получены следующие результаты: газ, выделенный с глубин 1 906–1 908 м, аналогичен по составу нефтяному газу из пластовой нефти Кальчинского месторождения Тюменской области.

Из интервала 2 082–2 201 м в газовой фазе происходит нарастание содержания C_5 +высшие (нефтяной газ) до максимального значения 4,72 % мольных в составе газа и 8,50 % мольных в углеводном составе газа при одновременном снижении содержания азота в составе газа с 57,29 до 44,27 %.

На глубине 2 236 м наблюдается повышение газопоказания метана — 74,65 %, C_5 +высшие — 8,3 %.

Исследованный интервал разреза пробуренной скважины № 1 Северо-Привольной площади вполне может иметь продуктивные горизонты, особенно интервал глубин 1 900–2 210 м, являющийся перспективным для поиска нефти и газа. На указанных глубинах содержание нефтепродуктов достигает 7 % весовых или порядка 10 % объемных.

В Варгашинском районе в 1959 году была пробурена скважина с глубиной забоя — 865,3 м. По результатам испытаний четырех объектов получены притоки пластовой воды с растворенным горючим газом дебитом от 16,2 до $46,1 \text{ м}^3/\text{сут}$. [8].

В этом же районе в 1984 году Иртышская нефтеразведочная экспедиция вблизи озера Иванково пробурила структурно-поисковую скважину Дубровненская № 1⁴ (рис. 4).

В этой скважине на глубине 819 м были вскрыты серые гравелитистые песчаники с характерным запахом газа.

⁴ Дело Дубровненской структурно-поисковой скважины 1, 1984 г.



Рис. 4. Схема расположения скважины Дубровненская № 1

В интервале глубин от 565 до 585 м был получен приток пластовой воды с растворенным горючим газом дебитом $0,8 \text{ м}^3/\text{сут.}$ (газовый фактор — $0,6 \text{ м}^3/\text{м}^3$).

В Петуховском районе в 1962 году в нескольких километрах к северу от станции Петухово Уральским геологическим управлением была пробурена скважина № 4-Г, в которой в интервале глубин от 902 до 928 м был отобран керновый материал песчано-гравийного состава с запахом бензина. В процессе пробного откачивания пластовой воды с глубины 928 м произошел газоводяной выброс. Состав газа — азотно-метановый (86 % метана и 13 % азота). Однако скважина не каротировалась и не испытывалась. Более подробно с перспективами газоносности Петуховского района можно ознакомиться в статье [7].

Учитывая полученные результаты бурения скважины и факт наличия в ней углеводородов, в январе 1963 года геологическое совещание Уральского геологического управления постановило: «провести в 1963–1964 гг. площадные сейсморазведочные работы на Петуховской площади Курганской области с целью подготовки структуры для глубокого разведочного бурения на нефть и газ» [7].

По их результатам было установлено спокойное залегание осадков мезокайнозойского возраста и выявлена слабая дислоцированность горных пород палеозойского комплекса. Изучение поверхности нижнего отражающего горизонта, который увязывался или с низами мезозойских отложений или кровлей палеозойского фундамента, позволило выделить три локальные антиклинальные структуры. Одна из них — Медведевская (рис. 5), расположенная в районе озера Медвежье. Ее размеры составляют $4 \times 13 \text{ км}$, сама структура околнурена изогипсой 700 м, амплитудой 50 м. Структура имеет неправильную, вытянутую в меридиональном направлении форму.



Рис. 5. Медведевская антиклинальная структура

На вышеупомянутой структуре с 1963 по 1965 год ПГО «Тюмень-нефтегеология» пробурила 4 скважины: №№ 2-ПР, 3-ПР, 4-ПР, 5-ПР. В процессе освоения этих скважин были получены притоки минерализованной пластовой воды с растворенным горючим газом (состав газа — азотно-метановый). Дебиты скважин по жидкости составляли от 40 до 269 м³/сут, а дебиты газа — от 22 до 69 м³/сут (газовый фактор 0,3–0,4 м³/м³).

Позднее, в 80-х годах XX века, в этом же районе были пробурены Западно-Петуховская-1 и Западно-Петуховская-2 скважины (рис. 6).



Рис. 6. План расположения скважин Западно-Петуховская-1 и 2

Западно-Петуховская скважина № 1 была заложена на юго-западном куполе Западно-Петуховского поднятия⁵.

После окончания бурения в скважине было произведено испытание трех объектов: 1 объект в открытом стволе, объекты 2 и 3 — в колонне. Вызов притока осуществлялся с помощью компрессора понижением уровня.

В результате испытания первого объекта в скважине в интервале глубин от 1 067 до 2 357 м, представленный песчаниками, гравелитами и аргиллитами, был получен приток пластовой воды дебитом 12 м³/сут при Нср.дин — 700 м. Статический уровень — 17,5 м от стола ротора.

Второй объект в интервале 836–850 м представлен известняковой брекчийей. В результате испытания, при депрессии 85,3 атм, было получено 150 л фильтрата глинистого раствора и 100 л пластовой воды.

Третий объект в интервале 718–730 м (подошва мезозоя — кровля палеозоя) представлен глинами с примесью щебня и известняками. В результате испытания был получен приток пластовой воды с растворенным горючим газом дебитом 2 м³/сут. при Нср.дин — 650 м. Газовый фактор — 0,75 м³/м³. Статический уровень — 8 м от стола ротора.

Через три года в 1986 году была пробурена скважина Западно-Петуховская-2. Фактический забой скважины составил 770 м в палеозойских отложениях (проектная глубина скважины — 850 м).

Скважина пробурена на сводовой части одноименного поднятия, выявленного по кровле доюрского комплекса, с целью определения стратиграфического уровня доюрского комплекса пород, изучения литологии и коллекторских свойств, оценки перспектив нефтегазоносности эрозионно-тектонических выступов доюрского комплекса⁶.

Однако скважина не была испытана. Были проведены лишь геофизические исследования, по результатам которых был сделан вывод о том, что пласты характеризуются как водоносные.

В Лебяжьевском районе в 1978 году ПГО «Новосибирскгеологией» в восточной части Курганского сейсмического профиля была пробурена структурно-картировочная скважина Лебяжьевская № 1 с целью картирования западного крыла Лебяжьевского положительного структурного перегиба и поисков флюидосодержащих горизонтов с глубиной забоя 1 200 м⁷ (рис. 7).

В процессе бурения скважины нефтегазопроявлений не отмечалось, кроме интервала 1 008–1 084 м, где наблюдались повышенные газопоказания. Однако в деле скважины прописано, что интереса этот интервал не представляет, так как газ полностью был представлен водородом.

⁵ Материалы на ликвидацию Западно-Петуховской параметрической скважины 1, 1983 г.

⁶ Дело Западно-Петуховской структурно-поисковой скважины 2, 1984 г.

⁷ Дело скв. 1 Лебяжьевской структурно-поисковой, 1976 г.

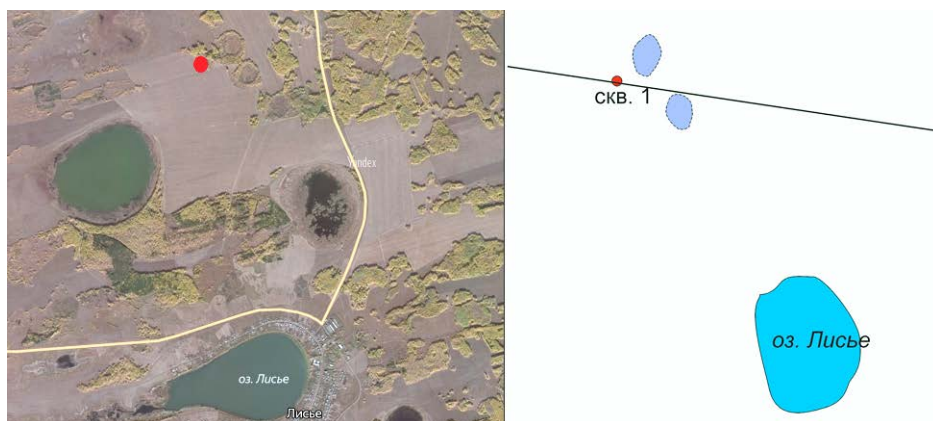


Рис. 7. Схема расположения скважины Лебяжьевская № 1

В результате испытания первого объекта в интервале 653,3–1 200 м методом снижения уровня жидкости в скважине желонкой до глубины 650 м притока пластового флюида замечено не было.

Второй объект испытания: 570–578 м и 585–598 м (перфорация), подошва мезозойских отложений — кровля доюрского комплекса пород.

Вскрытие горизонта проведено перфораторами ПКС-80, всего в кондукторе сделано 140 отверстий. После перфорации нефтегазопоявлений не наблюдалось. Динамический уровень жидкости находился на глубине 275 м. Через 165 часов он поднялся до глубины 69,5 м (на 205,5 м).

С целью очистки зоны перфорации был спущен бурильный инструмент, скважина была промыта технической водой в течение 20 часов. После очистки зоны перфорации проведены работы по возбуждению пласта. С этой целью был спущен бурильный инструмент с обратным клапаном на глубину 590 м. Методом прямой промывки отобраны пробы минерализованной воды и растворенного газа. Газовый фактор — $0,76 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Состав газа: N_2 — 26,8 %; O_2 — 0,68%; CH_4 — 72,52 %.

В том же году была пробурена скважина Лебяжьевская № 2 с целью поисков флюидосодержащих горизонтов с глубиной забоя 1 450 м (рис. 8).

В процессе бурения скважины, в интервале глубин 678–685 м, происходило интенсивное разгазирование буровой промывочной жидкости, удельный вес раствора снизился с 1,16 до $1,06 \text{ г}/\text{см}^3$, вязкость увеличивалась с 30 до 45 сек. Было отмечено резкое увеличение проходки, что является одним из косвенных признаков газонефтеводопроявления.

При освоении скважины методом снижения уровня раствора в кондукторе до глубины 324 м был получен приток пластовой воды с растворенным газом дебитом $3,23 \text{ м}^3/\text{сут.}$ (газовый фактор — $0,21 \text{ м}^3/\text{т.}$). Отобрано две пробы газа. В первой пробе состав газа: CH_4 — 26,48 %, O_2 — 7,2 %, CO_2 — 0,72 %, N_2 и редкие — 65,6 %. Во второй пробе: CH_4 — 40,28 %, O_2 — нет, CO_2 — 1,1 %, N_2 и редкие — 58,62 %.



Рис. 8. Схема расположения скважины Лебяжьевская № 2

В 1981 году в Звериноголовском районе в скважине Диванкульская № 5, заложенной вблизи деревни Комсомолец (в настоящее время — Комсомольская), было испытано несколько объектов. В результате испытания первого объекта в интервале глубин 335,8–1 209,2 м (палеозой) был получен приток пластовой воды с растворенным горючим газом дебитом 66 м³/сут. Газовый фактор — 0,3 м³/м³ [3].

По результатам испытания второго объекта в интервале 335,8–580 м был получен приток минерализованной пластовой воды дебитом 34 м³/сут. Скважина ликвидирована.

В скважине Диванкульская № 6, также пробуренной в Звериноголовском районе в 1981 году, были проведены геохимические исследования с целью изучения вертикального распределения углеводородных газов и рассеянного органического вещества пород по разрезу скважины для определения интенсивности диффузионного газового потока и выделения нефтегазоносных толщ [3].

По результатам исследований все проанализированные пробы газа из образцов пород в том или ином количестве содержали углеводородные газы. Основным углеводородным компонентом являлся метан, на долю которого приходилось от 80 до 100 % общего УВГ в этой скважине. Гомологи метана были представлены до пентана включительно и распределялись по этому ряду в убывающем порядке. Количество тяжелых углеводородов предельных (этан + высшие) изменялось от 0 до 35,1 % и составляло в среднем 10,65 %.

Наряду с углеводородами предельного ряда в проанализированных пробах присутствовали и непредельные газы: этилен, пропилен и редко бутулен. Содержание непредельных углеводородов изменялось от 0 до 17,39 % при среднем 6,4 %.

Обобщенная схема проявлений газа в скважинах представлена на рисунке 9.

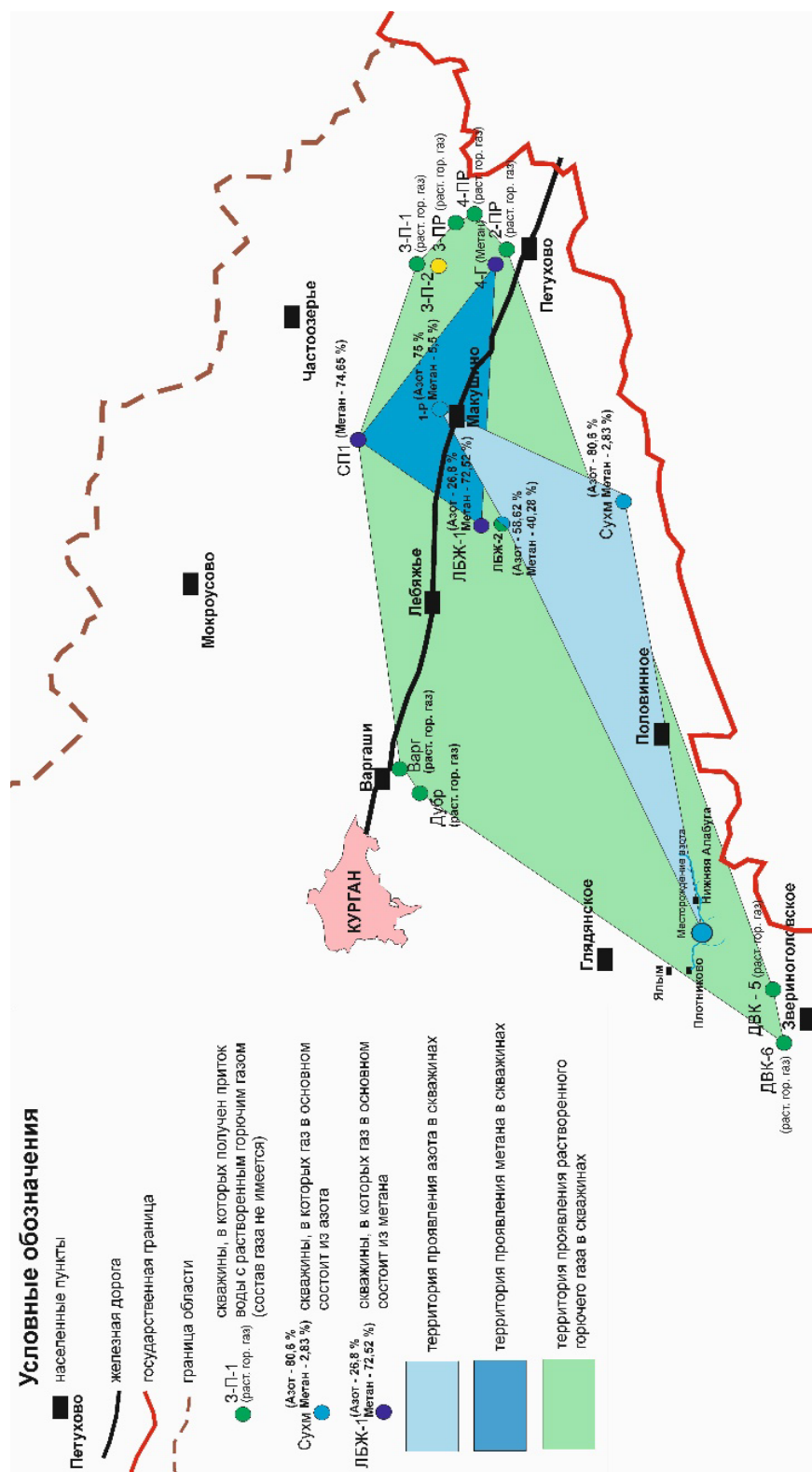


Рис. 9. Обобщенная схема проявлений газа в скважинах южной и юго-восточной частей Курганской области

На продолжение поисково-разведочных работ на нефть и газ в первую очередь перспективны территории Макушинского, Лебяжье-вского и Петуховского районов.

На территории Звериноголовского месторождения газа, скважины Сухменская, Макушинская и Лебяжье-вская-2 (в которой содержание азота и метана почти по 50 %) возможно нахождение месторождения азота, и это тоже перспективно.

На территории России имеются такие месторождения, и одно из них — Эльгинское месторождение азота⁸.

Оно расположено в Магаданской области и представляет собой значительный ресурс для развития химической промышленности и сельского хозяйства. Здесь добывается чистый и концентрированный азот — важный элемент для производства удобрений, пластмасс и других химических продуктов. Добыча азота на Эльгинском месторождении позволяет обеспечить качественные сырьевые ресурсы для сельского хозяйства, улучшая урожайность и качество сельскохозяйственных культур. Кроме того, азот может использоваться как средство для очистки воды и воздуха, способствуя сохранению экологической чистоты и здоровья населения.

Выводы

В завершение хотелось бы привести слова доктора геолого-минералогических наук, профессора Тюменского индустриального университета Ивана Ивановича Нестерова. В 2013 году он поделился своим мнением относительно перспектив нефтегазоносности Курганской области [8].

Нестеров говорил, что «...привычной для нас добычи нефти в Курганской области не было и нет. Наша задача сейчас — проанализировать весь материал, который имеется по данной территории. В свое время там было пробурено 5 глубоких скважин и везде мы получили отрицательные результаты. Но это не говорит о том, что в Курганской области нефти нет. Просто это сложный район».

По его мнению, нужно проследить до границ Тюменской области полосу, которая может оказаться перспективной на нефть и газ. «Необходимо начать исследования от точки, где доказано, что нефть есть, пусть ее немного — это не имеет значения. Где есть малое количество — там можно найти и большие залежи. Пока там нет ни одного месторождения нефти и газа, но есть газ, растворенный в подземных водах. По всей территории Западной Сибири, включая Курганскую область, 630 трлн м³ метана находится в растворенном состоянии в воде. Но пока нет технологий по его извлечению».

Исследуемая территория, в первую очередь — Макушинский, Лебяжье-вский и Петуховский районы — перспективна с точки зрения продолжения поисково-разведочных работ на нефть и газ.

⁸ Дело скв. № 2 Лебяжье-вской площади, 1978 г.

Предложим общие рекомендации к выполнению поисково-разведочных работ на территории Петуховского района.

1. Применить комплекс сейсморазведочных работ.
2. Провести дополнительный комплекс геологической и геоморфологической съемки, электроразведку и геохимию.

Электроразведку необходимо осуществить для выявленной антиклинальной структуры вблизи озера Медвежье, что поможет более точно ее оконтурить, а также оценить перспективность обнаружения новых залежей углеводородов с вероятностью более 90 % в пределах выявленной сейсморазведкой положительной структуры. Далее следует локализовать места наибольшего скопления углеводородов для определения точки заложения поисковых и разведочных скважин.

3. При постановке программы бурения поисковых и разведочных скважин в районе необходимо предусмотреть точку заложения скважины вблизи озера Актабан. Проведенный анализ геолого-геофизической информации гравиметрических и магниторазведочных исследований позволяет с большой уверенностью говорить о перспективности открытия залежи углеводородов в районе озера.

Теперь дадим общие рекомендации к осуществлению поисково-разведочных работ на территории Макушинского и Лебяжьевского района.

1. Провести комплекс сейсморазведочных работ.
2. Применить дополнительный комплекс геологической и геоморфологической съемки, электроразведку и геохимию.
3. Определить точки заложения поисковых скважин.

Список источников

1. Ростовцев, Н. П. Звериноголовское месторождение газа в Челябинской области / Н. П. Ростовцев. – Ленинград, 1938. – 7 с. – Текст : непосредственный.
2. Туаев, Н. П. О нефтеносности Звериноголовского района в Челябинской области / Н. П. Туаев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1937. – № 11. – С. 66–67.
3. Леонтьев, Д. С. О перспективах нефтегазоносности Звериноголовского района Курганской области / Д. С. Леонтьев, А. А. Арсеньев – DOI 10.53085/0034-026X_2023_05_37. – Текст : непосредственный // Разведка и охрана недр. – 2023. – № 5. – С. 37–43.
4. Ростовцев, Н. Н. Газоносность мезозойских отложений южной полосы Западно-Сибирской низменности / Н. Н. Ростовцев. – Москва, 1936 г. – Текст : непосредственный.
5. Туаев, Н. П. Проблема нефтеносности Западно-Сибирской низменности в свете новых данных / Н. П. Туаев // Нефтяное хозяйство. – 1937. – № 9. – С. 52–57.
6. Анализ и перспективы поисково-разведочных работ на нефть и газ в Курганской области : монография / А. А. Арсеньев, В. М. Александров, А. Ю. Белоносов [и др.] ; под редакцией А. Р. Курчикова ; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2019. – 265 с. – Текст : непосредственный.

7. Леонтьев, Д. С. К вопросу о перспективах нефтегазоносности Петуховского района Курганской области / Д. С. Леонтьев, А. А. Арсеньев. – Текст : непосредственный // Инженер-нефтяник. – 2023. – № 3. – С. 26–33.

8. Аккредитация в образовании: сайт . – URL : [https:// akvobr.ru/v_kurganskoi_oblasti_net_bolshih_zapasov_nefti.html](https://akvobr.ru/v_kurganskoi_oblasti_net_bolshih_zapasov_nefti.html). – Текст : электронный.

References

1. Rostovtsev, N. P. (1938). Zverinogolovskoe mestorozhdenie gaza v Chelyabinskoy oblasti. Leningrad, 7 p. (In Russian).

2. Tuaev, N. P. (1937). O neftenosnosti Zverinogolovskogo rayona v Chelyabinskoy oblasti. Neftyanoe khozyaystvo, (11), pp. 66-67. (In Russian).

3. Leontev, D. S., & Arsenev, A. A. (2023). Ut the prospects of oil and gas Zverinogolovsky district of Kurgan region. Prospect and protection of mineral resources, (5), pp. 37-43. (In Russian).

4. Rostovtsev, N. N. (1936). Gazonosnost' mezozoyskikh otlozheniy yuzhnoy po-losy Zapadno-Sibirskoy nizmennosti. Moscow. (In Russian).

5. Tuaev, N. P. (1937). Problema neftenosnosti Zapadno-Sibirskoy nizmennosti v svete novykh dannykh. Neftyanoe khozyaystvo, (9), pp. 52-57. (In Russian).

6. Arsenyev, A. A., Aleksandrov, V. M., Belonosov, A. Yu., Zakirov, N. N., Mamyashev, V. G., Mulyavin, S. F.,... & Yagafarov, A. K. (2019). Analiz i perspektivy poiskovo-razvedochnykh rabot na neft' i gaz v Kurganskoy oblasti. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 265 p. (In Russian).

7. Leont'ev, D. S., & Arsen'ev, A. A. (2023). On the prospects of oil and gas potential of the Petukhov district of the Kurgan region. Inzhener-neftyanik, (3), pp. 26-33. (In Russian).

8. Akkreditatsiya v obrazovanii. (In Russian). Availabl at: https://akvobr.ru/v_kurganskoi_oblasti_net_bolshih_zapasov_nefti.html

Информация об авторах / Information about the authors

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

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

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

Alexey A. Arsenyev, Associate
Professor of the Department of Oil and
Gas Field Geology, FSBEI VO TIU, arsenevaa@tyuiu.ru.

Статья поступила в редакцию 12.12.2024; одобрена после рецензирования 09.01.2025; принята к публикации 13.01.2025.

The article was submitted 12.12.2024; approved after reviewing 09.01.2025; accepted for publication 13.01.2025.

УДК 556.3

DOI: 10.31660/0445-0108-2025-1-38-49

Гидрогеохимия хлора как источник информации о процессе разработки нефтяного месторождения

А. А. Лялин

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
aalyalin2@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. При заводнении нефтяного месторождения в геофлюидальной системе нефтеносного пласта протекают различные гидрогеохимические процессы, нарушающие линейное смешение компонентов взаимодействующих вод, которое должно происходить исходя из принципа концентрационной диффузии. Цель статьи — исследование содержания компонента, сохраняющего линейный принцип изменения концентраций при смешении вод при заводнении. По двум участкам месторождений Западной и Восточной Сибири проведены расчеты соотношения закачиваемых для поддержания пластового давления вод и пластовых вод нефтеносного пласта в попутно добываемых водах. Результаты показали, что один уровень соотношений виден в расчетах по минерализации и хлору, в отличие от всех других компонентов. Таким образом, наиболее стабильным компонентом является хлор. Как легко определяемый в лабораторных условиях компонент он может быть использован для количественного расчета соотношения вод в смесях в процессе разработки нефтяных месторождений.

Ключевые слова: гидрогеохимические процессы, гидрогеохимические методы, хлор, минерализация, закачиваемая вода, пластовая вода, попутно добываемая вода, поддержание пластового давления, соотношение вод, линейное смешение

Для цитирования: Лялин А. А. Гидрогеохимия хлора как источник информации о процессе разработки нефтяного месторождения / А. А. Лялин. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-1-38-49 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 1. – С. 38–49.

Hydrogeochemistry of chlorine as data source on the process of oil field development

Aleksandr A. Lyalin

Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia
aalyalin2@tnnc.rosneft.ru

Abstract. When oil field waterflooding, various hydrogeochemical processes occur in the geofluidal system of the oil-bearing reservoir. These processes disrupt the linear mixing of components of interacting water that is expected to happen based on the principle of concentration diffusion. The purpose of this article is to investigate which component content maintains the lineal principle of concentrations change during the mixing of waters when waterflooding. Calculations were conducted for two oil field areas in Western and Eastern Siberia, comparing the ratio of water that injected to maintain reservoir pressure and reservoir water in the produced water. The results of these calculations showed that mineralization and chlorine calculations demonstrate same ratio levels, unlike other components. This led to the conclusion that chlorine is the most stable compo-

nent and can serve as an easily identifiable parameter in laboratory conditions to calculate the ratios of waters in mixtures during the process of oil fields development.

Keywords: hydrogeochemical processes, hydrogeochemical methods, chlorine, mineralization, injected water, reservoir water, produced water, reservoir pressure maintenance, water ratio, linear mixing

For citation: Lyalin A. A. (2025). Hydrogeochemistry of chlorine as data source on the process of oil field development. Oil and Gas Studies, (1), pp. 38-49. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-1-38-49

Введение

Гидродинамическое моделирование процессов разработки нефтяных месторождений стало обычным инструментом, позволяющим визуализировать и понимать процесс добычи нефти. Данный подход применяют на постоянной основе, что даже отражается на понятии «постоянно действующие геолого-технологические модели» (ПДГТМ). Но данные модели очень часто не просто обновляются новой информацией, поступающей с промысла, но и коренным образом преобразуются, так как начинают противоречить этим промысловым данным. Гидродинамическое моделирование не учитывает деталей процесса разработки, сглаживает или даже игнорирует особенности заводнения на многих локальных участках и не позволяет действовать там точно для эффективного управления разработкой месторождения [1].

Помочь в понимании деталей процесса заводнения могут гидрогеохимические методы. В процессе заводнения нефтяного месторождения происходит смешение закачиваемых для поддержания пластового давления (ППД) вод с пластовыми водами нефтеносного пласта. При отсутствии каких-либо взаимодействий в геофлюидальной системе воды будут смешиваться по линейному закону, который сформулировал в 1909 году русский гидрогеолог, профессор (1922) Московской горной академии (с 1939 года расформирована и на ее основе созданы 6 институтов) А. Н. Огильви применительно к бальнеологическому источнику Нарзан в Кисловодске [2]. Ученый строил диаграммы линейного смешения вод для целей определения минерализации смеси. В 1952 году П. И. Желтов, доцент Ленинградского горного института (с 2023 года — Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II), предложил использовать эти диаграммы Огильви для определения объемных соотношений смешиваемых вод [3]. Подход П. И. Желтова нам как раз и интересен для определения в недрах соотношений закачанной для целей ППД воды и пластовой воды нефтеносного пласта. Распределение этих соотношений по площади нефтяного месторождения покажет реальную картину движения воды в процессе заводнения и позволит внести ценные корректировки в ПДГТМ. Но проблема заключается в том, что в процессе заводнения происходит взаимодействие как смешиваемых вод между собой, так и закачиваемых

вод с породой-коллектором, как с выпадением осадков, так и с растворением минералов горной породы. В итоге смешение будет нелинейным и не позволит решить поставленную задачу [4].

Таким образом, цель настоящего исследования — определение того, какой компонент вод наиболее стабилен в процессе заводнения нефтяного месторождения и пригоден для определения соотношений закачанной для целей ППД воды с пластовой водой нефтеносного пласта. Задачи исследования следующие: изучение свойств компонентов смешиваемых вод на предмет стабильности в процессе заводнения и изучение поведения компонентов вод при заводнении на конкретных участках нефтяных месторождений. Гипотеза исследования состоит в том, что данным компонентом является хлор, так как он плохо подвержен ионному обмену, практически не адсорбируется и биологически неактивен в пластовых условиях. У него отсутствует барьер растворимости.

Объект и методы исследования

Объект исследования — процесс смешения компонентов вод системы ППД с пластовой водой нефтяной залежи в процессе заводнения.

Для анализа процесса смешения вод нами использована формула Огильви — Ахундова [5]. Нами она была преобразована и адаптирована под процесс заводнения [6] и приведена ниже:

$$\Theta = \frac{K_{пл} - K_д}{K_{пл} - K_з} \times 100, \quad (1)$$

где Θ — объемное процентное содержание воды, закачанной с целью поддержания пластового давления и извлеченной в составе попутно добываемой воды; $K_д$ — содержание элемента или значение свойства в попутно добываемой воде; $K_з$ — содержание элемента или значение свойства в воде, закачанной с целью поддержания пластового давления; $K_{пл}$ — содержание элемента или значение свойства в пластовой воде.

Ранее нами в статье [7] были проанализированы условия применения гидрогеологических методов и в частности гидрогеохимического метода при разработке нефтяных месторождений. Было отмечено, что для более эффективного использования метода для целей контроля заводнения необходимо, чтобы в химических и физических свойствах закачиваемой и пластовой воды была существенная разница. Для соблюдения этого условия и для получения более выразительного ответа в рамках поставленных целей и задач, а также для более четкого выявления соответствия полученных результатов гипотезе исследования, были подобраны месторождения и участки с закачкой с целью ППД пресных вод.

Все подобранные результаты анализов прошли верификацию на электронейтральность и были соответствующим образом скорректированы.

Из изучаемого массива были исключены pH, плотность и жесткость, так они изначально не несут ценной информации для наших целей. Как известно, pH изменяется в поверхностных условиях после отбора и транспортировки пробы воды, что нарушает принципы нашего подхода [8]. Плотность имеет линейную зависимость от минерализации, и ее значения при применении формулы (1) будут идентичны. Мы для наших целей будем использовать минерализацию как параметр, зависящий от верификации на электронейтральность, которую мы провели. Жесткость обусловлена содержанием ионов кальция и магния, поэтому для наших целей используем данные по этим ионам, а жесткость исключим.

В соответствии с принятыми стратегиями развития систем ППД месторождения сначала заводняются сторонними водами из поверхностных и подземных источников. Позже при обводнении добывающих скважин в систему ППД добавляются попутно добываемые воды. Для проверки нашей рабочей гипотезы мы исключили из расчетов попутно добываемую воду, направляемую в систему ППД, так как ее присутствие только уменьшит процент закачанной сторонней воды в попутно добываемой воде из скважин, оставляя соотношение этого процента в водах из разных скважин одинаковым.

Исходные данные

Первое месторождение расположено в Восточной Сибири. Рассматриваемый заводняемый пласт относится к ботубинскому горизонту нижней части буюкской свиты венда. Пласт сложен кварцевыми песчаниками. Заводнение производится пресной водой из рек, а также подтоварной водой. Химический состав и свойства воды системы ППД, исходной пластовой воды и попутно добываемой воды из скважин одного из блоков месторождения приведен в таблице 1. Закачиваемая пресная вода является хлоридно-гидрокарбонатной кальциево-натриевой. Исходная пластовая вода — хлоридной кальциевой. Схема расположения скважин приведена на рисунке 1. Представление данные мы ранее использовали в работе [6], но для решения несколько другой задачи.

Таблица 1

Исходные данные по первому месторождению

Источник воды	Дата отбора	Минерализация, мг/л	HCO_3^{1-} , мг/л	Cl^{1-} , мг/л	Ca^{2+} , мг/л	Mg^{2+} , мг/л	$\text{Na}^{1+}+\text{K}^{1+}$, мг/л
Пресная вода системы ППД	—	204,68	95,00	48,00	14,70	3,30	43,68
Исходная пластовая вода	—	393 881,91	54,50	257 560,00	106 498,00	15 978,00	13791,41

Продолжение табл.1

Источник воды	Дата отбора	Минера- лизация, мг/л	НСО ₃ ¹⁻ , мг/л	Cl ¹⁻ , мг/л	Ca ²⁺ , мг/л	Mg ²⁺ , мг/л	Na ¹⁺ +K ¹⁺ , мг/л
СКВ. 1	01.2023	377 904,40	29,00	250 508,00	71 515,00	27 567,00	28 285,40
СКВ. 2	01.2023	234 676,57	37,00	163 780,00	2 763,00	39 242,00	28 854,57
СКВ. 3	01.2023	282 268,16	10,00	188 542,00	66 692,00	21 020,00	6 004,16
СКВ. 4	01.2023	296 533,68	25,00	197 907,00	68 866,00	22 000,00	7 735,68
СКВ. 5	02.2023	210 775,00	31,00	135 214,00	32 910,00	8 218,00	34 402,00
СКВ. 6	01.2023	209 440,55	5,00	136 414,00	50 347,00	9 008,00	13 666,55
СКВ. 7	01.2023	315 301,76	30,00	199 516,00	66 751,00	4 275,00	44 729,76
СКВ. 8	01.2023	386 881,25	86,00	249 757,00	102 415,00	11 077,00	23 546,25

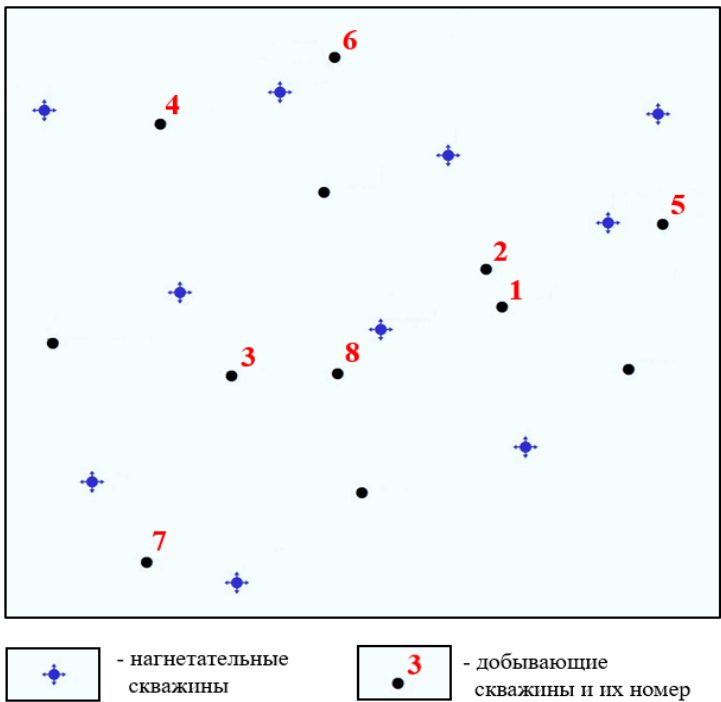


Рис. 1. Схема расположения скважин на первом месторождении [6]

Второе месторождение расположено в Западной Сибири. Рассматриваемый заводняемый пласт относится к викуловской свите нижнего мела. Пласт сложен косослоистыми песчаниками и чередованием линзовидно-слоистых песчаников и аргиллитов. Заводнение производится пресной водой из атлым-новомихайловского комплекса олигоцена, а также подтоварной водой. Химический состав и свойства воды закачиваемой в систему ППД, исходной пластовой воды и попутно добываемой воды из скважин одного из блоков месторождения приведен в таблице 2. Закачиваемая

пресная вода является гидрокарбонатной кальциево-магниевой. Исходная пластовая вода — хлоридной натриевой. Схема расположения скважин приведена на рисунке 2.

Таблица 2

Исходные данные по второму месторождению

Источник воды	Дата отбора	Минерализация, мг/л	HCO_3^{1-} , мг/л	Cl^{1-} , мг/л	SO_4^{2-} , мг/л	Ca^{2+} , мг/л	Mg^{2+} , мг/л	$\text{Na}^{1+}+\text{K}^{1+}$, мг/л
Пресная вода системы ППД	—	528,30	370,00	13,40	24,00	55,00	41,50	24,40
Исходная пластовая вода	—	20 623,60	1 281,00	10 453,50	85,00	361,00	267,10	8 176,00
Скв. 1	01.2022	21 337,90	412,00	11 690,00	358,00	401,0	749,90	7 727,00
Скв. 2	03.2022	14 158,30	1 830,00	6 577,00	134,00	240,0	493,30	4 884,00
Скв. 2	11.2022	16 154,10	1 324,00	8 177,00	109,00	170,0	615,10	5 759,00
Скв. 3	08.2020	13 550,30	1 266,00	7 070,00	0,00	721,0	668,30	3 825,00
Скв. 3	12.2022	14 400,40	1 330,00	6 836,00	471,00	180,0	535,40	5 048,00
Скв. 4	01.2022	29 466,70	473,00	16 190,00	544,00	401,0	1 099,70	10 759,00
Скв. 5	10.2016	15 010,00	1 610,40	7 419,50	4,20	147,1	632,90	5 195,90
Скв. 5	12.2022	17 139,70	1 144,00	8 505,10	753,00	301,0	847,30	5 589,30

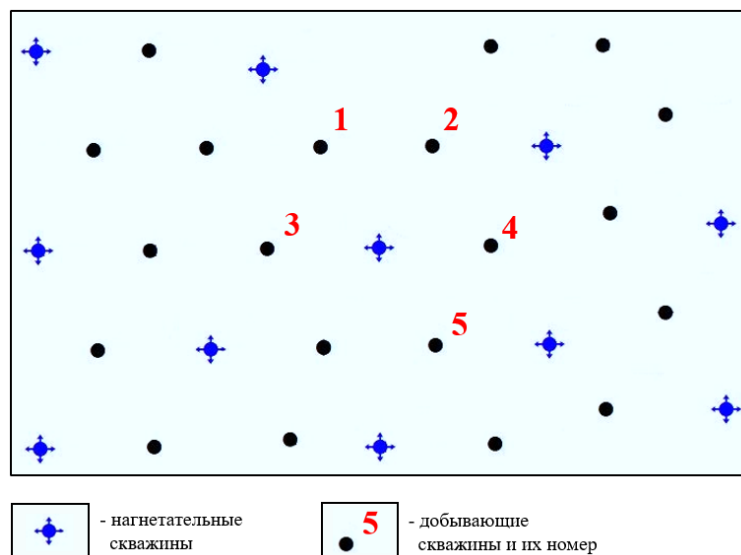


Рис. 2. Схема расположения скважин на втором месторождении

Результаты

В таблице 3 приведены результаты расчетов соотношения закачиваемых для целей ППД вод и пластовых вод нефтеносного пласта в попутно добываемых водах, выполненных по формуле (1) на основе данных по первому месторождению.

Таблица 3

Результаты расчетов по первому месторождению

Источник воды	Дата отбора	Минерализация, %	HCO_3^{1-} , %	Cl^{1-} , %	Ca^{2+} , %	Mg^{2+} , %	$\text{Na}^{1+}+\text{K}^{1+}$, %
Скв. 1	01.2023	4,06	-62,96	2,74	32,85	-72,55	-105,43
Скв. 2	01.2023	40,44	-43,21	36,42	97,42	-145,63	-109,57
Скв. 3	01.2023	28,35	-109,88	26,80	37,38	-31,56	56,64
Скв. 4	01.2023	24,73	-72,84	23,17	35,34	-37,70	44,05
Скв. 5	02.2023	46,51	-58,02	47,51	69,11	48,58	-149,92
Скв. 6	01.2023	46,85	-122,22	47,04	52,73	94,34	0,91
Скв. 7	01.2023	19,96	-60,49	22,54	37,33	73,26	-225,04
Скв. 8	01.2023	1,78	77,78	3,03	3,83	30,68	-70,96

В таблице 4 приведены результаты расчетов соотношения закачиваемых для целей ППД вод и пластовых вод нефтеносного пласта в попутно добываемых водах, выполненных по формуле (1) на основе данных по второму месторождению.

Таблица 4

Результаты расчетов по второму месторождению

Источник воды	Дата отбора	Минерализация, %	HCO_3^{1-} , %	Cl^{1-} , %	SO_4^{2-}	Ca^{2+} , %	Mg^{2+} , %	$\text{Na}^{1+}+\text{K}^{1+}$, %
Скв. 1	01.2022	-3,55	95,39	-11,84	-447,54	-13,07	-214,02	5,51
Скв. 2	03.2022	32,17	-60,26	37,13	-80,33	39,54	-100,30	40,38
Скв. 2	11.2022	22,24	-4,72	21,81	-39,34	62,42	-154,25	29,65
Скв. 3	08.2020	35,20	1,65	32,41	139,34	-117,65	-177,84	53,38
Скв. 3	12.2022	30,97	-5,38	34,65	-632,79	59,15	-118,92	38,37
Скв. 4	01.2022	-44,01	88,69	-54,95	-752,46	-13,07	-369,06	-31,69
Скв. 5	10.2016	27,93	-36,16	29,06	132,49	69,91	-162,16	36,56
Скв. 5	12.2022	17,34	15,04	18,66	-1095,08	19,61	-257,20	31,73

Как видно на рисунках 5 и 6, значения одного уровня наблюдаются по минерализации и хлору (выделено красным шрифтом), в то время как

по другим компонентам видны значительные отклонения и даже отрицательные значения. Виды подобных отклонений при смешении вод и их объяснения подробно рассмотрены авторами [6]. В настоящей работе такой задачи не стоит.

Если наблюдается один уровень значений по минерализации и хлору, то можно предположить линейную взаимосвязь между минерализацией и содержанием хлора (табл. 1 и 2). Покажем данную связь на диаграммах (рис. 3 и 4).

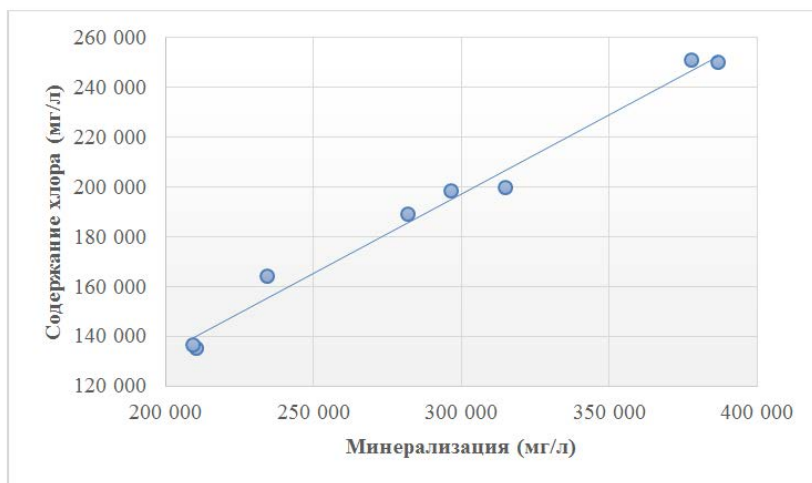


Рис. 3. Взаимосвязь между минерализацией и содержанием хлора на первом месторождении

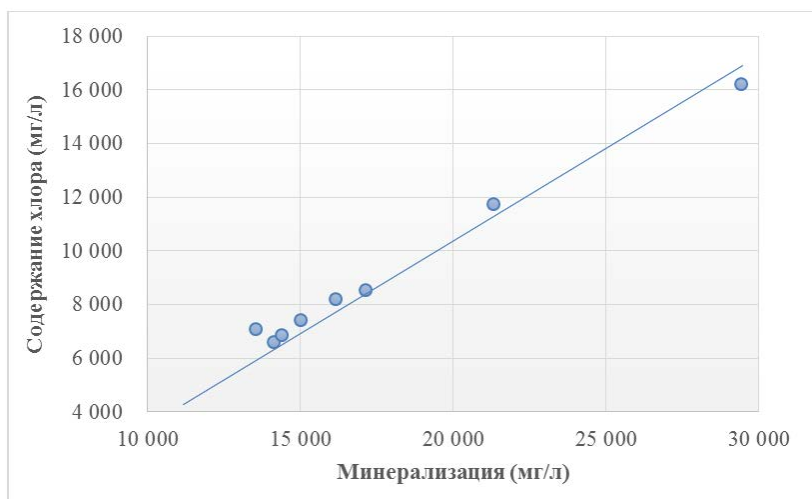


Рис. 4. Взаимосвязь между минерализацией и содержанием хлора на втором месторождении

Обсуждение

Полученные в результате расчетов значения можно интерпретировать так, что минерализация и хлор наиболее стабильны соответственно показателям и компонентам в процессе заводнения нефтяного месторождения и пригодны для определения соотношений закачанной для целей ППД воды с пластовой водой нефтеносного пласта.

На стабильность при заводнении минерализации и хлора указывали также авторы более ранних работ. В частности, авторы для условий Западной Сибири в качестве устойчивых показателей указывали минерализацию, хлор и магний [9]. Стабильность магния в наших расчетах на наших месторождениях не подтвердилась.

Таким образом, наши исследования подтвердили рабочую гипотезу о стабильности хлора в процессе заводнения нефтяного месторождения и пригодности его для определения соотношения закачанной для целей ППД воды с пластовой водой нефтеносного пласта.

Надо сказать, что, если в пластах-коллекторах присутствует галит (NaCl), то использование хлора для указанных выше целей будет некорректным в связи с процессами перехода хлора в раствор и наоборот. Поэтому регионы с такими пластами-коллекторами являются исключениями для использования данной методики. К таким регионам относятся: Припятский прогиб, Иркутский амфитеатр, Тунгусский бассейн и др. [10].

Предпримем попытку разобраться в причинах стабильности хлора в растворе и смеси растворов. Последовательность выпадения солей из водных растворов такова: на самых ранних стадиях при относительно невысокой солености выпадают сначала кальцит, затем доломит, то есть карбонаты. При дальнейшем увеличении солености начинают выпадать сульфаты — гипс и ангидрит. При самой высокой солености выпадает галит. Галит состоит из хлора и натрия — это означает, что они находятся в растворе «до последнего».

Разберем, о чем говорит линейная связь между минерализацией и хлором. Как известно, минерализация — это сумма содержаний основных ионов, которых шесть, включая хлор. При этом, как мы выяснили, хлор проявляет при заводнении стабильность и может идентифицировать соотношение смешиваемых вод. Остальные же пять ионов меняют свое соотношение при взаимодействии смешиваемых вод между собой и с породой-коллектором, но при этом стремятся сохранить электронейтральность раствора и поддерживать стабильность минерализации, которая также может идентифицировать соотношение смешиваемых вод.

Если обратить внимание на второе месторождение, то можно заметить, что по скважинам 2, 3 и 5 со временем наблюдается уменьшение содержания пресной воды в попутно добываемой воде, хотя в процессе заводнения ее содержание должно увеличиваться. Это явление можно объяс-

нить увеличением доли попутно добываемой воды в закачиваемой в систему ППД воде и уменьшением доли пресной воды.

В связи с тем, что содержание хлора в воде легко и уверенно определяется, а также, как мы выяснили, хлор проявляет стабильность при смешении вод между собой и при взаимодействии с пластами-коллекторами, предлагается использовать именно хлор для количественного расчета соотношения вод в смеси.

Минерализация для этих целей подходит меньше, так как она в основном рассчитывается как сумма содержаний шести основных ионов, не все из которых определяются в лаборатории.

Дальнейшие исследования предполагается посвятить использованию содержания хлора в воде для анализа смешения при заводнении трех вод: своей пластовой, сторонней (пресной) и попутно добываемой, направляемой в систему ППД.

Как мы указали выше, вместе с хлором в растворе до последнего сохраняется натрий. Поэтому планируется изучение поведения хлора в паре с натрием, при условии, что его содержание лабораторно определяется, а не вычисляется.

Также мы предполагаем рассмотреть возможность использования линейной связи минерализации и содержания хлора в воде для моделирования минерализации исходной воды, применяя генетические коэффициенты. Такая задача возникает, когда при отборе пробы воды в скважине она бывает «загрязнена» водой бурового раствора.

Выводы

Изучение поведения компонентов вод при смешении в процессе заводнения на двух участках нефтяных месторождений Западной и Восточной Сибири показало, что наиболее стабильным компонентом процесса является хлор. В то же время другие компоненты проявляют существенные отклонения от линейного смешения по причинам участия во взаимодействии друг с другом и с породой-коллектором. Этот результат подтвердил рабочую гипотезу исследования. Таким образом, содержание хлора в смеси вод можно использовать для количественного расчета соотношения вод в смеси.

Список источников

1. Лялин, А. А. Геохимия подземных вод резервуара нефтяного месторождения как источник информации о текущем состоянии разработки / А. А. Лялин, В. В. Васильев. – Текст : непосредственный // Геология и недропользование. – 2023. – № 3 (13). – С. 20–25.
2. Огильви, А. Н. Краткий обзор геологических исследований около источника Нарзан в Кисловодске / А. Н. Огильви // Известия Геологического комитета. – 1909. – Том XXVIII, № 8. – С. 609–612. – Текст : непосредственный.

3. Желтов, П. И. Номограмма для определения химического состава смеси вод / П. И. Желтов. – Текст : непосредственный // Записки Горного института. – 1952. – Том 26, № 2. – С. 101–104.
4. Лялин, А. А. График Огильви при нелинейном смешении компонентов вод в процессе заводнения нефтяного месторождения / А. А. Лялин, В. В. Васильев. – DOI 10.34660/INF.2024.72.10.061. – Текст : непосредственный // Высшая школа: научные исследования. Материалы Межвузовского международного конгресса, Москва, 11 января 2024 года. Том 2. – Москва : Издательство Инфинити, 2024. – С. 94–104.
5. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология / В. Г. Каналин, С. Б. Вагин, Г. А. Ланчаков, [и др.]. – Москва : Недра, 1997. – 366 с. – Текст : непосредственный.
6. Лялин, А. А. Гидрогеохимические исследования как дополнительный инструмент к анализу разработки нефтяных месторождений / А. А. Лялин, В. В. Васильев, А. В. Меркулов. – DOI 10.24412/2076-6785-2023-2-19-22. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2023. – № 2 (95) – С. 19–22.
7. 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.
8. Семенова, Т. В. Изменение ионно-солевого состава пластовых вод на стадии разработки месторождений южных нефтегазоносных районов Тюменской области / Т. В. Семенова. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2002. – № 5(35). – С. 65–70.
9. Анализ заводнения нефтяных залежей по гидрогеохимическим данным (на примере пласта Ю11 Вахского месторождения) / М. Б. Букаты, Т. Н. Силкина, В. Г. Иванов, С. В. Костюченко. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2002. – Т. 305, вып. 8 : Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 192–200.
10. Гидрохимические методы анализа и контроля нефтяных и газовых месторождений : монография / В. В. Муляк, В. Д. Порошин, Ю. П. Гаттенбергер, Л. А. Абукова. – Москва : ГЕОС, 2007. – 245 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Lyalin, A. A., & Vasiliev, V. V. (2023). Geochemistry of Underground Waters of an Oil Field Reservoir as a Source of Information about the Current State of Development. *Geology and subsoil use*, 3 (13), pp. 20-25. (In Russian).
2. Ogil'vi, A. N. (1909). *Kratkiy obzor geologicheskikh issledovaniy okolo istochnika Narzan v Kislovodske* // *Izvestiya Geologicheskogo komiteta*, XXVIII (8), pp. 609-612. (In Russian).
3. Zheltov, P. I. (1952). *Nomogramma dlya opredeleniya ximicheskogo sostava smesi vod* // *Journal of Mining Institute*. 26(2), pp. 101-104. (In Russian).
4. Lyalin, A. A., & Vasil'ev, V. V. (2024). *Grafik Ogil'vi pri nelineynom smeshenii komponentov vod v protsesse zavodneniya neftyanogo mestorozhdeniya. Vysshaya shkola: nauchnye issledovaniya. Materialy Mezhvuzovskogo mezhdunarodnogo kongressa, Moscow, 11 yanvarya 2024 goda. Tom 2. Moscow, Izdatel'stvo Infiniti Publ.*, pp. 94-104. (In Russian). DOI: 10.34660/INF.2024.72.10.061

5. Kanalin, V. G., Vagin, S. B., Lanchakov, G. A., Timofeev, V. A., & Tokarev, M. A. (1997). *Neftegazopromyslovaya geologiya i gidrogeologiya*. Moscow, Nedra Publ., 366 p. (In Russian).
6. Lyalin, A. A., Vasiliev, V. V., & Merkulov, A. V. (2023). Hydrogeochemical studies as an additional tool for the analysis of oil field development. *Exposition Oil & Gas*, (2(95)), pp. 19-22. (In Russian). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-19-22
7. 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
8. Semenova, T. V. (2002). *Izmenenie ionno-solevogo sostava plastovy`x vod na stadii razrabotki mestorozhdenij yuzhny`x neftegazonosny`x rajonov Tyumenskoj oblasti*. *Oil and Gas Studies*, 5(35), pp. 65-70. (In Russian).
9. Bukaty, M. B., Silkina, T. N., Ivanov, V. G., & Kostyuchenko, S. V. (2002). Analiz zavodneniya neftyanykh zalezhey po gidrogeokhimicheskim dannym (na primere plasta Yu11 Vakhского mestorozhdeniya). *Izvestiya Tomskogo politexnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 305(8): *Geologiya i razrabotka neftyany`x i gazovy`x mestorozhdenij*, pp. 192-200. (In Russian).
10. Mulyak, V. V., Poroshin, V. D., Gattenberger, Yu. P., & Abukova, L. A. (2007). *Gidrokhimicheskie metody analiza i kontrolya neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*. Moscow, GEOS Publ., 245 p. (In Russian).

Информация об авторе / Information about the author

Лялин Александр Александрович, эксперт управления научно-технического развития, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, aalyalin2@tnnc.rosneft.ru

Aleksandr A. Lyalin, Expert of Division of Scientific and Technical Development, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, aalyalin2@tnnc.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 12.07.2024; одобрена после рецензирования 14.08.2024; принята к публикации 13.09.2024.

The article was submitted 12.07.2024; approved after reviewing 14.08.2024; accepted for publication 13.09.2024.

УДК 553.98:550.84(571.56-18)
DOI: 10.31660/0445-0108-2025-1-50-68

Газогидрогеохимические показатели нефтегазоносности Индигирской площади (Восточная Якутия)

Н. Ф. Чистякова^{1*}, А. И. Сивцев²

¹Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

²Северо-Восточный Федеральный университет им. М. К. Аммосова, Якутск, Россия

*n.f.chistyakova@utmn.ru

Аннотация. Актуальность исследования обусловлена необходимостью оценки результатов газогидрогеохимических характеристик мезозойско-кайнозойских отложений Индигирской площади, полученных при испытании параметрических скважин, благодаря которому в 1989–90 годах эти отложения были вскрыты с целью оценки перспектив их нефтегазоносности. Цель работы — обоснование генезиса водных и газообразных флюидов мезозойско-кайнозойских отложений как следствия катагенетического преобразования органического вещества, содержащегося в одновозрастных нефтегазоматеринских породах.

В исследовании мы использовали различные методы, в том числе универсальный — геологический анализ полученных данных.

Основные результаты работы: подземные воды неогеновых отложений (кыллахская свита) относятся к сульфатно-натриевому и гидрокарбонатно-натриевому типам элизионного генезиса; палеогеновых отложений (даркылахская свита) — к гидрокарбонатно-натриевому типу элизионного генезиса, мезозойских отложений (верхняя юра — бастахская свита) — к гидрокарбонатно-натриевому типу элизионного генезиса, что подтверждает вхождение мезозойско-кайнозойских отложений в интервалы стадии катагенеза. ВРГ характеризуются углеводородным типом «сухим» подтипом (даркылахская свита) и «жирным» подтипом (бастахская свита), что позволяет оценить глинистые породы мезозойских отложений как потенциально нефтегазоматеринские.

Наличие вод элизионного генезиса, качественный и количественный состав ВРГ, их типы и подтипы отражают начальный этап реализации углеводородного потенциала верхнеюрских отложений и возможность формирования в мезозойских отложениях нефтяных залежей при наличии природных резервуаров, перекрытых флюидоупорами.

Эти результаты могут быть использованы для оценки перспектив нефтегазоносности мезозойско-кайнозойских отложений Индигирской площади (Восточная Якутия).

Ключевые слова: газогидрогеохимическая обстановка, элизионный генезис подземных вод, состав водорастворенных газов, нефтегазоносность

Для цитирования: Чистякова, Н. Ф. Газогидрогеохимические показатели нефтегазоносности Индигирской площади (Восточная Якутия) / Н. Ф. Чистякова, А. И. Сивцев. — DOI 10.31660/0445-0108-2025-1-50-68 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 1. — С. 50–68.

Gas-hydrogeochemical indicators of oil and gas potential in the Indigirka area (Eastern Yakutia)

Nelly F. Chistyakova^{1*}, Aleksei I. Sivtsev²

¹University of Tyumen, Tyumen, Russia

²North-Eastern Federal University, Yakutsk, Russia

*n.f.chistyakova@utmn.ru

Abstract. This study is relevant due to the need for a comprehensive assessment of the gas-hydrogeochemical characteristics of Mesozoic-Cenozoic deposits in the Indigirka area, based on data collected from exploration wells tested between 1989 and 1990.

The aim of this study is to elucidate the origin of water and gas fluids in Mesozoic-Cenozoic deposits as a result of the catagenetic transformation of organic matter from contemporaneous oil and gas source rocks.

The various methods were used in this study, including the universal method of geological analysis of the obtained data.

Key results. Groundwater from Neogene deposits (Kyllakh suite) is classified as sulfate-sodium and bicarbonate-sodium types of elision genesis. Groundwater from Paleogene deposits (Darkylakh Suite) is categorized as the bicarbonate-sodium type, while groundwater from Mesozoic deposits (Upper Jurassic – Bastakh Suite) is also classified as the bicarbonate-sodium type. These classifications confirm that Mesozoic-Cenozoic deposits are within catagenesis stage intervals. Water-soluble natural gases are characterized by a "dry" hydrocarbon type in the Darkylakh suite and a "fatty" type in the Bastakh suite. This indicates that the clayey rocks of the Mesozoic deposits could serve as potential oil and gas source rocks.

The presence of elision genesis waters, along with the qualitative and quantitative composition of WSNGs, reflects the initial stage of hydrocarbon potential realization in Upper Jurassic deposits and the potential for forming oil reservoirs in Mesozoic deposits if suitable natural reservoirs exist and are sealed by fluid traps.

The results can be used for evaluating the oil and gas potential of Mesozoic-Cenozoic deposits in the Indigirka area (Eastern Yakutia).

Key words: gas-hydrogeochemical situation, elision genesis of groundwater, composition of water-dissolved gases, oil and gas content

For citation: Chistyakova, N. F., & Sivtsev, A. I. (2025). Gas-hydrogeochemical indicators of oil and gas potential in the Indigirka area (Eastern Yakutia). *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 50-68. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-1-50-68

Введение

Подземные воды — неотъемлемая часть осадочно-породного бассейна на различных стадиях его геологической эволюции — представляют собой водный раствор неорганических и органических веществ различного состава и фазового состояния и водорастворенных в них газов. Использование газогидрогеохимических показателей, полученных на этапе параметрического бурения при испытании скважин для оценки перспектив нефтегазоносности, обусловлено значительной ролью подземных вод в процессах нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Прогноз перспектив нефтегазоносности территорий основан на диффузионном перераспределении жидких и газообразных углеводородов, водорастворенного органического вещества, макро- и микроэлементов в системе «нефтегазоматеринская порода — подземные воды — залежь углеводородного сырья» в течение длительного геологического времени. Высокоинформативными показателями нефтегазоносности структур осадочного чехла являются качественная и количественная характеристика макро- и микрокомпонентов подземных вод, состав водорастворенных газов, поскольку они формируют гидрохимические и газогидрогеохимические аномалии — ореолы рассеяния жидких и газообразных углеводородов [1, 2]. Газогидрогеохимические

особенности мезозойско-кайнозойских отложений Индигирской площади, расположенной в северо-западной части Индигиро-Зырянского прогиба, до настоящего времени остаются почти неизученными.

Объект и методы исследования

С 1989 по 1992 год в северо-западной части Индигиро-Зырянского прогиба были пробурены 4 структурно-параметрических скважины, из которых получены незначительные притоки пластовой воды с растворенными в ней газами. Индигиро-Зырянский прогиб — наиболее крупный осадочно-породный бассейн на северо-востоке Якутии, он простирается на 480 км вдоль северо-восточных предгорий Момского хребта, имеет ассиметричное строение и площадь 60–70 тыс. км² и рассматривается в качестве территории, перспективной на нефть и газ [3]. Толщина осадочного чехла в наиболее прогнутой юго-восточной части прогиба оценивается в 10–12 км [4]. Параметрические скважины вскрыли проектный горизонт (отложения верхней юры) и имеют фактические глубины от 1 066 м до 1 611 м. Суммарная проходка составила 5 126 м. Геохимия подземных вод и водорастворенных газов Индигиро-Зырянского прогиба изучалась в трудах [4, 5].

В настоящей работе использованы первичные и фондовые материалы производственных и научно-исследовательских организаций: Чаро-Токинской и Вилюйской нефтегазоразведочных экспедиций производственного геологического объединения «Ленанефтегазгеология» и Института геологии ЯФ СО АН СССР, а также опубликованные работы, посвященные газогидрогеохимии мезозойско-кайнозойских отложений Восточно-Сибирского артезианского бассейна [4, 5], геохимии органического вещества пород верхнеюрских отложений Индигиро-Зырянского прогиба [6]. Анализы ионно-солевого состава подземных вод (катионы: кальций, магний, натрий + калий; анионы: хлорид, сульфат, гидрокарбонат, карбонат), отобранных из скв. 272-01, 272-02, 272-05 в августе 1989 года и мае 1990-го, и микрокомпонентного состава (бром, йод, фтор, нафтеновые кислоты) проводили в Центральной лаборатории ПГО «Ленанефтегазгеология». В работе рассчитывались минерализация подземных вод (г/л); коэффициент метаморфизма подземных вод $\Gamma_{Na+}/\Gamma_{Cl-}$ и другие коэффициенты В. А. Сулина, отражающие гидрогеологическую закрытость недр; генетические типы подземных вод. Строились диаграммы Шоллера и графики изменения состава ВРГ. Анализ ВРГ мезозойско-кайнозойских отложений осадочного чехла Индигирской площади проводился в лаборатории Института проблем нефти и газа СО РАН.

Обзорная карта территории работ и литолого-стратиграфический разрез наиболее глубокой скважины 272-02 Индигирской площади представлены на рисунках 1, 2.

Полный химический анализ воды был проведен только в скв. 272-02, 272-05; в скв. 272-01 была определена лишь минерализация подземных вод (табл. 1).

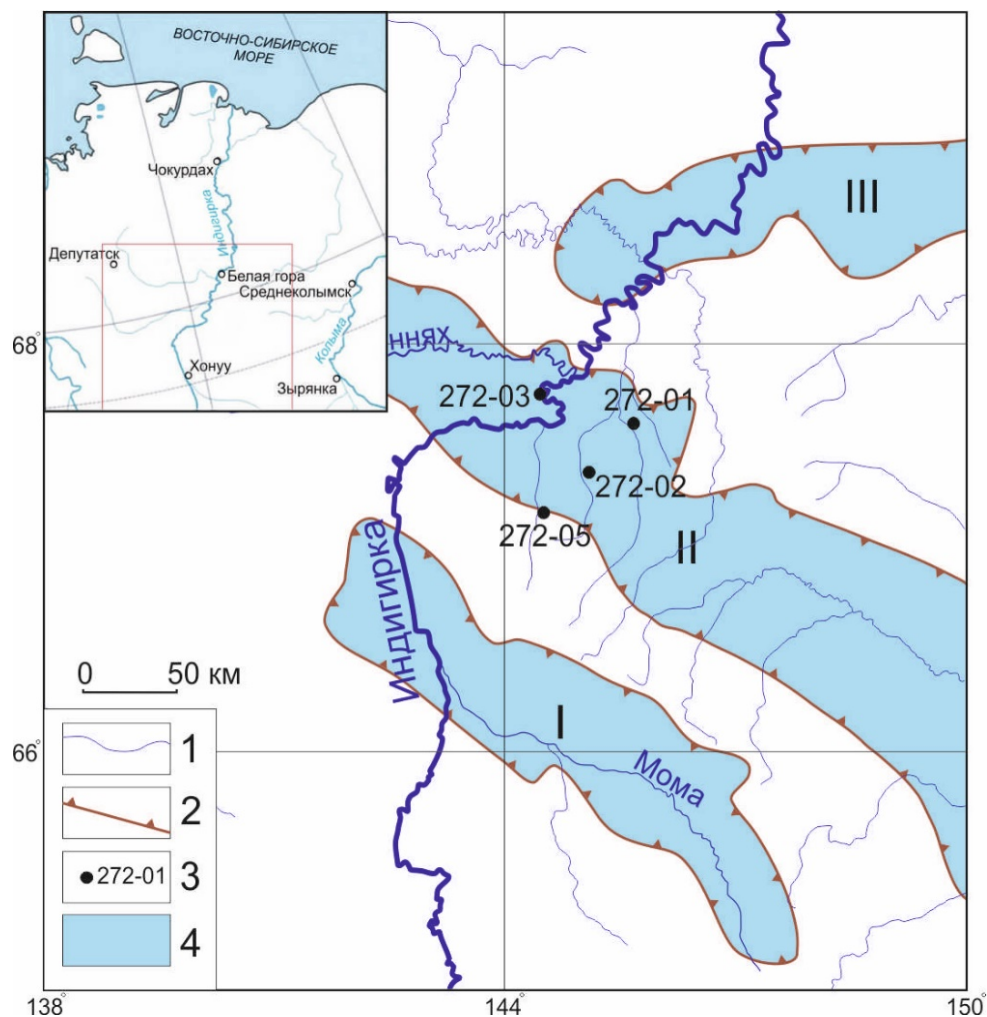


Рис. 1. **Обзорная карта Индигирской площади бурения:** 1— гидросеть;
2— границы тектонических элементов (прогибов); 3 — скважина и ее номер;
4 — потенциально нефтегазоносные площади.
I — Момская впадина; II — Индигиро-Зырянский прогиб;
III — Алазейско-Индигирская система впадин

В настоящей работе анализируется современная газогидрогеохимическая обстановка осадочного чехла Индигирской площади по данным бурения параметрических скважин 272-01, 272-02, 272-05, в результате испытания которых получены данные о подземных водах и растворенных в них газах. Для вод характерны следующие показатели: минеральный (ионно-солевой) состав подземных вод: макро- и микрокомпоненты; величина pH; минерализация вод; состав ВРГ подземных вод: углеводородные, кислые, редкие газы.

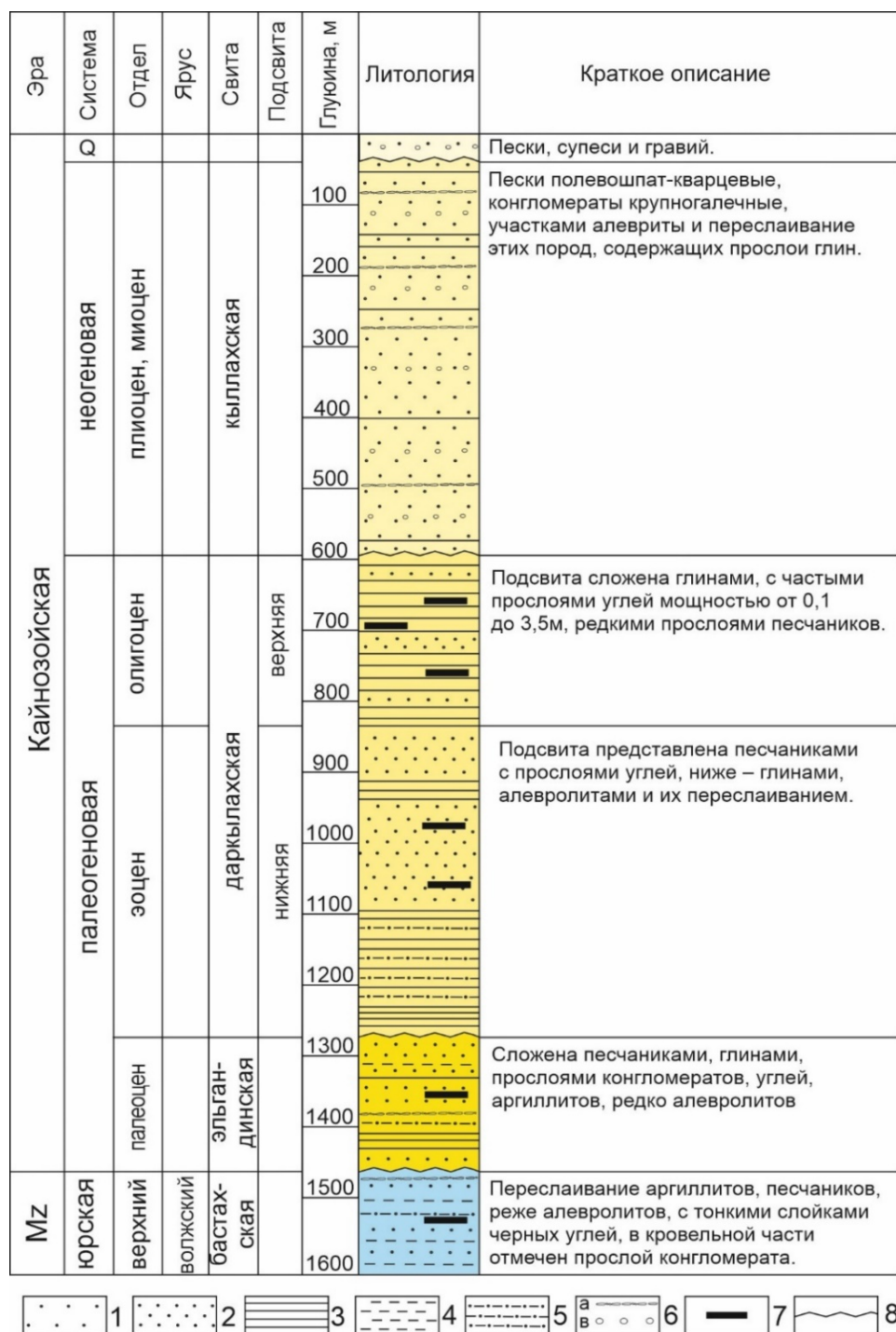


Рис. 2. Литолого-стратиграфический разрез скважины 272-02. Индигирской площади: 1 — пески, 2 — песчаники, 3 — глины, 4 — аргиллиты, 5 — алевролиты, 6 а — конгломераты, 6 в — гравелиты, 7 — пласты и пропластки углей, 8 — несогласия

**Химический состав подземных вод кыллахской свиты Индигирской площади
(скв. 272-02,272-05) по данным [5]**

Номер анализа. / глубина отбора, м, номер скважины	М, г/л /рН	Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻
37/ 0-650м, Скв.272-02	22,2/ 8,2	8111,6* 352,7**	144 7,2	68,6 5,64	9574,2 269,7	3960 82,5	793,0 13,0
38/0-650м, Скв.272-02	25,6/ 7,9	9238,6 401,7	144 7,2	68,6 5,64	9928,8 280,0	5880, 122,5	732,0 12,0
39/325м, Скв.272-02	27,4/ 7,9	9818,2 426,9	144 7,2	68,6 5,64	9928,8 279,7	7080 144,5	744,2 12,2
65/720 м, Скв.272-02	15,69/ 10,9	2725,5* 118,5**	6,6 0,33	9,9 0,8	346 72	14,7 0,31	163,1 2,7/1320 - 44,0
66/947 м, Скв.272-05	15,32/ 8,6	4264,0 185,4	9,9 0,5	189 16	1920 40,0	40,7 0,85	8064,0 132,2/828- 27,6
67/715 м, Скв.272-02	5,95/ 7,55	1780 77,4	189 9,4	105 8,7	2660 75	5,1 0,1	1211,4 19,9/отс.
68/940 м, Скв.272-05	12,15/ 7,85	3480 151,3	52,1 2,6	51 4,2	1382 39,0	5,1 0,11	7229,5 118,5/отс.

* — содержание ионов, мг/л

** — содержание ионов, мг-экв/л

В настоящей работе анализируется современная газогидрогеохимическая обстановка осадочного чехла Индигирской площади по данным бурения параметрических скважин 272-01,272-02,272-05, в результате испытания которых получены данные о подземных водах и растворенных в них газах. Для вод характерны следующие показатели: минеральный (ионно-солевой) состав подземных вод: макро- и микрокомпоненты; величина рН; минерализация вод; состав ВРГ подземных вод: углеводородные, кислые, редкие газы.

С использованием данных ионно-солевого состава подземных вод были рассчитаны степень метаморфизма вод (по данным коэффициента метаморфизма $\text{гNa}^+ / \text{гCl}^-$ и других соответствующих коэффициентов), генетические типы вод (по В. А. Сулину). В составе ВРГ, обладающих высокой информативностью при раздельном прогнозе фазового состояния углеводородных флюидов, кроме углеводородных газов: метан C_1 и его гомологи C_{2-5} присутствуют в различных концентрациях; неуглеводородные газы, среди которых биогенный азот, водород, гелий, углекислый газ.

Результаты и обсуждение

Данные химического анализа пластовых вод содержат сведения об их макрокомпонентном составе: главных анионах и катионах.

Результаты химического анализа подземных вод неоген-палеогеновых скв. 272-02 и верхнеюрских отложений (скв. 272-05) представлены в таблице 2. Анализ проб воды, отобранных пробоотборником, показал следующие результаты (см. табл. 2).

Таблица 2

**Гидрогеохимические характеристики вод скв. 272-02 и 272-05
Индижирской площади**

Номер пробы / глубина, м	rNa^+/rCl^-	rNa^+-rCl^- $/rSO_4^{2-}$	Нафтеновые кислоты, мг/л	$Bг^- / J$ мг/л	Тип воды (по В. А. Су- лину)
37/0–650	1,43	0,97	18,2	Отс.	1,43 S/Na
38/0–650	1,43	0,99	17,7	Отс.	1,52 S/Na
39/325	1,52	1,02	18,0	Отс.	1,30 H/Na
65/715	1,65	>1	5,9	37,3/3,17	1,03 H/Na
66/720	4,64	>1	15,7	46,2/7,15	1,65 H/Na
67/940	1,03	>1	12,1	34,6/8,5	3,85 H/Na
68/947	3,88	>1	15,3	35,3/2,1	4,6 H/Na

При опробовании бастахской свиты в открытом стволе скв. 272-05 были отобраны пробы воды с глубин 940–947 м (пробы 66, 68), даркылахской свиты — с глубин 715–720 м (пробы 65, 67), кыллахской свиты — с глубин 0–650 м (пробы 37, 38, 39).

Величина pH вод в отложениях кыллахской свиты изменяется в пределах 8,2–7,9, снижаясь с глубиной, отражая слабо щелочную среду; в отложениях даркылахской свиты — изменяется от слабо щелочной до сильно щелочной (10,9–7,5), снижаясь с глубиной; в отложениях бастахской свиты pH изменяется от 8,6 до 7,8 (слабо щелочная среда), также снижается с глубиной.

В водах бастахской свиты минерализация вод, равная 15,3–12,1 г/л, снижается с глубиной; оба коэффициента метаморфизма больше единицы, что обосновывает их гидрокарбонатно-натриевый генетический тип (по В. А. Сулину).

В отложениях даркылахской свиты минерализация вод изменяется в пределах 15,7–5,9 г/л, также снижаясь с глубиной; первый коэффициент метаморфизма вод 1,65–1,03, второй коэффициент метаморфизма больше 1, что характеризует генетический тип этих вод как гидрокарбонатно-натриевый (по В. А. Сулину).

Минерализация подземных вод кыллахской свиты изменяется в пределах 22,2–27,4 г/л, нарастая с глубиной; коэффициент метаморфизма

rNa^+/rCl^- в пробах 37 и 38 равен 1,43–1,43 (соответственно), а коэффициент $rNa^+ - rCl^- / rSO_4^{2-}$ равен 0,97 и 0,990 (соответственно), что обосновывает их сульфатно-натриевый тип. В пробе 39 коэффициент метаморфизма воды равен 1,52, а второй генетический коэффициент — 1,02, что позволяет отнести ее к гидрокарбонатно-натриевому генетическому типу (по В. А. Сулину). Следовательно, в разрезе мезозойско-кайнозойских отложений Индигирской площади проявляется аномальный тип гидрогеохимической зональности — гидрохимическая инверсия, когда минерализация подземных вод снижается с глубиной залегания отложений. В этом же направлении генетические типы подземных вод переходят от сульфатно-натриевого к гидрокарбонатно-натриевому (табл. 2).

Анализ гидрогеохимических характеристик разных интервалов опробования Индигиро-Зырянского прогиба показал, что подземные воды относятся к двум генетическим типам (по В. А. Сулину): сульфатно-натриевому и гидрокарбонатно-натриевому [7]. Воды гидрокарбонатно-натриевого типа, выделенные В. А. Сулиным, насыщающие осадочный чехол, с учетом особенностей их генезиса и состава, растворенных в них газов, были подразделены на два генетических типа: гидрокарбонатно-натриевый инфильтрационного генезиса и гидрокарбонатно-натриевый элизионного генезиса [8]. Воды инфильтрационного генезиса образуются из атмосферных осадков и в них растворены кислые газы — углекислый газ, кислород, атмосферный азот. Седиментогенные воды элизионного генезиса — «возрожденные воды», образующиеся из химически связанной воды при дегидратации монтмориллонита, отжимающиеся из уплотняющихся глинистых нефтегазогенерирующих пород на грациях МК₁₋₂ катагенеза, содержат азотно-углеводородные, углеводородно-азотные и углеводородные газы. Источником HCO_3^- — иона в водах инфильтрационного генезиса является атмосферный CO_2 , который, растворяясь в атмосферных осадках, сопровождается образованием HCO_3^- -иона, а элизионного генезиса — углекислый газ, образующийся при декарбоксилировании жирных и нафтеновых кислот рассеянного органического вещества пород и других преобразований углеводородов нефтегазоматеринских пород, погрузившихся в интервалы стадии катагенеза. Вступая с подземными водами в реакцию, органогенный углекислый газ приводит к образованию HCO_3^- -иона [9, 10]. Ареалы вод гидрокарбонатно-натриевого типа инфильтрационного генезиса распространены в окраинных частях осадочных бассейнов, а элизионного генезиса — во внутренних зонах седиментационных бассейнов и совпадают с зонами глинизации песчаных пластов, ухудшения их проницаемости, присутствуя во всех региональных автономных нефтегазоводоносных комплексах Западно-Сибирского НГБ и других нефтегазоносных бассейнах [8]. Седиментационные воды сульфатно-натриевого типа переходят в породы-коллекторы из закрытых пор уплотняющихся глинистых нефтегазоматеринских пород на ПК₁₋₃ грациях буроугольной стадии катагене-

за в ходе реализации ими своего углеводородного потенциала, что подтверждает их элизионный генезис [8, 11, 12].

С использованием результатов химического анализа вод были построены диаграммы Шоллера (рис. 3: А и Б).

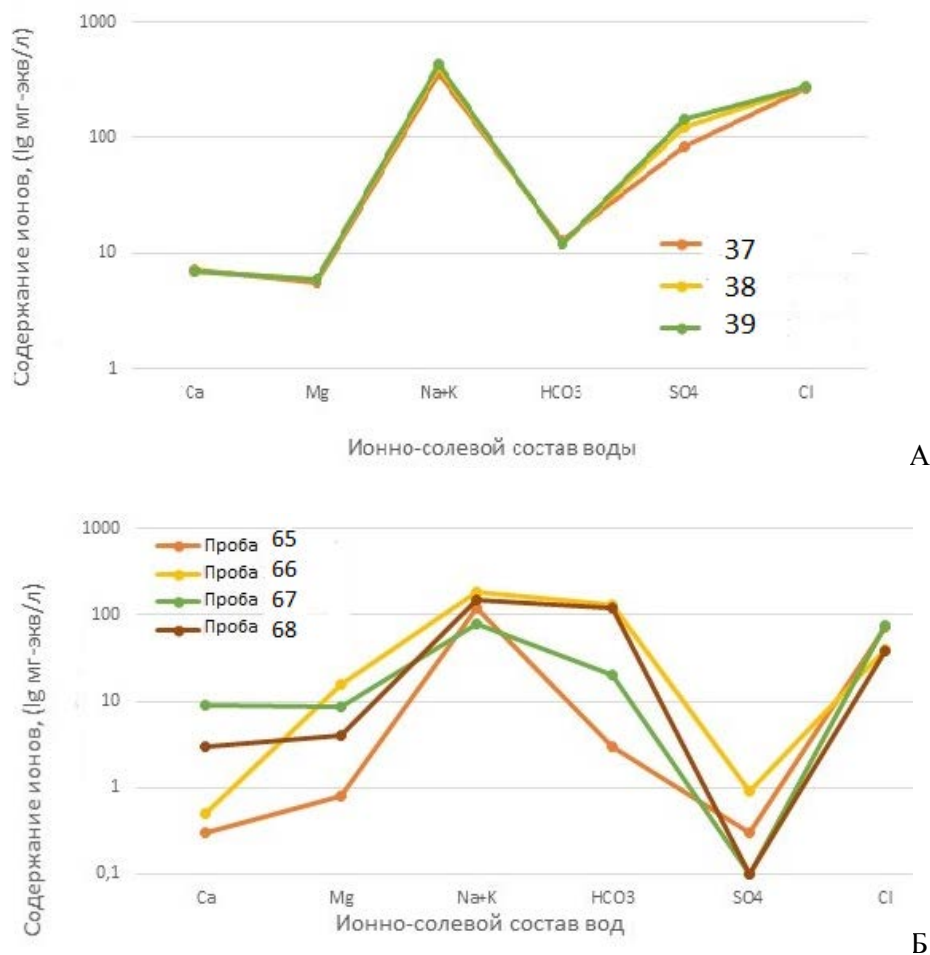


Рис. 3. Диаграммы Шоллера для подземных вод: верхнеюрских отложений — пробы 66,68; палеогеновых отложений — пробы 65,67 (Б); неогеновых отложений — пробы 37,38,39 (А) Индигирской площади (по данным [5]).

Построенные диаграммы Шоллера отражают химический состав изученных в работе подземных вод. Воды неогена характеризуются Cl-SO₄-Na составом; палеогена — Cl-HCO₃-Na составом; верхней юры — HCO₃-Cl-Na составом. Преобладание ионов Na⁺ (350–401 мг-экв/л), Cl⁻ (270–280 мг-экв/л), SO₄²⁻ (82–122 мг-экв/л) и минимальное содержание HCO₃⁻ иона (12 мг-экв/л) установлено в водах сульфатно-натриевого типа кыллахской свиты неогенового возраста по сравнению с водами даркылах-

ской и бастахской свит. В водах гидрокарбонатно-натриевого типа палеогеновых отложений даркылахской свиты содержание ионов хлора снижается почти в 8 раз, натрия — в 3–3,5 раз, сульфат-иона — до 0,31 мг-экв/л по сравнению с отложениями неогена; содержание гидрокарбонат-иона несколько увеличивается. При переходе в верхнеюрские отложения происходит еще большее снижение содержания хлор-иона (до 39 мг-экв/л), сульфат-иона (до 0,11 мг-экв/л); на порядок увеличивается содержание в водах гидрокарбонат-иона (до 132 мг-экв/л) (табл. 1, 2).

Подобное различие химического состава разновозрастных подземных вод является следствием степени их преобразования на различных стадиях литогенеза. Воды, содержащие повышенные концентрации сульфат-ионов, формируются как седиментационные сульфатно-натриевого типа элизионного происхождения, отжимающиеся из пор глинистых пород, обогащенных органическим веществом, на ПК₁₋₃ грациях бурого угольной стадии катагенеза. Воды элизионного происхождения гидрокарбонатно-натриевого генетического типа с незначительным содержанием сульфат-ионов и повышенными содержаниями гидрокарбонат-иона отжимаются из толщи глинистых пород уже на более поздних МК₁₋₂ грациях длиннопламенной — газовой стадий катагенеза на этапе реализации своего углеводородного потенциала [11, 12]. Форма диаграмм Шоллера для вод неогеновых, палеогеновых и верхнеюрских отложений показывает, что эти воды имеют различный генезис (рис. 3).

Среди макрокомпонентов подземных вод были изучены: бром, йод и нафтеновые кислоты. Бром и йод установлены только в пробах 65–68 (даркылахская и бастахская свиты), что подтверждает их элизионный генезис, а нафтеновые кислоты — во всех семи пробах воды, отобранных по разрезу скв. 272-02. Присутствие нафтеновых кислот в пластовых водах является признаком биodeградации нефтяных углеводородов.

Газы, растворенные в подземных водах отложений Индигирской площади, представлены углеводородными компонентами — метаном (C₁), его гомологами (C₂₋₅) и неуглеводородными газами: CO₂, N₂, H₂, He (табл. 3).

При опробовании бастахской свиты в открытом стволе скважины 272-05 в интервале глубин 597–716 м получен незначительный приток газа с расчетным дебитом 1,7 тыс. м³/сут (пробы 13, 14., табл. 3). При испытании отложений даркылахской свиты в скв. 272-01 испытателем пластов КИИ-95 из интервала глубин 695–835 м были отобраны пробы ВРГ (пробы 1, 2, табл. 3); в скв. 272-02 в интервале глубин 0–650 м — были отобраны пробы 3, 4 водорастворенного газа (табл. 3) и в интервале глубин 536–850 м получена пластовая вода с ВРГ и пробоотборником ВПП-300 на глубинах 15–725 м отобраны пробы пластовой воды плотностью 1 051 кг/м³ с содержанием ВРГ 200 см³/л (пробы 5–12, табл. 3).

**Состав водорастворенных газов в отложениях осадочного чехла
Индижирской площади (по данным работы [5])**

№ скважин/ пробы/ глубина, м	C ₁ , %	C ₂ , %	C ₃ , %	C _{4-i} , %	C _{4-n} , %	C _{5-i} , %	C _{5-n} , %	CO ₂ , % H ₂ , %	N ₂ , % He, %
272-01/1/ 695–835	93,55	0,03	–	–	–	–	–	0,15 Сл.	6,27 Сл.
272-01/2/ 695–35	97,06	0,05	–	–	–	–	–	0,12 Сл.	2,77 Сл.
272-02/3/ 0–650	82,77	0,06	–	–	–	–	–	3,31 –	13,3 –
272-02/4/ 0–650	91,28	0,05	Сл.	–	–	–	–	4,71 0,73	3,23 –
272-02/5/ 715–725	86,55	0,07	0,06	0,01	0,03	–	–	10,48 –	2,51 –
272-02/6/ 715–725	79,76	0,06	–	–	–	–	–	16,46 –	3,07 –
272-02/7/ 715–725	85,13	0,06	–	–	–	–	–	12,13 –	2,36 –
272-02/8/ 715–725	80,44	0,07	–	–	–	–	–	16,28 –	2,16 –
272-02/9/ 715–725	82,35	0,06	–	–	–	–	–	12,28 –	4,51 –
272-02/10/ 715–725	80,25	0,06	–	–	–	–	–	16,26 –	2,38 –
272-02/11/ 715–725	83,23	0,07	–	–	–	–	–	12,67 –	2,48 –
272-02/12/ 715–725	82,6	0,06	–	–	–	–	–	13,2 –	2,45 –
272-05/13/ 940	90,32	4,89	2,9	0,87	0,28	0,02	0,005	0,05 0,051	0,71 –
272-05/14/ 947	89,54	4,58	2,88	0,86	0,29	0,02	0,005	0,14 0,7943	0,89 –

Генезис углеводородных газов C₁₋₅ связан с катагенезом рассеянного органического вещества нефтегазоматеринских пород. Возможна генерация и миграция метана в пределах углесодержащих отложений даркылахской свиты, где он может образовываться при гидрировании углей; возможно также его поступление из нижележащих мезозойских отложений. На стадии диагенеза (ГЗГ₁) углеводородные газы имеют микробальное происхождение, а в зоне ГЗГ₂ — высокотемпературное; последние могут мигрировать в толще осадочного чехла снизу-вверх [9].

Генезис неуглеводородных газов: CO₂, N₂, He, H₂ сложен и весьма разнообразен. Эти газы могут генерироваться совместно с углеводородами органическим веществом нефтегазоматеринских пород, поступать из глубинных источников, образовываться в результате окисления нефтей, разрушения залежей и т. п. [13]. К наиболее информативным ВРГ относятся:

азот биогенный (но не атмосферный), водород, аргон, углеводородные газы: метан и его гомологи. Азот по своему содержанию часто является наиболее существенным компонентом ВРГ. В отличие от углеводородных газов, имеющих своим источником отравляющие вещества (ОВ), образование азота может происходить несколькими путями. В залежах может накапливаться азот воздушный, биогенный, радиогенный и вулканогенный. Генезис азота принято определять с помощью коэффициента Ar_{100}/N_2 , который для атмосферного воздуха равен 1,18, а с учетом растворимости азота в воде — 2,86 [14]. В анализах ВРГ, проведенных в лаборатории Института геологии Якутского филиала АН СССР, отсутствует определение Ar, что не позволяет установить генезис азота в составе ВРГ Индигирской площади и это требует дополнительных исследований. О присутствии вулканогенного азота можно судить по аналогии с территориями, в пределах которых установлен генезис скоплений высокоазотных газов, поступивших в ловушки по глубинным разломам. Радиогенный азот можно не учитывать, так как при распаде радиоактивно стабильные изотопы азота 14 и 15 почти не образуются [15].

Углекислый газ, как и азот, может присутствовать в составе ВРГ в значительных количествах. В отличие от азота для углекислого газа характерна высокая растворимость в воде, которая увеличивается с повышением пластового давления и температуры. В нормальных условиях ($t = 4\text{ }^{\circ}\text{C}$, давление 0,1 МПа) в одном объеме воды растворяется около 1 объема углекислого газа, а при $P = 3,0\text{ МПа}$ и температуре около $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ — около 30 объемов [16]. На основе данных об изотопном составе углерода в газах осадочных бассейнов можно выделить две генетические группы углекислого газа: 1) обогащенного менее тяжелым изотопом С, который имеет своим источником рассеянное органическое вещество и нефти, подвергшиеся катагенному преобразованию или бактериальному окислению; 2) обогащенного более тяжелым изотопом углерода, в которых углекислый газ имеет экзогенное происхождение [13].

Водород может иметь мантийное происхождение, образовываться в пределах спрединговых зон, генерироваться сингенетичным органическим веществом горных пород, образовываться в ходе радиолиза подземных вод [16]. Гелий входит в состав газов нефтяных месторождений, образуется из водорода в результате термоядерного синтеза в недрах звезд, на Земле — при альфа распаде тяжелых элементов [16, 17, 18].

Основой для выделения типов и подтипов ВРГ являются соотношения главных газовых компонентов: метана и азота [8]. Тип ВРГ «углеводородный» характеризуется содержанием в нем 80 % метана (вместе с его гомологами) и менее 20 % азота (рис. 4 А, Б, В). Тип ВРГ «азотно-углеводородный» — азота свыше 20 %, а углеводородных газов менее 80 %. По содержанию в составе ВРГ гомологов метана выделяется четыре подтипа: «сухой» < – 1 %, «тощий» — 1–3 %, «полужирный» — 3–5 %, «жирный» — > 5 % [8].

ВРГ, проанализированные в скв. 272-01 (неогеновые отложения) и 272-02 (палеогеновые отложения), относятся к типу «углеводородные» подтипу «сухие», а в скв. 272-05 (верхнеюрские отложения) — к этому же

типу, с подтипом — «жирные». ВРГ (скв. 272-02 проба 6, палеоген) относится к типу «азотно-углеводородный», подтипу «сухой» (рис. 4 Б).

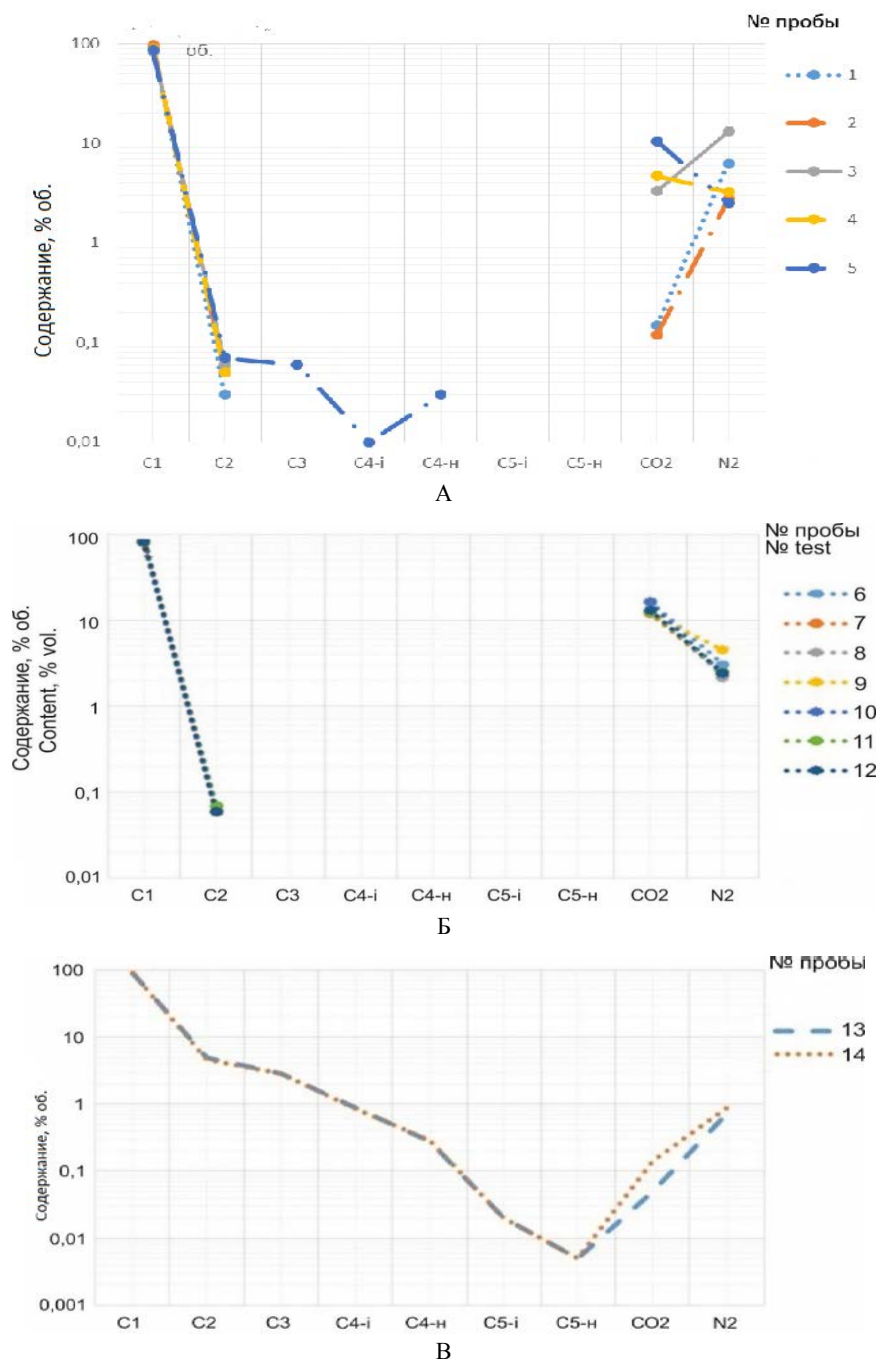


Рис. 4. Состав водорастворенных газов в скважинах: 272-01, 272-02 (А), 272-02(Б), 272-05 (В) Индигирской площади

Присутствие в неоген-палеогеновых отложениях только метана может свидетельствовать о его сингенетичном образовании из углей, содержащихся в толще этих отложений. Метан и его гомологи C_{2-5} , характерные для отложений бастакской свиты, могут образовываться на стадии катагенеза из органического вещества террагенно-планктоногенного типа.

Для оценки перспектив нефтегазоносности недостаточно знать химический состав подземных вод, величину их минерализации, качественный состав микрокомпонентов, генезис, состав и содержание ВРГ. Важно оценить характеристики рассеянного органического вещества нефтегазогенерирующих пород, содержащихся в осадочном чехе. Результаты изучения состава и химической структуры битумоидов верхнеюрских отложений Индигиро-Зырянского прогиба в скв. 272-05 на глубинах 352–688 м показали, что содержание исходного рассеянного органического вещества (РОВ), представленного планктоногенным и водорослевым материалом, разбавленным детритом высшей континентальной растительности, составляет 1–4 % Сорг, а величина битумоидного коэффициента равна 1,3–2,1 (в верхней части разреза на глубинах 352–626 м) и 3,7–5,8 (нижняя часть, глубина 627–688 м), находящихся на МК₁₋₂ грациях длиннопламенной и газовой стадий катагенеза. Присутствие аллохтонных битумоидов отражает миграционные процессы, происходящие в этих отложениях. Коэффициент отношения нч/ч-н-алканов близок к 1, что характерно для высокой катагенетической зрелости РОВ [6].

Общегидрогеологические особенности региональных показателей нефтегазоносности осадочного чехла предполагают наличие нефтегазоматеринских отложений и природных резервуаров, перекрытых выдержанными региональными и субрегиональными флюидоупорами, что является необходимым условием для формирования и сохранения залежей углеводородного сырья. Основными углеводородопroduцирующими толщами в пределах Индигиро-Зырянского прогиба традиционно считаются преимущественно континентально-субаквальные отложения верхней юры, нижнего мела, палеогена и нижнего неогена [19]. Преобладание континентальных отложений и отсутствие в изученной части мезозойско-кайнозойского разреза осадочного чехла нефтепроявлений могут свидетельствовать как об их преимущественном газоматеринском потенциале, так и о начальном этапе генерации углеводородов на глубинах 1–611 м, когда происходит начальный процесс формирования их залежей. Вместе с тем последние результаты по геохимии ОВ образцов верхнеюрских отложений Индигиро-Зырянского бассейна [20] показали, что входящие в их состав реликтовые углеводороды являются компонентами катагенеза планктоногенного ОВ, что позволяет перспективно оценивать глинистые отложения верхней юры как нефтематеринские. Таким образом, в пределах Индигиро-Зырянского прогиба нельзя исключать обнаружение, кроме га-

зовых месторождений, незначительных по размерам нефтяных оторочек или газонефтяных залежей.

На основании геохимического изучения ОВ и битумоидов глинистых пород верхнеюрских отложений, генетического типа подземных вод неогена, палеогена и верхней юры, насыщающих разновозрастные породы-коллекторы, и состава ВРГ этих вод Индигирской площади, возможно предполагать, что в настоящее время только нефтегазоматеринские отложения бастакской серии верхней юры реализуют свой углеводородный потенциал в наибольшей степени по сравнению с неогеновыми и палеогеновыми отложениями. Следствием этого является присутствие в разрезе осадочного чехла юрского возраста вод гидрокарбонатно-натриевого генетического типа элизионного генезиса, в которых растворены углеводородные газы: метан и его гомологи, водород (рис. 4).

По результатам геологической съемки и данным бурения Индигирской площади наиболее благоприятны в качестве природных резервуаров пласты песчаников эльгандинской свиты (палеоцен) и нижней подсвиты даркылахской свиты (эоцен). Песчаники этих свит перекрываются региональными и субрегиональными глинистыми флюидоупорами, способными сохранить в природных резервуарах новообразованные скопления углеводородов.

Выводы

1. Сульфат и гидрокарбонат-ионы подземных вод, заполняющих породы-коллекторы мезозойско-кайнозойских отложений Индигирской площади, выделяющиеся из закрытых пор разновозрастных глинистых пород на ПК₁₋₃ и МК₁₋₂ грациях катагенеза — продукты катагенетической трансформации минеральной и органической компонент глинистых нефтегазоматеринских пород, обогащенных ОВ, на этапах реализации своего углеводородного потенциала. Воды сульфатно-натриевого и гидрокарбонатно-натриевого типов, отжимающиеся из закрытых пор нефтегазоматеринских пород на ПК₁₋₃ и МК₁₋₂ грациях катагенеза, имеют элизионный генезис, что подтверждается как величинами соответствующих генетических коэффициентов, так и составом водорастворенных в них газов.

2. Водорастворенные газы, полученные из скважин 272-01 и 272-02, относятся к углеводородному типу, «сухому» подтипу, а из скв. 272-05 — к углеводородному типу, «жирному» подтипу.

3. Результаты геохимического изучения РОВ глинистых пород верхней юры позволяют оценить их как потенциально нефтегазоматеринские породы, реализующие в настоящее время свой углеводородный потенциал.

4. С газогидрогеологических позиций качественная и количественная характеристики ионно-солевого состава подземных вод и растворенных в них ВРГ Индигирской площади отражают благоприятные усло-

вия для генерации нефтяных углеводородов в верхнеюрских отложениях мезозойского осадочного чехла Индигиро-Зырянского прогиба.

5. Для формирования залежей углеводородного сырья в этих отложениях необходимо установить наличие и характеристики природных резервуаров, перекрытых флюидоупорами и способных аккумулировать новообразованные газообразные и жидкие углеводороды, что требует дополнительных исследований.

Список источников

1. Зорькин, Л. М. Геохимия природных газов нефтегазоносных бассейнов / Л. М. Зорькин, Н. С. Старобинец, Е. В. Стадник. – Москва : ВИЭМС, 1980. – 42 с. – Текст : непосредственный.
2. Зорькин, Л. М. Нефтегазопроисковая гидрогеология / Л. М. Зорькин, М. И. Суббота, Е. В. Стадник. – Москва : Недра, 1982. – 216 с. – Текст : непосредственный.
3. Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия); отв. ред.: Л. М. Парфенов, М. И. Кузьмин. – Москва : Наука/Интерпериодика, 2001. – 571 с. – Текст : непосредственный.
4. Александров, А. Р. Перспективы нефтегазоносности Индигиро-Зырянского прогиба на основе прямых геохимических данных / А. Р. Александров, А. И. Сивцев. – DOI 10.25587/SVFU.2023.31.3.001. – Текст : непосредственный // Вестник Северо-Восточного Федерального университета им. М. К. Аммосова. Серия: Науки о Земле. – 2023. – № 3(31). – С. 5–14.
5. Петров, Д. М. Изучение возможности гидратообразования в пластах северо-западной части Индигиро-Зырянского прогиба / Д. М. Петров, А. И. Сивцев, И. И. Рожин. – DOI 10.20403/2078-0575-2023-4а-37-42. – Текст : непосредственный // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2023. – № 4-1(56). – С. 37–42.
6. Новые данные по геохимии органического вещества пород верхнеюрских отложений форланда Индигиро-Зырянского прогиба / И. Н. Зуева, О. Н. Чалая, В. А. Каширцев [и др.]. – DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-95-98. – Текст : непосредственный // Успехи органической геохимии : материалы 2-й Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых, посвященной 120-летию со дня рождения члена-корреспондента АН СССР Н. Б. Вассоевича и 95-летию со дня рождения заслуженного геолога РСФСР, профессора С. Г. Неручева. – Новосибирск, 05–06 апреля 2022 г. – Новосибирск : Новосибирский национальный исследовательский государственный университет. – 2022. – С. 95–98.
7. Сулин, В. А. Условия образования, основы классификации и состав природных вод, в частности вод нефтяных месторождений. Часть 1. Образование и основы классификации природных вод / В. А. Сулин. – Москва : Изд-во АН СССР, 1948. – 108 с. – Текст : непосредственный.
8. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна / М. Я. Рудкевич, Л. С. Озеранская, Н. Ф. Чистякова [и др.]. – Москва : Недра, 1988. – 303 с. – Текст : непосредственный.

9. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов [и др.]. – Москва : Недра, 1975. – 680 с. – Текст : непосредственный.
10. Конторович, А. Э. Литогенез и нефтегазообразование / А. Э. Конторович, А. А. Трофимук // Горючие ископаемые. Проблемы геологии и геохимии нефтидов и битуминозных пород. – Москва : Наука, 1976. – С. 19–36. – Текст : непосредственный.
11. Чистякова, Н. Ф. Гидрогеохимические особенности подземных вод зоны катагенеза / Н. Ф. Чистякова. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1999. – № 6. – С. 4–12.
12. Чистякова, Н. Ф. Поровые растворы мезозойских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / Н. Ф. Чистякова. – DOI 10.31660/0445-0108-2018-5-84-88. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 5(131). – С. 84–88.
13. Геохимия углеводородных компонентов газов нефтяных и газовых месторождений / Н. А. Еременко, Т. А. Ботнева, С. П. Максимов [и др.] // Обзор ВНИИЭГАЗПРОМА, Сер. Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений, 1975. – Вып 1. – С. 7–15. – Текст : непосредственный.
14. Справочник по геологии нефти и газа ; под ред. Н. А. Еременко. – Москва : Недра, 1984. – 480 с. – Текст : непосредственный.
15. Динисенко, В. Е. Геобактериальное углеводородообразование в связи с размещением и поисками залежей нефти и газа / В. Е. Динисенко, Е. В. Стадник // Обзор. Сер. Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа. – Москва : ВИЭМС, 1984. – 42 с. – Текст : непосредственный.
16. Вовк, И. Ф. Радиолиз подземных вод и его геохимическая роль / И. Ф. Вовк. – Москва : Недра, 1979. – 231 с. – Текст : непосредственный.
17. Мархинин, Е. К. Вулканизм / Е. К. Мархинин. – Москва : Недра, 1985. – 285 с. – Текст : непосредственный.
18. Нестеров, И. И. Фундаментальные основы формирования залежей нефти и природных газов, их поисков, разведки и разработки / И. И. Нестеров. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика, 2009. – № 50(4). – С. 425–433.
19. О строении и перспективах нефтегазоносности пришельфовых арктических территорий Восточной Якутии / В. С. Ситников, Н. Н. Алексеев, Н. А. Аржаков [и др.]. – Текст : непосредственный // Наука и образование. – 2017. – № 4(88). – С. 50–59.
20. Геохимия органического вещества пород верхнеюрских отложений форланда Индигиро-Зырянского прогиба / И. Н. Зуева, О. Н. Чалая, В. А. Каширцев [и др.] – DOI 10.31242/2618-9712-2022-27-4-514-526. – Текст : непосредственный // Природные ресурсы Арктики и Субарктики. – 2022. – Т. 27, № 4. – С. 514–526.

References

1. Zor'kin, L. M., Starobinets, N. S., & Stadnik, E. V. (1980). Geokhimiya prirodnikh gazov neftegazonosnykh basseinov. Moscow, VIEMS Publ., 42 p. (In Russian).
2. Zor'kin, L. M., Subbota, M. I., & Stadnik, E. V. (1982). Neftegazopiskovaya gidrogeologiya. Moscow, Nedra Publ., 216 p. (In Russian).

3. Parfenov, L. M. & Kuzmin, M. I. (Ed.). (2001). Tektonika, geodinamika i metallogeniya territorii Respubliki Saha (Yakutiya). Moscow, Nauka/Interperiodika Publ., 571 p. (In Russian).
4. Aleksandrov, A. R., & Sivtsev, A. I. (2023). Prospects of oil and gas potential of the Indigiro-Zyryansky trough based on direct geochemical data. Vestnik of north-eastern federal university. Earth sciences, 3(31), pp 5-14. (In Russian). DOI: 10.25587/SVFU.2023.31.3.001
5. Petrov, D. M., Sivtsev, A. I., & Rozhin, I. I. (2023). Possibility study of hydrate formation in reservoirs of the north-eastern part of the Indigirka-Zyryanka trough. Geologiy and mineral resurces of Siberia, 4-1(56), pp. 37-42. (In Russian). DOI 10.20403/2078-0575-2023-4a-37-42.
6. Zueva, I. N., Chalaya, O. N., Kashirtsev, V. A., Sivtsev, A. I., Aleksandrov, A. R., Glyaznetsova, Yu. S., & Lifshits, S. Kh. (2022). New data on organic matter geochemistry of rocks of the upper jurassic deposits foreland of the Indigiro-Zyryansk trough. Uspekhi organicheskoi geokhimii : materialy 2-y Vserossiyskoy nauchnoy konferentsii s uchastiem inostrannykh uchennykh, posvyashchennoy 120-letiyu so dnya rozhdeniya chlena-korrespondenta AN SSSR N. B. Vassoevicha i 95-letiyu so dnya rozhdeniya zaslu-zhennogo geologa RSFSR, professora S. G. Nerucheva. Novosibirsk, 05–06 aprelya 2022 g. Novosibirsk : Novosibirskiy natsional'nyy issledovatel'skiy gosudarstvennyy universitet Publ., pp. 95-98. (In Russian). DOI: 10.25205/978-5-4437-1312-0-95-98.
7. Sulin, V. A. (1948). Usloviya obrazovaniya, osnovy klassifikatsii i sostav prirodnkh vod, v chastnosti vod neftyanykh mestorozhdeniy. Chast' 1. Obrazovanie i osnovy klassifikatsii prirodnkh vod. Moscow, Izdatel'stvo Akademii Nauk SSSR Publ., 108 p. (In Russian).
8. Rudkevich, M. Ya, Ozeranskaya, L. S., Chistyakova, N. F., Kornev, V. A., & Maksimov, E. M. (1988). Neftegazonosnye komplekсы Zapadno-Sibirskogo basseina. Moscow, Nedra Publ., 303 p. (In Russian).
9. Kontorovich, A. E., Nesterov, I. I., Salmanov, F. K., Surcov, V. C., Trofimuk, A. A., & Ehrv'e, Yu. G. (1975). Geologiya nefi i gaza Zapadnoi Sibiri. Moscow, Nedra Publ., 680 p. (In Russian).
10. Kontorovich, A. E., & Trofimuk, A. A. (1976). Litogenez i nefte-gazooobrazovanie. Goryuchie iskopaemye. Problemy geologii i geokhimii naftidov i bituminoznykh porod. Moscow, Nauka Publ., pp. 19-36. (In Russian).
11. Chistyakova, N. F. (1999). Gidrogeokhimicheskie osobennosti podzemnykh vod zony katageneza. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz, (6), pp. 4-12. (In Russian).
12. Chistyakova, N. F. (2018). Pore solutions of mesozoic sediments from the West Siberian basin. Oil and Gas Studies, 5(131), pp. 84-88. (In Russian). DOI : 10.31660/0445-0108-2018-5-84-88
13. Eremenko, N. A., Botneva, T. A., Maksimov, S. P., & Pankina, R. G. (1975). Geokhimiya uglevodorodnykh komponentov gazov neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii. Geologiya i razvedka gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdenii. Moscow, VNIIEGAZPROM Publ., pp. 7-15. (In Russian).
14. Eremenko, N. A. (Eds) (1984). Spravochnik po geologii nefi i gaza. Moscow, Nedra Publ., 480 p. (In Russian).
15. Denisenko, V. E., & Stadnik, E. V. (1984). Geobakterial'noe uglevodorodoobrazovanie v svyazi s razmeshcheniem i poiskami zalezhei nefi i gaza. Moscow, VIEMS Publ., 42 p. (In Russian).

16. Vovk, I. F. Radioliz podzemnykh vod i ego geokhimicheskaya rol'. (1979). Moscow, Nedra Publ., 231p. (In Russian).
17. Markhinin, E. K. (1985). Vulkanizm. Moscow, Nedra Publ., 285 p. (In Russian).
18. Nesterov, I. I. (2009). Oil and gas pools: the fundamentals of formation, prospecting, and exploitation. Russian Geology and Geophysics, 50(4), pp. 320-326. (In Russian).
19. Sitnikov, V. S., Alekseev, N. N., Arzhakov, N. A., Obolkin, A. P., Pavlova, K. A., Sevostyanova, R. F., & Slepova, M. I. (2017). About the structure and prospects for oil and gas bearing of the coastal Arctic territories of Eastern Yakutia. Nauka i obrazovanie, (4(88)), pp. 50-59. (In Russian).
20. Zueva, I. N., Chalaya, O. N., Kashirtsev, V. A., Sivtsev, A. I., Aleksandrov, A. R., Glyaznetsova, Yu. S., & Lifshits, S. Kh. (2022). The organic geochemistry of rocks from Upper Jurassic deposits foreland of the Indigiro-Zyryansky trough. Arctic and Subarctic natural resources, 27(4), pp. 514-526. (In Russian). DOI: 10.31242/2618-9712-2022-27-4-514-526

Информация об авторах / Information about the authors

Чистякова Нелли Федоровна, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геоэкологии и природопользования школы естественных наук, Тюменский государственный университет, г. Тюмень, n.f.chistyakova@utmn.ru, ORCID: <http://orcid.org/0009-0005-4272-2196>

Nelly F. Chistyakova, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geoecology and Nature Management of The School of Natural Sciences, University of Tyumen, n.f.chistyakova@utmn.ru, ORCID: <http://orcid.org/0009-0005-4272-2196>

Сивцев Алексей Иванович, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры недропользования Северо-Восточного федерального университета им. М. К. Аммосова, г. Якутск

Aleksei I. Sivtsev, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Subsoil Use, North-Eastern Federal University, Yakutsk

Статья поступила в редакцию 12.05.2024; одобрена после рецензирования 12.07.2024; принята к публикации 13.09.2024.

The article was submitted 12.05.2024; approved after reviewing 12.07.2024; accepted for publication 13.09.2024.

**Метод определения вертикальной проницаемости в скважинах
с горизонтальным окончанием**

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

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в городе Тюмени, Россия

²ЗАО НПО «ИнТЭК», Тюмень, Россия

³Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*Tatyana.Kuzmina2@lukoil.com

Аннотация. Вертикальная проницаемость — важная характеристика нефтегазонасыщенного коллектора, значительным образом влияющая на распределение потоков жидкости и газа в пласте. Сведения об этом параметре позволяют решать многие задачи научной и промышленной практики. В частности, производить оценки анизотропии фильтрационных свойств пористой среды по нормали к плоскости напластования, осуществлять прогноз образования конусов газа или пластовых вод, выполнять расчеты дебитов горизонтальных скважин, создавать фильтрационные модели объемов добычи углеводородного сырья и т. п.

Для скважин с горизонтальным вскрытием пласта традиционным исходным ресурсом получения представлений о значениях обсуждаемого свойства породы являются лабораторные исследования кернового материала и результаты интерпретации гидродинамических исследований на режимах нестационарной фильтрации. Однако в некоторых ситуациях, например, отсутствия отбора образцов естественного керна или искажения начальных замеров забойного давления, идентифицировать численные уровни вертикальной проницаемости, используя эти методы, невозможно. В таких случаях актуальны и востребованы алгоритмы установления изучаемой характеристики на основе привлечения к процедуре оценок косвенных показателей, выявленных из иных источников.

Цель статьи заключается в демонстрации применения разработанного способа определения вертикальной проницаемости в скважинах с горизонтальным окончанием, в котором для расчетов используются безразмерные критерии, представляющие собой комплексы величин, отражающие сочетание геометрических особенностей забоя скважины и физико-геологических свойств коллектора. Требуемое решение достигнуто обработкой массива входной информации приемами математической статистики и графического анализа.

Показано, что предлагаемый методический подход дает возможность выполнить оперативные оценки вертикальной проницаемости при условиях, когда подобные сведения общепринятыми методами не могут быть получены. Способ осуществим в любой скважине, где необходимый для расчетов перечень соответствующих параметров может быть известен и доступен. Способ позволяет получать данные о вертикальной проницаемости с приемлемой степенью точности относительно аналогичных определений по кривой восстановления давления.

Ключевые слова: вертикальная проницаемость, кривая восстановления давления, фильтрация, депрессия, нелинейные эффекты, закон Дарси

Для цитирования: Кузьмина, Т. В. Метод определения вертикальной проницаемости в скважинах с горизонтальным окончанием / Т. В. Кузьмина, А. Г. Козубовский, С. К. Сохошко. — DOI 10.31660/0445-0108-2025-1-69-82 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 1. — С. 69–82

Method for determining vertical permeability in horizontal wells

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

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

²InTEK CJSC, Tyumen

³Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*Tatyana.Kuzmina2@lukoil.com

Abstract. Vertical permeability is an important characteristic of oil and gas reservoirs, significantly impacting the distribution of fluid and gas flows within the reservoir.

Information about this parameter is essential for addressing various challenges in both scientific and industrial practice. Specifically, it facilitates assessments of the anisotropy of filtration properties of the porous medium normal to the plane of the reservoir, aids in predicting the formation of gas or formation water cones, calculates flow rates in horizontal wells, and develops filtration models for hydrocarbon feed extraction, among other applications.

For horizontal wells, the traditional sources of information on the values of this rock property are laboratory studies of core material and the interpretation of Well tests. However, in certain situations, such as when natural core samples are unavailable or when initial bottom-hole pressure measurements are distorted, these conventional methods may not be feasible. In these cases, algorithms that utilize indirect indicators from alternative sources become valuable.

The aim of this article is to demonstrate a developed method for determining vertical permeability in horizontal wells. This method employs dimensionless criteria for calculations, which are set of quantities reflecting the combination of the geometric features of the wellbore and the physicogeological properties of the reservoir. The required solution is achieved by processing input data using statistical methods and graphical analysis.

It is shown that this methodological approach allows for the rapid assessment of vertical permeability in situations where conventional data collection is not possible. This method can be applied to any well where the necessary parameters for calculations are known and accessible. It allows for obtaining data on vertical permeability with an acceptable degree of accuracy compared to similar definitions from pressure recovery curve.

Key words: vertical permeability, pressure recovery curve, filtration, depression, nonlinear effects, Darcy's law

For citation: Kuzmina, T. V., Kozubovsky, A. G. & Sokhoshko, S. K. (2025). Method for determining vertical permeability in horizontal wells. *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 69-82. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-1-69-82

Введение

Большинство природных резервуаров нефти и газа в силу условий их образования практически всегда представляют собой геологические тела, обладающие неоднородностью свойств в различных направлениях. Не является исключением и такая характеристика продуктивных отложений, как проницаемость k . Изменение проницаемости принято рассматривать в определенной системе координат, например, трехмерной (X , Y , Z), ортогональной. При этом в плоскости осей X – Y k идентифицируется как горизонтальная и обозначается соответственно k_x , k_y , а по оси Z как вертикальная, с индексацией k_z .

В научно-производственной практике преобладающее внимание уделяется исследованиям по определению горизонтальной проницаемости.

Обсуждение вопросов, относящихся к оценкам вертикальной проницаемости, представлено не столь масштабно, хотя сведения о k_z не менее важны и востребованы.

В частности, без адекватных представлений о значениях данного параметра невозможно решение многих задач в области управления и контроля над разработкой объектов добычи углеводородного сырья. Например,

без знаний о достоверных величинах k_z и особенностях фильтрации флюидов в вертикальном направлении неосуществимо выполнение с требуемой точностью таких расчетов, как: вычисление анизотропии пористой среды по нормали к плоскости напластования, прогнозирование конусообразования газа или пластовых вод с целью предотвращения их преждевременного прорыва к перфорированному интервалу, реализация аналитических оценок дебитов горизонтальных скважин, создание постоянно действующих фильтрационных моделей залежей, должным образом адаптированных к фактическим геолого-промысловым условиям, и т. п.

Поскольку вертикальная проницаемость значительным образом влияет на распределение потоков жидкости и газа в пласте, информация о специфике возможного изменения ее численных уровней в процессе жизненного цикла эксплуатации продуктивного горизонта представляется весьма актуальной, особенно в ситуациях сложной горно-геологической обстановки при использовании профилей забоев, ориентированных параллельно горизонтальному распространению коллектора.

Однако не всегда традиционные методы оценки k_z (гидродинамические, керн) могут быть реализованы. В таких случаях востребованы способы вычисления величин k_z , позволяющие за счет привлечения к расчетам косвенных показателей получать адекватные представления о значениях вертикальной проницаемости. Использование опосредствованных характеристик дает возможность производить необходимые определения обсуждаемого свойства коллектора в условиях, когда требуемая информация для этого отсутствует.

Объект и методы исследования

Разработка алгоритма расчета k_z в скважинах с горизонтальным окончанием по косвенным данным на основе анализа результатов интерпретации кривых восстановления давления (КВД) для условий промыслово-геологической обстановки конкретной залежи нефти.

Методы определения вертикальной проницаемости по данным КВД горизонтальных скважин

Из всей совокупности комплексного применения инструментальных измерений и расчетных процедур для приобретения знаний о k_z (керн, геофизические исследования (ГИС)-керн, гидродинамические исследования (ГДИС)) наиболее распространены ГДИС в формате КВД. Повсеместное использование в значительных объемах позволяет отождествлять данный вид исследований с информационным ресурсом, который в наибольшей степени удовлетворяет потребности специалистов в части получения оперативных оценок k_z , особенно для скважин с горизонтальной направленностью забоя.

Основой существующих алгоритмов определения k_z при интерпретации КВД в остановленных горизонтальных скважинах служит аналитиче-

ская модель восстановления забойного давления ($P_{\text{заб}}$), подразумевающая на начальной стадии процесса наличие радиального движения флюида в вертикальной плоскости, перпендикулярной стволу. Расчетная схема [1] предусматривает использование диагностического графика фактического изменения производной $P'_{\text{заб}}$ во времени t , выполненного в логарифмическом масштабе, с помощью которого, по характерным признакам, устанавливают временной диапазон проявления раннего радиального режима течения (РРРТ). Далее, обрабатывая КВД в полулогарифмических координатах « $P_{\text{заб}}-Lnt$ », по уклону прямолинейного участка, соответствующего данному режиму и исходя из известных соотношений, определяемых используемой методикой обработки замеров, производят оценку комплексного параметра $(k_y \cdot k_z)^{0.5}$.

Аналогичным образом выделяют поздний псевдорadiaльный режим течения (ППРТ), после чего, определив уклон надлежащей прямой на КВД, отображенной в поле графика с осями « $P_{\text{заб}}-Lnt$ », осуществляют расчет величины $(k_x \cdot k_y)^{0.5}$, а затем и k_z (полагая при этом, что $k_x = k_y$). При наличии сведений о протяженности эффективного интервала горизонтального ствола $L_{\text{эф}}$ значение k_y можно установить из раннего линейного режима течения (РЛРТ).

Существует так же подход вычисления вертикальной проницаемости (используемый в данной статье), не требующий знания $k_y(k_x)$. Расчеты производятся исходя из времени окончания раннего радиального режима течения t_{Erf} (time to end of early-radial flow), характеризующего момент достижения волной распространения давления кровли или подошвы пласта. Значение t_{Erf} фиксируют по расчетной кривой $P'_{\text{расч,заб}}-f(t)$, полученной с помощью созданной аналитической модели. Используя выражение взаимосвязи t_{Erf} с k_z , выполняют численную идентификацию последней [2].

Здесь необходимо отметить, что на фактических КВД достаточно часто, особенно в горизонтальных скважинах, период РРРТ бывает завуалирован влиянием ствола скважины (ВСС). Кроме того, в силу ряда обстоятельств технического и технологического характера (недостаточное время регистрации, негерметичность запорной арматуры, наличие «шумов» разнообразной природы и т. д.) не все прочие режимы течения могут быть доступны для диагностики. В такой ситуации существенно возрастает неопределенность генерируемой модели реакции пласта на изменение стационарного состояния. Например, согласно [3] при отсутствии РРРТ и РЛРТ k_z , а также такие свойства коллектора как общий скин фактор S и $L_{\text{эф}}$, оцениваются условно, в достаточно широком диапазоне их вероятных численных уровней (низкая степень достоверности).

В подобных случаях оперируют возможностью упрощения интерпретационного процесса посредством априорного задания части неизвестных параметров, исходя из предыдущих знаний о них.

Эффективность такого подхода обусловлена тем, что использование в процедуре обработки КВД информации о количественных признаках объекта в статусе значений, установленных до интерпретации, предполагает в последующих вычислениях их увязку с другими искомыми величинами, с которыми они могут быть взаимосвязаны. Рассматриваемый прием позволяет сократить количество определяемых переменных и дает возможность получать их расчетные оценки, согласованные с заданным набором входных данных, повышая тем самым точность и однозначность аналитической модели отклика давления.

Источником априорных сведений могут служить мнения экспертов, проектная и нормативно-техническая документация, научно-техническая литература, показания и замеры, зарегистрированные ранее в аналогичных горно-геологических и промысловых условиях, и т. п.

В этой работе авторы на примере конкретной залежи оптимизируют интерпретацию КВД, расширяя стандартный перечень исходных материалов (пористость, радиус скважины, эффективная толщина пласта и т. п.) за счет начальных приближений таких характеристик, как коэффициент влияния ствола скважины и механический скин фактор, $S_{\text{мех}}$. Первичные значения ВСС и $S_{\text{мех}}$ устанавливаются по регрессионным зависимостям до осуществления выполняемых при анализе КВД оценок [4, 5].

Анализ определений вертикальной проницаемости по результатам интерпретации КВД

Информационной средой для проведения соответствующих вычислений послужили результаты интерпретации гидродинамических исследований на установившихся и нестационарных режимах фильтрации, реализованные в процессе разработки нефтяного пласта одного из месторождений Западной Сибири. Выбор объекта изучения осуществлен из следующих соображений:

- значительная степень вертикальной неоднородности, количество прослоев коллектора в скважинах варьирует по площади залежи от 2 до 15;
- все добывающие скважины имеют горизонтальное окончание, но с отличающимися особенностями забоев (длиной горизонтального участка, азимутальным углом его направленности, точкой его входа в пласт и т. п.);
- высокий уровень периодичности и степени охвата эксплуатационного фонда методами ГДИС.

Перечисленные обстоятельства обуславливают существенную вариативность получаемых значений k_z , что может быть полезным для более детального понимания зафиксированных величин анализируемого показателя.

Все расчеты выполнены на основе выборки, сформированной из качественных (не искаженных) исследований. Созданный исходный массив данных включал в себя сведения как о КВД, так и о дебитах жидкости (Q) и соответствующих им забойных депрессий на пласт (ΔP) при стационар-

ных условиях притока, имевших место непосредственно перед записью кривых восстановления давления. Полученная совокупность замеров Q , пластового давления ($P_{пл}$), ΔP и кривых изменения $P_{заб}$ в остановленных и закрытых скважинах обрабатывалась общепринятыми методами, но с использованием процедуры оптимизации интерпретации КВД посредством задания априорных значений коэффициента ВСС и величин $S_{мех}$. Последующее согласование фактических КВД с аналитической характеристикой давления дало возможность получать адекватные модели отклика давления на основе которых, для идентификации РРРТ, генерировались кривые $P'_{расч, заб} - f(t)$ без учета влияния ВСС. Такой подход позволяет оценить уровень параметра $t_{Еерf}$ и произвести оценку k_z . Графическая иллюстрация используемой схемы представлена на рисунке 1.

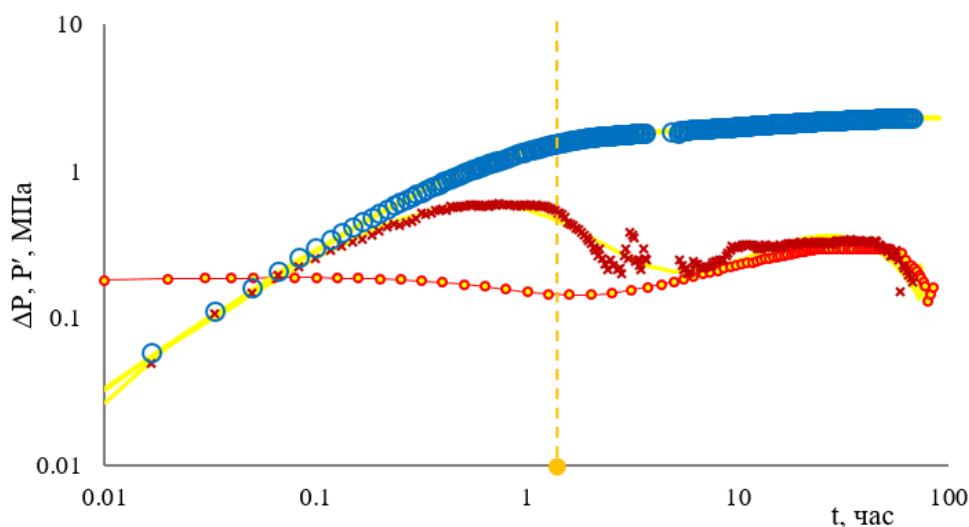


Рис. 1. Пример оценки времени окончания раннего радиального режима течения: $\circ \Delta P$ — фактические замеры давления; $\times \Delta P$ — фактическая производная давления, с учетом влияния ВСС; $\circ \Delta P$ — модельная кривая производной давления, без учета влияния ВСС; $\bullet t_{Еерf}$ — время окончания раннего радиального режима течения флюида; — модель с учетом априорно заданных величин: ВСС и $S_{мех}$

В процессе проведенных работ установлено, что полученные при расчетах величины k_z ниже горизонтальной (радиальной, k_r) проницаемости и находятся в диапазоне от $0,5 \cdot 10^{-3}$ до $9,5 \cdot 10^{-3}$ мкм². Последующий анализ был акцентирован на выявление и объяснение возможных изменений вертикальной проницаемости в течение изучаемого периода отбора пластового флюида. С этой целью производилось сопоставление значений k_z с ΔP по данным исследования конкретных скважин. Наиболее показательные результаты приведены на рисунке 2 (а, б).

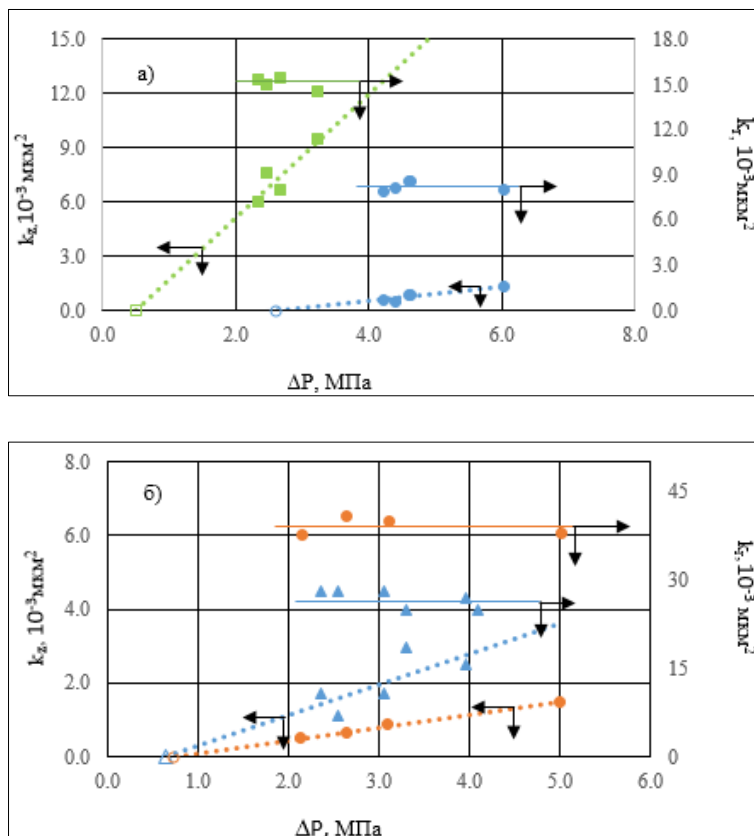


Рис. 2. Пример зависимости вертикальной и радиальной (горизонтальной) проницаемостей (k_z , k_r) от депрессии на пласт (ΔP).

а) скважины 1, 2; б) скважины 3, 4

● ■ ▲ ● Скважины соответственно 1, 2, 3, 4

○ □ △ ○ $\Delta P_{кр}$ соответственно для скважин 1, 2, 3, 4

Комментируя рисунок 2, необходимо отметить следующее.

В интервале зафиксированных перепадов давления от 1,1 до 6,03 МПа между рассматриваемыми характеристиками установлена линейная корреляция. Факт наличия такой взаимосвязи между k_z и ΔP свидетельствует о том, что движение природной газожидкостной смеси, ориентированное перпендикулярно плоскости напластования, не подчиняется закону Дарси. Фактическая совокупность замеров (см. рис. 2) аппроксимируется уравнением вида $k_z = a \cdot \Delta P + b$, где «а» и «b» — коэффициенты уравнения регрессии. Экстраполяция линии регрессии до пересечения с осью абсцисс позволяет определить критическую депрессию ($\Delta P_{кр}$), которую можно рассматривать как аналог начального градиента давления, в связи с чем предполагается, что течение флюида в вертикальном направлении при условии $\Delta P < \Delta P_{кр}$ либо отсутствует вовсе, либо столь незначительно, что им можно пренебречь.

Дополнительно на рисунке 2 отражены соотношения между радиальной (горизонтальной) проницаемостью (k_r) и ΔP , из которых следует, что k_r остается почти неизменной во всем диапазоне зарегистрированных ΔP . Это обстоятельство позволяет констатировать, что характер фильтрации в горизонтальном направлении соответствует закону Дарси.

Определения k_z при более высоких депрессиях (от 6,03 до 8,49 МПа) показывают, что каких-либо существенных изменений анализируемого параметра при этом не наблюдается (рис. 3). Установленный факт находится в соответствии с выводами исследований ряда авторов и свидетельствует о том, что в данном интервале ΔP закон фильтрации — линейный. В качестве примера (см. рис. 3) иллюстрируется выделение областей с соответствующим законом Дарси (2) и несоответствующим ему (1) характером движения флюида. Из рисунка видно, что диапазон проявления нелинейных эффектов ограничен значениями $\Delta P_{кр}$ и $\Delta P_{пред}$ (аналог эффективного предельного градиента давления, точка, после которой тангенс угла наклона кривой фильтрации остается постоянным [6]).

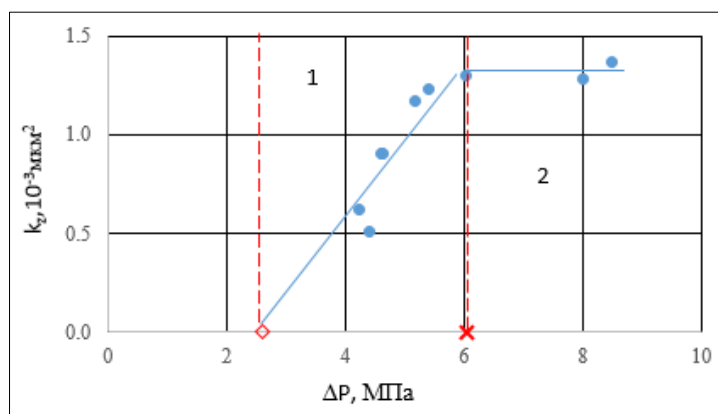


Рис. 3. Зависимость вертикальной проницаемости от депрессии на пласт в процессе эксплуатации скважины перед ее закрытием на КВД:

- 1 — область проявления нелинейных эффектов фильтрации
2 — область соответствия характера течения жидкости закону Дарси

◇ $\Delta P_{кр}$ ✕ $\Delta P_{пред}$

Выявленная специфика фильтрационных процессов, исходя из существующих на сегодняшний день представлений, характерна для низкопроницаемых коллекторов [7–10] и не противоречит полученным определениям k_z .

Результаты

Алгоритм оценки вертикальной проницаемости по косвенным данным

Принятая для области проявления нелинейных эффектов регрессионная модель дает возможность производить оперативные оценки k_z и $\Delta P_{кр}$

исходя из режима отбора флюида, но для того, чтобы их реализовать, необходимо располагать сведениями о коэффициентах «а» и «в», которые различны для каждой скважины, равно, как и параметры $\Delta P_{кр}$ и $\Delta P_{пред}$. Качество проводимых ГДИС и промысловых замеров не всегда дает возможность сформировать требуемый объем кондиционных исходных данных, чтобы осуществить их определение. В ситуации дефицита надлежащих материалов для прямой численной идентификации величин «а», «в», $P_{кр}$ и $\Delta P_{пред}$ целесообразно использование косвенных показателей, источником которых могут быть, например, геофизические методы изучения естественных насыщенных пористых сред.

С целью сокращения количества подлежащих установлению переменных выполнена оптимизация графических построений посредством приведения аргумента ΔP к формату $\Delta P^* = (\Delta P - \Delta P_{кр})$. Результаты поясняются рисунком 4, демонстрирующим, что зависимость k_z от ΔP^* описывается уравнением вида $k_z = a \cdot (\Delta P - \Delta P_{кр})$ и необходимость в нахождении коэффициента «b» при этом отпадает.

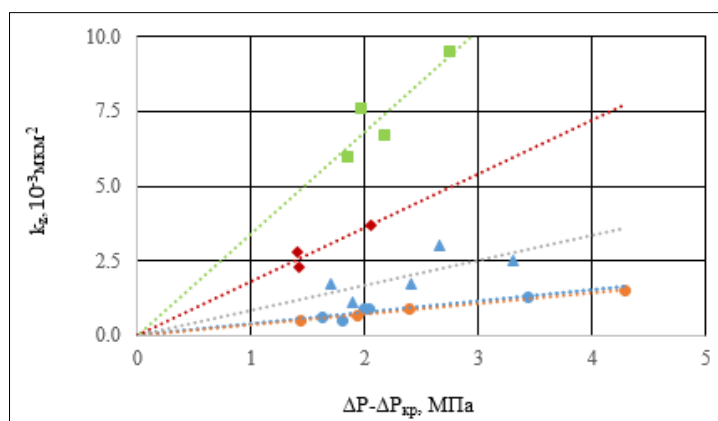


Рис. 4. Зависимость вертикальной проницаемости от параметра $\Delta P - \Delta P_{кр}$.

При последующем анализе осуществлялся поиск взаимосвязи $\Delta P_{кр}$, «а» (в дальнейшем, угловой коэффициент, УК) и $\Delta P_{пред}$ с набором геолого-физических параметров, которые могли быть доступны для определения в каждой скважине.

В частности, удалось установить, что $\Delta P_{кр}$ соотносится с комплексом E_1 , представляющим собой сочетание величин, соответствующих геометрическим особенностям забоя скважины и атрибутам пустотной емкости коллектора [11] (рис. 5).

Оценка $\Delta P_{пред}$ при текущей степени изученности для конкретных условий может быть ориентировочно произведена на основании корреляции, представленной также на рисунке 5.

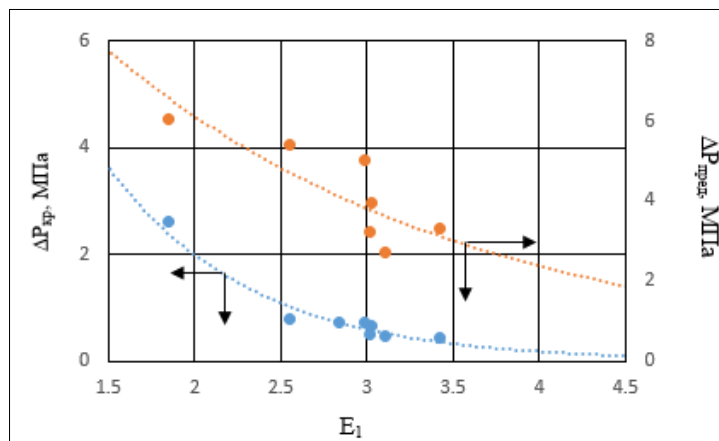


Рис. 5. Зависимость $\Delta P_{кр}$ и $\Delta P_{пред}$ от комплексного параметра E_1

Для углового коэффициента получена статистическая модель, отражающая его связь с фактором-аргументом F , являющимся функцией свойств пласта и характеристик окончания ствола скважины (рис. 6).

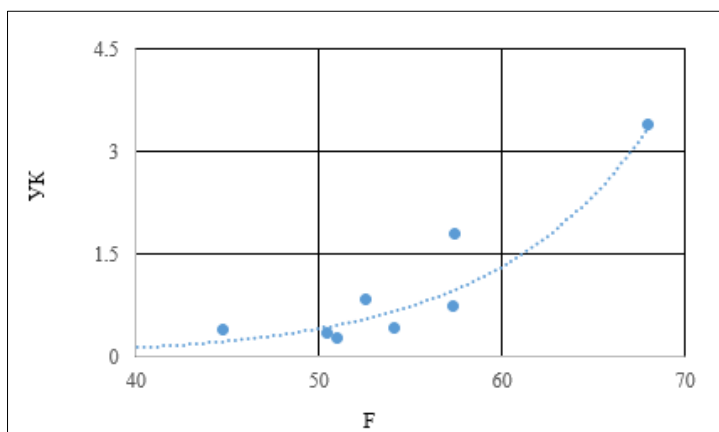


Рис. 6. Зависимость углового коэффициента (УК) от величины параметра F

Выявленные соотношения для рассматриваемых переменных позволяют выполнять оперативные определения вертикальной проницаемости при условии, что фактическая депрессия эксплуатации скважины соответствует требованию: $\Delta P_{кр} < \Delta P < \Delta P_{пред}$.

Так как основой метода являются определения вертикальной проницаемости, произведенные по результатам интерпретации КВД, то оценки k_z по предлагаемому приему, так же как и по КВД, характеризуют средние фильтрационные свойства пористой среды в вертикальном направлении в пределах распространения зоны дренирования.

Расчеты выполняются в следующей очередности:

- проверяют принадлежность ΔP на режиме эксплуатации скважины диапазону: $\Delta P_{кр} < \Delta P < \Delta P_{пред}$;
- для этого, используя значение E_1 для конкретной скважины по уравнениям регрессии на основе рисунка 5, устанавливают величины $\Delta P_{кр}$ и $\Delta P_{пред}$;
- если обозначенное требование выполняется, то вычисляется разность $(\Delta P - \Delta P_{кр})$;
- исходя из уровня F в выбранной для анализа скважине, находят УК (рис. 6);
- из выражения $k_z = УК * (\Delta P - \Delta P_{кр})$ производят оценку вертикальной проницаемости.

Обсуждение

Сопоставление между числовыми отображениями k_z , зафиксированными при интерпретации КВД и по предлагаемому методу, отображено на рисунке 7.

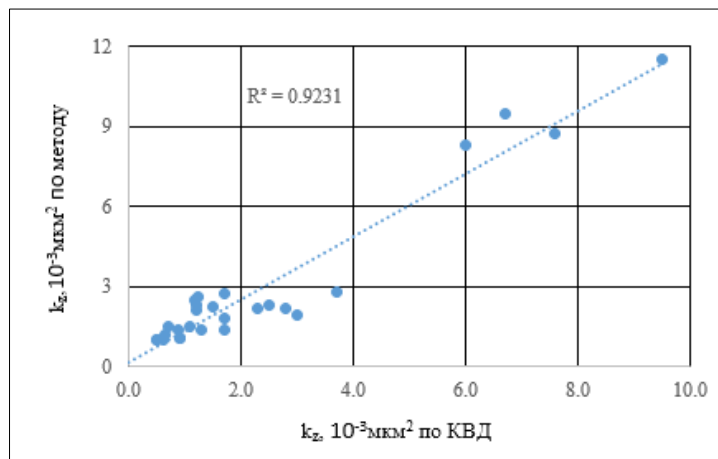


Рис. 7. Соотношение между величинами вертикальной проницаемости, определенными по КВД и рассчитанными по предлагаемому методу

График на рисунке 7, на наш взгляд, свидетельствует о том, что используемый методический прием обеспечивает получение сведений о k_z с приемлемой степенью точности относительно аналогичных данных по кривой восстановления давления для ситуации, когда $\Delta P_{кр} < \Delta P < \Delta P_{пред}$.

Результаты выполненного анализа могут быть полезны для решения различных нефтепромысловых задач, например, таких как оптимизация интерпретации КВД, разработка фильтрационных моделей залежей, вы-

полнение специальных расчетов для оценок дебитов и продуктивности скважин, вертикальной анизотропии проницаемости и т. п.

Выводы

Проведенные исследования дают основание для следующих выводов.

- Движение пластового флюида в вертикальном направлении в диапазоне депрессий эксплуатации скважин от $\Delta P_{кр}$ до $\Delta P_{пред}$ по данным ГДИС осложнено нелинейными эффектами и не подчиняется закону Дарси. При депрессиях выше $\Delta P_{пред}$ нелинейные эффекты отсутствуют.
- В плоскости напластования анализируемого природного резервуара течение нефти (нефти и воды) не является аномальным, то есть соответствует закону Дарси.
- Разработан метод оперативной прогнозной оценки k_z , позволяющий получать сведения о данном параметре по косвенным показателям с приемлемой точностью при условии, что $\Delta P_{кр} < \Delta P < \Delta P_{пред}$. Отмеченное обстоятельство дает возможность использовать полученную таким способом информацию о k_z в качестве априорно задаваемой характеристики перед реализацией процедуры интерпретации КВД. Применение предлагаемого методического приема реализуется в любой скважине, где исходная информация для расчетов может быть доступна.
- Результаты расчетов требуют уточнения и дополнения, особенно в части перепадов давлений меньших $\Delta P_{кр}$ и больших $\Delta P_{пред}$, в том числе и для иной горно-геологической обстановки. Для этого необходимо проведение промысловых исследований в рамках специальных программ и выполнение лабораторных экспериментов на ориентированных надлежащим образом образцах керна.

Список источников

1. Брехунцов, А. М. Развитие теории фильтрации жидкости и газа к горизонтальным стволам скважин / А. М. Брехунцов, А. П. Телков, В. К. Федорцов ; ОАО «Сибирский науч.-аналитический центр», Тюменский гос. нефтегазовый ун-т. – Тюмень : Изд-во Тюменского гос. ун-та, 2004. – 290 с. – Текст : непосредственный.
2. Lee J. Pressure transient testing / J. Lee, J. B. Rollins, J. P. Spivey – Society of Petroleum Engineers. – 2003. – Direct text.
3. Комплексирование результатов гидродинамических и промыслово-геофизических исследований на примере нефтегазоконденсатного месторождения ПАО «Газпром нефть» / Д. Ю. Баженов, А. А. Артамонов, А. Н. Шорохов [и др.] – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 12. – С. 52–55.
4. Козубовский, А. Г. Оптимизация интерпретации кривых восстановления давления, осложненных эффектом сегрегации фаз в лифте подъемных труб / А. Г. Козубовский, Т. В. Кузьмина. – DOI 10.51890/2587-7399-2021-6-2-29-44. – Текст : непосредственный // ПРОнефть. Профессионально о нефти. – 2021. – Т. 6, № 2. – С. 39–44.

5. Козубовский, А. Г. Анализ результатов оценок скин-фактора в условиях дефицита исходной информации / А. Г. Козубовский, Т. В. Кузьмина, А. А. Ефимов. – DOI 10.51890/2587-7399-2023-82-97-104. – Текст : непосредственный // ПРОнефть. Профессионально о нефти. – 2023. – Т. 8, № 2. – С. 97–104.
6. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Анализ и интерпретация результатов лабораторных исследований керн Приобского месторождения / В. А. Байков, Р. Р. Галеев, А. В. Колонских [и др.]. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – № 2(31). – С. 8–12.
7. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Лабораторное фильтрационное исследование керн Приобского месторождения / В. А. Байков, А. В. Колонских, А. К. Макатров [и др.]. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – № 2(31). – С. 4–7.
8. Зайцев, М. В. Модели нелинейной фильтрации и влияние параметров нелинейности на дебит скважин в низкопроницаемых коллекторах / М. В. Зайцев, Н. Н. Михайлов, Е. С. Туманова. – DOI 10.18599/grs.2021.4.5. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2021. – Т. 23, № 4. – С. 44–50.
9. Representation of a new physics-based non-Darcy equation for low-velocity flow in tight reservoirs / L. Zhao, H. Jiang, H. Wang [et al.]. – DOI 10.1016/j.petrol.2019.106518. – Direct text // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 184. – P. 106518.
10. Threshold Pressure Gradient in Ultra-low Permeability Reservoirs / F. Hao, L. S. Cheng, O. Hassan [et al.]. – Direct text // Petroleum Science and Technology. – 2008 – Vol. 26. – P. 1024–1035.
11. 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.

References

1. Brekhuntsov, A. M., Telkov, A. P., & Fedortsov, V. K. (2004). Razvitie teorii fil'tratsii zhidkosti i gaza k gorizonta'nym stvolam skvazhin. Tyumen, Izd-vo Tyumenskogo gos. un-ta Publ., 290 p. (In Russian).
2. Lee, J., Rollins, J. B., & Spivey, J. P. (2003). Pressure transient testing. Society of Petroleum Engineers. (In English).
3. Bazhenov, D. Yu., Artamonov, A. A., Shorohov, A. N., Perevozkin, I. V., Ridel, A. A., Kolesnikova, A. A., & Listoykin, D. A. (2016). Integration of the results of well test analysis and production log tests studies on the example of an oil-gas-condensate field of Gazprom neft PJSC. Oil industry, (12), pp. 52-55. (In Russian).
4. Kozubovsky, A. G., & Kuzmina, T. V. (2021). Optimizing of interpretation build-up with the effect of phase segregation in the lifting tubes. PROneft. Professionals about oil, 6(2), pp. 39-44. (In Russian). DOI: 10.51890/2587-7399-2021-6-2-29-44
5. Kozubovsky, A. G., Kuzmina, T. V., & Efimov, A. A. (2023). Analysis of the results determination of the skin factor in conditions of a deficit of initial information. PROneft. Professionally about oil, 8(2), pp. 97-104. (In Russian). DOI: 10.51890/2587-7399-2023-82-97-104

6. Baikov, V. A., Galeev, R. R., Kolonskikh, A. V., Makatrov, A. K., Politov, M. E., Telin, A. G. & Yakasov, A. V. (2013). Nonlinear filtration in low-permeability reservoirs. Analysis and interpretation of laboratory core examination for Priobskoye oilfield. Scientific and Technical Bulletin of JSC NK Rosneft, (2(31)), pp. 8-12. (In Russian).
7. Baikov, V. A., Kolonskikh, A. V., Makatrov, A. K., Politov, M. E., & Telin, A. G. (2013). Nonlinear filtration in low-permeability reservoirs. Laboratory core examination for Priobskoye oilfield. Scientific and Technical Bulletin of JSC NK Rosneft, (2(31)). pp. 4-7. (In Russian).
8. Zaitsev, M. V., Mikhailov, N. N., & Tumanova, E. S. (2021). Non-linear filtration models and the effect of nonlinearity parameters on flow rates in low-permeability reservoirs. GEORESOURCES, 23(4), pp. 44-50. (In Russian). DOI: 10.18599/grs.2021.4.5
9. Zhao, L., Jiang, H., Wang, H., Yang, H., Sun, F., & Li, J. (2020). Representation of a new physics-based non-Darcy equation for low-velocity flow in tight reservoirs. Journal of Petroleum Science and Engineering, 184, p. 106518. (In English). DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106518
10. Hao, F., Cheng, L. S., Hassan, O., Hou, J., Liu, C. Z., & Feng, J. D. (2008). Threshold pressure gradient in ultra-low permeability reservoirs. Petroleum Science and Technology, 26(9), pp. 1024-1035. (In English).
11. Kozubovsky, A. G., & Kuzmina, T. V. (2022). The impact of development of reservoir on well productivity. PRoneft. Professionally about oil, 7(2(24)), pp. 32-40. (In Russian). DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-2-32-40

Информация об авторах / Information about the authors

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

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

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

Tat'yana V. Kuzmina, Chief Specialist of Department of Development of Oil and Gas Fields, 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 at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 16.05.2024; одобрена после рецензирования 12.07.2024; принята к публикации 05.08.2024.

The article was submitted 16.05.2024; approved after reviewing 12.07.2024; accepted for publication 05.08.2024.

УДК 622.691

DOI: 10.31660/0445-0108-2025-1-83-88

Математическое моделирование аварийных разливов нефти в половодье

С. И. Челомбитко

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
sjlss@mail.ru

Аннотация. В процессе разработки нефтяных месторождений по различным причинам случаются сквозные повреждения промысловых трубопроводов, приводящие к аварийным утечкам и разливам нефти по дневной поверхности.

На основании обследования в 2001 году территорий Ямало-Ненецкого АО специалистами Госкомэкологии было установлено, что половина участков компактного сосредоточения скважин («кустов») содержит нефтяные разливы, при этом с учетом особенностей функционирования утечек на месторождениях реальная площадь загрязнения превышает визуально определенную в 2,5–10 раз. По данным некоторых источников, в России к началу 2000-х годов находилось в эксплуатации около 350 тыс. км внутри промысловых и межпромысловых нефтепроводов, на которых ежегодно происходят 50–60 тыс. сквозных повреждений (порывов, коррозионных отверстий), сопровождающихся утечками, при этом объемы вытекшей нефти оцениваются от 1 до 7 % от общего объема добычи.

Установлено, что ежегодный вынос нефтей и нефтепродуктов крупнейшими реками Западной Сибири в моря Арктики составляет: Обь — до 600 тыс. т, Енисей — до 360 тыс. т, Лена — до 50 тыс. т, а только в бассейн реки Оби каждый год поступает до 1,5 млн т, в результате чего около 250 рек и 1 200 ручьев потеряли свое природное значение. Если аварийные утечки происходят в весеннее время, когда на дневной поверхности существует слой талой воды, то распространение нефтяного пятна по поверхности воды из-за влияния ветра может быть значительным, и, соответственно, способствовать более масштабному и неконтролируемому загрязнению территории. Свободное перемещение нефтяного пятна по водной поверхности может привести к достижению нефтью границ важных охраняемых объектов (рек, озер, ручьев) и последующему их загрязнению. Поэтому математическое моделирование процесса аварийного распространения вытекшей нефти по естественной поверхности, покрытой слоем талой воды, является актуальным для различных ситуаций в инженерной практике.

Выполнение прогнозных расчетов по предлагаемой математической модели дает возможность оценивать динамику распространения нефтяного пятна по водной поверхности, на основании чего можно осуществлять необходимые мероприятия по локализации разлива и недопущению загрязнения важных природоохранных объектов.

Ключевые слова: аварии на нефтепроводах, математическое моделирование, разливы нефти в половодье

Для цитирования: Челомбитко С. И. Математическое моделирование аварийных разливов нефти в половодье /С. И. Челомбитко. – DOI: 10.31660/0445-0108-2025-1-83-88 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 1. – С. 83–88.

Mathematical modeling of oil spill accidents during high water

Sergey I. Chelombitko

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
sjlss@mail.ru

Abstract. Field pipeline failures can occur for various reasons during oil field development, resulting in emergency oil spills on the surface. In 2001, specialists from the State Committee on Ecology examined the Yamal-Nenets autonomous district and found that half of the areas with dense concentrations of wells referred to as "clusters," contained oil spills. In addition, considering the functioning characteristics of leaks at oil fields, the actual pollution area is estimated to be 2.5 to 10 times larger than what can be visually observed. According to some sources, by the early 2000s, approximately 350,000 kilometres of in-field and inter-field oil pipelines were operational in Russia. These field pipelines experienced between 50,000 to 60,000 failures each year, including ruptures and corrosion holes with leaks. The volume of oil spilt was estimated to range from 1% to 7% of the total production volume.

It has been found that the annual discharge of oils and oil products from major rivers in Western Siberia into the Arctic seas amounts to: the Ob River contributes up to 600,000 tons, the Yenisei River up to 360,000 tons, and the Lena River up to 50,000 tons. In the Ob River basin alone, up to 1.5 million tons of oil are discharged each year, resulting in the loss of natural significance for approximately 250 rivers and 1,200 streams. Emergency leaks that occur in spring, when a layer of meltwater is present on the surface, can cause the oil slick to spread extensively due to wind effects, leading to uncontrolled environmental pollution. Oil slick movement on the water surface may extend to important protected areas, such as rivers, lakes, and streams, resulting in further contamination. Therefore, mathematical modelling of the emergency spread of spilt oil on a natural surface covered with meltwater is essential for addressing various situations in engineering practice. Predictive calculations using the proposed mathematical model allow for the evaluation of the oil slick's spread dynamics, providing the basis for necessary actions to localize the spill and prevent pollution of critical protected natural areas.

Predictive calculations using this mathematical model can help evaluate the dynamics of the oil slick's spread, providing a basis for necessary actions to localize the spill and prevent pollution of critical protected natural areas.

Keywords: accidents on oil pipelines, mathematical modeling, oil spills in high water

For citation: Chelombitko, S. I. (2025). Mathematical modeling of oil spill accidents during high water. *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 83-88. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-1-83-88

Введение

В процессе эксплуатации месторождений случаются разливы нефтей и технологических жидкостей. Наиболее значительный ущерб окружающей среде наносится в случаях, когда аварийные утечки происходят при сквозных (коррозионных) повреждениях промысловых трубопроводов весной. В таких ситуациях вытекшая нефть вместе с талыми водами может распространиться за пределы месторождения, попадая в ручьи, озера, реки [1–3]. Ежегодно в поверхностные водоемы Сибири поступает от 4 до 5 млн т нефти и нефтепродуктов, а с «помощью» рек Западной и восточной Сибири в Арктику поступает до 1 млн т нефти и нефтепродуктов [4]. Полностью избежать приводящих к утечкам нефти аварий на трубопроводных системах не представляется возможным. Однако снизить ущерб окружающей среде в отдельных случаях эксплуатирующие организации способны. Для этого, как в рассматриваемом случае, предлагается использовать численное моделирование процесса распространения нефти по водной поверхности, на основе которого можно спланировать и осуществить мероприятия по предотвращению загрязнения углеводородами определенного охранного объекта.

Объект и методы исследования

Объект исследования — вытекающая из сквозного повреждения трубопровода нефть, которая распространяется по водной поверхности. Основными факторами, влияющими на движение нефтяного пятна, служат силы тяжести, внутреннего (вязкого) трения в жидкости, а также поверхностного трения на границе с воздушным потоком. В процессе исследования применялись получившие широкое распространение аналитические методы, позволяющие на основе математического моделирования открытых потоков выполнять численные расчеты при решении различных инженерных задач.

В основе математической модели процесса распространения нефти по водной поверхности лежат динамические уравнения движения ньютоновской жидкости для осредненного по глубине потока и соответствующее уравнение неразрывности следующего вида [5]:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial h U_1}{\partial t} + \left(\frac{\partial h U_1^2}{\partial x_1} + \frac{\partial h U_1 U_2}{\partial x_2} \right) + g h \frac{\partial h}{\partial x_1} = \\ & = 0,0026 \frac{\rho_b}{\rho} W_1 W + \nu \sum_{k=1}^2 \left(h \frac{\partial^2 U_1}{\partial x_k^2} \right), \end{aligned} \quad (1)$$

$$\begin{aligned} & \frac{\partial h U_2}{\partial t} + \left(\frac{\partial h U_2^2}{\partial x_2} + \frac{\partial h U_2 U_1}{\partial x_1} \right) + g h \frac{\partial h}{\partial x_2} = \\ & = 0,0026 \frac{\rho_b}{\rho} W_2 W + \nu \sum_{k=1}^2 \left(h \frac{\partial^2 U_2}{\partial x_k^2} \right), \end{aligned} \quad (2)$$

$$\frac{\partial h}{\partial t} + \frac{\partial h U_1}{\partial x_1} + \frac{\partial h U_2}{\partial x_2} = -q_u, \quad (3)$$

где t — время, с; $0x_1x_2$ — прямоугольная горизонтальная система координат;

$\frac{\partial}{\partial t}, \frac{\partial}{\partial x_1}, \frac{\partial}{\partial x_2}$ — символы частных производных соответственно по

времени и координатам x_1, x_2 ; $h = h(x_1, x_2, t)$ — глубина слоя нефти на поверхности воды, м; g — ускорение свободного падения, $9,81 \text{ м/с}^2$; ν — коэффициент кинематической вязкости нефти, $\text{м}^2/\text{с}$; $U_i = U_i(x_1, x_2, t)$ — проекции на оси координат осредненной по глубине потока скорости потока нефти, м/с ; ρ — плотность нефти, кг/м^3 ; ρ_b — плотность воздуха, кг/м^3 ; W_i, W — проекции на оси координат и модуль скорости воздушного потока, м/с ; q_u — объемные потери легких углеводородных фракций нефти с единицы площади поверхности от испарения, м/с .

Граница пятна разлитой нефти (контур) является подвижной в процессе растекания и принимается переменной функцией $L = L(x_1, x_2, t)$, определяемой в ходе решения. Краевые условия для системы нелинейных дифференциальных уравнений (1)–(2) задаются согласно «физике» процесса растекания вязкой жидкости с малыми скоростями (число Рейнольдса $Re \leq 500$ и соответствует ламинарному режиму течения для открытых потоков):

- на подвижной границе (контуре) пятна нефти полагается глубина потока, равная нулю ($h = 0$), и отсутствует перенос массы жидкости через данную границу;
- в месте утечки задается объемный расход вытекающей из трубопровода нефти.

Результаты

Аналитическое решение системы нелинейных дифференциальных уравнений 2-го порядка (1)–(3) с заданными краевыми условиями не представляется возможным, поэтому для реализации данной математической модели с целью выполнения инженерных расчетов можно применить какой-либо программный продукт (например, ANSYS) или использовать какой-либо численный метод решения. В нашем случае применялся проверенный в течение нескольких десятилетий для решения подобных систем уравнений (типа Сен-Венана или уравнений мелкой воды) метод конечных разностей, при этом использовались как явная, так и неявная разностные схемы. В последнем случае алгоритм усложняется, так как требуется применение известного метода «прогонки», когда на каждом «временном слое» сначала определяются «прогночные коэффициенты» (прямой ход), а затем значения искомых функций (компонент скорости течения U_1, U_2 и глубины потока h) в узлах вычислительной сетки (обратный ход). В случае использования алгоритма на основе явной разностной схемы расчеты проводятся с существенно меньшими «шагами» по времени, общее расчетное время увеличивается, при этом величина каждого «шага» оценивается из условия устойчивости вычислительного алгоритма [5–9].

Сравнительная оценка качества описания конечно-разностных аналогов уравнений (1)–(3) была проведена путем сопоставления результатов численных расчетов с экспериментальными данными по растеканию ньютоновских нефтей на горизонтальной поверхности, покрытой стеклом, при этом кинематическая вязкость нефтей составляла $7,4 \cdot 10^{-6}$ и $16 \cdot 10^{-6}$ м²/с. Наибольшая погрешность вычислений для данных экспериментов — 6,6 %.

Обсуждение

В реальных условиях при распространении нефти по поверхности воды происходит уменьшение ее массы из-за испарения легких углеводородных фракций, что можно учесть в формуле (2) для выражения q_u , если воспользоваться известными эмпирическими формулами, полученными под руководством профессора В. Н. Антипьева. Если пренебречь потерями массы жидкости от испарения (например, при отсутствии данных о фракционном составе нефти или низкой температуре воздуха), то, полагая в (3)

$q_u = 0$, в результате расчетов получим «завышенные» границы распространения нефти, что в подобных условиях вполне допустимо.

Выводы

Рекомендуется применение данной математической модели процесса аварийного распространения нефти по водной поверхности для решения следующих задач:

- нахождения размеров нефтяного пятна за определенное время его распространения;
- нахождения «критического» времени аварийного растекания нефти до достижения определенных размеров нефтяного пятна или границ некоторого охранного объекта (например, озера, реки и т. д.).

Последнее наиболее актуально в инженерной практике, так как позволяет оценить динамику распространения нефти по водной поверхности в течение времени с момента образования утечки, на основе чего можно планировать и выполнять необходимые работы по защите важных природных объектов от загрязнения нефтепродуктами.

Список источников

1. Бобылев, Л. Н. Как избежать угрозы экологической катастрофы вследствие утечек нефти из магистральных нефтепроводов / Л. Н. Бобылев. – Текст : непосредственный // Нефтегазовые технологии. – 1999. – № 6. – С. 27–29.
2. Российская Арктика на пороге катастрофы / Под ред. А. В. Яблокова. – Москва : Центр экологической политики России, 1996. – 208 с. – Текст : непосредственный.
3. Низамов, Х. Н. Анализ аварийных ситуаций в трубопроводных системах / Х. Н. Низамов, В. П. Званский, В. И. Дербуков. – Текст : непосредственный // Экология и промышленность России. – 1996. – № 5. – С. 41–43.
4. Техногенное загрязнение природных вод углеводородами и его экологические последствия / В. М. Гольдберг, В. П. Зверев, А. И. Арбузов [и др.]. – Москва : Наука, 2001. – 125 с. – Текст : непосредственный.
5. Васильев, О. Ф. О расчете прерывных волн в открытых руслах / О. Ф. Васильев, М. Т. Гладышев. – Текст : непосредственный // Известия АН СССР. Серия: Механика жидкости и газа. – 1966. – № 6. – С. 184–189.
6. Лятхер, В. М. Гидравлические исследования численными методами / В. М. Лятхер, А. Н. Милитеев. – Текст : непосредственный // Водные ресурсы. – 1981. – № 3. – С. 60–79.
7. Лятхер, В. М. Исследование плана течений в нижнем бьефе гидротехнических сооружений численными методами / В. М. Лятхер, А. Н. Милитеев, Н. П. Тогунова. – Текст : непосредственный // Гидротехническое строительство. – 1978. – № 6. – С. 27–32.
8. Милитеев А. Н. Численные исследования плана течений открытых потоков / А. Н. Милитеев. – Текст : непосредственный // Гидравлика и фильтрация: сборник научных трудов Гидропроекта. – Москва : Гидропроект, 1979. – С. 3–15.

9. Антипов, В. Н. Динамические уравнения процесса растечения нефти по естественной поверхности / В. Н. Антипов, Н. П. Богачев, С. И. Челомбитко. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1997. – № 1. – С. 86–89.

References

1. Bobylev, L. N. (1999). How to avoid the threat of an environmental disaster due to oil leaks from main oil pipelines // Oil and gas technologies. – (6), pp. 27-29. (In Russian).
2. The Russian Arctic is on the verge of disaster. (1996). Moscow, Center for Environmental Policy of Russia Publ., 208 p. (In Russian).
3. Nizamov, H. N., Zvanskiy, V. P., & Derbukov, V. I. (1996). Analysis of emergency situations in tru-conductive systems. Ecology and industry of Russia, (5), pp.41-43. (In Russian).
4. Gol'dberg, V. M., Zverev, V. P., Arbuzov, A. I., Kazennov, S. M., Kovalevskiy, Yu. V., & Putilina, V. S. (2001). Tehnogennoe zagryaznenie prirodnykh vod uglevodorodami i ego ekologicheskie posledstviya [Anthropogenic Pollution of Natural Waters with Hydrocarbons and Its Ecological Consequences]. Moscow, Nauka Publ., 125 p. (In Russian).
5. Vasiliev, O. F., & Gladyshev, M. T. (1966). On the calculation of discontinuous waves in open channels. Izvestiya AN SSSR. Series: Mechanics of liquid and gas, (6), pp. 184-189. (In Russian).
6. Lyather, V. M., & Militeev, A. N. (1981). Hydraulic investigations by numerical methods. Water resources, (3), pp. 60-79. (In Russian).
7. Lyather, V. M., Militeev, A. N., & Togunova, N. P. (1978). Investigation of the flow plan in the lower reaches of hydraulic structures by numerical methods. Hydrotechnical construction, (6), pp. 27-32. (In Russian).
8. Militeev, A. N. (1979). Numerical studies of the flow plan of open streams. Hydraulics and filtration: collection of scientific papers of the Hydroproject. Moscow, Hydroproject Publ., pp. 3-15. (In Russian).
9. Antipov, V. N., Bogachev, N. P., & Chelombitko, S. I. (1997). Dynamic equations of the process of oil spreading over a natural surface. News of higher educational institutions. Oil and gas. (1), pp. 86-89. (In Russian).

Информация об авторе/ Information about the author

Челомбитко Сергей Иванович,
доктор технических наук, профессор
кафедры физики и приборостроения
Тюменский индустриальный универси-
тет, г. Тюмень, sjlss@mail.ru

Sergey I. Chelombitko_Doctor of
Engineering, Professor at the Department
of Physics and Instrument Engineering,
Industrial University of Tyumen,
sjlss@mail.ru

Статья поступила в редакцию 21.06.2024; одобрена после рецензирования 04.07.2024; принята к публикации 12.08.2024.

The article was submitted 21.06.2024; approved after reviewing 04.07.2024; accepted for publication 12.08.2024.

**Защита резервуаров от коррозии: перспективные решения
с использованием композитных материалов**

П. В. Чепур*, Н. А. Чипурной, К. А. Шеметов, А. М. Ефремова, А. А. Конев

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
*chepur_p_v@mail.ru

Аннотация. В статье рассматривается перспективный метод защиты от коррозии резервуара. Представлены предпосылки исследования, связанные с угрозой коррозии для инфраструктуры хранения жидкостей, а также с необходимостью поиска более долговечных и эффективных методов защиты резервуаров. Цель статьи — оценка эффективности применения композитных материалов для защиты от коррозии и выявление потенциальных преимуществ такого подхода. Анализируются необходимые приведенные характеристики конструкций резервуаров и проблемы склонности к коррозии при контакте металла с газовой средой. В статье описывается современный и перспективный метод борьбы с коррозией, а также ряд преимуществ, входящих в предлагаемое решение.

В работе применены методы анализа физико-химических свойств материалов, испытаний на прочность и коррозионной стойкости с целью оценки перспективности использования композитных материалов. Предлагается эффективное стратегическое решение, способствующее повышению параметров использования резервуаров.

Основные результаты исследования показывают, что применение композитных материалов для защиты резервуаров от коррозии демонстрирует значительное увеличение срока службы и уменьшение затрат на регулярное обслуживание и восстановительные работы. Статья содержит формулы, которые описывают процессы, зависящие от показаний плотности, давления, толщины стенок и т. д. Представлена зависимость влияния нарастания коррозионных поражений с течением времени без использования средств защиты. Показаны зависимость нефтепоглощения от плотности предлагаемого метода и влияние нефтегазовоздушной среды на нефтестойкость и газопоглощение. Графически представлены и проанализированы зависимости коррозионного воздействия до и после использования новых средств защиты, скорости коррозии от температурных условий.

Практическая значимость работы заключается в накоплении сведений, которые могут быть использованы проектировщиками, инженерами и эксплуатирующими организациями для принятия обоснованных решений по выбору защитных материалов и технологий для резервуаров, что, в конечном итоге, приведет к сокращению затрат на обслуживание и повышению надежности инфраструктуры хранения.

Ключевые слова: композитные материалы, защита резервуаров, коррозия металла

Для цитирования: Защита резервуаров от коррозии: перспективные решения с использованием композитных материалов / П. В. Чепур, Н. А. Чипурной, К. А. Шеметов [и др.]. — DOI 10.31660/0445-0108-2025-1-89-99 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 1. — С.89–99.

Corrosion protection of tanks: promising solutions using composite materials

Petr V. Chepur*, Nikita A. Chipurnoy, Kirill A. Shemetov, Anna M. Efremova, Alexey A. Konev

Abstract. The article deals with a promising method of protection against re-liquefaction corrosion. It discusses the background of the research, highlighting the corrosion threats to liquid storage infrastructure and the necessity for more durable and efficient corrosion protection methods. The main purpose of the article is to evaluate the effectiveness of using composite materials for corrosion protection and to identify the potential advantages of this approach. The article considers the essential design parameters of tank structures and the problems of corrosion when metals are exposed to gas-air environments. It describes a modern and promising method for tackling corrosion. In addition, it is a question of a range of benefits associated with the proposed solution.

To assess the prospects of composite materials, the study employs methods for analyzing physicochemical properties, conducting strength tests, and evaluating corrosion resistance. An effective strategic solution for the use of storage tanks is proposed, aims at increasing its parameters.

The main results of the study show that applying composite materials for corrosion protection significantly extends the service life of tanks and reduces costs related to regular maintenance and repairs. The article includes formulas describing processes dependent on parameters such as density, pressure, wall thickness, etc. Also, it reflects dependence of the influence of corrosion lesion growth over time without the use of protection means. The dependence of oil absorption on the density of the proposed material is demonstrated, along with the effects of oil-gas-air environments on oil resistance and gas absorption. Furthermore, the article graphically represents and analyzes the corrosion impact before and after implementing the new protective solutions, as well as the relationship between the corrosion rate and temperature conditions.

The practical significance of this work lies in the compilation of data that can be utilized by designers, engineers, and operational organizations to make informed decisions regarding the selection of protective materials and technologies for tanks. Ultimately, this will lead to reduced maintenance costs and increased reliability of storage infrastructure.

Keywords: composite materials, tank protection, metal corrosion

For citation: Chepur, P. V., Chepurnoy, N. A. Shemetov, K. A. Efremova, A. M. & Konev A. A. (2025). Corrosion protection of tanks: promising solutions using composite materials. *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 89-99. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-1-89-99

Введение

Современное производство немыслимо без резервуаров для хранения различных веществ, от нефти и газа до химических жидкостей. Однако коррозия — одна из главных угроз, с которой сталкиваются инженеры, эксплуатирующие организации и производители этих резервуаров. Коррозия может привести к разрушению резервуаров, утечкам опасных веществ и серьезным экологическим проблемам [1]. Поэтому вопрос защиты резервуаров от коррозии остается чрезвычайно актуальным и требует постоянного изучения и поиска новых технологических решений.

В научной литературе подробно описаны различные методы защиты резервуаров от коррозии от лакокрасочных покрытий до катодной защиты. Однако использование композитных материалов в качестве защиты от коррозии является одним из наиболее перспективных направлений в этой области. Многочисленные исследования и практические примеры подтверждают высокую эффективность и долговечность композитных материалов при защите резервуаров [2].

Объект и методы исследования

Анализируя проблемное поле вопросов по коррозии конструкций резервуаров, можно сделать вывод о необходимости применения новых методов защиты от коррозии для улучшения защиты элементов резервуаров. Коррозия может привести к ухудшению товарных показателей качества хранимых продуктов, утечкам и даже разрушению резервуаров, поэтому важно применять эффективные методы защиты для обеспечения долговечности и надежности резервуаров. На рисунке 1 представлена зависимость лавинообразного прироста величины коррозионного поражения от времени в случае полного отсутствия защиты металлоконструкций.

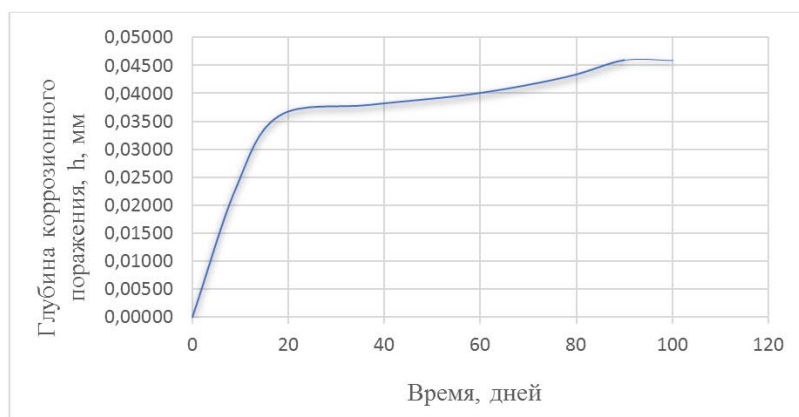


Рис. 1. Зависимость глубины коррозионного поражения от времени коррозии

Наиболее современным и перспективным методом является использование композитных материалов. Композиты — это материалы, состоящие из двух или более компонентов, которые вместе образуют новый материал с улучшенными свойствами. Композитные материалы предлагают ряд преимуществ для защиты резервуаров от коррозии, положительно влияющих на весь период эксплуатации. Преимущества композитных материалов:

- 1) высокая стойкость к коррозии;
- 2) легкость, прочность к механическим воздействиям;
- 3) низкая ломкость;
- 4) способность принимать различные формы и размеры;
- 5) хорошая термическая и химическая стойкость.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что композитные материалы обеспечивают устойчивость к коррозии, облегчают обслуживание и покраску, снижают риск проведения плановых работ по техническому осмотру и ремонту резервуаров, а также позволяют выдерживать широкий диапазон температур и химических веществ, что делает их идеальным выбором для применения.

Процессы протекания коррозии могут быть описаны с применением математических зависимостей, которые помогают более глубоко проанализировать различные физические процессы. Одной из основных базовых характеристик коррозионных процессов является скорость коррозии металла.

Скорость коррозии листового элемента конструкции резервуара $V_{i \text{ корр}}$, мм/год, [3] определяется по следующей формуле (1):

$$V_{i \text{ корр}} = \frac{t - t_i}{T_{i \text{ корр}}}, \quad (1)$$

где t — фактическая толщина листового элемента конструкции резервуара на момент начала эксплуатации, мм; t_i — толщина элемента, определенная по результатам технического диагностирования (как правило, ультразвуковая толщинометрия), мм; $T_{i \text{ корр}}$ — промежуток времени между вводом элемента конструкции в эксплуатацию (после строительства, ремонта) и последним техническим диагностированием, год.

В случае отсутствия данных значение параметра t принимается равным толщине элемента, приведенной в проектной документации.

Предлагаемый авторами статьи подход по применению комбинированной защиты резервуаров с использованием композитных добавок позволит повысить устойчивость металлоконструкций к коррозионному воздействию элементов. Однако несмотря на преимущества композитных составов, необходимо подтвердить устойчивость соответствующих композитных материалов к воздействию нефти.

Минимально допустимая толщина днища резервуара в зоне коррозионного воздействия составляет (2):

$$h_{\text{доп}} = \frac{P_{\text{доп}}}{\rho \cdot h}, \quad (2)$$

где $P_{\text{доп}}$ — допустимое давление на днище резервуара, Па; h — максимальная высота продукта в резервуаре, м; ρ — плотность хранимого продукта, кг/м³.

После нахождения минимально допустимой толщины днища резервуара определяется предельная глубина коррозионной каверны $\delta_{\text{доп}}$, при которой гарантируется безаварийная эксплуатация резервуара согласно формуле (3):

$$\delta_{\text{доп}} = h_{\text{нач}} - h_{\text{доп}}, \quad (3)$$

где $h_{\text{нач}}$ — начальная толщина днища резервуара.

Особое внимание следует уделить свойствам металлических конструкций крыш резервуаров, которые проявляются в процессе эксплуатации [4–7]. Проблемы могут возникать из-за склонности конструктивных элементов к коррозионным повреждениям при контакте с атмосферой хранимого продукта. Это обусловлено наличием каркаса на внутренней по-

верхности крыш и наличием источников щелевой коррозии. Могут образовываться пиррофорные отложения, а также происходить падение и осаждение продуктов коррозии на днище и стенки резервуара. Появление проникающих коррозионных повреждений может нарушить герметичность крыши.

Далее рассмотрим технологические аспекты предлагаемой защиты резервуаров от коррозии на основе композитных составов.

По окончании строительно-монтажных работ и гидроиспытаний резервуара необходимо проведение процедуры антикоррозионной защиты внутренней поверхности и крыши резервуара. Процесс изоляции осуществляется путем нанесения пенообразной пенополиуретановой смеси на все элементы крыши резервуара (процесс нанесения представлен на рисунке 2). Плотность материала составляет $50\text{--}60\text{ кг/м}^3$, а толщина слоя пены должна быть равна 50 мм, что соответствует 100 мм минераловатной изоляции [8].

Рис. 2.
**Нанесение пенополиуретана
на конструктивные
элементы крыши**



Пенополиуретан (ППУ) обладает достаточной плотностью и пластичностью, а также отличной адгезией к металлу, благодаря полиуретановому покрытию марки Stelpant PU — MICA UV. Это повышает несущую способность кровли за счет увеличения ее жесткости при передвижении людей по поверхности настила.

На верхний слой ППУ наносится полиуретановое покрытие Stelpant, устойчивое к воздействию масел и летучих углеводородов, толщиной не менее 200 нм.

Пенополиуретановый состав заполняет швы и пазы внахлестку, а также закрывает элементы каркаса крыши. Завершающий слой полиуретанового покрытия защищает основной (базовый слой) ППУ от воздействия газовой среды.

Срок службы изоляции и антикоррозионной защиты соответствует расчетному сроку службы резервуара, который согласно проекту должен составлять не менее 30 лет.

Результаты исследования

Stelpant-PU-Mica UV — это высококачественная, устойчивая к свету и атмосферным воздействиям эмаль на основе однокомпонентных полиуретанов, подтверждающихся за счет влаги атмосферного воздуха. Материал содержит железную слюдку и образует плотную износостойкую пленку. Специальный подбор пленкообразующих веществ позволяет применять материал в температурном диапазоне от минус 5 до плюс 50 °С и при влажности воздуха до 98 %. Основные технические характеристики материала представлены в таблице.

Технические характеристики материала Stelpant-PU-Mica UV

Техническая характеристика	Значение
Плотность	$1,49 \pm 0,05 \text{ г/см}^3$
Сухой остаток по объему	$57,0 \pm 2 \%$
Толщина сухого слоя	$50 - 80 \cdot 10^{-6} \text{ м}$
Летучие органические соединения	406 г/л
Термостойкость	120 °С при сухом и 60 °С при влажном нагреве
Температура основания	от - 5 °С до + 50°С
Влажность воздуха	от 30 до 98 %

Полиуретан Stelpant-PU-Mica UV обладает высокой устойчивостью к влаге, поэтому его можно наносить на увлажненную поверхность без образования видимых капель воды. Все поверхности, на которые будет наноситься покрытие, должны быть очищены от загрязнений, солей, масел и жиров.

По результатам лабораторных испытаний, а также комплекса проведенных расчетов установлено, что при использовании вышеприведенного комбинированного состава несущая способность таких крыш увеличивается более чем на 50 %.

Следует отметить, что конструктивные элементы кровли в наибольшей степени подвержены коррозии в резервуарах [9] и в условиях эксплуатации несут максимальные нагрузки в зависимости от климатического цикла (периода). Например, снеговые нагрузки, связанные с образованием льда зимой, и тепловой поток солнца летом нагревают кровельный настил до 60 °С.

Это объясняется температурной зависимостью скорости химических реакций окисления. Чем выше температура, тем быстрее идет процесс коррозии металла. Ниже представлен график зависимости скорости коррозии от температуры (рис. 3).

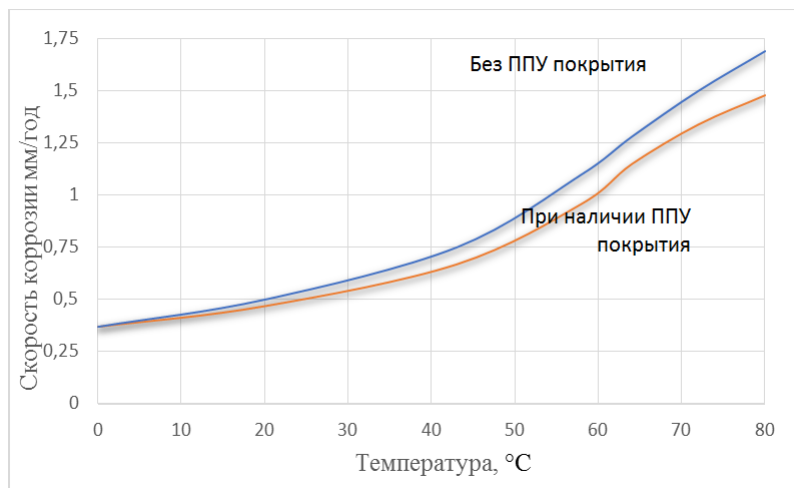


Рис. 3. Зависимость скорости коррозии от температуры с применением комбинированной защиты

Далее авторами статьи были проанализированы параметры нефтестойкости и газопоглощения полиуретановых материалов, используемых в качестве изоляции. На рисунке 4 представлен график зависимости нефтепоглощения от плотности пенополиуретана.

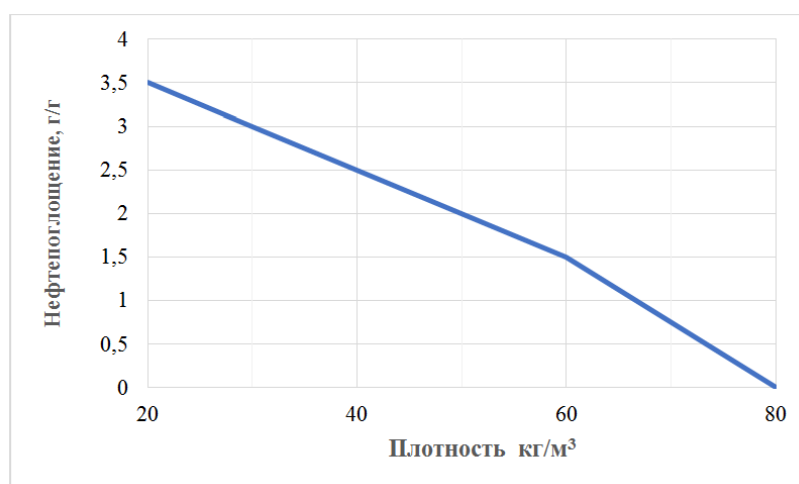


Рис. 4. Зависимость нефтепоглощения от плотности пенополиуретана

Характерной чертой данного графика является близкая к линейной функция снижения уровня нефтепоглощения материала ППУ при увеличении плотности изолирующего покрытия.

Обсуждение

Коррозия является серьезной проблемой для резервуаров, которые используются для хранения нефти, газа и других химических веществ. Коррозия может привести к утечкам, пожарам и взрывам, что представляет угрозу для безопасности и окружающей среды.

Традиционные методы защиты резервуаров от коррозии включают использование защитных покрытий, катодной защиты и ингибиторов коррозии. Однако эти методы имеют свои ограничения и могут быть неэффективны в определенных условиях.

Композитные материалы представляют собой перспективное решение для защиты резервуаров от коррозии. Композиты сочетают в себе прочность и легкость металлов с химической стойкостью и изоляционными свойствами полимеров.

Композитные материалы могут использоваться для изготовления облицовок резервуаров, трубопроводов и другого оборудования, подверженного коррозии.

Композитные покрытия можно однозначно рекомендовать для защиты резервуаров для хранения нефти и газа, химических веществ.

В целом, в статье подчеркивается потенциал композитных материалов в качестве перспективного решения для защиты резервуаров от коррозии. Композитные материалы обладают рядом преимуществ по сравнению с традиционными методами защиты, включая высокую устойчивость к коррозии, малый вес и высокую прочность, отличные изоляционные свойства, простоту монтажа и обслуживания.

По мере дальнейшего развития и совершенствования композитных материалов они, вероятно, будут играть все более важную роль в защите от коррозии резервуаров и другого оборудования.

Выводы

Была проанализирована стойкость к нефтепродуктам и устойчивость к воздействию газовой среды композитных защитных покрытий из пенополиуретана марки ППУ-17Н и фирмы Stelpant-PU.

1. Установлено отсутствие видимых внешних изменений, таких как набухание, отслаивание или размягчение. Внешний вид образцов после контакта с нефтью не изменился.

2. Исследовалось, как плотность пенополиуретана влияет на его способность впитывать нефть: чем выше плотность, тем больше количество закрытых ячеек, что ведет к меньшему влагопоглощению. Таким образом, при плотности ППУ 50–60 кг/м³ необходимо либо создать верхний слой с плотностью 80 кг/м³ или выше, либо нанести защитную эмаль или лак, чтобы предотвратить впитывание нефти.

3. Одна из характеристик ППУ заключается в его способности снижать теплопроводность вместе с уменьшением температуры окружающей среды, так как газ внутри ячеек охлаждается и становится менее плот-

ным. Мелкоячеистый пенополиуретан с коэффициентом теплопроводности 0,025 Вт/м · К при снижении температуры значительно улучшает свои теплоизоляционные характеристики. Это важное свойство для климатических условий Тюменского региона, поскольку при снижении температурных показателей ППУ становится более эффективным.

4. В испытанных образцах в лабораторной газовой среде не было зафиксировано увеличение массы. Это свидетельствует о том, что применение пенополиуретана для изоляции крыши резервуара способно предотвратить коррозию, образование экзотермических отложений, а также образование льда и снега в зимний период.

5. Мембрана Stelpant-PU обладает свойством быть нерастворимой в нефти при любой температуре продукта и эффективно препятствует проникновению нефтепродукта в поры пенополиуретана. Внешний вид образцов не изменился после контакта с нефтью.

6. Использование внутренней изоляции для всех резервуаров типа РВС практически исключает формирование малых дыхательных пространств, что значительно улучшает экологическую обстановку и снижает риск возникновения пожаров в резервуарном парке.

Список источников

1. Духанин, Г. П. Коррозия и защита металлов : учебное пособие / Г. П. Духанин, А. Б. Кочнов. – Волгоград : Волгоградский гос. технический ун-т, 2012. – 95 с. – Текст : непосредственный.
2. Хохлачёва, Н. М. Коррозия металлов и средства защиты от коррозии : учебное пособие / Н. М. Хохлачёва, Е. В. Ряховская, Т. Г. Романова. – Москва : ИНФРА-М, 2020. – 118 с. – Текст : непосредственный.
3. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов / П. И. Тугунов, В. Ф. Новосёлов, А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – 2 изд., перераб. – Уфа : ООО ДизайнПолиграфСервис, 2002. – 658 с. – Текст : непосредственный.
4. 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.
5. 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.
6. Семин, Е. Е. Использование программных комплексов при оценке технического состояния и проектирование ремонтов вертикальных стальных резервуаров / Е. Е. Семин, А. А. Тарасенко. – Текст : непосредственный // Трубопроводный транспорт : теория и практика. – 2006. – № 4 (6). – С. 85–87.

7. 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.
8. Свод правил. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов: СП 61.13330.2012 : утв. приказом Министерства регионального развития Российской Федерации (Минрегион России) от 27 декабря 2011 г. № 608 : введ. в действие 01.01. 2013. – Москва : Минрегион России, 2012. – 52 с. – Текст : непосредственный.
9. Коррозия и защита металлических конструкций и оборудования : учебное пособие / И. М. Жарский, Н. П. Иванова, Д. В. Куис, Н. А. Свидуневич. – Минск : Вышэйшая школа, 2012. – 320 с. – Текст : непосредственный.

Reference

1. Dukhanin, G. P. & Kochnov, A. B. (2012). Korroziya i zashchita metallov. Volgograd, Volgograd State Technical University Publ., 95 p. (In Russian).
2. Khokhlacheva, N. M., Ryakhovskaya, E. V., & Romanova, T. G. (2020). Korroziya metallov i sredstva zashchity ot korrozii. Moscow, INFRA-M Publ., 118 p. (In Russian).
3. Tugunov, P. I., Novosyolov, V. F., Korshak, A. A., & Shammazov, A. M. (2002). Tipovye raschety pri proektirovanii i ekspluatatsii neftebaz i nefteprovodov. Ufa, DesignPoligrafService Publ., 658 p. (In Russian).
4. Tarasenko, A. A., & Chepur, P. V. (2014). Stress-strain state of the upper support ring with non-axisymmetric deformation. Fundamental research, (11-3), pp. 525-529. (In Russian).
5. 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).
6. Semin, E. E., & Tarasenko, A. A. (2006). The use of software systems in assessing the technical condition and designing repairs of vertical steel tanks. Pipeline transport: theory and practice, (4 (6)), pp. 85-87. (In Russian).
7. 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).
8. SP 61.13330.2012 (2012). Designing of thermal insulation of equipment and pipe lines. Moscow, Minregion of Russia Publ., 52 p. (In Russian).
9. Zharskiy, I. M., Ivanova, N. P., Kuis, D. V., & Svidunovich, N. A. (2012). Korroziya i zashchita metallicheskih konstruktsiy i oborudovaniya. Minsk, Vysheyshaya shkola Publ., 320 p. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

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

Чипурной Никита Александрович, студент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, ORCID: <https://orcid.org/0009-0005-8012-6731>

Шеметов Кирилл Александрович, студент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-3472-4548>

Ефремова Анна Михайловна, студент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-1524-3459>

Конов Алексей Алексеевич, студент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-8289-4978>

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

Nikita A. Chipurnoy, Student, Industrial University of Tyumen, ORCID: <https://orcid.org/0009-0005-8012-6731>

Kirill A. Shemetov, Student, Industrial University of Tyumen, ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-1524-3459>

Anna M. Efremova, Student, Industrial University of Tyumen, ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-1524-3459>

Alexey A. Konev, Student, Industrial University of Tyumen, ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-1524-3459>

Статья поступила в редакцию 25.04.2024; одобрена после рецензирования 10.05.2024; принята к публикации 20.06.2024.

The article was submitted 25.04.2024; approved after reviewing 10.05.2024; accepted for publication 20.06.2024.

УДК 622.692.4

DOI 10.31660/0445-0108-2025-1-100-112

Оценка влияния параметров многофазной жидкости на собственные частоты колебаний надземных промысловых трубопроводов

Д. А. Черенцов¹, С. П. Пирогов^{*1, 2}

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²Государственный аграрный университет Северного Зауралья, Тюмень, Россия

*pirogovsp@tyuiu.ru

Аннотация. Наиболее распространенным способом строительства промысловых трубопроводов на вечной мерзлоте является надземная прокладка на опорах. Величина пролета между опорами должна определяться с учетом условия отстройки от резонансных частот при вихревом возбуждении от ветровой нагрузки. Определению собственных частот посвящено большое количество исследований, однако влияние многофазной жидкости не рассматривалось.

Цель работы — определение влияния параметров многофазной жидкости на собственные частоты колебаний надземных промысловых трубопроводов.

В качестве ведущего метода используется решение дифференциального уравнения математической модели поперечных деформаций стержня при воздействии продольных усилий.

Результаты исследования показали, что изменение собственных частот при изменении параметров транспортируемой многофазной жидкости не выходит за границы значений частот, учитывающих перекачиваемую жидкость как дополнительную массу без учета давления и с учетом максимально допустимого давления, на которое был рассчитан трубопровод. Также изменение обводненности и газового фактора влияет на плотность общего потока и, как следствие, изменяется масса перекачиваемой жидкости, которая по сравнению с внутренним давлением оказывает большее воздействие.

Практическая значимость работы заключается в необходимости правильного расчета частот колебаний для определения оптимальной расстановки опор наземных трубопроводов.

Ключевые слова: частоты свободных колебаний, собственные частоты, надземный трубопровод, многофазная жидкость, математическая модель, численные методы, численные эксперименты

Благодарности: авторы выражают признательность за поддержку Национальному проекту «Наука и университеты» Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (грант № FEWN-2021-0012).

Для цитирования: Черенцов, Д. А. Оценка влияния параметров многофазной жидкости на собственные частоты колебаний надземных промысловых трубопроводов / Д. А. Черенцов, С. П. Пирогов. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-1-100-112 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 1. – С. 100–112.

Evaluation of the influence of multiphase fluid parameters on the natural frequencies of above-ground field pipelines

Dmitry A. Cherentsov¹, Sergey P. Pirogov^{1, 2*}

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²State Agrarian University of the Northern Trans-Urals, Tyumen, Russia

*pirogovsp@tyuiu.ru

Annotation. The most common method for constructing field pipelines on permafrost is above-ground installation on supports. The span between these supports must be determined to avoid resonance frequencies caused by vortex excitation from wind loads. While many studies have aimed to determine natural frequencies, the impact of multiphase fluids has not been thoroughly explored.

The purpose of the study is to determine how the parameters of multiphase fluids influence the natural frequencies of oscillations in above-ground field pipelines.

As a leading method, we use solution of the differential equation of the mathematical model of transverse deformations of a rod under the influence of longitudinal forces.

The study found that changes in natural frequencies resulting from changes in the parameters of the transported multiphase fluid remain within a manageable range. This assessment considers the fluid solely as an additional mass, both under no pressure conditions and at the maximum allowable pressure for which the pipeline was designed. Additionally, changes in water cut and gas factor affect the density of the overall flow, which, in turn, alters the mass of the transported fluid. This change in mass has a greater influence on natural frequencies than internal pressure.

It is demonstrated that, when determining the placement of supports for above-ground field pipelines, it is essential to use the natural frequencies that account for the additional mass, considering both no-pressure and maximum-allowable-pressure conditions.

Keywords: frequencies of free vibrations, natural frequencies, above-ground pipeline, multiphase fluid, mathematical model, numerical methods, numerical experiments

Acknowledgements: the authors express their gratitude to the National Project "Science and Universities" of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation. (grant No. FEWN-2021-0012) for their support in this research.

For citation: Cherentsov, D. A., & Pirogov, S. P. (2025). Evaluation of the influence of multiphase fluid parameters on the natural frequencies of above-ground field pipelines. *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 100-112. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-1-100-112

Введение

Наиболее распространенным способом строительства промысловых трубопроводов на вечной мерзлоте является надземная прокладка на опорах. Величина пролета между опорами должна определяться с учетом условия отстройки от резонансных частот при вихревом возбуждении от ветровой нагрузки по [1, 2], где необходимо определение собственных частот колебаний трубопроводов. Определению собственных частот посвящено большое количество исследований [3–15], однако влияние многофазной жидкости не рассматривалось.

В [3] также предложена математическая модель, позволяющая учесть влияние параметров многофазной жидкости трубопровода:

$$(\rho_{\text{тр}}S_{\text{тр}} + \rho_{\text{ж}}S_{\text{ж}})\frac{\partial^2 w}{\partial t^2} + \frac{\partial^2}{\partial x^2}\left(EJ\frac{\partial^2 w}{\partial x^2}\right) - P_x\left(\mu\frac{S_{\text{тр}}d_{\text{вн}}}{2\delta}\right)\frac{\partial^2 w}{\partial x^2} = 0, \quad (1)$$

где w — прогиб оси трубопровода в поперечном направлении, P_x — внутреннее давление в координате x , E — модуль упругости материала трубопровода, J — момент инерции сечения трубопровода, μ — коэффициент Пуассона, $d_{вн}$ — внутренний диаметр трубопровода, δ — толщина стенки трубы, $S_{тр}$ — площадь сечения трубопровода, $\rho_{тр}$ — плотность материала трубы, $S_{жс}$ — площадь сечения занимаемая жидкостью, $\rho_{жс}$ — плотность многофазной жидкости.

Давление в сечении x при известном начальном давлении — P_n может быть определено как

$$P_x = P_n - \frac{dP}{dx} x, \quad (2)$$

где dP/dx — градиент давления (потеря давления на единицу длины трубопровода).

Выражение для определения градиента давления для многофазного потока получено из условия представления флюида в виде однородной смеси:

$$\frac{dP}{dx} = \frac{\lambda \rho_{жс} v_{жс}^2}{2d_{вн}} + \rho_{жс} g \sin \theta + \rho_{жс} v_{жс} \frac{dv_{жс}}{dx}, \quad (3)$$

где λ — двухфазный коэффициент гидравлического сопротивления потока, $\rho_{жс}$ — плотность многофазной смеси, $v_{жс}$ — усредненная скорость многофазной смеси, которая зависит от объемного содержания жидкой и газообразной фаз, θ — угол отклонения трубопровода от вертикали.

Неизвестные параметры в (3) могут быть определены, например, по корреляции Беггза и Брилла, позволяющей учесть эффект проскальзывания фаз и режим течения многофазной жидкости [16, 17]. Решение уравнения (1) может быть получено с помощью метода Бубнова — Галеркина, путем решения характеристического уравнения [3].

С помощью этой математической модели возможно оценить влияние характеристик многофазного потока на частоты свободных колебаний и, как следствие, на величину пролета надземных участков трубопроводов.

Исследование

Оценка влияния параметров многофазного потока, таких как расход перекачиваемой жидкости — $Q_{лиж}$, обводненность жидкости — W_{cut} и газовый фактор — GOR, на собственные частоты производилась для первого и последнего пролета трубопровода.

Частоты определялись по следующим вариантам расчета:

- вариант 1 — по разработанной модели, где перекачиваемая жидкость учитывается только как дополнительная масса;

- вариант 2 — по разработанной модели с учетом максимально допустимого давления из условия прочности P (постоянного вдоль всей длины трубопровода);
- вариант 3 — по разработанной модели с учетом изменения давления вдоль длины трубопровода.

Параметры трубопровода для исследования: внешний диаметр — 114 мм, толщина стенки — 7 мм, протяженность — 3 км, максимально допустимое давление из условия прочности — 40 кгс/см^2 , длина пролета, определенная по [1, 2], — 4,9 м.

Результаты

При исследовании влияния расхода перекачиваемой жидкости получено распределение давления приведенных скоростей жидкой и газовой фаз для различных значений Q_{liq} при фиксированных значениях W_{cut} — 30 % об., GOR — $70 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (представлено на рис. 1–3).

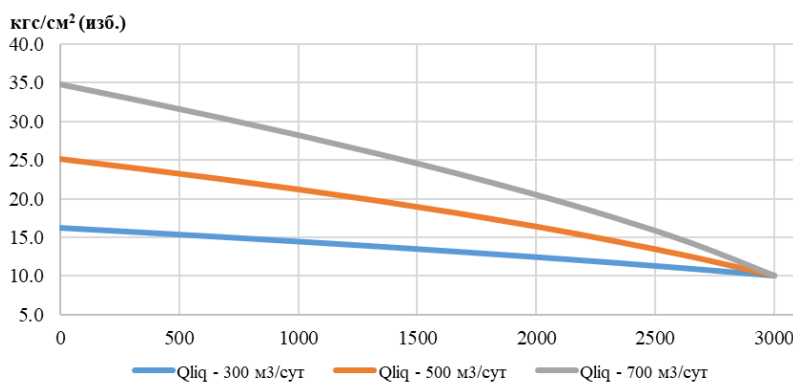


Рис. 1. Распределение давления вдоль трассы трубопровода при различных значениях расхода перекачиваемой жидкости

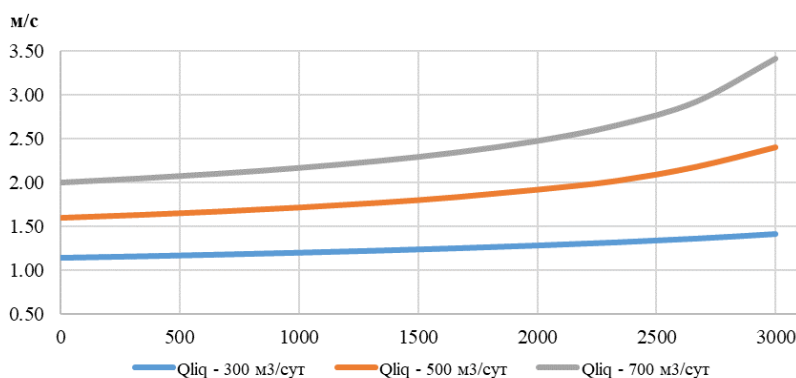


Рис. 2. Распределение приведенной скорости жидкости вдоль трассы трубопровода при различных значениях расхода перекачиваемой жидкости

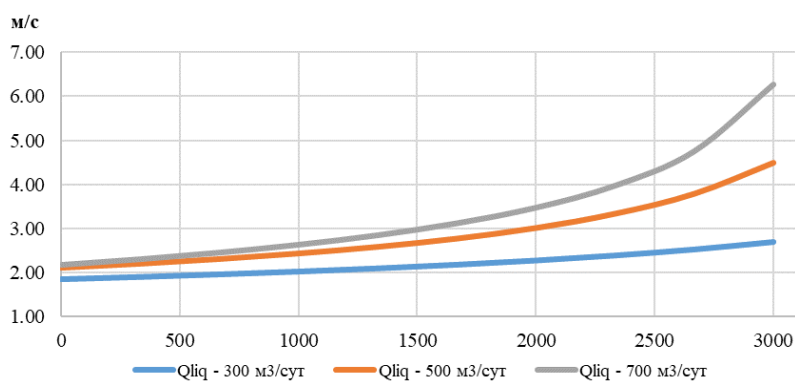


Рис. 3. Распределение приведенной скорости газа вдоль трассы трубопровода при различных значениях расхода перекачиваемой жидкости

Результаты определения распределения давления показали, что расчетные значения не превышают максимально допустимого значения — 40 кгс/см², приведенная скорость жидкости при Q_{liq} — 700 м³/сут. превышает максимально допустимое значение скорости жидкости, приведенная скорость газа находится в допустимых для эксплуатации пределах.

Собственные частоты для первого и последнего пролета трубопровода приведены в таблице 1.

Таблица 1

Собственные частоты при изменении расхода жидкости

№	Расход перекачиваемой жидкости	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Для первого пролета трубопровода				
1	Q_{liq} — 300 м ³ /сут.	12,4709	12,9153	12,6393
2	Q_{liq} — 500 м ³ /сут.	12,4709	12,9153	12,7504
3	Q_{liq} — 700 м ³ /сут.	12,4709	12,9153	12,8606
Для последнего пролета трубопровода				
4	Q_{liq} — 300 м ³ /сут.	12,4709	12,9153	12,5834
5	Q_{liq} — 500 м ³ /сут.	12,4709	12,9153	12,5834
6	Q_{liq} — 700 м ³ /сут.	12,4709	12,9153	12,5834

Результаты определения частот показали, что по вариантам 1 и 2 для первого и для последнего участка частоты являются постоянными значениями, так как характеристики потока не учитываются. Это будет справедливо и при сравнении остальных параметров многофазной жидкости.

При увеличении расхода жидкости частоты по вариантам 1 и 2 не изменяются, так как плотность смеси, занимаемая сечение трубопровода, остается постоянной (пропорционально увеличивается объем воды и газа, так как GOR и W_{cut} не подвергаются изменениям). Разница между частотами в вариантах 1 и 2 получена за счет учета максимально допустимого давления в варианте 2, отклонение составляет порядка 3,5 %.

При увеличении объема перекачиваемой многофазной жидкости значения частот для первого участка трубопровода увеличиваются, что связано с повышением внутреннего давления, однако находятся в пределах значений, рассчитанных по вариантам 1 и 2. Для последнего участка частоты остаются низкими, так как внутреннее давление постоянно и находится в пределах значений по вариантам 1 и 2.

При исследовании влияния обводненности жидкости получено распределение давления приведенных скоростей жидкой и газовой фаз для различных значений W_{cut} . При фиксированных значениях Q_{liq} — 300 м³/сут, GOR — 70 м³/м³ результаты представлены на рисунках 4–6.

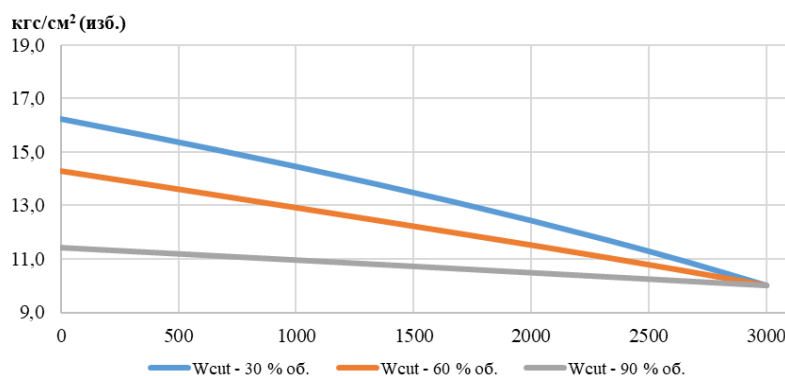


Рис. 4. Распределение давления вдоль трассы трубопровода при различных значениях обводненности жидкости

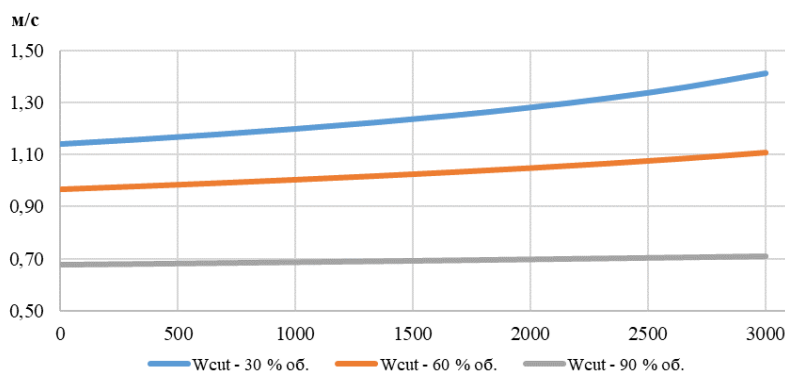


Рис. 5. Распределение приведенной скорости жидкости вдоль трассы трубопровода при различных значениях обводненности жидкости

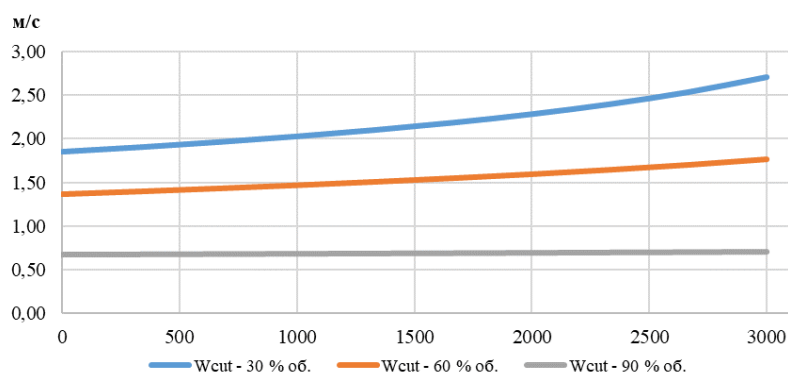


Рис. 6. Распределение приведенной скорости газа вдоль трассы трубопровода при различных значениях обводненности жидкости

Распределение давлений показывает, что расчетные значения давления не превышают максимально допустимого и снижаются при увеличении обводненности — это связано с тем, что при постоянном газовом факторе при снижении объема нефти уменьшается и объем газа, транспортирующегося по трубопроводу. Приведенные скорости жидкости и газа находятся в допустимых для эксплуатации пределах.

Собственные частоты для первого и последнего пролета трубопровода приведены в таблице 2.

Таблица 2

Собственные частоты при изменении обводненности

№	Расход перекачиваемой жидкости	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Для первого пролета трубопровода				
1	W_{cut} — 30 % об.	12,4709	12,9153	12,6505
2	W_{cut} — 60 % об.	12,4325	12,8755	12,5893
3	W_{cut} — 90 % об.	12,2004	12,6351	12,3269
Для последнего пролета трубопровода				
4	W_{cut} — 30 % об.	12,4709	12,9153	12,5834
5	W_{cut} — 60 % об.	12,4325	12,8755	12,5447
6	W_{cut} — 90 % об.	12,2004	12,6351	12,3105

Результаты определения частот показали, что при увеличении обводненности частоты по вариантам 1 и 2 изменяются в связи с изменением плотности смеси, занимающей сечение трубопровода. Разница между ча-

стотами в вариантах 1 и 2 получена за счет учета максимально допустимого давления в варианте 2, отклонение составляет порядка 3,5 %.

При увеличении обводненности многофазной жидкости для начального участка плотность общей смеси увеличивается, а внутреннее давление уменьшается. Для последнего участка внутреннее давление является постоянной величиной, а плотность общей смеси увеличивается. Значение частот для начального и конечного участка трубопровода уменьшается, что свидетельствует о большем влиянии плотности многофазной смеси. Данные значения частот не выходят за пределы значений, полученных по вариантам 1 и 2.

При исследовании влияния газового фактора получено распределение давления приведенных скоростей жидкой и газовой фаз для различных значений GOR при фиксированных значениях Q_{liq} — 300 м³/сут, W_{cut} — 30 % об. (рис. 7–9).

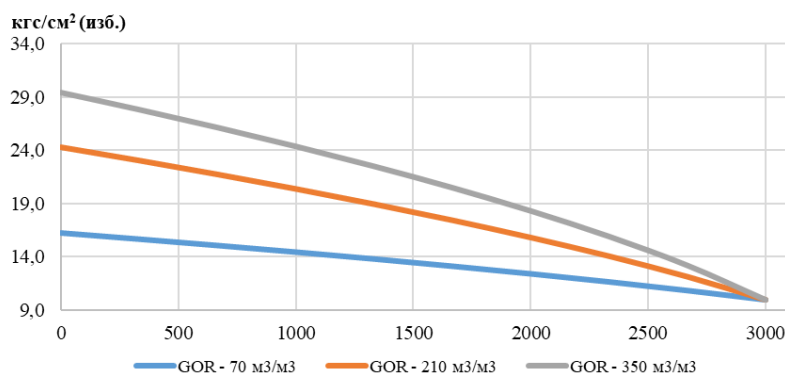


Рис. 7. Распределение давления вдоль трассы трубопровода при различных значениях газового фактора

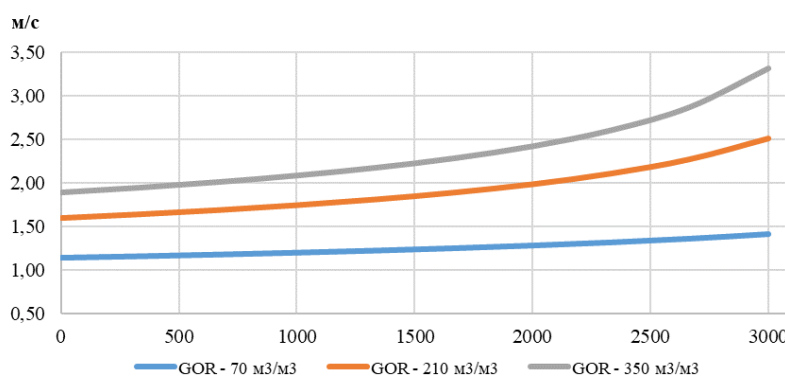


Рис. 8. Распределение приведенной скорости жидкости вдоль трассы трубопровода при различных значениях газового фактора

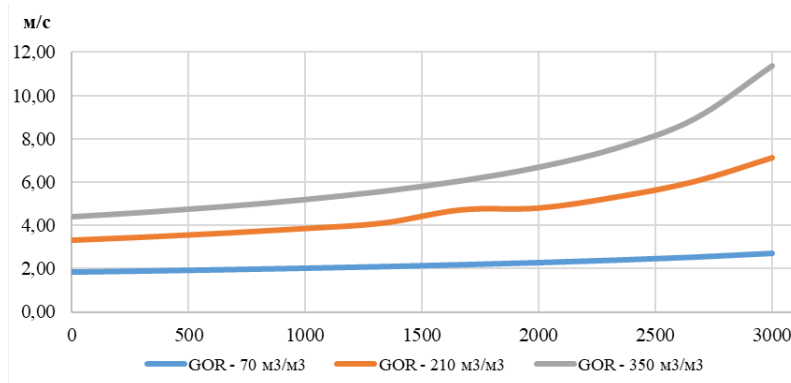


Рис. 9. Распределение приведенной скорости газа вдоль трассы трубопровода при различных значениях газового фактора

Распределение давления показало, что при увеличении газового фактора повышается внутреннее давление на начальном участке. Приведенные скорости газа находятся в допустимых для эксплуатации пределах. Приведенные скорости жидкости при значении GOR — 350 м³/м³ находятся выше предельного значения (3 м/с). Это связано с тем, что в трубе — большое количество газа и жидкость течет по меньшему поперечному сечению.

Собственные частоты для первого и последнего пролета трубопровода приведены в таблицах 5 и 6.

Таблица 5

Собственные частоты при изменении газового фактора

№	Расход перекачиваемой жидкости	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Для первого пролета трубопровода				
1	GOR — 70 м³/м³	12,4709	12,9153	12,6506
2	GOR — 210 м³/м³	12,5010	12,9465	12,7702
3	GOR — 350 м³/м³	12,5072	12,9529	12,8318
Для последнего пролета трубопровода				
4	GOR — 70 м³/м³	12,4709	12,9153	12,5834
5	GOR — 210 м³/м³	12,5010	12,9465	12,6108
6	GOR — 350 м³/м³	12,5072	12,9529	12,6201

Результаты определения частот показали, что при увеличении газового фактора частоты по вариантам 1 и 2 изменяются в связи с изменением плотности смеси, занимающей сечение трубопровода. Разница между ча-

стотами в вариантах 1 и 2 получена за счет учета максимально допустимого давления в варианте 2, отклонение составляет порядка 3,5 %.

При увеличении газового фактора для начального участка плотность общей смеси уменьшается, а внутреннее давление увеличивается. Для последнего участка внутреннее давление является постоянной величиной, а плотность общей смеси уменьшается. Значение частот для начального и конечного участка трубопровода увеличивается, что свидетельствует о большем влиянии плотности многофазной смеси. Данные значения частот не выходят за пределы значений, полученных по вариантам 1 и 2.

Выводы

Изменение собственных частот трубопроводов при изменении параметров транспортируемой многофазной жидкости не выходит за границы значений частот, учитывающих перекачиваемую жидкость как дополнительную массу без учета давления и с учетом максимально допустимого давления, на которое был рассчитан трубопровод. Для рассматриваемого трубопровода 114×7 мм, рассчитанного на максимальное давление 40 кгс/см², отклонение частот между этими границами не превысило 3,5 %.

При изменении обводненности и газового фактора изменяется плотность общего потока и, как следствие, изменяется дополнительная масса от перекачиваемой жидкости, которая оказывает большее влияние по сравнению с внутренним давлением.

При определении собственных частот колебаний надземных промышленных трубопроводов для определения расстановки опор по [1] необходимо использовать 2 значения собственных частот с учетом дополнительной массы без учета давления и с учетом максимально допустимого давления.

Список источников

1. СА 03-003-07. Расчеты на прочность и вибрацию стальных технологических трубопроводов : нормативные документы межотраслевого применения по вопросам промышленной безопасности и охраны недр : дата введения 2006-11-27 / Российская ассоциация экспертных организаций техногенных объектов повышенной опасности. – Изд. официальное. – Москва : Стандартинформ, 2007. – 72 с. – Текст : непосредственный.
2. СТАРТ-ПРОФ (версия R 4.87). – Текст : электронный // НТП Трубопровод : сайт. – URL: <https://www.truboprovod.ru/software/start>
3. Черенцов, Д. А. Определение частот свободных колебаний надземных участков трубопроводов, транспортирующих несжимаемую жидкость / Д. А. Черенцов, С. П. Пирогов. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-3-84-94. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 3 (159). – С. 84–94.
4. Феодосьев, В. И. О колебаниях и устойчивости трубы при протекании через нее жидкости / В. И. Феодосьев. – Текст : непосредственный // Инженерный сборник. – Москва : Изд-во АН СССР. – 1951. – Т.10 – С. 169–170.

5. Ефимов, А. А. Свободные колебания подводных нефтепроводов / А. А. Ефимов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2008. – № 1 (67). – С. 49–55.
6. Ильин, В. П. Исследование свободных колебаний кривой трубы с потоком жидкости / В. П. Ильин, В. Г. Соколов. – Текст : непосредственный // Успехи строительной механики и теории сооружений : сборник научных статей : к 75-летию со дня рождения В. В. Петрова / Российская академия архитектуры и строительных наук, Саратовский государственный технический университет. – Саратов : СГТУ, 2010. – С. 88–93.
7. Соколов, В. Г. Уравнения движения криволинейного участка трубопровода с потоком жидкости / В. Г. Соколов, А. В. Березнев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – Текст : непосредственный. – 2004. – № 6. – С. 76–80.
8. Соколов, В. Г. Решение задачи о свободных колебаниях криволинейных участков трубопроводов с протекающей жидкостью / В. Г. Соколов, А. В. Березнев. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2005. – № 1(49). – С. 80–84.
9. Зарипов, Д. М. Нелинейные колебания трубопровода под действием внутреннего ударного давления жидкости / Д. М. Зарипов. – Текст : непосредственный // Труды Института механики Уфимского научного центра РАН. – Уфа : Гилем, 2016. – Вып. 11. – С. 136–140.
10. Миронов, М. А. Вынужденные изгибные колебания трубы с потоком жидкости / М. А. Миронов, П. А. Пятаков, А. А. Андреев. – Текст : непосредственный // Акустический журнал. – 2010. – Т. 56, № 5. – С. 684–692.
11. Шакирьянов, М. М. Пространственные хаотические колебания трубопровода в сплошной среде под действием переменного внутреннего давления / М. М. Шакирьянов. – Текст : непосредственный // Известия Уфимского научного центра РАН. – 2016. – № 4. – С. 35–47.
12. Пространственные непериодические колебания трубопровода под действием переменного внутреннего давления / Р. Ф. Ганиев, М. А. Ильгамов, А. Г. Хакимов, М. М. Шакирьянов. – Текст : непосредственный // Проблемы машиностроения и надежности машин. – 2017. – № 2. – С. 3–12.
13. Черенцов, Д. А. Математическая модель манометрической пружины в вязкой среде / Д. А. Черенцов, С. П. Пирогов, С. М. Дорофеев. – Текст : непосредственный // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2014. – № 7. – С. 234–241.
14. Чуба, А. Ю. Определение собственных частот колебаний изогнутых труб некругового поперечного сечения / А. Ю. Чуба, Н. И. Смолин, С. П. Пирогов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2007. – № 1 (61). – С. 77–82.
15. Пирогов, С. П. Уравнения математической физики в задачах трубопроводного транспорта нефти и газа : учебное пособие / С. П. Пирогов, Д. А. Черенцов, К. С. Воронин ; Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2019. – 96 с. – Текст : непосредственный.

16. Брилл, Дж. П. Многофазный поток в скважинах / Дж. П. Брилл, Х. Мукерджи ; перевод с английского Ю. В. Русских ; под редакцией М. Н. Кравченко. – Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2006. – 384 с. – (Библиотека нефтяного инжиниринга). – Перевод изд.: *Multiphase flow in wells* / James P. Brill, Hemanta Mukherjee, Richardson, 1999. – Текст : непосредственный.

17. Рабинович, Е. З. Гидравлика : учебник / Е. З. Рабинович. – Москва : Недра. – 1974. – 296 с. – Текст : непосредственный.

References

1. SA 03-003-07. Raschety na prochnost' i vibratsiyu stal'nykh tekhnologicheskikh truboprovodov: normativnye dokumenty mezhotraslevogo primeneniya po voprosam promyshlennoy bezopasnosti i okhrany neдр (2007). Moscow, Standartinform Publ., 72 p. (In Russian).

2. START-PROF (versiya R 4.87). (In Russian). Available at: <https://www.truboprovod.ru/software/start>

3. Cherentsov, D. A., & Pirogov, S. P. (2023). Determination of the natural frequencies of the above-ground sections of pipelines transporting an incompressible fluid. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 84-94. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-3-84-94

4. Feodos'ev, V. I. (1951). O kolebaniyakh i ustoychivosti truby pri protekaniy cherez nee zhidkosti. *Inzhenernyy sbornik. Tom 10*. Moscow, AN SSSR Publ., pp. 169-170. (In Russian).

5. Efimov, A. A. (2008). Svobodnye kolebaniya podvodnykh nefteprovodov. *Oil and Gas Studies*, (1(67)), pp. 49-55. (In Russian).

6. Il'in, V. P., & Sokolov, V. G. (2010). Issledovanie svobodnykh kolebaniy krivoy truby s potokom zhidkosti. *Uspekhi stroitel'noy mekhaniki i teorii sooruzheniy: sbornik nauchnykh statey: k 75-letiyu so dnya rozhdeniya V. V. Petrova*. Saratov, Saratov State Technical University Publ., pp. 88-93. (In Russian).

7. Sokolov, V. G., & Bereznev, A. V. (2004). Uravneniya dvizheniya krivolineynogo uchastka truboprovoda s potokom zhidkosti. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz*, (6), pp. 76-80. (In Russian).

8. Sokolov, V. G., & Bereznev, A. V. (2005). Reshenie zadachi o svobodnykh kolebaniyakh krivolineynykh uchastkov truboprovodov s protekayushchey zhidkost'yu. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz*, (1(49)), pp. 80-84. (In Russian).

9. Zaripov, D. M. (2016). Nelineynye kolebaniya truboprovoda pod deystviem vnutrennego udarnogo davleniya zhidkosti. *Trudy Instituta mekhaniki Ufimskogo nauchnogo tsentra RAN. Vyp. 11*. Ufa, Gilem Publ., pp. 136-140. (In Russian).

10. Mironov, M. A., Pyatakov, P. A., & Andreev, A. A. (2010). Forced flexural vibrations of a pipe with a liquid flow. *Acoustical Physics*, 56(5), pp. 739-747. (In English).

11. Shakiryanov, M. M. (2016). Spatial chaotic vibrations of a pipeline in the continuous medium under the impact of alternating internal pressure. *Izvestiya Ufimskogo nauchnogo tsentra RAN*, (4), pp. 35-47. (In Russian).

12. Ganiev, R. F., Il'gamov, M. A., Khakimov, A. G., & Shakiryanov, M. M. (2017). Spatial aperiodic vibrations of the pipelines under transient internal pressure. *Journal of Machinery Manufacture and Reliability*, 46(2), pp. 87-95. (In English).

13. Cherentsov, D. A., Pirogov, S. P., & Dorofeyev, S. M. (2014). Mathematical model of manometric spring in a viscous medium. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, (7), pp. 234-241. (In Russian).
14. Chuba, A. Yu., Smolin, N. I., & Pirogov, S. P. (2007). Opredelenie sobstvennykh chastot kolebaniy izognutykh trub nekrugovogo poperechnogo secheniya. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz, (1(61)), pp. 77-82. (In Russian).
15. Pirogov, S. P., Cherentsov, D. A., & Voronin, K. S. (2019). Uravneniya matematicheskoy fiziki v zadachakh truboprovodnogo transporta nefti i gaza. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 96 p. (In Russian).
16. Brill, J. P., Mukherjee, H. (1999). Multiphase flow in wells. Richardson, 384 p. (In English).
17. Rabinovich, E. Z. (1974). Gidravlika. Moscow, Nedra Publ., 296 p. (In Russian).

Информация об авторах / Information about authors

Черенцов Дмитрий Андреевич,
кандидат технических наук, доцент
кафедры транспорта углеводородных
ресурсов, Тюменский индустриальный
университет, г. Тюмень

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

Dmitry A. Cherentsov, Candidate
of Engineering, Associate Professor at the
Department of Transportation of Hydro-
carbon Resources, Industrial University of
Tyumen

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

Статья поступила в редакцию 10.05.2024; одобрена после рецензирования 04.06.2024; принята к публикации 05.08.2024.

The article was submitted 10.05.2024; approved after reviewing 04.06.2024; accepted for publication 05.08.2024.

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

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

2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки)

УДК 005.963.2

DOI: 10.31660/0445-0108-2025-1-113-121

Возможности и перспективы решения производственных задач с участием трудоустроенных студентов

**А. Т. Зарипов, О. С. Сотников, И. Е. Белошапка, Е. В. Леванова,
А. Э. Федорова, А. В. Федоров***

*Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В. Д. Шашина, Альметьевск, Россия
FedorovAndreyV@tatnpi.ru

Аннотация. Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» является конкурентоспособной и динамично развивающейся организацией. Обеспечение непрерывного научно-технического развития, повышение доли наукоемких технологий и обеспечение эффективности требует предварительной подготовки будущих кадров и сокращения времени производственной адаптации молодых специалистов.

На базе института проводится теоретическое и практическое обучение студентов Государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти» (ГБОУ ВО «АГТУ ВШН») и других вузов. Работа со студентами направлена на повышение их квалификационного уровня для последующего трудоустройства в качестве уже подготовленных кадров.

Цель нашего исследования заключается в выявлении возможностей и перспектив решения производственных задач с участием трудоустроенных студентов.

В качестве ведущего метода мы использовали наблюдение за их повседневной работой, анализ и проведение опросов (в том числе, касающихся особенностей текущего обучения в высшем учебном заведении). Прикладная ценность исследования состоит в результатах анализа существующих практик сотрудничества со студентами и предложенных путях развития данной деятельности, направленной на дальнейшее развитие компетенций и ключевых навыков молодых специалистов с учетом специфики работы института «ТатНИПИнефть».

Ключевые слова: студент, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти» (АГТУ ВШН), вуз, лабораторно-исследовательский корпус (ЛИК), адаптация, обучение, оборудование, квалификация, компетенция

Для цитирования: Возможности и перспективы решения производственных задач с участием трудоустроенных студентов / А. Т. Зарипов, О. С. Сотников, И. Е. Белошапка [и др.]. – DOI: 10.31660/0445-0108-2025-1-113-121 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 1. – С. 113–121.

Opportunities and prospects for solving production tasks with the involvement of employed students

**Azat T. Zaripov, Oleg S. Sotnikov, Ivan E. Beloshapka,
Evgeniya V. Levanova, Anna E. Fedorova, Andrey V. Fedorov***

Abstract. Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) of PJSC TATNEFT is a competitive and rapidly developing organization. To ensure continuous scientific and technological advancement, increase the share of high-tech innovations, and maintain operational efficiency, it is essential to proactively prepare future professionals and minimize the adaptation time for young specialists.

At the institute, theoretical and practical training is provided to students from the Almeteyevsk State Technological University "Petroleum High School" and other universities. We focus on working with students is to enhance their qualifications for subsequent employment and ensure they are well-prepared as trained personnel.

Our goal in study is to address to identify opportunities and prospects for solving production tasks through the involvement of employed students. The main method used in this study include observing students' daily work, as well as analysis and surveys that pertain to the specifics of current higher education training.

The applied value of the study is in the analysis of existing practices in student collaboration and the proposed developmental paths for this activity.

This activity aims to further develop competencies and essential skills in young professionals, taking into account the specific nature of the work at the TatNIPIneft.

Key words: student, Almeteyevsk State Technological University – Higher School of Petroleum, university, laboratory and research building, adaptation, education, equipment, qualification, skill

For citation: Zaripov, A. T., Sotnikov, O. S., Beloshapka, I. E. Levanova, E. V., Fedorova, A. E. & Fedorov, A. V. (2025). Opportunities and prospects for solving production tasks with the involvement of employed students. *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 113-121. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-1-113-121

Введение

После окончания высших учебных заведений молодые специалисты зачастую сталкиваются с проблемами выбора конкретного предприятия для трудоустройства, недостатка некоторых навыков и трудовой адаптации. Одним из методов наиболее успешного и эффективного преодоления проблем может являться трудоустройство студентов на предприятие в период получения ими высшего образования.

Цель работы — оценка текущих возможностей и перспективных направлений вовлечения трудоустроенных студентов в решение повседневных производственных задач.

Объект и методы исследования

Объект исследования — возможности и перспективы решения производственных задач с участием трудоустроенных студентов. Методы исследования — наблюдение за существующими практиками обучения трудоустроенных студентов высших учебных заведения на базе института «ТатНИПИнефть» (в том числе, с использованием обратной связи от студентов) и анализ этих практик.

В соответствии со Стратегией развития института «ТатНИПИнефть» начиная с 2022 года в лабораторно-исследовательском корпусе (ЛИК) го-

рода Альметьевска Республики Татарстан силами высококвалифицированных специалистов института для студентов кафедр «Геология», «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», «Бурение нефтяных и газовых скважин» АГТУ ВШН и студентов других вузов проводятся презентационно-лекционные, лабораторно-практические занятия и обучающие мероприятия.

Будущие молодые специалисты осознают, что полученных в вузах знаний недостаточно для эффективного выполнения трудовых задач, поэтому необходимо изучать и улучшать характеристики профессии [1].

Этот процесс выстраивается как комплекс взаимосвязанных мероприятий, общая цель которых — создать фильтр для распределения студентов по склонностям к основным направлениям деятельности в целом по компании. Здесь важным моментом является включение всех возможных участников со стороны работодателя в работу по выявлению студентов, склонных к научно-исследовательской деятельности. На данном этапе одним из драйверов развития выступает внутрифирменное обучение, организуемое посредством актуализации теоретической базы знаний студентов и осуществляемое силами спикеров — ведущих ученых и ключевых специалистов института.

Для получения дополнительных практических знаний организовано обучение студентов на базе лабораторий ЛИК, разделяющееся:

- на теоретическое обучение и лабораторно-практические занятия в составе организованных групп студентов без предоставления рабочего места;
- на обучение практическим навыкам в процессе трудовой деятельности для студентов, трудоустроенных на оплачиваемое рабочее место.

Обучение призвано расширить знания и развить навыки студентов, сократить время адаптации выпускников АГТУ ВШН и других вузов на рабочем месте и на постоянной основе обеспечивать институт новыми кадрами.

Теоретическая и лабораторно-практическая часть обучения включает изучение следующих направлений деятельности:

- для кафедры «Геология» — исследование горных пород, физика нефтяного и газового пласта, геофизические исследования скважин, промысловая геофизика и геология;
- для кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» — осложнения в нефтедобыче, технология сбора и подготовки продукции скважин, скважинная добыча нефти, реагенты и технологии обработки призабойной зоны, разработка химических реагентов для нефтепромысловой химии;
- для кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» — заканчивание скважин, буровые технологические жидкости, разрушение горных пород.

Система обучения студентов на базе института «ТатНИПИнефть» постоянно развивается. В осеннем семестре 2022–2023 учебного года занятия проводились по 8 дисциплинам, в весеннем семестре 2023–2024 учебного года — уже по 15 дисциплинам. С осеннего семестра 2023–2024 учебного года в проведении занятий приняли участие 22 эксперта курирующих служб компании «Татнефть». В качестве примера в рамках внедрения лабораторно-практических занятий для студентов по основам лабораторных исследований пород и флюидов в 2023 году в отделе исследования скважин, коллекторов и углеводородов (ИСКУ) состоялось 69 занятий с привлечением экспертов компании.

На период летних каникул студенты могут трудоустроиваться на полную ставку оплаты труда, в течение учебного года — на ставку 0,3–0,5, что позволяет им успешно совмещать работу и учебу. Студент закрепляется за наставником (из специалистов института), составляется индивидуальный план наставляемого (ИПН). В ходе реализации плана происходит личная коммуникация между студентом и наставником, выявляются склонности и уровень общей эрудиции и навыков студента, а также степень самостоятельности и стремления к самообразованию и уровень амбиций. В конце периода проводится опрос наставника (заполнение оценочных листов) и защита итогов наставничества: по завершении периода наставляемые готовят развернутый отчет, куда обязательно включается информация о личном вкладе в проект, в котором они были задействованы (лабораторные исследования, НТУ, НИОКР). В защите отчета участвует как наставляемый, так и его наставник, который также оценивается.

Под кураторством отдела ИСКУ в 2023 году обучился 41 студент. В 2024 году в отделе запланировано трудоустройство примерно 40 студентов (всего по институту — 160) с вовлечением в научно-исследовательскую работу и научно-технические услуги совместно с преподавателями, привлеченными в рамках программы «ВПРОЕКТЕ».

Стоит отметить такое направление деятельности, как кураторство над выпускными квалификационными работами студентов. В процессе взаимодействия кураторами хорошо выявляется степень ориентированности студентов на научную работу, способностей к синтезу и обработке получаемой информации.

В институте «ТатНИПИнефть» создана и постоянно пополняется база в автоматизированной системе учета достижений АСУД «Мои достижения». В нее заносятся все значимые для института и самих студентов достижения, среди которых период трудоустройства (с указанием ставки), участие и роль в проектах, НИОКР, НТУ, «ВПРОЕКТЕ». Дополнительно вносятся личные достижения студентов, включая участие в конференциях, прохождение курсов, победы в соревнованиях и т. д.

В связи с привлекательностью института как места трудоустройства, а, следовательно, и большим количеством кандидатур есть возможность

выбора студентов с наиболее высокими показателями успеваемости либо ранее проявивших себя в научно-технических мероприятиях, а также успешно прошедших процедуру адаптации на рабочем месте. Несколько перспективных студентов по завершении обучения трудоустроены в «ТатНИПИнефть» как инженеры на постоянную ставку.

Трудовая адаптация — приспособление индивида к новым условиям труда. Процедуры адаптации персонала призваны облегчить вхождение новых сотрудников в жизнь организации [2]. Если эти процедуры отсутствуют или неэффективны, возникают риски кадровых потерь. Практика показывает, что 90 % людей, уволившихся с работы в течение первого года, приняли это решение уже в первый день пребывания в новой организации [3].

Вопросы адаптации трудоустроенных студентов подробно рассмотрены в Положении об организации работы по развитию ключевых компетенций в системе личностного роста с использованием инструментов передачи опыта работников «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» и успешно решаются в институте.

В качестве примера вовлечение трудоустроенных студентов в решение производственных задач в лаборатории исследования ресурсов и свойств нефтей и газов (ИРиСНГ) осуществляется по программе «Наставничество» согласно Положению о программе «Наставничество» для молодых работников ПАО «Татнефть» и включает в себя следующие виды деятельности:

- социально-психологическая адаптация — знакомство с коллективом, ознакомление с распорядком рабочего дня, корпоративными информационными ресурсами и культурой, основными понятиями по управлению рабочим временем, историей и организационной структурой предприятия, должностной инструкцией. Предлагается участие в общественных (спортивных, интеллектуальных и культурных) мероприятиях;
- организационно-административная адаптация — ознакомление с коллективным договором, положениями об охране труда, о заработной плате, взысканиях, делопроизводстве и документообороте, изобретательской и новаторской деятельности, с системой бережливого производства;
- профессиональная адаптация — изучение профильных регламентов, стандартов, стандартных операционных карт, совместная работа с наставником (изучение и проведение работ по направлению деятельности, ознакомление с заполнением электронных журналов), обучение грамотной деловой коммуникации и особенностям применения пакета программ Microsoft Office с учетом выполняемой работы, проверка знаний по приобретенным знаниям и умениям.

Данные этапы адаптации, включенные в программу «Наставничество», поддерживаются в том числе другими специалистами [4].

Результаты

Отбор и вовлечение наиболее перспективных трудоустроенных студентов в деятельность лабораторий ЛИК, помимо подготовки кадров в условиях реального производства, частично высвобождает временные и трудовые ресурсы высококвалифицированных специалистов. Появляется больше возможностей для научных исследований, текущего ремонта и технического обслуживания оборудования.

Оплата труда обеспечивает материальную заинтересованность студентов и стимулирует их к профессиональному росту. От степени удовлетворенности молодого специалиста стилем управления напрямую зависит степень его вовлеченности в рабочий процесс и заинтересованность в достижении целей компании [5].

Перспективным направлением обучения студентов является программа магистратуры АГТУ ВШН «Искусственный интеллект в нефтегазохимии» по направлениям:

- устройство нефтегазового сектора;
- подготовка нефти и газа, обзор доступных инструментов моделирования;
- основы нефтегазохимии;
- разработка нефтяных месторождений.

Для организации обучения по дисциплинам в настоящее время среди сотрудников института осуществляется подбор кандидатов с соответствующей квалификацией и компетенциями.

Обсуждение

Среди положительных сторон деятельности на базе института «ТатНИПИнефть» трудоустроенные студенты отмечали:

- получение практического опыта проведения исследований;
- получение актуальной информации о передовых процессах и технологиях;
- внимательное и теплое отношение со стороны сотрудников ЛИК;
- комфортные условия труда.

Опрос среди студентов выявил следующие пожелания:

- выделение помещения для работы над отчетом о проделанной работе в рамках выполнения требований индивидуального плана наставляемых;
- начисление социальных баллов;
- частичные льготы при сдаче зачетов и экзаменов трудоустроенными студентами по предметам, связанным с их текущей трудовой деятельностью, либо по их специализированным предметам (авторами предлагается система «+1 балл к оценке»).

Выводы

По мнению авторов, дальнейшие перспективы сотрудничества с трудоустроенными студентами следует развивать в направлениях:

- Новаторские идеи по модернизации повседневных производственных практик. Студенты часто интересуются нововведениями, открыты к новшествам и преобразованиям, менее консервативны. Необходимо проработать упрощенный механизм поощрения студентов за выдвигаемые идеи.
- Изобретательская деятельность, тема которой в дальнейшем может послужить основой для написания диплома и/или регистрации патента на изобретение либо полезную модель.
- Привлечение к участию в научной работе путем прикрепления к научным сотрудникам, соавторства в написании научных статей и выступлений на молодежных научно-практических конференциях.
- Организация формальных и неформальных встреч трудоустроенных студентов и наставников на базе института для обмена опытом, мнениями и впечатлениями от работы с перспективой дальнейшего профессионального ориентирования.
- Периодическая смена деятельности студентов в формате обмена. Для расширения кругозора и выявления сильных сторон каждого студента следует предоставлять студентам возможность поработать в разных лабораториях с различной спецификой.

Авторы считают целесообразным разработку соответствующими службами системы психологических тестов, призванных дать четкое представление о личных и профессиональных качествах испытуемого студента, его талантах и типе мышления. Эти тесты, в числе прочего, должны включать определение следующих характеристик:

- технический или гуманитарный тип мышления;
- склонность к практической или научной деятельности;
- специфика деятельности (к примеру, микробиология или работа на крупногабаритном оборудовании, исследовательская работа в лаборатории или с выездами на объекты, предпочитаемый график и т. д.);
- личные качества, ценности (конфликтность, взгляды на национальные и религиозные вопросы, корректность) для минимизации совместной работы психологически несовместимых людей в рамках одного микроколлектива.

Оценив возможности и перспективы решения производственных задач с участием трудоустроенных студентов на базе лабораторий института «ТатНИПИнефть», авторы рекомендуют:

- при приеме студентов ориентироваться не только на высокие показатели успеваемости, но и на их психологическую совместимость с коллективом;

- обучать трудоустроенных студентов всем видам анализов, исследований и вспомогательных работ, выполняемых в конкретной лаборатории;
- организовывать периодическое перемещение трудоустроенных студентов между лабораториями для обмена опытом;
- привлекать студентов к научно-исследовательской, изобретательской и инновационной деятельности;
- осуществлять меры поддержки трудоустроенных студентов (начисление социальных баллов, льготы при сдаче экзаменов);
- получать обратную связь от студентов для организации наиболее эффективного взаимодействия.

По мнению авторов, профильным службам необходимо разработать психологические тесты с учетом профессиональной специфики института и определить круг лабораторий, между которыми целесообразно проводить обмен опытом среди трудоустроенных студентов.

Список источников

1. Исмагилова, Д. Ф. Способы улучшения процесса трудовой адаптации молодых специалистов / Д. Ф. Исмагилова, А. И. Низамова. – Текст : непосредственный // Скиф. Вопросы студенческой науки. – 2019. – Вып. № 12-1 (40). – С. 300–303.
2. Кириллов, А. В. Технологии управления персоналом и конъюнктура / А. В. Кириллов. – Текст : непосредственный // Социальная политика и социология. – 2014. – № 4. – С. 173–184.
3. Аширов, Д. А. Управление персоналом : учебное пособие / Д. А. Аширов. – Москва : Проспект, 2007. – 432 с. – Текст : непосредственный.
4. Боронова, Г. Х. Психология труда : конспект лекций / Г. Х. Боронова, Н. В. Прусова. – Москва : Эксмо, 2008. – 160 с. – Текст : непосредственный.
5. Манаев, С. В. Адаптация новых сотрудников: роли, функции, назначение / С. В. Манаев, Ю. Л. Горковенко. – Текст : непосредственный // Управление персоналом. – 2001. – № 11–12. – С. 57–58.

References

1. Ismagilova, D. F. & Nizamova, A. I. (2019). Ways to improve the process of adaptation of young employees. Sciff. Questions of students science, 12-1(40), pp. 300-303. (In Russian).
2. Kirillov, A. V. (2014). Tekhnologii upravleniya personalom i kon'yunktura. Socialnaya Politika i Sociologiya, (4), pp. 173-184. (In Russian).
3. Ashirov, D. A. (2007). Upravlenie personalom. Moscow, Prospect Publ., 432 p. (In Russian).
4. Boronova, G. Kh., & Prusova, N. V. (2008). Psikhologiya truda. Moscow, Eksmo Publ., 160 p. (In Russian).
5. Manaev, S. V., & Gorkovenko, Yu. L. (2001). Adaptatsiya novykh sotrudnikov: roli, funktsii, naznachenie. Upravleniye Personalom, (11-12), pp. 57-58. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Азат Тимерьянович Зарипов, доктор технических наук, первый заместитель директора института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В. Д. Шашина, г. Альметьевск

Олег Сергеевич Сотников, кандидат технических наук, начальник отдела исследования скважин, коллекторов и углеводородов (ИСКУ) института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В. Д. Шашина, г. Альметьевск

Иван Евгеньевич Белошапка, кандидат технических наук, заведующий лабораторией исследования ресурсов и свойств нефтей и газов (ИРЧСГ) отдела ИСКУ института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В. Д. Шашина, г. Альметьевск

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

Анна Эдиковна Федорова, научный сотрудник лаборатории ИРЧСГ отдела ИСКУ института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В. Д. Шашина, г. Альметьевск

Андрей Владиславович Федоров, инженер 2 категории отдела ЭЛИ института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В. Д. Шашина, г. Альметьевск, FedorovAndreyV@tatnipi.ru

Azat T. Zaripov, Doctor of Engineering, First Deputy Director, Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) of PJSC TATNEFT, Almetyevsk

Oleg S. Sotnikov, Candidate of Engineering, Head of Formation Evaluation and Well Test Department, Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) of PJSC TATNEFT, Almetyevsk

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

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

Anna E. Fedorova, Research, Oil and Gas Resources and Properties Research Laboratory, Formation Evaluation and Well Test Department, Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) of PJSC TATNEFT, Almetyevsk

Andrey V. Fedorov, Engineer, Experimental Laboratory Research Department, Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) of PJSC TATNEFT, Almetyevsk, FedorovAndreyV@tatnipi.ru

Статья поступила в редакцию 18.06.2024; одобрена после рецензирования 15.07.2024; принята к публикации 01.08.2024.

The article was submitted 18.06.2024; approved after reviewing 15.07.2024; accepted for publication 01.08.2024.

Правила подготовки рукописи

1. К предоставляемой рукописи должны быть приложены следующие документы:
 - сопроводительное письмо руководства организации, откуда исходит рукопись; рекомендация соответствующей кафедры вуза (заверенная выписка из протокола заседания кафедры);
 - экспертное заключение организации, откуда исходит рукопись, о возможности открытого опубликования;
 - заявление автора о публикации произведения и передаче исключительных прав на него редакции журнала;
 - сопроводительное письмо автора на имя главного редактора журнала, подтверждающее, что статья нигде ранее не была опубликована.
2. В целях обеспечения качества публикуемых материалов и соблюдения авторских прав все поступающие в редакцию журнала рукописи проходят проверку на наличие заимствований и только после этого направляются на рецензирование. Статьи, содержащие менее 75 % оригинального текста, в журнале не публикуются.
3. Все поступающие в редакцию рукописи, соответствующие тематике журнала, проходят процедуру рецензирования с целью их экспертной оценки. Рецензенты являются признанными специалистами по тематике рецензируемых материалов. Рецензии хранятся в редакции в течение 5 лет.
4. **Технические требования к тексту.** Материалы поступают в редакцию через сайт журнала (tumng.tyuiu.ru) и могут дублироваться по электронной почте (shuvaevanv@tyuiu.ru). Рукопись предоставляется в виде файла, набранного с использованием редактора Microsoft Word.
 - Поля: верхнее — 2,8 см; нижнее — 5,07 см; левое — 4,2 см; правое — 4,2 см; переплет — 0. От края до колонтитула: верхнего — 1,25 см; нижнего — 4,1 см. Размер шрифта — 11 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 выполняются на компьютере и вставляются в файл статьи после указания на них в тексте. Рисунки должны быть четкими, контрастными, с хорошей проработкой деталей. Подрисуночные подписи обязательны. Желательно дополнительно отправить рисунки отдельным файлом. 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 русском и английском 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 русском и английском языках;
- финансирование и благодарности (опционально) — блок может включать информацию о грантовой поддержке, при которой было реализовано исследование, а также содержать благодарности в адрес других ученых и/или предприятий, оказавших содействие в реализации исследования.
- информация об авторах (полные Ф.И.О., должность, ученая степень, звание, место работы, e-mail, ORCID (при наличии)) — на русском и английском языках.

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

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

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

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

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

• **Обсуждение.** Содержит интерпретацию полученных результатов исследования, включая соответствие полученных результатов гипотезе исследования;

ограничения исследования и обобщения его результатов; предложения по практическому применению; предложения по направлению будущих исследований.

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

- **Список источников.** Авторы несут ответственность за достоверность каждой ссылки. Все источники должны быть последовательно пронумерованы. Ссылки на литературу заключаются в квадратные скобки (например, «как описано в [9, 10]»). Список источников должен быть представлен на русском (Список источников, оформляется согласно ГОСТ Р 7.0.100–2018) и английском (References, оформляется в соответствии с APA 6th Edition) языках. Список источников и References необходимо разделить на две независимые части, расположенные друг под другом.

Ссылаться нужно в первую очередь на «авторизованные источники» — книги, статьи в журналах, сборников докладов конференций. Допускается упоминание диссертаций и патентов. Состав источников должен быть актуальным. Нормативно-техническую документацию (ГОСТ, СНиП, СанПиН и пр.), а также различные отчеты и карты следует оформлять как постраничные сноски согласно ГОСТ Р 7.0.5–2008.

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

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

11. Редакция направляет копии рецензий в ВАК Минобрнауки России при поступлении в редакцию соответствующего запроса.

12. Плата за опубликование рукописей не взимается.

**Перепечатка материалов или их фрагментов возможны
только с письменного разрешения редакции.
Ссылка на научно-технический журнал
«ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ»
обязательна!**

Manuscripts presentation requirements

1. The manuscript presented to the editorial staff must have:
 - a cover letter from the management of organization, from where the manuscript comes; a recommendation from the relevant department of the higher education institution (a certified abstract of minutes of the department meeting);
 - an expert judgment about a possibility of publication in the open press (it is issued in the organization, from where the manuscript comes);
 - the author's statement about the publication of the work and the transfer of exclusive rights to the editorial office of the journal;
 - an accompanying letter from the author to the editor-in-chief of the journal, where it is confirmed that the article has not published anywhere before.
2. In order to ensure the quality of published materials and the observance of copyrights, all manuscripts entering the editorial staff are checked for matching content and only then they are sent for review. Articles containing less than 75 % of the original text are not published in the journal.
3. All manuscripts coming to the editorial staff and corresponding to the subject area go through the reviewing procedure for their evaluation by experts. All reviewers are respected specialists in the subject matter of the materials to be reviewed. The reviews are stored at the editorial staff during 5 years.
4. **Technical requirements.** Authors have to send manuscripts to the editorial staff through the journal's website (tumng.tyuiu.ru); they can also duplicate documents, which are submitted for publication, through e-mail (shuvaevanv@tyuiu.ru).
 - Margins: top — 2.8 cm; bottom — 5.07 cm; left — 4.2 cm; right — 4.2 cm; cover — 0. From the edge to the headline: top — 1.25 cm; bottom — 4.1 cm. Font size — 11 pt (Times New Roman), interline interval — 1. Paragraph indentation — 0.5 cm.
 - The input of formulas and symbols used in the text is to be made only in Math Type or Microsoft Equation formulas editor. Type style of the formulas has to be close to Times New Roman. Symbols in the article's formulas are typed: large symbol — 12 pt; small symbol — 8 pt; large index — 8 pt; small index — 7 pt.
 - Figures are carried out on computer and are inserted into article file after the reference in the text. They must be clean, clear and accurate. Captions are necessary. It is advisable to send figures in a separate file. In tables all names are put down in full, without abbreviation of words. The illustrative materials (tables and figures) should not exceed $\frac{1}{3}$ of the total volume of the manuscript.
5. To apply the physical quantities in accordance with the International System of Units. Usage of abbreviations in the article is not allowed without deciphering. Narrow special scientific terms should also be deciphered. The information given in the article must contain the necessary minimum of formulas.
6. If the author directs more than one article for publication, each article and information to it should be presented separately.
7. The presented manuscript contains:
 - The UDC code, the title of the article (10-12 words), author's name and surname, the name of organization, from where the manuscript comes.

- **Keywords** (no more than 10 words or 3-4 sentences on the topic of the article; they reflect the specifics of the topic, the object and the results of the research) — in Russian and English.

- **The abstract** (120 to 250 words). It includes the background of the research; a brief summary of the objectives of the article; a key method that identifies the problem presented; a summary of the main findings and practical relevance of the article — in Russian and English.

- **Funding and Acknowledgements** (optional section). It may include information about the grant under which the research was carried out, and acknowledgement of other scientists and/or companies that helped to carry out the study.

- **Information about the authors** (author's name and surname; the position and academic title of the author; the name of organization, where he works; e-mail; ORCID (if available)) — in Russian and in English.

8. **The article's structure** should contain the following headings (according to the IMRAD standard): Introduction; Methods; Experiment; Results and Discussion; Discussion; Conclusion; Acknowledgment; References. The volume of the article (excluding tables, graphics, and references) is 5-10 pages.

- **Introduction.** It contains the relevance of the research topic, a review of the literature on the topic, the formulation of the problem, the goal and objectives.

- **Methods.** It contains a detailed description of methods and schemes of experiments/observations that allow reproducing their results, using only the text of the article; materials, instruments, equipment and other conditions for conducting experiments/observations.

- **Experiment.** An optional section. It can include detailed information on the stages of the experiment, including graphic materials for the most complete disclosure of the methodology and conditions for conducting the experiments.

- **Results and Discussion.** The results should preferably be presented in the form of tables, graphs and other visual forms. This section includes analysis of the results obtained, their interpretation and comparison with the results of other authors.

- **Discussion.** It contains interpretation of the obtained research results, including the correspondence of the results to the hypothesis of the study; the limitations of research and the generalization of its results; proposals for practical application; proposals for the direction of future researches.

- **Conclusion.** It contains conclusions summarizing the main scientific results of the article. Conclusions should logically correspond to the tasks set at the beginning of the article, contain brief summaries of the sections of the article without repeating the formulations given in them.

- **References.** The authors are responsible for the accuracy of each link. All references must be numbered consecutively. References should be enclosed in square brackets (e.g. "as mentioned in [9, 10]"). References should be submitted in Russian (they must be arranged in accordance with GOST R 7.0.100-2018) and English (they must be arranged in accordance with ARA 6th Edition). Both versions of references should be divided into two independent parts, which are located under each other.

Authors should refer primarily to "authorised sources", i.e. books, journal articles, collections of conference proceedings. Mention of dissertations and patents is allowed. The sources must be up-to-date. Normative and technical documentation (GOST, SNiP, SanPiN, etc.), as well as various reports and maps, should be prepared as page footnotes in accordance with GOST R 7.0.5-2008.

9. The editorial staff has a right to make reductions and editorial changes of the manuscript's text.

10. The article proofreading for nonresident authors is not provided. Manuscripts that do not meet the above requirements will not be considered and will not be returned to the authors.

11. The editorial staff submits the copies of the reviews to the Higher Certifying Commission of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation on receipt of the corresponding inquiry.

12. The payment for publication of manuscripts is not collected.

**Reprinting or fragments thereof may be only with the written
permission of the publisher.**

**Reference to the scientific and technical journal
"OIL AND GAS STUDIES" is obligatory!**

На научно-технический журнал

«Известия высших учебных заведений. Нефть и газ»

(подписной индекс: 73837)

можно оформить **П О Д П И С К У** на сайте Объединенного каталога

«Пресса России»:

<https://www.pressa-rf.ru/cat/1/edition/t73837/>,

а также можно подписаться через интернет-магазин

«Пресса по подписке»:

https://www.akc.ru/itm/izvestiy_a-vy_iss_hih-uc_hebny_ih-zavedeniy-neft-i-gaz/

Редактор — В. И. Карашлийска
Редактор, дизайнер — Н. В. Шуваева

Тираж 500 экз. Заказ № 2992.
Дата выхода в свет 24.02.25. Формат 70x108/16.
Уч.-изд. л. 7,01. Усл. печ. л. 11,2.

Распространяется по подписке. Цена свободная.

Центр развития публикационной активности федерального государственного бюджетного
образовательного учреждения высшего
образования «Тюменский индустриальный университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.
Типография библиотечно-издательского комплекса. 625027,
Тюмень, ул. Киевская, 52.

Editor — Valeriya I. Karashliyska
Editor, designer — Natalya V. Shuvaeva

Number of copies 500. Order No 2992.
Date of publishing 24.02.25. Sheet size 70x108/16.
Published sheets 7,01. Conventional printed sheets 11,2.
Distributed by subscription. Free price.
Center for the development of publication activity. Industrial University of Tyumen.
625000, Tyumen, 38 Volodarskogo St.
Printing house of the library and publishing complex.
625027, Tyumen, 52 Kievskaya St.