

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

5 (167)
Сентябрь — октябрь 2024

5 (167)
September — October 2024

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 науки и высшего
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
Алметьевский государственный
технологический университет
«Высшая школа нефти»

Редакция

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

The Journal Founders

Ministry of Science and Higher 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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

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

Агзамов Аваз Хамидиллаевич, д. т. н., член Академии наук «Түрон», 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 Ерсан Валитханович, д. ф.-м. н., профессор, член-корреспондент Национальной академии наук Республики Казахстан, ректор, Атырауский инженерно-гуманитарный институт, г. Атырау (Республика Казахстан)

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 «ЗапСибНИИГГ», г. Тюмень

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

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

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

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

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

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

Сух Петр Павел, PhD, профессор, заместитель директора по поискам углеводородов Института Нефти и 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)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Бембель С. Р., Бембель Р. М., Карпов Д. О. Перспективы открытия и вовлечения в разработку продуктивных интервалов доюрского комплекса Западной Сибири	11
Делиу Е. А. Перспективы раннеюрских отложений в пределах Хапчагайского мегавала Вилюйской синеклизы	23
Имамов Р. Р. Геолого-геохимические аспекты моделирования углеводородных систем	34
Русакова Ю. О., Плавник А. Г., Вашурина М. В., Ковяткина Л. А., Храмцова А. Л., Шешуков С. А. Основные закономерности пространственно-временного состояния химического состава подземных вод олигоценового водоносного горизонта в Шаимском нефтегазоносном районе	46
Хорольская М. С., Хорольский Г. О. Анализ изменения смачиваемости горных пород при разных состояниях образцов керна	64

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Русанов А. С., Стрекалов А. В., Романов А. С., Рейтблат Е. А., Москалец М. Ю., Карп А. Н., Глумов Д. Н. Закачка углекислого газа в ачимовские пласты по технологии реинжекции на примере пластов АчЗ-4 Ново-Уренгойского участка Уренгойского месторождения	80
---	----

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Чупров И. Ф., Пармузина М. С., Лютоев А. А. Моделирование динамики давления в газопроводе с путевым отбором	104
---	-----

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, АВТОМАТИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Вокина В. Р., Авдюков А. С., Лесив А. А., Крупкин И. А., Емельянов А. Н.
**Решение задачи динамической интерпретации сейсмических данных
при помощи методов машинного обучения** 117

Пономарев Р. Ю., Лещенко А. А., Зиязев Р. Р., Галиуллин М. М.,
Мигманов Р. Р., Ивлев М. И.
Интеллектуальная фильтрация промысловых данных добычи 132

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке) 148

Правила подготовки рукописи (на английском языке) 151

CONTENTS

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Bembel S. R., Bembel R. M., Karpov D. O. Prospects of productive strata of the pre-Jurassic complex of Western Siberia for the discovery and involvement in the development	11
Deliu E. A. Prospects of early Jurassic deposits within the Khapchagay megaswell of the Vilyuy syncline	23
Imamov R. R. Geological and geochemical aspects of modeling of hydrocarbon systems	34
Rusakova Yu. O., Plavnik A. G., Vashurina M. V., Kovjatkina L. A., Hramcova A. L., Sheshukov S. A. Main spatial-temporal regularities of the state of the chemical composition of groundwater of the oligocene aquifer in the Shaim oil and gas bearing area	46
Khorolskaya M. S., Khorolsky H. O. Analyzing the wettability changes of rocks in various states of core plugs	64

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

Rusanov A. S., Strekalov A. V., Romanov A. S., Reitlat E. A., Moskalets M. Y., Karp A. N., Glumov D. N. Carbon dioxide injection into the Achimov formations using reinjection technology by the example of Ach3-4 formation in the Novo-Urengoy area of the Urengoy field	80
--	----

DESIGNING, CONSTRUCTION AND OPERATION OF PIPELINE TRANSPORT SYSTEM

Chuprov I. F., Parmuzina M. S., Lyutov A. A. Modelling pressure dynamics in a gas pipeline with an in-line sampling	104
---	-----

INFORMATION TECHNOLOGIES, AUTOMATION AND MANAGEMENT IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

Vokina V. R., Avdyukov A. S., Lesiv A. A., Krupkin I. A., Emelyanov A. N.
**The solution of the task of dynamic interpretation of seismic data using
machine learning methods** 117

Ponomarev R. Y., Leshchenko A. A., Ziazev R. R., Galiullin M. M., Migmanov R. R.,
Ivlev M. I.
Intelligent filtering of field data 132

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian) 148

Manuscripts presentation requirements (In English) 151

УДК 550.8:553.98

DOI: 10.31 660 / 0445-0108-2024-5-11-22

**Перспективы открытия и вовлечения в разработку продуктивных
интервалов доюрского комплекса Западной Сибири**

С. Р. Бембель*, Р. М. Бембель, Д. О. Карпов

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**e-mail: bembel_gsr@mail.ru*

Аннотация. В статье рассмотрены перспективы поиска, прогноза и вовлечения в разработку продуктивных интервалов отложений доюрского комплекса Западной Сибири. В пределах доюрского комплекса выявлены некоторые особенности геологического строения триасовых вулканогенно-осадочных отложений и образований палеозойского фундамента.

В основе построения цифровых геологических моделей триасовых и палеозойских образований, принципиально отличающихся геометрией внутреннего строения открытых в них залежей углеводородов, находится информация 3D сейсмических исследований и ее интерпретация. В залежах триасовых и палеозойских отложений зафиксированы значительные отличия состава и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов пород, принципы создания структурных каркасов их цифровых моделей также отличаются. Данные 3D-сейсморазведки позволяют выполнить корреляцию триасовой толщи и выделить отдельные циклы, границы и геометрия которых используются при создании цифровых трехмерных геологических моделей. При создании моделей залежей углеводородов в палеозойских образованиях, приуроченных к выступам фундамента, на основании интерпретации материалов 3D-сейсморазведки и анализа сейсмических атрибутов, в комплексе с информацией по керну, петрофизике и опробованию скважин, выполняется прогноз развития участков и интервалов повышенной трещиноватости горных пород, являющихся основными интервалами притока в добывающих скважинах.

На примере отдельных разрабатываемых залежей, приуроченных к доюрскому комплексу на месторождениях Западной Сибири, показаны фактические результаты комплексирования геолого-геофизической информации с данными 3D-сейсморазведки, на основе которых выполнена не только оценка геологических запасов углеводородов, но и гидродинамические расчеты по восстановлению истории их разработки, а также рекомендованы местоположения для бурения скважин, их геометрия и интервалы испытаний.

Накопленный опыт разведки и разработки продуктивных залежей доюрского комплекса позволяет оценить геометрию и особенности целевых объектов в этом интервале, выбрать наиболее информативные методы их картирования и способы создания цифровых геологических моделей, являющихся основой проектирования их разработки.

Ключевые слова: геологическое строение, доюрский комплекс, триасовые отложения, образования палеозоя, разрывные нарушения, трещиноватость, нефтегазоносность, залежь, продуктивность, сейсморазведка

Для цитирования: Бембель, С. Р. Перспективы открытия и вовлечения в разработку продуктивных интервалов доюрского комплекса Западной Сибири / С. Р. Бембель, Р. М. Бембель, Д. О. Карпов. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-5-11-22 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 5. – С. 11–22.

**Prospects of productive strata of the pre-Jurassic complex of Western Siberia
for the discovery and involvement in the development**

Sergey R. Bembel*, Robert M. Bembel, Daniil O. Karpov

Abstract. The article discusses the prospects of productive strata of deposits of the pre-Jurassic complex of Western Siberia for searching, forecasting and involving in the development. Some features of the geological structure of Triassic volcanic-sedimentary deposits and formations of the Paleozoic basement have been identified within the pre-Jurassic complex. The construction of digital geological models of Triassic and Paleozoic formations, which are fundamentally different in the geometry of the internal structure of the hydrocarbon deposits discovered in them, is based on 3D seismic information and its interpretation. In deposits of Triassic and Paleozoic sediments, significant differences in the composition and filtration-capacitive properties of rock reservoirs have been recorded; the principles for creating the structural frameworks of their digital models are also different. 3D seismic data makes it possible to correlate the Triassic strata and identify individual cycles, the boundaries and geometry of which are used to create digital three-dimensional geological models. When creating models of hydrocarbon deposits in Paleozoic formations confined to basement high areas, based on the interpretation of 3D seismic survey materials and analysis of seismic attributes, in combination with information on core, petrophysics and well testing, a forecast is made for the development of areas and strata of increased fracturing of rocks, which are the main inflow strata in production wells. Using the example of individual developed deposits confined to the pre-Jurassic complex in the fields of Western Siberia, the actual results of integrating geological and geophysical information with 3D seismic data are shown. Based on these results not only an assessment of the geological reserves of hydrocarbons was carried out, but also hydrodynamic calculations were conducted to perform history matching, as well as recommendations were made for the locations for drilling wells, their geometry and test strata. The accumulated experience in exploration and development of productive deposits of the pre-Jurassic complex allows us to assess the geometry and features of objects of interest in this interval, select the most informative methods for their mapping and methods for creating digital geological models that are the basis for designing the development.

Keywords: geological structure, pre-Jurassic complex, Triassic deposits, Paleozoic formations, faults, fracturing, oil and gas potential, reservoir, productivity, seismic exploration

For citation: Bembel S. R., Bembel, R. M. Karpov D. O. (2024). Prospects of productive strata of the pre-Jurassic complex of Western Siberia for the discovery and involvement in the development. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 11-22. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-5-11-22

Введение

Интерес в отношении нижних этажей нефтегазоносности на территории Западной Сибири возрастает с каждым годом. Причиной этого является закономерное снижение текущих геологических запасов углеводородов (УВ) в юрско-нижнемеловом интервале геологического разреза. Ведь именно здесь были открыты и разрабатываются уже несколько десятилетий крупные и средние месторождения нефти и газа [1]. За этот период большинство залежей в нижнемеловом интервале геологического разреза значительно выработаны, а залежи юрской толщи отличаются низкими фильтрационно-емкостными характеристиками и поэтому в большей своей части отнесены к трудноизвлекаемым запасам.

Одна из актуальных задач по восполнению ресурсной базы Западно-Сибирского нефтегазового потенциала — разведка и вовлечение в разработку глубоко залегающих образований доюрского комплекса. В настоящий момент здесь пробурено более 5 000 скважин со вскрытием образований доюрского комплекса, представленных породами палеозойского фундамента и вулканогенно-осадочными породами триаса. При этом

открыто более 50 месторождений нефти и газа, выявлено больше 100 нефте- и газопроявлений [1].

Несмотря на открытие залежей УВ в доюрском комплексе Западной Сибири, степень их вовлечения в эксплуатацию и разработку не высокая. Причины этого связаны со сложным строением резервуара продуктивных залежей, введенных в разработку. Существующие подходы к прогнозу и моделированию фильтрационно-емкостных свойств залежей доюрского комплекса основаны на информации по данным геофизических исследований скважин и керновых исследований. Количество последних очень ограничено в связи со свойствами существенно трещиноватых образцов доюрского комплекса, что затрудняет их отбор.

Кроме этих ограниченных данных наиболее важную информацию о строении и свойствах образований и потенциальных залежей доюрского комплекса могут представлять материалы специальной обработки и интерпретации 3D сейсморазведочных работ [2, 3, 4], благодаря которым на сегодня существуют примеры их эффективного использования на отдельных месторождениях Западной Сибири [2, 5].

Объект и методика исследований

Объектом исследования выступают образования доюрского комплекса Западной Сибири. Опыт разведки и открытия залежей нефти и газа здесь длится с 1950-х годов по настоящее время. Первое газовое месторождение, связанное с образованиями фундамента, было открыто еще в 1953 году в Берёзово. Однако до сих пор у некоторых геологов есть мнение, что залежь газа приурочена к осадочному чехлу.

Дальнейшие геологоразведочные работы, выполненные на территории Западной Сибири, подтвердили перспективы нефтегазоносности образований доюрского комплекса [1]. Начиная с открытия в 1960-х годах залежей нефти и газа в Берёзовском и Шаимском нефтегазоносных районах, на территории только Ханты-Мансийского автономного округа — Югры (ХМАО-Югра) к настоящему времени открыто более 159 залежей нефти и газа.

На подготовленных к разработке залежах УВ в доюрском комплексе кроме выполнения достоверной оценки геологических запасов необходимо построение цифровых геологических моделей, которые являются основой проектирования разработки, проведения гидродинамических расчетов и обоснования размещения эксплуатационных скважин. В этом случае следует предварительно определиться с концептуальной геологической моделью залежей и резервуаров. С этой точки зрения, разведываемые и открытые залежи УВ в доюрском комплексе Среднего Приобья Западной Сибири можно условно разделить на две категории. К первой категории относятся залежи, приуроченные к триасовым вулканогенно-осадочным отложениям, ко второй — связанные с локальными выступами палеозойских образований, перекрываемые отложениями тюменской свиты [6, 7].

Кроме существенных отличий в составе и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов пород, слагающих эти категории, которые служат основой построения литологических моделей залежей и распределения ФЕС, в первую очередь необходимо уточнение принципов создания структурного каркаса цифровых моделей, определяемого геометрией этих разных по возрасту и условиям формирования образований.

Например, в пределах уникального Рогожниковского нефтяного месторождения (восточная часть Красноленинского свода) с 2005 года разрабатываются сложнопостроенные залежи нефти в триасовых отложениях, этаж нефтеносности которых оценивается выше 300 метров [4]. Большая часть притоков нефти связана при этом с эффузивными породами.

С точки зрения геометризации *залежей триасовых отложений*, вскрытых в верхней части поисково-разведочными и эксплуатационными скважинами, важную информацию в определении структурного каркаса геологической модели залежей Рогожниковского месторождения содержат материалы 3D сейсмических работ. Так, на временном сейсмическом разрезе (рис. 1) через заполненную вулканогенно-осадочными осадками грабенообразную впадину прекрасно прослеживаются наклонные оси синфазности ниже отражающего горизонта (ОГ) А (кровля доюрского комплекса), выклинивающиеся на его кровлю. По мнению некоторых геологов [4, 8], наблюдаемая волновая картина (рис. 1) соответствует толще переслаивания вулканогенных и вулканогенно-обломочных пород кислого состава [4], образовавшихся в результате серии извержений. Сейсмические материалы позволили выполнить корреляцию триасовой толщи и разбить ее на несколько циклов (рис. 1), границы и геометрия которых были использованы при создании структурного каркаса и распределении ФЕС при создании цифровой трехмерной геологической модели залежей доюрского комплекса.

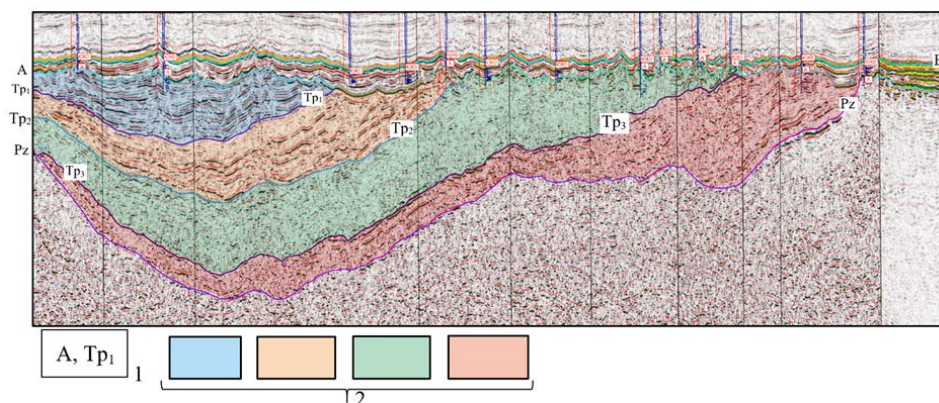


Рис. 1. Фрагмент временного сейсмического разреза через триасовый «грабен» в районе восточной части Красноленинского свода:

1 — индексы отражающих горизонтов; 2 — предполагаемые циклы развития вулканогенно-осадочных пород отложений триаса

Залежи УВ, связанные с выступами *палеозойских образований* (например, на Северо-Варьёганском, Калиновом, Урманском, Малоичском и других месторождениях Западной Сибири), существенно отличаются своим глубинным строением и характером сейсмического волнового поля доюрского комплекса [4, 8], что требует дополнительных изысканий в поисках взаимосвязей с их продуктивностью и оценке запасов.

В отличие от сейсмического образа вулканогенно-осадочных толщ триаса в интервале палеозойских образований ниже ОГ А практически отсутствуют отражающие горизонты на временных сейсмических разрезах.

Ниже представлен временной разрез (рис. 2), характерный для демонстрации проявления в сейсмическом волновом поле локальных выступов палеозойского фундамента. Участок с выявленными залежами нефти расположен на одном из нефтяных месторождений в западной части ХМАО-Югры. Образования доюрского комплекса представлены здесь кристаллическими породами палеозойского фундамента и коры выветривания.

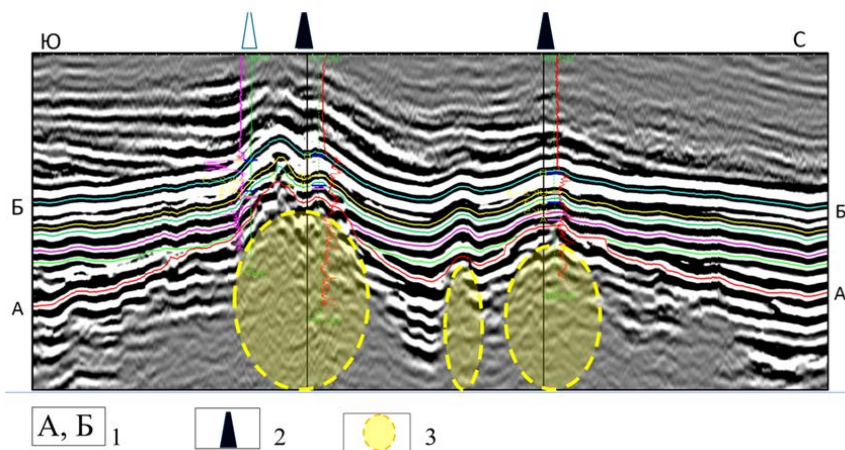


Рис. 2. Фрагмент временного сейсмического разреза через локальные выступы доюрского основания с выявленными залежами нефти

1 — индексы отражающих горизонтов; 2 — местоположение продуктивных скважин; 3 — участки с распространением трещиноватых интервалов горных пород в верхней части доюрского комплекса

Характерной особенностью резервуаров верхней части палеозойских образований, в пределах которых разрабатываются залежи УВ как в Западной Сибири, так и в целом по всему миру является приуроченность работы скважин в основном в трещиноватых интервалах разреза [2, 5]. Опыт геологоразведочных работ и геофизических исследований показал, что участки повышенной трещиноватости горных пород как в плане, так и в разрезе взаимосвязаны с наиболее геодинамически активными зонами земной коры, к которым относятся диапироподобные и ярко выраженные локальные поднятия, выступы и разрывные нарушения [9].

Прогноз участков повышенной трещиноватости горных пород как потенциально продуктивных интервалов основан на комплексном анализе материалов 3D-сейсморазведки с данными керновых, петрофизических исследований, опробования и динамики работы эксплуатационных скважин [5]. Ведущая роль в прогнозе продуктивности палеозойских залежей УВ принадлежит 3D сейсморазведочной информации и ее интерпретации [2, 6].

Экспериментальная часть

С точки зрения создания и прогноза продуктивности интервалов доюрского комплекса наиболее актуальна на сегодня задача построения цифровых геологических моделей залежей, приуроченных к выступам палеозойских образований. Связано это с тем, что, по сравнению с геологическими моделями залежей в триасовых отложениях, где по данным сейсмических исследований реально выполнить достоверный прогноз геометрических особенностей внутренних границ и распределения ФЕС, задача прогноза ФЕС и внутренней геометрии палеозойских резервуаров до сих пор остается нетривиальной [5].

Как было сказано выше, основными продуктивными интервалами верхней части палеозойского фундамента являются трещиноватые интервалы, прогноз которых является необходимым условием для создания достоверных геологических моделей залежей УВ при проектировании размещения скважин и планировании геолого-технических мероприятий (ГТМ) по выработке запасов [5, 6]. В связи с этим создаваемые цифровые геолого-гидродинамические модели таких объектов в настоящее время представляются моделями с двойной пористостью / проницаемостью [5], где кроме выделения участков развития трещиноватых горных пород необходимо выполнить прогноз параметров трещиноватости [5, 10]. Пример использования методов двойной среды и распределения разных типов коллектора при моделировании разрабатываемой нефтяной залежи в палеозойских образованиях фундамента представлен на рисунке 3.

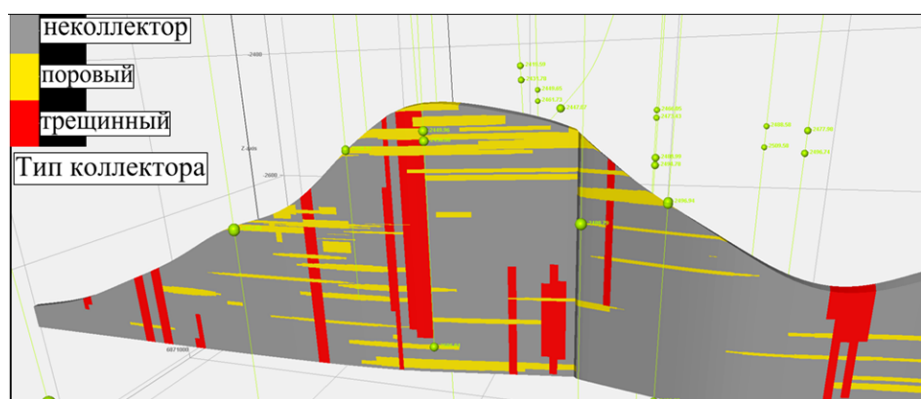


Рис. 3. Один из вариантов распределения проницаемых интервалов в верхней части палеозойских образований: желтый цвет — с матричной пористостью; красный цвет — с трещиноватостью

Практическое использование результатов комплексного анализа материалов исследований керна, петрофизических, промысловых и сейсмических данных позволяет создавать достаточно достоверные цифровые геологические модели для выполнения оценки геологических запасов УВ, а также проведения гидродинамических расчетов по восстановлению истории уже разрабатываемых залежей [2, 5].

На основе опыта выполненных работ по анализу интерпретации данных опробования поисково-разведочных и эксплуатационных скважин в интервале верхней части палеозойских образований на одном из месторождений Краснотеневского свода Западной Сибири с данными атрибутивных расчетов материалов 3D-сейсморазведки [2, 5] авторами были получены интересные результаты, позволяющие выполнить прогноз распределения продуктивных интервалов как по площади участка, так и в разрезе. Таким образом, полученные результаты позволили выделить особенности распределения продуктивных интервалов палеозойских образований с глубиной до 300 м от кровли доюрского комплекса (рис. 4).

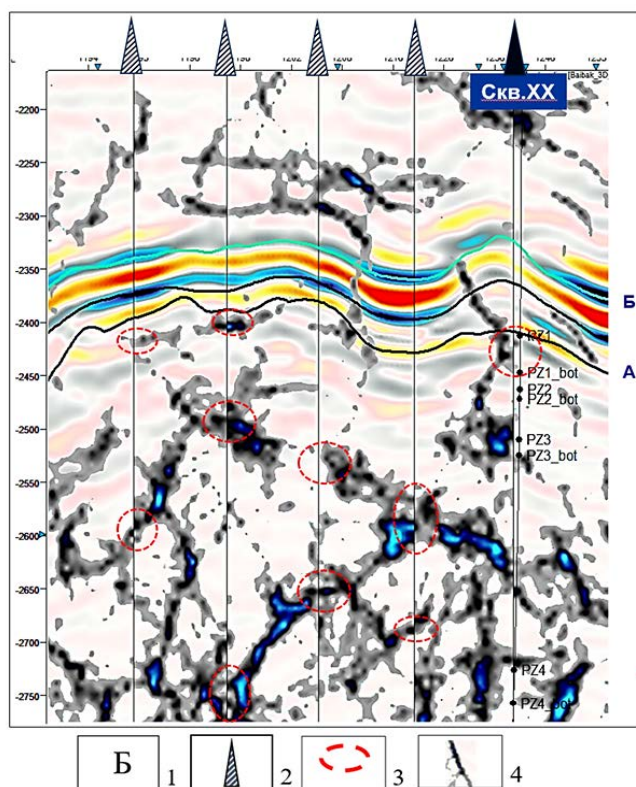


Рис. 4. Фрагмент разреза куба сейсмических атрибутов с проектным положением вскрытия объекта PZ: 1 — индекс отражающего горизонта; 2 — положение проектных скважин; 3 — фактический интервал притока УВ в пробуренной скважине XX и прогнозный интервал в проектных скважинах; 4 — вероятные флюидоподводящие разломы (каналы)

Выявленные аномалии в разрезе куба сейсмических атрибутов являются перспективными с точки зрения проектирования размещения эксплуатационного фонда скважин и уточнения их проектной глубины, геометрии и интервалов перфорации для вовлечения в разработку этого достаточно сложного и трудно прогнозируемого продуктивного на нефть и газ резервуара палеозойского фундамента. Сопоставление аномалий сейсмических атрибутов как в плане, так и в интервалах перфорации уже пробуренных скважин подтверждают выявленные взаимосвязи продуктивности палеозойских образований с прогнозными участками повышенной трещиноватости горных пород, а также вероятными каналами глубинной миграции УВ [9, 11].

Результаты и обсуждение

Поиск, разведку и выделение продуктивных интервалов в отложениях доюрского комплекса предлагается выполнять по результатам комплексирования геолого-геофизической информации, содержащей сведения о литолого-стратиграфическом расчленении разреза и корреляции разрезов скважин с полным комплексом каротажа, об особенностях изменения ФЕС, петрофизических и геофизических данных, опробованиях и динамике работы поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, интерпретации материалов специальной обработки сейсмических 3D-исследований.

Подходы к геометризации и созданию цифровых геолого-гидродинамических моделей залежей в триасовых вулканогенно-осадочных отложениях и метаморфических образованиях палеозойского фундамента имеют существенное различие. Однако основными факторами, влияющими на локализацию и формирование продуктивных интервалов и залежей, служат активные геодинамические процессы, выраженные в зафиксированных разрывных нарушениях и сопутствующих им зонам дробления и трещиноватости горных пород [12].

Продуктивные на нефть и газ залежи (участки) и интервалы верхней части палеозойских образований, зафиксированные на отдельных залежах и месторождениях Западной Сибири, достаточно уверенно выделяются с использованием материалов 3D-сейсморазведки, что позволяет эффективно применять получаемые сведения об особенностях геологического строения доюрских образований при их разбуривании и вовлечении в разработку [5].

В некоторых добывающих скважинах, находящихся в эксплуатации на объектах палеозойских образований, отмечается резкая изменчивость динамики их работы, что, по всей вероятности, указывает на взаимосвязь с субвертикальными каналами повышенной трещиноватости горных пород, по которым идет поступление флюидов. Некоторыми геологами такие залежи принято называть «жилыми» [13].

Выводы

Открытие и вовлечение в разработку продуктивных интервалов нижних этажей геологического разреза Западной Сибири, относящихся

к доюрскому комплексу, требуют не только проведения дополнительных геологоразведочных работ и геофизических исследований различного направления, но и перехода концептуальных представлений о формировании ловушек, залежей и месторождений нефти и газа на принципиально иные идеи, связанные с концепцией дегазации и глубинной нефти. Эффективность работ по разведке и разработке сложнопостроенных залежей определяется полнотой геолого-геофизической информации, на основе которой формируются геологические представления о концептуальной модели, и происходит создание цифровой геологической модели залежей и месторождений нефти и газа.

Накопленный опыт разведки и разработки продуктивных залежей доюрского комплекса позволяет оценить геометрию и особенности целевых объектов в этом интервале, выбрать наиболее информативные методы их картирования и способы создания цифровых геологических моделей, являющихся основой проектирования их разработки.

Поиск участков повышенной продуктивности интервалов в палеозойском фундаменте, прогноз и уточнение их положения на основе комплексного анализа геолого-геофизической информации с обязательным привлечением атрибутного анализа материалов 3D-сейсморазведки позволяют в настоящее время подбирать набор геолого-технических мероприятий по выработке запасов УВ на разрабатываемых залежах этого интервала геологического разреза.

Список источников

1. Проблемы поиска и разведки промышленных скоплений нефти и газа в трещинно-кавернозных массивных породах доюрского комплекса Западной Сибири / В. Л. Шустер, С. А. Пуанова, А. В. Самойлова, В. Б. Левянт. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2011. – № 2. – С. 26–33.
2. Бембель, С. Р. Перспективы нефтегазоносности доюрских отложений на примере одного из месторождений Красноленинского свода / С. Р. Бембель, А. И. Цепляева. – Текст : непосредственный // Геокрым-2015. Проблемы нефтегазовой геологии и геофизики. Материалы V международной научно-практической конференции ЕАГО, 18–22 мая 2015 г. – Тверь : Герс, 2015. – С. 283–285.
3. Хромова, И. Ю. Миграция дуплексных волн – метод картирования трещиноватых зон тектонического генезиса / И. Ю. Хромова. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2008. – № 3. – С. 37–47.
4. Строение и прогноз коллекторов доюрского комплекса на одном из участков Елизаровского прогиба Фроловской мегавпадины по данным сейсморазведки 3D в условиях отсутствия скважинной информации / А. И. Хисамутдинова, П. А. Алексеева, А. Ф. Романчук [и др.]. – DOI 10.17353/2070-5379/38_2021. – Текст : электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021. – Т. 16, № 4. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/2021/38_2021.html

5. Бембель, С. Р. Петрофизическая интерпретация геофизических исследований скважин и геологическая модель объекта, сложенного метаморфическими породами / С. Р. Бембель, В. А. Ефимов. – Текст : непосредственный // Петрофизика сложных коллекторов : проблемы и перспективы 2015 : сборник статей / сост. Б. Н. Еникеев. – Москва : ЕАГЕ Геомодель, 2015. – С. 96–116.
6. Бембель, С. Р. Геологические модели и перспективы нефтегазоносности территории восточной части Красноленинского свода / С. Р. Бембель. – DOI 10.24887/0028-2448-2022-11-74-78. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 11. – С. 74–78.
7. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доюрских отложений центральной части Западно-Сибирской плиты / А. В. Тугарева, Г. А. Чернова, Н. П. Яковлева, М. Л. Мороз. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 5. – С. 58–66.
8. Строение и стратификация триас-юрских образований севера Западной Сибири / А. А. Нежданов, В. В. Огибенин, М. В. Мельникова, А. С. Смирнов. – Текст : непосредственный // ROGTEC. – 2014. – № 8. – С. 62–69.
9. Бембель, С. Р. Разведка локальных залежей углеводородов на основе их взаимосвязи с геодинамикой среды в Среднем Приобье / С. Р. Бембель. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 90–94.
10. Белоновская, Л. Г. Трещиноватость горных пород и разработанные во ВНИГРИ основы поисков трещинных коллекторов нефти и газа / Л. Г. Белоновская. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2006. – № 1. – С. 1–11.
11. Валяев, Б. М. Проблема генезиса нефтегазовых месторождений : теоретические аспекты и практическая значимость / Б. М. Валяев. – Текст : непосредственный // Генезис углеводородных флюидов и месторождений / отв. ред. А. Н. Дмитриевский, Б. М. Валяев. – Москва : ГЕОС, 2006. – С. 14–22. – Текст : непосредственный.
12. Моделирование геологического строения и механизмов формирования и размещения скоплений нефти и газа в доюрских комплексах Западной Сибири / А. Н. Дмитриевский, В. Л. Шустер, С. А. Пуланова, А. В. Самойлова. – Текст : электронный // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. – 2012. – № 2 (6). – URL: http://oilgasjournal.ru/vol_6/dmitrievsky.html.
13. Попков, В. И. Жильные залежи углеводородов: условия формирования и методика поисков и разведки / В. И. Попков // Генезис углеводородных флюидов и месторождений / отв. ред. А. Н. Дмитриевский, Б. М. Валяев. – Москва : ГЕОС, 2006. – С. 277–285. – Текст : непосредственный.

References

1. Shuster, V. L., Punanova, S. A., Samoilova, A. V., & Leviant, V. B. (2011). Problems of searching and exploring for commercial oil and gas accumulations in fracture-cavernous massive rocks of Pre-jurassic complex of West Siberia. *Geologiya nefti i gaza*, (2), pp. 26-33. (In Russian).
2. Bembel', S. R., Ceplyaeva, S. R. (2015). Perspektivy neftegazonosnosti doyrskikh otlozhenij na primere odnogo iz mestorozhdenij Krasnoleninskogo svoda. "Geokrym-2015. Problemy neftegazovoj geologii i geofiziki". Materialy V mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii EAGO. Tver', Gers Publ., pp. 283-285. (In Russian).

3. Khromova, I. Yu. (2008). Migration of duplex waves-a method for mapping of fracture zones of tectonic genesis. *Geologiya nefi i gaza*, (3), pp. 37-47. (In Russian).
4. Khisamutdinova, A. I., Alekseeva, P. A., Romanchuk, A. F., Miroshnichenko, D. E., & Kerusov, I. N. (2021). The structure and characteristics forecast of the pre-jurassic's reservoir rocks on one of studied area of the Elizarov trough of the Frolov megadepression according to 3D seismic data in the absence of borehole information. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 16 (4). (In Russian). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2021/38_2021.html
5. Bembel', S. R., Efimov, V. A. (2015). Petrophysical interpretation of well logging and geological model of the object, comprised of metamorphic rocks. Moscow, EAGE Geomodel' Publ., pp. 96-116. (In Russian).
6. Bembel', S. R. (2022). Geologicheskie modeli i perspektivy neftegazonosti territorii vostochnoj chasti Krasnoleninskogo svoda. *Neftyanoe hozyajstvo*, (11), pp. 74-78. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2022-11-74-78
7. Tugareva, A. V., Chernova, G. A., Yakovleva, N. P., & Moroz, M. L. (2017). Geological structure and oil and gas potential of the pre-jurassic deposits of the central part of the West Siberian plate. *Oil and gas studies*, (5), pp. 58-66. (In Russian).
8. Nezhdanov, A. A., Ogibenin, V. V., Mel'nikova, M. V., & Smirnov, A. S. (2014). Stroenie i stratifikaciya trias-yurskih obrazovaniy severa Zapadnoj Sibiri. *ROGTEC*, (8), pp. 62-69. (In Russian).
9. Bembel', S. R. (2013). Exploration of local hydrocarbons deposits based on their relationship to the geodynamics in the Middle Ob. *Neftyanoe hozyajstvo*, (12), pp. 90-94. (In Russian).
10. Belonovskaya, L. G. (2006). Treshchinovatost' gornyh porod i razrabotannye vo VNIGRI osnovy poiskov treshchinnyh kollektorov nefi i gaza. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, (1), pp. 1-11. (In Russian).
11. Valyaev, B. M. (2006). Problema genezisa neftegazovyh mestorozhdenij: teoreticheskie aspekty i prakticheskaya znachimost'. *Genezis uglevodorodnyh flyuidov i mestorozhdenij*. Moscow, GEOS Publ., pp. 14-22. (In Russian).
12. Dmitrievskij, A. N., Shuster, V. L., Punanova, S. A., & Samojlova, A.V. (2012). Modeling of geological structure and mechanism of forming oil and gas pools in pre-jurassic deposits of West Siberia. *Georesursy. Geoenergetika. Geopolitika*, 2 (6). (In Russian). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2021/38_2021.html
13. Popkov, V. I. (2006). Zhil'nye zalezhi uglevodorodov: usloviya formirovaniya i metodika poiskov i razvedki. *Genezis uglevodorodnyh flyuidov i mestorozhdenij*. Moscow, GEOS Publ., pp. 277-285. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Бембель Сергей Робертович, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, bembel_gsr@mail.ru	Sergey R. Bembel, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, bembel_gsr@mail.ru
---	---

Бембель Роберт Михайлович,
доктор геолого-минералогических наук,
консультант кафедры прикладной гео-
физики, Тюменский индустриальный
университет, г. Тюмень,

Карпов Даниил Олегович, аспи-
рант кафедры геологии месторожде-
ний нефти и газа, Тюменский инду-
стриальный университет, г. Тюмень

Robert M. Bembel, Doctor of Geol-
ogy and Mineralogy, Consultant at the De-
partment of applied Geophysics, Industrial
University of Tyumen,

Daniil O. Karpov, graduate student
at the Department of Geology of Oil and
Gas Fields, Industrial University of Tyu-
men

Статья поступила в редакцию 20.07.2024; одобрена после рецензирования
11.09.2024; принята к публикации 22.09.2024.

The article was submitted 20.07.2024; approved after reviewing 11.09.2024;
accepted for publication 22.09.2024.

УДК 550.812.12

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-5-23-33

Перспективы раннеюрских отложений в пределах Хапчагайского мегавала Вилуйской синеклизы

Е. А. Делиу

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Тюмень, Россия

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

e_deliu@vniigaz.gazprom.ru

Аннотация. Изучение терригенных юрских отложений Вилуйской синеклизы в настоящее время является актуальной задачей, так как месторождения, расположенные в районе исследования, содержат запасы газа с небольшими глубинами залегания и были открыты в антиклинальных ловушках в 60-е годы прошлого столетия. Возобновление геологоразведочных работ в этом регионе привело к появлению новой геолого-геофизической информации. Цель исследования — выбор поисковых критериев для локализации объектов поиска и разведки залежей углеводородов на изучаемой территории. На основе сейсморазведки, которая служит ведущим методом исследования, проводится анализ особенностей формирования и размещения залежей углеводородных газов в раннеюрском стратиграфическом комплексе Вилуйской нефтегазоносной области, на примере месторождения Хапчагайского мегавала. В результате исследования установлено, что Неджелинское локальное поднятие — инверсионная структура. В кровле продуктивных нижнеюрских отложений кызылсырской свиты в центральном блоке отмечается динамическая аномалия типа «яркое пятно». Разница в флюидном насыщении углеводородами западной и восточной части Неджелинской структуры подтверждается испытаниями по скважинам. Наличие динамических аномалий инверсионного типа можно рассматривать как поисковый признак зон скопления углеводородов в терригенных отложениях Вилуйской синеклизы, в чем и заключается практическая значимость выполненной работы.

Ключевые слова: Вилуйская синеклиза, Хапчагайский мегавал, раннеюрские отложения, кызылсырская свита, инверсионно-кольцевые структуры, залежь газа

Для цитирования: Делиу, Е. А. Перспективы раннеюрских отложений в пределах Хапчагайского мегавала Вилуйской синеклизы / Е. А. Делиу. — DOI 10.31660/0445-0108-2024-5-23-33 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2024. — № 5. — С. 23–33.

Prospects of early Jurassic deposits within the Khapchagay megaswell of the Vilyuy synecise

Ekaterina A. Deliu

Gazprom VNIIGAZ LLC, Tyumen, Russia

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

e_deliu@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The study of terrigenous Jurassic deposits in the Vilyuy synecise has become increasingly important. This is because the fields contains shallow gas reserves and were first discovered

in anticline traps during the 1960s. Renewed geological exploration in this region is now providing valuable new geological and geophysical data. The aim of research is to select exploration criteria for locating hydrocarbon deposits in the territory. Seismic exploration is a leading method of research. Based on this, an analysis is conducted on the characteristics of hydrocarbon gas deposit formation and distribution within the early Jurassic stratigraphic complex of the Vilyuy oil and gas Vilyuy oil and gas bearing region. In particular, the Khapchagay megaswell has been analyzed. The study has identified the Nedzhelinskoye local uplift as an inversion structure. A dynamic anomaly of the "bright spot" type is observed at the roof of the productive lower Jurassic deposits of the Kyzylsyur suite in the central block. Well tests confirmed the difference in hydrocarbon fluid saturation between the western and eastern parts of the Nedzhelinskaya structure. The presence of dynamic anomalies of inversion type can be seen as an exploration indicator for hydrocarbon accumulation zones in the terrigenous deposits of the Vilyuy syncline. This is a practical significance of the work.

Keywords: Vilyuy syncline, Khapchagay megaswell, early Jurassic deposits, Kyzylsyur suite, inversion-ring structures, gas deposit

For citation: Deliu, E. A. (2024). Prospects of early Jurassic deposits within the Khapchagay megaswell of the Vilyuy syncline. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 23-33. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-5-23-33

Введение

В настоящее время с целью увеличения сырьевой базы восточных регионов была повышена активность геологического изучения в труднодоступных районах Сибирской платформы, освоение которых начато еще в 60-е годы прошлого века. Это относится и к Вилуйской нефтегазоносной области (НГО), в пределах которой находятся месторождения углеводородов, приуроченные к Хапчагайскому мегавалу. Возобновление геологоразведочных работ в этом регионе привело к появлению новой информации, на основе которой проводится анализ особенностей формирования и размещения залежей углеводородных газов в раннеюрском стратиграфическом комплексе Вилуйской НГО. Для детального изучения перспективных отложений при помощи комплексирования предыдущих исследований и полученных новых данных геологоразведочных работ необходимо при интерпретации использовать методы анализа, которые применялись для исследований отложений, сформированных в аналогичных условиях.

В период с 2000 по 2023 год выполнены исследования и опубликованы результаты геологических работ по Вилуйской синеклизе авторов: А. Г. Берзин, В. В. Булдыгеров, Т. И. Гурова, Е. В. Жукова, А. В. Рукович, А. И. Сивцев, В. С. Ситников, М. М. Тахватулин, Л. С. Чернова и других специалистов. В изучение геологического строения Хапчагайского мегавала большой вклад внесли А. Н. Дмитриевский, В. П. Кисилев, А. Ф. Сафронов, А. В. Погодаев и другие исследователи. В их работах приведены результаты региональной сейсмической корреляции, выявлены условия формирования продуктивных пластов и предложены направления дальнейших геологоразведочных работ в регионах. На основании трудов этих авторов установлены и подтверждены перспективы комплексов нижнеюрских отложений Восточной Сибири.

Объект и методы исследования

Вилуюйская синеклиза — надпорядковый тектонический элемент Сибирской платформы (рис. 1).

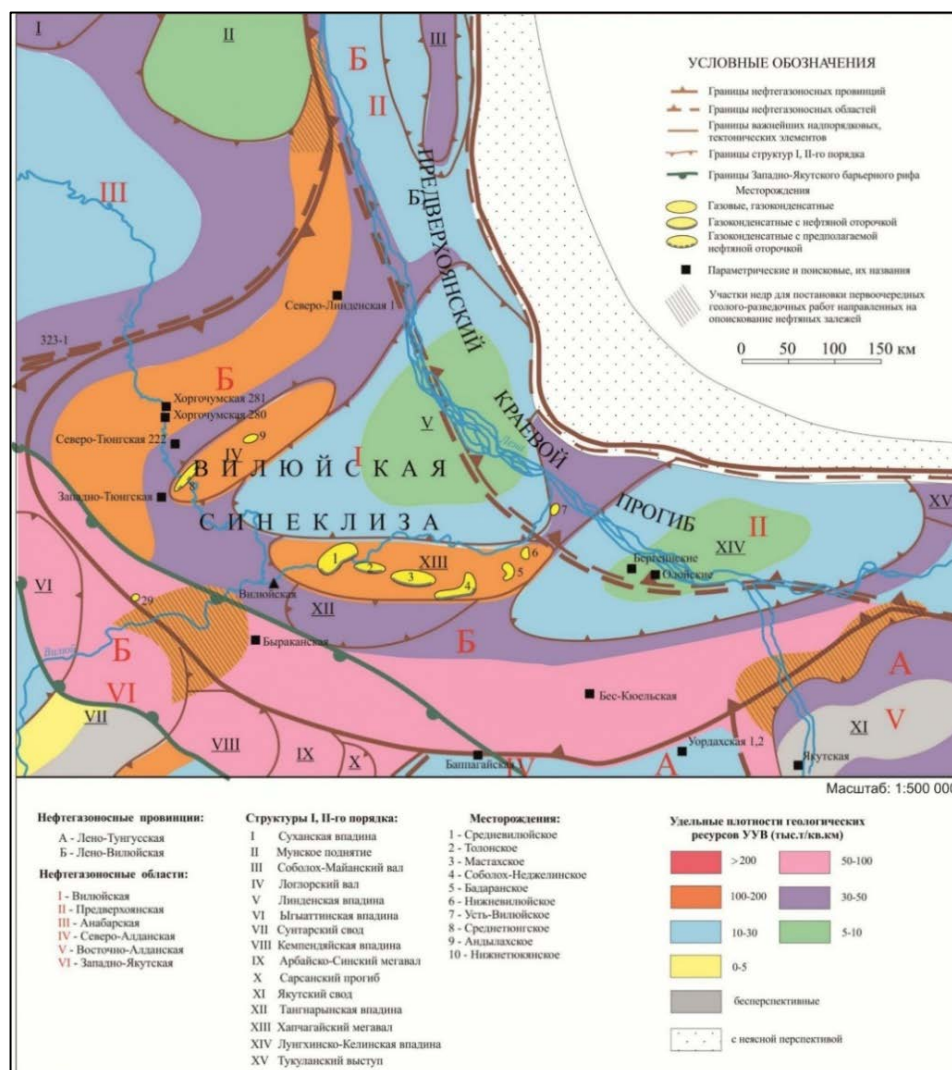


Рис. 1. Карта перспектив нефтеносности Вилуюйского рифтогенного бассейна (Институт проблем нефти и газа Сибирского отделения РАН, 2016 г.)

Формирование основных элементов Вилуюйской синеклизы завершилось в мезозойской эре. Глубина ее в наиболее погруженной части достигает 14 км. В основании она выполнена толщей отложений нижнего палеозоя и силура общей мощностью не менее 3 км. На этой древней толще залегает мощная толща мезозойских отложений, мощность которых в центре синеклизы достигает 4 км. Юрские терригенные отложения Вилуюйской синеклизы, суммарной мощностью до 1,5 км, содержат залежи газа, открытые

в антиклинальных ловушках в 60-е годы прошлого века. Несмотря на небольшие глубины залегания, они являются наименее изученными [1–4].

Отложения юрской системы исследуемой территории с размывом перекрывают подстилающие породы. Граница между триасовой и юрской системами условно проводится по подошве аргиллитовой пачки толщиной 10–15 м, хорошо выраженной на диаграммах каротажа потенциала собственной поляризации (ПС).

Литолого-стратиграфическое расчленение разреза изучаемого района проведено в соответствии с решениями Межведомственного стратиграфического комитета с уточнениями и дополнениями, разработанными сотрудниками ФГУП «СНИИГГиМС» и других организаций.

Согласно схеме структурно-фациального районирования юрских отложений Сибирской платформы, территория исследования расположена в Вилуйской фациальной зоне.

В стратиграфическом отношении отложения нижней юры по литологическим признакам разделены на две свиты: кызылсырскую и сунтарскую.

Кызылсырская (J_1ks) сложена песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Вверх по разрезу свиты наблюдается постепенная смена средне-крупнозернистых и среднезернистых песчаников мелкозернистыми, увеличение количества и мощности алевроитовых и глинистых пластов.

Песчаники светло-серые с зеленоватым оттенком, плотные, неясно-или косослоистые, с включениями углистого вещества по плоскости наслонения и стяжениями пирита. Алевролиты и аргиллиты серые и темно-серые, плотные, тонкослоистые с включениями растительного детрита. Толщина отложений изменяется от 188 до 263 м.

Возраст свиты соответствует геттангскому (J_1gt), синемюрскому (J_1sm) и плинсбахскому (J_1pb) ярусам и подтвержден остатками флоры и микрофауны.

К отложениям кызылсырской свиты приурочены продуктивные пласты J_1-I и J_1-II .

Покрышкой над песчаными осадками кызылсырской свиты являются аргиллиты сунтарской свиты.

Сунтарская свита (J_1sn) представлена аргиллитами с прослоями алевролитов и служит отличным региональным маркирующим горизонтом, четко прослеживающимся на каротажных диаграммах. Аргиллиты темно-серые, почти черные, плотные, в нижней и верхней частях разреза участками тонкослоистые с алевроитовым материалом, с редкими и маломощными (от 0,15 до 0,3 м) сильноизвестковистыми прослойками плотных песчаников и алевролитов, включениями пирита.

Возраст сунтарской свиты определен по остаткам многочисленной микрофауны, двустворок, аммонитов и белемнитов и соответствует тоарскому (J_1t) ярусу.

Отложения свиты можно расчленить на три пачки. Нижняя пачка, общей толщиной 20 м, представлена черными и темно-серыми тонкослоистыми глинами, содержит тонкие прослои, песчанистых, алевролитистых и глинистых известняков. Средняя пачка, общей толщиной 8 м, охарактеризована темно-серыми и зеленоватыми алевролитистыми глинами и желтовато-серыми глинами, встречаются линзы песков с обломками обугленной древесины. Верхняя пачка, общей толщиной до 19 м, представлена желтоватыми и темно-серыми алевролитистыми и песчанистыми глинами, с овальными конкрециями известняков и сидеритов. Толщина осадков свиты в разрезах скважин изменяется в диапазоне от 34 до 58 м.

На изучаемой территории нижнеюрские отложения были вскрыты 44 поисково-оценочными и разведочными скважинами.

Пластово-сводовая залежь пласта J₁-I была вскрыта одной скважиной, в результате испытаний которой был получен приток газоконденсатной смеси дебитом 337,7 тыс. м³ на диафрагме 19,3 мм.

Массивная залежь пласта J₁-II была вскрыта одной скважиной, по испытаниям которой был получен фонтанирующий приток газоконденсатной смеси дебитом 313,2 тыс. м³ на 15,9 мм диафрагме.

Месторождения углеводородов на территории исследования в основном приурочены к Логлорскому и Хапчагайскому валам.

Хапчагайский мегавал расположен в центральной части Вилуйской синеклизы и представляет линейно вытянутую структуру субширотного простирания длиной свыше 240 км и шириной 40–45 км. Мегавал контролирует цепочку антиклинальных поднятий, в которых открыты газоконденсатные месторождения Вилуйской НГО: Средневилуйское, Нижневилуйское, Мастахское, Толонское, Бадаранское и Соболах-Неджелиинское. На основании восстановления истории тектонического развития Хапчагайского мегавала именно нижнеюрское время многими исследователями считается началом формирования основных структурных элементов мегавала. С этого времени начала развиваться палеохапчагайская структура и осложняющие ее локальные элементы.

Завершение формирования Хапчагайского мегавала и осложняющих его структурных элементов связано с инверсией Вилуйского палеорифта в раннемеловую эпоху (рис. 2). В это время происходит интенсивный рост Хапчагайского мегавала. Горизонтальные движения и процессы сжатия привели к разделению вала на части и смещению их относительно друг друга [5].

Циклы юрской седиментации и формирование природных резервуаров Вилуйской синеклизы схематично приведены в работе [6]. Установлено, что нижнеюрские терригенные отложения в районе Хапчагайского мегавала формировались в условиях субаквальной дельты, охарактеризованной глинисто-алеврито-песчаной и алеврито-глинисто-песчаной литофациями, расположенными в пределах верхней части подводного берегового палеосклона.

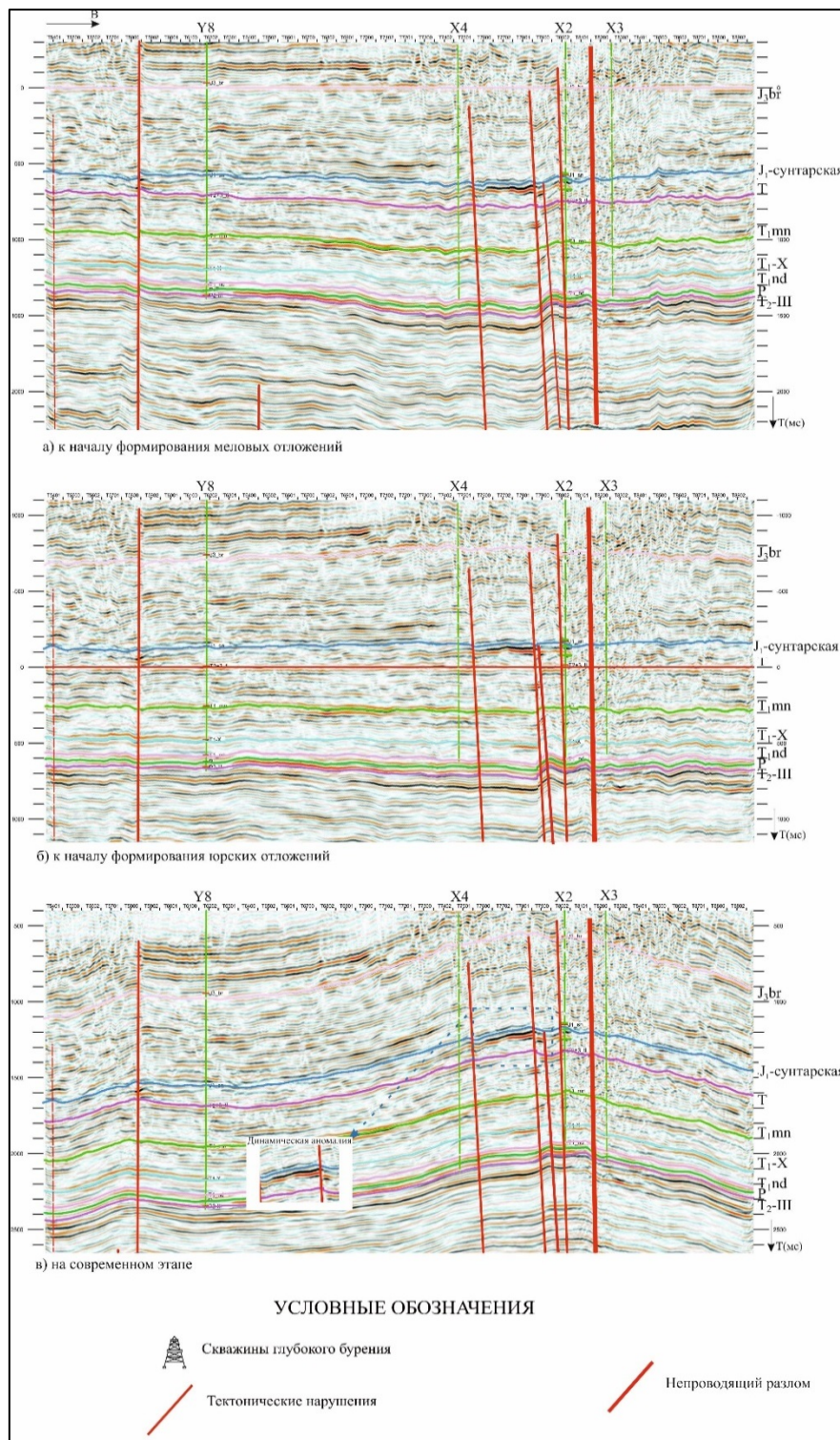


Рис. 2. Палеорекострукции геологических этапов развития Неджелинской структуры

В пределах Соболюх-Неджелинского месторождения алеврито-песчаные и алеврито-глинистые отложения толщиной 190–550 м сформированы в подводных конусах выноса дельт мелководного шельфа. На этапе трансгрессии моря сформировались глубоководные глинистые разности описанной выше сунтарской свиты, являющейся региональным флюилоупором на площади исследования.

Результаты

В процессе анализа структурных элементов Неджелинского локального поднятия, связанного с Хапчагайским мегавалом, который в результате тектонических движений разбит на отдельные блоки, автором выявлена особенность волновой картины центрального блока в интервале юрских отложений. На рисунке 3 отмечается, что в центральном блоке по всем нижележащим отражающим горизонтам (ОГ), начиная с ОГ P2-III до ОГ T1-mn, — это положительная структура, а в интервале от ОГ T1-mn до ОГ J3-br — это депрессионный элемент, в то время как в соседних блоках таких изменений не отмечается.

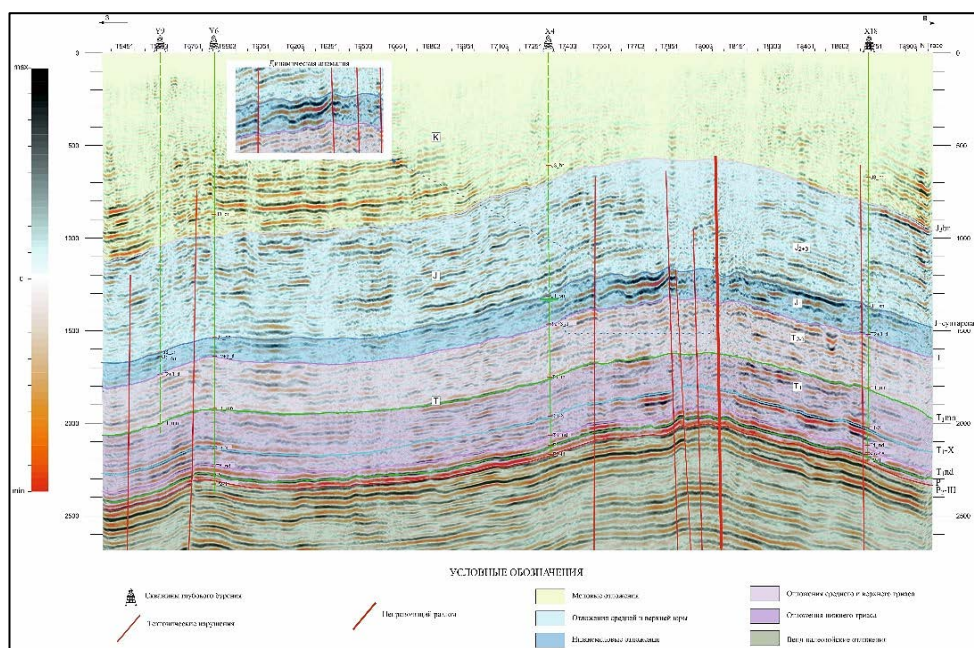


Рис. 3. Пример динамической аномалии в кровле пласта J1-II

Маловероятно, чтобы такое изменение волновой картины только в отдельном блоке было связано с тектоническими перестройками территории. Автор предполагает, что здесь инверсионный процесс сопряжен с локальным разуплотнением пород и соответствующим снижением скоростей упругих волн. Реального же изменения в структурном плане отложе-

ний не установлено, а наблюдаемые в разрезе выше положительных структур депрессии являются ложными и проявляются лишь во временном поле.

Это утверждение связано и с динамической аномалией волнового поля вдоль ОГ 11sp (рис. 3). Аномалии такого типа, так называемые глубинные кольцевые депрессии, впервые выделены Л. Ш. Гиршгорном в Западно-Сибирском регионе в конце 1980-х годов [7].

Эти структуры, несмотря на многообразие представлений об их геологической природе, всеми без исключения исследователями рассматриваются в качестве важного поискового критерия возможного обнаружения скоплений углеводородов при обосновании геологоразведочных работ. Обычно инверсионные структуры представляют собой разновидность дисгармоничных поднятий, развивающихся над изометричными депрессиями. Они подробно описаны в литературе авторами [8].

В публикациях последних лет, по материалам сейсморазведочных данных, приведены данные по наличию структур этого типа на севере Западно-Сибирского региона и в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и установлена их связь с месторождениями углеводородов. В основном инверсионные структуры Западной Сибири приурочены к наиболее прогнутым зонам бассейна, но в последние годы есть открытые месторождения в пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба, которые относятся к положительным структурным элементам.

Тот факт, что инверсионные структуры Западной Сибири характерны для терригенных отложений и встречаются при наличии хорошей глинистой покрышки, позволяет предположить их наличие и в пределах структур Хапчагайского мегавала, в терригенных отложениях нижней юры, которые характеризуются аналогичными условиями формирования осадочных пород.

Следует отметить, что в Западной Сибири признаком инверсионного поднятия является разновидность поднятий, развивающихся над изометричными депрессиями. В приведенном примере волновая картина — противоположная, но отсутствие унаследованного развития структуры, по сравнению с соседними блоками, в отдельно взятое время свидетельствует об изменении скоростных характеристик этого интервала, связанных с залежами газа в нижнеюрских отложениях.

Структуры, связанные с естественным флюидоразрывом пород, как и другие флюидодинамические структуры, изучены очень слабо. Необходимо тщательное изучение их наличия на исследуемых территориях и объяснения природы этих аномалий.

Зоны трещиноватости, выделяемые по сейсморазведочным данным с использованием известных методических приемов (разрезы и кубы когерентности, рассеянных волн и т. п.), могут являться каналами флюидомиграции, однако могут быть с ней и не связанными [9].

При анализе данных испытаний по скважинам, вскрывших исследуемый интервал нижнеюрских отложений (рис. 3), была отмечена следующая закономерность: в западном и центральном блоках Неджелинской структуры, связанных с динамической аномалией, в скважине Х-4 получен приток 354,4 тыс. м³/сут газа, в скважине Х-2 — 476 тыс. м³/сут газа, в то время как в восточном блоке, за разломом, в скважине Х-3 получены притоки пластовой воды. В целом пористость нижнеюрских отложений Неджелинской структуры изменяется от 11 до 27 %, а проницаемость достигает 2 000 мД.

Выводы

- Терригенные отложения нижней юры Вилуйской синеклизы Сибирской платформы сформировались в условиях, аналогичных процессам осадконакопления Западно-Сибирской платформы. Коллекторы кызылсырской свиты характеризуются хорошими фильтрационно-емкостными свойствами и перекрыты надежной глинистой покрывкой аргиллитов сунтарской свиты.
- На основе сейсморазведочных данных установлено, что Неджелинское локальное поднятие — инверсионная структура. В кровле продуктивных нижнеюрских отложений кызылсырской свиты в центральном блоке отмечается динамическая аномалия типа «яркое пятно».
- Разница в флюидном насыщении углеводородами западной и восточной части Неджелинской структуры подтверждается испытаниями по скважинам.
- Наличие динамических аномалий инверсионного типа можно рассматривать как признак для поиска зон скоплений углеводородов в новых поисковых зонах Вилуйской синеклизы.

Список источников

1. Рукович, А. В. История формирования тоарских отложений восточной части Вилуйской синеклизы и прилегающих районов Предверхоянского прогиба в связи с их нефтегазоносностью / А. В. Рукович. — Текст : непосредственный // Современные проблемы науки и образования. — 2015. — № 2—2. — С. 755.
2. Сивцев, А. И. Верхнеюрско-нижнемеловой нефтегазоносный комплекс востока Сибирской платформы / А. И. Сивцев, О. Н. Чалая, И. Н. Зуева. — Текст : непосредственный // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. — 2018. — № 1(33). — С. 81–87.
3. Новейший прогноз и актуализация освоения нефтегазовых объектов Вилуйской синеклизы / В. С. Ситников, Н. Н. Алексеев, К. А. Павлова [и др.]. — Текст : электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2017. — Т. 12, № 1. — С. 10. — URL: https://doi.org/10.17353/2070-5379/9_2017.
4. Булдыгеров, В. В. Геологическое строение Восточной Сибири: учебное пособие / В. В. Булдыгеров. — Иркутск: Иркутский государственный университет, 2007. — 150 с. — Текст : непосредственный.

5. Сафронов, А. Ф. Тектоническая природа локальных поднятий Вилуйской синеклизы / А. Ф. Сафронов, А. Г. Берзин, Г. С. Фрадкин – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2003. – № 4. – С. 20–28.
6. Жукова, Е. В. Циклы юрской седиментации и формирование природных резервуаров Вилуйской синеклизы / Е. В. Жукова. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9, № 1. – С. 11.
7. Гиршгорн, Л. Ш. Поднятия чехла над глубинными кольцевыми депрессиями на севере Западной Сибири / Л. Ш. Гиршгорн, В. Г. Кабалык. – Текст : непосредственный // Советская геология. – 1990. – № 1. – С. 57–63.
8. Нежданов, А. А. Флюидодинамическая интерпретация сейсморазведочных данных : учебное пособие / А. А. Нежданов, А. С. Смирнов. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2021. – 286 с. – Текст : непосредственный.
9. Загоровский, Ю. А. Роль флюидодинамических процессов в образовании и размещении залежей углеводородов на севере Западной Сибири : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Загоровский Юрий Алексеевич. – Тюмень, 2017, 24 с. – Место защиты : Тюменский индустриальный университет. – Текст : непосредственный.

References

1. Rukovich, A. V. (2015). Formation history the toar of deposits of east part of the Vilyuysky syncline and adjacent regions of the Preverkhoysansk deflection in connection with their oil-and-gas content. Modern problems of science and education, (2-2), p.755. (In Russian).
2. Sivtsev, A. I., Chalaya, O. N., & Zueva I. N. (2018). Upper Jurassic - Lower Cretaceous petroleum complex of the Eastern Siberian platform. Geology and mineral resources of Siberia, (1(33)), pp. 81-87. (In Russian).
3. Sitnikov, V. S., Alekseev, N. N., Pavlova, K. A., Pogodaev, A. V., & Sleptsova, M. I. (2017). Newest forecast and development updating of Vilyuiskaya syncline petroleum objects. Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies, 12(1), p.10. (In Russian). Available at: https://doi.org/10.17353/2070-5379/9_2017
4. Buldigerov, V. V. (2007). Geologicheskoe stroenie Vostochnoi Sibiri_uchebnoe posobie. Irkutsk, Irkutskii gosudarstvennii universitet Publ., 27 p. (In Russian).
5. Safronov, A. F., Berzin, A. G. & Fradkin, G. S. (2003). Tectonic nature of local uplifts of Vilyuy syncline. Russian oil and gas geology, (3), pp. 20-28. (In Russian).
6. Zhukova, E. V. (2014). Vilyui sineclise - jurassic sedimentation cycles and reservoirs formation. Petroleum geology. Theoretical and applied studies, 9(1), p. 11. (In Russian).
7. Girshgorn, L. Sh. & Kabalik, V. G. (1990). Podnyatiya chehla nad glubinnimi kolcevimi depressiyami na severe Zapadnoi Sibiri // Sovetskaya geologiya, (1), pp. 57-63. (In Russian).
8. Nezhdanov, A. A. & Smirnov, A. S. (2021). Flyuidodinamicheskaya interpretaciya seismorazvedochnih dannih. Tyumen, TIU Publ., 154 p. (In Russian).

9. Zagorovskii, Yu. A. (2017). Rol flyuidodinamicheskikh processov v obrazovanii i razmeschenii zalejei uglevodorodov na severe Zapadnoi Sibiri //Avtoref. diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Tyumen, 24 p. (In Russian).

Информация об авторе / Information about the author

Делиу Екатерина Алимовна,
ведущий геолог, ООО «Газпром
ВНИИГАЗ», г. Тюмень; аспирант, Тю-
менский индустриальный университет,
г. Тюмень, e_deliu@vniigaz.gazprom.ru

Ekaterina A. Deliu, senior geol-
ogist, Gazprom VNIIGAZ LLC, Tyumen;
Postgraduate, Industrial University of
Tyumen, e_deliu@vniigaz.gazprom.ru

Статья поступила в редакцию 20.02.2024; одобрена после рецензирования 22.05.2024; принята к публикации 05.06.2024.

The article was submitted 20.02.2024; approved after reviewing 22.05.2024; accepted for publication 05.06.2024.

УДК: 553.9

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-5-34-45

Геолого-геохимические аспекты моделирования углеводородных систем

Р. Р. Имамов

ООО «Меретояханефтегаз», Тюмень, Россия
imamov_rustam@bk.ru

Аннотация. Важнейшим этапом моделирования геологических углеводородных систем (УВС) является прогнозирование фазово-генетических типов углеводородов, поскольку качественная и количественная оценка ресурсов вероятных залежей имеют важное практическое значение в процессе принятия решения об инвестировании в геологоразведочный актив. Также снижение геологических рисков при освоении активов и повышение эффективности инвестиций могут быть получены за счет повышения точности качественного и количественного прогноза нефтегазоносности. Поэтому технологии, позволяющие проводить моделирование УВС, приобретают все большее практическое значение. В связи с этим основная цель исследования — рассмотреть важные геолого-геохимические аспекты моделирования углеводородных систем. Под УВС понимаются системы, в которых взаимосвязаны все элементы и геологические процессы, влияющие на формирование нефтегазоносности в осадочном бассейне.

В результате рассмотрения основных вопросов процесса моделирования было отмечено, что теоретической основой УВС служит концепция «нефтяного окна», или учение о фазах нефтегазообразования. Она последовательно охватывает историю развития осадочного бассейна, эволюцию термического и термобарического режимов в осадочных отложениях, развитие процессов преобразования органического вещества, генерацию углеводородов, процессы их миграции, аккумуляции и сохранности.

Использование полученных результатов моделирования УВС при оценке геологических рисков и геолого-экономического эффекта от освоения геологоразведочного актива может выступать мощным инструментом при принятии компаниями инвестиционных решений в геологоразведочных работах (ГРП).

Ключевые слова: углеводороды, углеводородная система, месторождение, геологоразведочные работы, зоны и фазы нефтегазообразования, катагенез, органическое вещество, витринит, пиролиз

Для цитирования: Имамов, Р. Р. Геолого-геохимические аспекты моделирования углеводородных систем / Р. Р. Имамов. — DOI 10.31660/0445-0108-2024-5-34-45 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2024. — № 5. — С. 34–45.

Geological and geochemical aspects of modeling of hydrocarbon systems

Rustam R. Imamov

Meretoyakhaneftgaz LLC, Tyumen, Russia
imamov_rustam@bk.ru

Abstract. Forecasting the phase-genetic types of hydrocarbons is the most important stage in modelling geological hydrocarbon systems. This is because accurate qualitative and quantitative as-

assessment of potential reserves is necessary for making informed investment decisions in exploration activities. Improving the precision of qualitative and quantitative oil and gas forecast can help reduce geological risks in asset development and increase investment efficiency. Therefore, technologies that allow modelling of hydrocarbon systems are becoming ever more important. This study aims to explore the key geological and geochemical aspects of hydrocarbon system modelling. Hydrocarbon systems refer to interconnected elements and geological processes influencing hydrocarbon formation in sedimentary basins. The study emphasizes that the "oil window" concept, or the theory of hydrocarbon formation phases, provides the theoretical basis for hydrocarbon systems. This concept consistently encompasses the entire history of sedimentary basin development, the evolution of thermal and thermobaric regimes in sedimentary deposits, the transformation of organic matter, hydrocarbon generation, migration, accumulation, and preservation processes. Using the results of modelling of hydrocarbon systems to evaluate geological risks and the economic impact of exploration activities can be a powerful instrument for companies that make investment decisions in geological exploration.

Keywords: hydrocarbons, hydrocarbon system, field, geological exploration, zones and phases of oil and gas formation, catagenesis, organic matter, vitrinite, pyrolysis

For citation: Imamov, R. R. (2024). Geological and geochemical aspects of modeling of hydrocarbon systems. Oil and Gas Studies, (5), pp. 34-45. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-5-34-45

Введение

Концепция УВС является одной из важных в современной нефтяной геологии, так как позволяет формализовать связи между геологическими элементами во времени и пространстве, локализовать перспективные объекты, что необходимо для успешного проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ.

В настоящее время в нефтегазовой геологии существует два важных понятия: УВС и Play. Их отличия заключаются в следующем. УВС включает в себя одну нефтегазоматеринскую толщу (НГМТ) и множество резервуаров и ловушек, которые заполнялись из этой толщи. В бассейне могут быть несколько УВС, так как в нем возможно присутствие нескольких НГМТ. Play же может содержать углеводороды из нескольких материнских толщ, но имеет один резервуар. Концепции УВС более всего соответствует эволюционно-генетическое учение о нефтегазоносных бассейнах Б. А. Соколова [1]. Он рассматривал закономерные связи между размещением месторождений нефти и газа и историей формирования нефтегазоносных бассейнов (НГБ). Нефтегазоносность осадочного бассейна — результат пространственно-временного соответствия факторов, определяющих условия образования, перемещения, накопления и сохранения нефти и газа, а конкретное проявление этих факторов в значительной степени определяется историко-тектоническим типом бассейна и уровнем его развития.

Объект исследования

УВС — это генетическое понятие, в котором описывается взаимосвязь всех элементов и геологических процессов в пределах одной системы. При этом нефтегазоносность НГБ является его свойством, которое проявляется при определенных условиях его развития. В настоящее время

изучению процесса формирования данного свойства осадочного бассейна в научно-технической литературе уделено значительное внимание и посвящено множество специализированных исследований. Однако есть вопросы, требующие отдельного рассмотрения.

Метод исследования

Основным инструментом анализа УВС, позволяющим получать комплекс согласованных между собой геолого-геофизических, петрофизических, геохимических, гидрогеологических и геомеханических расчетных данных, служит бассейновое моделирование, получившее самостоятельное развитие в виде отдельного научного направления. Изучение известных технологий бассейнового моделирования, реализуемых в специализированных компьютерных программных комплексах PetroMod, TEMISPACK и др., показывает, что в их основе анализируется до десяти и более ключевых комплексных параметров НГБ: объем источника образования углеводородов (УВ) и его обогащенность органическим веществом; тип керогена и уровень преобразованности; время генерации УВ; размеры ловушек для нефти и газа; толщины природных резервуаров (пород-коллекторов); качество резервуаров и флюидоупоров (покрышек); направления миграции образующихся пластовых флюидов; условия сохранности залежей и пр. Данные параметры группируются в четыре основных блока прогноза нефтегазоносности (рис.1), имеющих различный уровень неопределенности и различные используемые системы ограничений.

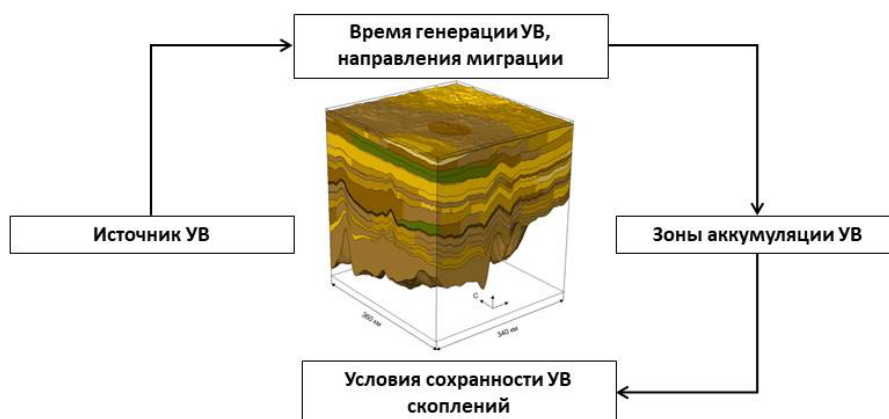


Рис. 1. Основные блоки моделирования УВ систем

Результаты и обсуждение

Теоретической основой прогнозирования нефтегазоносности всех известных методов служит концепция «нефтяного окна», или учение о фазах нефтегазообразования, последовательно охватывающее историю развития осадочного бассейна, эволюцию термического и термобарического ре-

жимов в осадочных отложениях, развитие процессов преобразования органического вещества (ОВ), генерацию УВ, процессы их миграции, аккумуляции и сохранности. Данная концепция является, в основных своих положениях, общепринятой и, по мнению многих исследователей, способствует снижению риска геологоразведочных работ и их оптимизации. Однако не все положения этой концепции получили к настоящему времени достаточно полные и согласованные решения. Имеются различные варианты ее разработок, отличия во взглядах в решении ряда вопросов, в особенности связанных с оценкой сохранности УВ скоплений в осадочном чехле НГБ. Наиболее остро они проявились при освоении глубокопогруженных горизонтов осадочных бассейнов до 5–10 км в различных частях земного шара.

Обычно в практике ГРП оценка сохранности УВ и их скоплений в осадочном чехле НГБ основывается на показаниях уровня катагенетической преобразованности ОВ, обозначаемых в единицах отражательной способности витринита (ОСВ). К ОСВ осуществляется привязка многочисленных параметров нерастворимого ОВ, нефтей, газов, конденсатов, битумоидов.

В качестве основных факторов, контролирующих продуктивность нефтегазоматеринских отложений, рассматривается содержание органического вещества в породе, его тип и уровень преобразованности, кинетические модели термической эволюции, показатели термобарической обстановки и т. д. При анализе масштабов нефтегазообразования перед специалистами встает задача восстановления температурной истории осадочного бассейна. Здесь также применяется метод определения палеогеотермических условий по данным отражающей способности витринита. Вместе с тем температуры достижения определенных градаций катагенеза заметно отличаются. По данным различных исследователей, отличие в палеотемпературах может достигать 100 °С и более. Замеры же ОСВ по образцам керна из скважин позволяют восстановить конкретную палеогеотермическую историю преобразования изучаемых осадочных отложений и выделить в разрезе зоны нефте- и газообразования, а также эмпирически обосновать условия сохранности УВ скоплений различного фазового состояния в конкретном природном резервуаре.

Изучение природных резервуаров нефтегазоносных осадочных бассейнов проводится комплексно и по различным направлениям: геофизическому, литологическому, петрофизическому, гидрогеологическому, геохимическому, кинетическому, термодинамическому, гидродинамическому и другим. При этом, как показывает практика, наилучшие результаты при согласовании полученных данных, как уже было отмечено, достигаются при использовании технологий моделирования УВС. Следует заметить, что к настоящему времени достигнут высокий уровень инструментальной базы изучения природных резервуаров и их содержимого [2]. Однако методы интерпретации и согласования аналитических данных основываются на концептуальной, часто упрощенной теоретической основе. Это связано

с рядом причин. В первую очередь — со сложностью моделируемых систем природных резервуаров НГБ, а также с трудностями создания эффективных методов интерпретации процессов, происходящих в недрах в пространстве и во времени.

Методологически региональный качественный прогноз нефтегазонасности включает решение четырех основных вопросов:

- выделение в разрезе отложений нефтегазопродуцирующих толщ (источников УВ);
- определение генетического типа исходного РОВ (источников УВ);
- выявление стадий катагенеза РОВ в разрезе изучаемых отложений;
- определение условий формирования УВ скоплений.

В органической геохимии существуют два направления прогнозирования фазового состояния залежей:

- на основе фациально-генетического типа и условий преобразования ОВ;
- на основе изучения нефтей, конденсатов и закономерностей их состава.

Получить представление о фациально-генетическом типе РОВ можно, используя результаты химико-битуминологических анализов растворимых битуминозных компонентов и их взаимосвязь с ОВ пород. Однако растворимые битумоиды, наиболее близкие по составу к нефтям, составляют лишь незначительную часть РОВ (0,01–1,0, очень редко до 10 %), при этом их состав претерпевает неоднократные изменения, связанные с миграцией, «дыханием» нефтяной или газоконденсатной залежи, как по горизонтали, так и по вертикали. Нерастворимое органическое вещество (НОВ) или кероген — главный носитель информации о РОВ. В его строении сохраняются черты, унаследованные от исходного ОВ. При этом количество НОВ составляет 90 % и более от РОВ [5].

Особенности геохимической истории нефтей в процессе их существования в земной коре, изменение их УВ и молекулярного состава также дают основание к прогнозу фазового состояния УВ в толще.

Отдельного внимания заслуживает вопрос образования газоконденсатных залежей, которое может происходить разными путями: в результате генерации конденсатного газа газонефтематеринскими породами и при различных превращениях нефтяных скоплений. Это могут быть катагенетические превращения нефтяных УВ в более легкие (вплоть до газообразных) с ужесточением термобарических условий, различные процессы взаиморастворения нефтей и газов с ретроградными явлениями, изменение фазового состояния, связанные с процессами миграции. Особенности формирования газоконденсатных залежей отражаются на составе конденсатов.

Любой метод прогноза опирается в первую очередь на научно обоснованную теорию. К настоящему времени практически вся мировая нефтегазовая геология и органическая геохимия базируются на эволюционной

органической, осадочно-миграционной концепции преобразования РОВ пород и генерации УВ флюидов, которая в течение длительного времени дополнялась и уточнялась новыми данными, полученными в процессе геохимических исследований. Согласно этой теории в зоне протокатагенеза (ПК–ПК₃) возможно существование газовых (метановые УВ), нефтяных, с неопредельными УВ нефтегазоконденсатных и газоконденсатных залежей (жидкие флюиды все имеют нефтяной состав). В зоне слабого мезокатагенеза (ПК₃–МК₁–МК₂) могут быть распространены нефтяные, газоконденсатные (вторичные) и нефтегазоконденсатные залежи метанового типа, (рис. 2). В зоне мезокатагенеза (МК₃ — верхи МК₄) распространены нефтяные (переходного состояния), газоконденсатные (промежуточной зоны) залежи метанового типа. Распространением первичных газоконденсатных залежей характеризуется зона сильного мезокатагенеза (МК₄–МК₅).

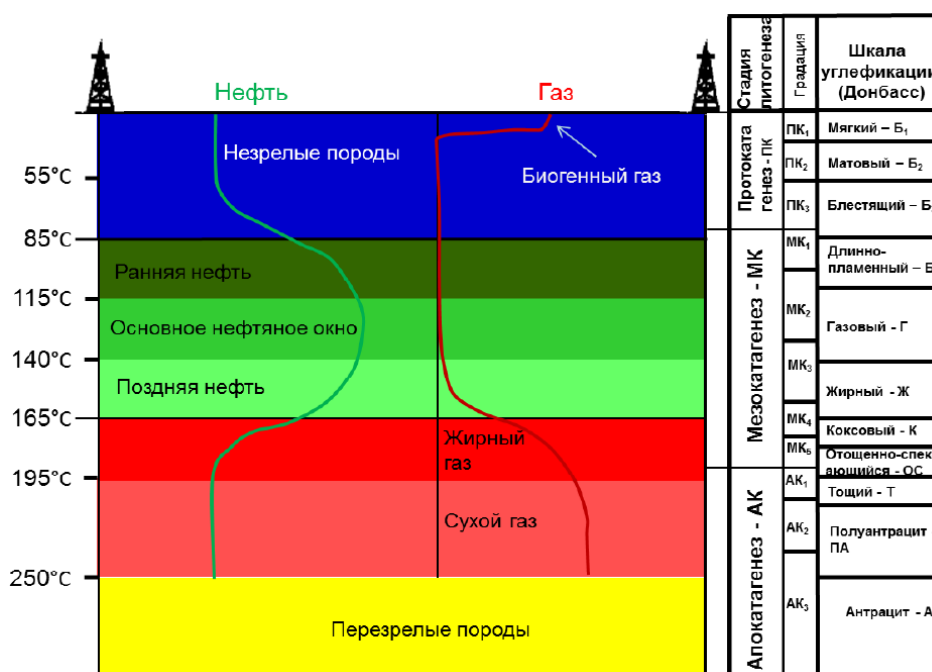


Рис. 2. Сопоставление окон генерации УВ и стадий катагенеза органического вещества

Некоторые исследователи выделяют ГФГ (главную фазу газообразования) как этап особо интенсивной генерации газа (преимущественно метана) из ОВ, в результате его деструкции в конце мезокатагенеза — начале апокатагенеза (стадия МК₅–АК) при $t \approx 180\text{--}200$ до 250°C . ГФГ — сопровождается массовой эмиграцией газов из нефтегазоматеринских пород (НГМП) в породы-коллекторы.

Образование газов, в том числе УВ, вследствие преобразования РОВ сопровождается в той или иной мере все этапы литогенеза. На стадии диагенеза в результате биохимического окисления ОВ генерируется преимущественно CO_2 и CH_4 , однако большая его часть рассеивается. Подэтап протокатагенеза характеризуется сравнительно невысокой интенсивностью генерации газа с преобладанием в составе CO_2 . Интенсивность образования газа в начале мезокатагенеза также невысокая, причем в составе газа мало CH_4 и преобладают его гомологи, которые образуются одновременно с углеводородами нефтяного ряда. Важный момент в образовании газов наступает в конце этапа мезокатагенеза, когда значительно активизируется метанообразование и начинается ГФГ, продолжающаяся в процессе этапов МК₅ и АК. Миграция и аккумуляция углеводородных газов, которые выделяются в виде свободной фазы, приводит к образованию газовых и газоконденсатных залежей (первичных).

Таким образом, ГЗН — глубинно-катагенетическая зона в разрезе НГБ. Во всех бассейнах ГЗН приурочена к градации катагенеза РОВ от конца ПК₃ до конца МК₂ или до начала МК₃ включительно. В зависимости от строения бассейна, его геотермического режима, типа РОВ и других факторов ГЗН фиксируется на различных глубинах для платформенных областей и глубоких впадин и альпийских прогибов [3, 4].

Следует отметить, что в период главной фазы нефтеобразования активно происходят процессы термодеструкции компонентов РОВ. Это приводит к генерации большого количества нефтяных УВ и асфальто-смолистых веществ. Их концентрация достигает максимума в составе РОВ (иногда до 50 %) и в материнских породах (до 3–7 %). Здесь образуется большая масса легких углеводородов, составляющих бензиновые и керосиновые фракции нефти, на долю которых приходится до 50 % от ее массы, а также гомологи метана ($\text{C}_2\text{--C}_5$), но генерация метана протекает слабо.

В настоящий момент уровень изученности природных газоконденсатных систем (ГКС) позволяет вполне уверенно классифицировать газоконденсатные залежи по их генетическим типам [6, 7]. Все ГКС делятся на две принципиально отличающиеся друг от друга группы — первичные (исходные) и вторичные (новообразованные).

Для первичных ГКС характерно отсутствие в залежах нефтяной оторочки и размещение их на больших глубинах в сравнительно жестких термобарических условиях. Эти системы характеризуются низкими значениями конденсатного фактора, преобладанием в жидкой фазе ароматических УВ, а в газах — метана и CO_2 .

Образование первичных конденсатов связывается с нижней зоной мезокатагенеза (МК₄–МК₅), расположенной под ГЗН (МК₁₋₂, МК₃). Генезис такого рода первичных систем происходит, по-видимому, непосредственно в матрице РОВ материнских толщ в условиях преимущественной газогенерации или при дефиците новообразующихся жидких углеводородов. Данная система проходит в дальнейшем все эволюционные этапы первичной и

вторичной миграции с последующим образованием в коллекторах промышленных скоплений.

Вторичные ГКС отличаются прежде всего наличием под газовой шапкой нефтяной оторочки. Газы в ГКС — жирные, с содержанием гомологов метана до 15–20 %. Количество конденсата в рассматриваемом типе ГКС велико ($K_{\text{ф}} \approx$ от 120 до 900 см³/м³, порой достигая 1 500–2 000 см³/м³).

Вторичные конденсаты имеют двоякое происхождение. Подавляющее их большинство, относящееся к ГЗН (МК₁–МК₃), является дериватами (производными) газонефтяных систем. Их возникновение обычно объясняется дифференциацией газовой и нефтяной фаз в процессе миграции (латеральной и вертикальной), когда в ряде залежей создается избыток газовой фазы, благоприятствующий ретроградному испарению низкокипящих УВ нефтяных оторочек в газовую шапку. Эти процессы особенно усиливаются при общем тектоническом погружении сформировавшихся залежей с параллельным возрастанием в них пластовых давлений и температуры.

Другая, значительно уступающая по числу примеров категория вторичных ГКС, генетически связана с первичными системами, которые в результате тектонических инверсий или же разгерметизации залежей оказались в менее жестких термобарических условиях. В этом случае из газовой фазы происходит ретроградная конденсация жидких УВ, образующих подчиненные по объему оторочки легких нефтей. Последние, по данным И. С. Старобинца [6], обладают большим выходом низкокипящих УВ (при сравнительно повышенной температуре кипения) и имеют крайне низкую концентрацию смол и твердых парафинов. В газах таких систем молярная доля гомологов СН₄ не превышает 7 %. В целом, несмотря на принадлежность к одному типу, вторичные ГКС имеют нефтяные оторочки разного происхождения — остаточного и конденсационного (по И. С. Старобинцу) или нефтяного и ретроградно-конденсационных (по А. Г. Дурмишьяну) [8].

На стадии поисково-разведочного бурения, до получения первых промышленных притоков и нефтепроявлений качественный прогноз нефтегазоносности осуществляется по генетическому типу исходного РОВ и стадиям его катагенеза. Различие в типе исходной органики является первым геохимическим звеном в процессе формирования зон газо- и нефтенакопления (С. П. Максимов, В. П. Строганов, 1978) [5]. Примером крупных зон газонакопления, образовавшихся за счет преобразования гумусового ОВ, являются газоносные районы севера Западной Сибири.

Активное развитие в области изучения органического вещества получили методы, основанные на пиролизе ОВ. Полученные при этом результаты расширяют информацию о зонах распространения различных типов залежей, а величины параметров S_0 , S_1 являются прямыми показателями о способности РОВ генерировать газообразные и низкокипящие УВ (до C_7) и более высокомолекулярные УВ.

Основоположниками данного метода считаются геологи Французского института нефти I. Espitalie и В. Durand, которые в 1973 году создали автоматическую установку для пиролиза ОВ, получившую название Rock-Eval. В настоящий момент существует уже несколько модификаций этого

прибора. Результаты экспресс-пиролиза представляются в виде пирограмм отдельных образцов, с указанием параметров S_0 , S_1 , S_2 , S_3 , S_4 .

Важными параметрами пиролиза являются: I_H — индекс водорода, I_O — индекс кислорода; T_{max} , °C — температуры максимального выхода УВ в процессе крекинга керогена, индекс продуктивности (I_p); нефтяной генерационный потенциал (остаточный) P_p .

Индексы I_H и I_O фактически характеризуют химический состав керогена, содержание в нем H_2 и O_2 . Можно отметить, что диаграмма зависимости I_H и I_O повторяет известную диаграмму Ван-Кревелена [9]. Пример типа ОВ по результатам анализа Rock-Eval приведен на рисунке 3.

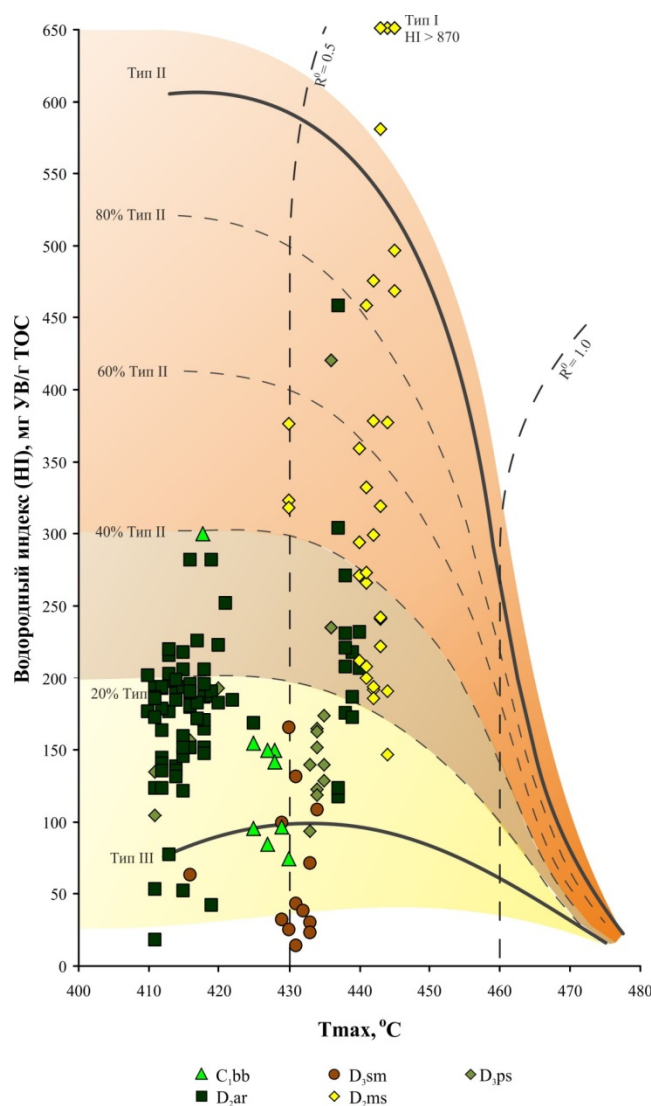


Рис. 3. Характеристика зрелости и типа органического вещества пород по результатам Rock-Eval (пример)

Кроме того, катагенез ОВ оценивается с помощью графика зависимости I_H от T_{max} . Обобщая данные, можно утверждать, что различные стадии зрелости ОВ характеризуются следующими величинами T_{max} : 430–435 °С — начальная фаза генерации жидких УВ (нефти); 435–465 °С — фаза генерации нефти («нефтяное окно»); 450–475 °С — фаза генерации конденсатного газа; 475–530 °С — фаза генерации жирного газа.

Сопоставление данных T_{max} и R^0 позволило установить закономерность их изменения, наглядный пример которой приведен на рисунке 4.

Выявленная выше закономерность T_{max} и R^0 и фазовая градация T_{max} могут служить инструментом при обосновании фазового типа углеводородов в прогнозируемых скоплениях (месторождениях) при качественной и количественной оценке их потенциала.

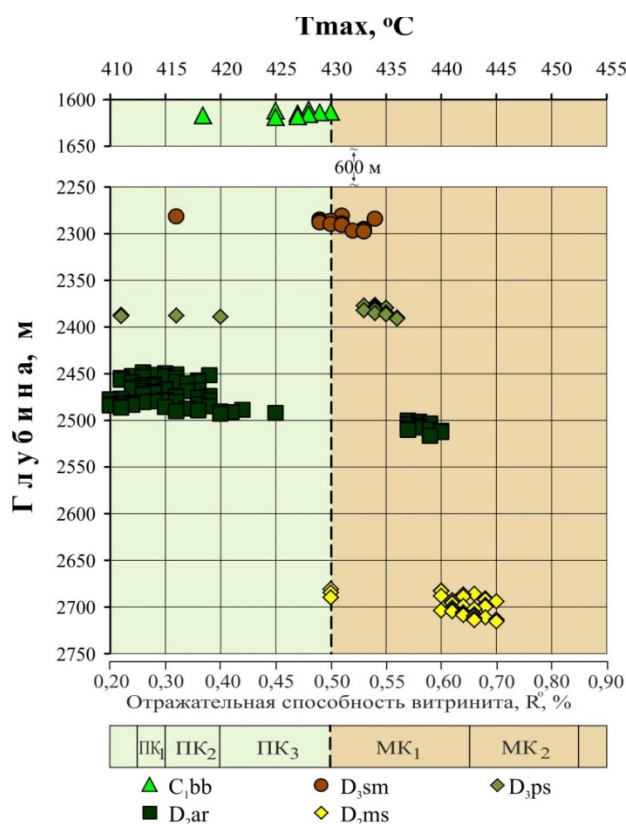


Рис. 4. Преобразованность органического вещества пород по результатам пиролиза Rock-Eval (пример)

Выводы

На основе приведенных выше результатов анализа современных геолого-геохимических аспектов условий генерации углеводородов и их последующей трансформации в природных резервуарах можно сделать вы-

вод, что процесс моделирования УВС в настоящее время опирается на достаточно серьезную научно-практическую базу. При этом теоретической основой прогнозирования служит концепция «нефтяного окна», или учение о фазах нефтегазообразования, последовательно охватывающее историю развития осадочного бассейна, эволюцию термического и термобарического режимов в осадочных отложениях, развитие процессов преобразования органического вещества, генерацию углеводородов, процессы их миграции, аккумуляции и сохранности.

Важнейшим этапом моделирования геологических углеводородных систем является прогнозирование фазово-генетических типов углеводородов, поскольку качественная и количественная оценка ресурсов вероятных залежей имеет важное практическое значение в процессе принятия решения об инвестировании в геологоразведочный актив.

Концепция УВС в настоящее время — одна из важных в современной нефтяной геологии, так как позволяет формализовать связи между геологическими элементами во времени и пространстве, локализовать перспективные объекты, что необходимо для успешного проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ. Это подтверждает то, что использование результатов моделирования УВС, основанных на современных представлениях о процессах генерации УВ и формированиях их скоплений (месторождений), при оценке геологических рисков и геолого-экономического эффекта от освоения геологоразведочного актива может являться мощным инструментом при принятии компаниями инвестиционных решений в ГРП.

Список источников

1. Соколов, Б. А. Эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов / Б. А. Соколов. — Москва : Наука, 1980. — 244 с. — Текст : непосредственный.
2. Дмитриевский, А. Н. Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности / А. Н. Дмитриевский. — DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art1. — Текст : непосредственный // Актуальные проблемы нефти и газа. — 2023. — № 3(42). — С. 16–23.
3. Справочник по геохимии нефти и газа. — Санкт-Петербург : Недра, 1998. — 576 с. — Текст : непосредственный.
4. Парпарова, Г. М. Катагенез и нефтегазоносность / Г. М. Парпарова, С. Г. Неручев, А. В. Жукова. — Ленинград : Недра, 1981. — 240 с. — Текст : непосредственный.
5. Максимов, С. П. Условия раздельного формирования зон нефте- и газонакопления в земной коре / С. П. Максимов, В. П. Строганов. — Тюмень, ЗапСибНИГНИ, 1978. — С. 5–14. — Текст : непосредственный.
6. Старобинец, И. С. Распространение и условия формирования различных типов газоконденсатных залежей и их нефтяных оторочек / И. С. Старобинец. — Текст : непосредственный // Советская геология. — 1980. — № 1. — С. 20–26.
7. Чахмахчев В. А. Геохимия процесса миграции УВ систем. — Москва : Недра, 1983. — 230 с.

8. Дурмишьян, А. Г. Газоконденсатные месторождения / А. Г. Дурмишьян. – Москва : Недра, 1979. – 336 с. – Текст : непосредственный.

9. Тиссо, Б. Образование и распространение нефти. Пер. с англ. А. И. Конюхова, Г. В. Семерниковой, В. В. Чернышёва; под ред. Н. Б. Вассоевича, Р. Б. Сейфуль-Мулюкова / Б. Тиссо, Д. Вельте. – Москва : Мир, 1981. – 503 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Sokolov, B. A. (1980). Evolyutsiya i neftegazonosnost' osadochnykh basseinov. Moscow, Nedra Publ., 244 p. (In Russian).

2. Dmitrievsky, A. N. (2023). The fundamental basis of innovative technologies of oil and gas industry // Actual problems of oil and gas, 3(42), pp. 16-23. (In Russian). DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art1

3. Spravochnik po geokhimii nefti i gaza. (1998). Sankt-Peterburg, Nedra Publ., 576 p. (In Russian).

4. Parparova, G. M., Neruchev, S. G. & Zhukova A. V. (1981). Katagenez i neftegazonosnost'. Leningrad, Nedra Publ., 240 p. (In Russian).

5. Maksimov, S. P. & Stroganov, V. P. (1978). Usloviya razdel'nogo formirovaniya zon nefte- i gazonakopleniya v zemnoy kore. Tyumen, ZapSibNIGNI Publ., pp. 5-14. (In Russian).

6. Starobinets, I. S. (1980). Rasprostranenie i usloviya formirovaniya razlichnykh tipov gazokondensatnykh zalezhey i ikh neftyanykh otorochek // Sovetskaya geologiya, (1), pp. 20-26. (In Russian).

7. Chakhmakhev, V. A. (1983). Geokhimiya protsessy migratsii uglevodorodnykh sistem. Moscow, Nedra Publ., 230 p. (In Russian).

8. Durmishyan, A. G. (1979). Gazokondensatnye mestorozhdeniya, Moscow, Nedra Publ., 336 p. (In Russian).

9. Tissot, B. P., & Welte, D. H. (1978). Petroleum formation and occurrence: A new approach to oil and gas exploration. N. Y.: Springer-Verlag, 702 p. (In English).

Информация об авторе / Information about the author

Имамов Рустам Рафкатович,
кандидат геолого-минералогических наук, доцент, руководитель направления по геологии, ООО «Меретояханефтегаз», г. Тюмень, imatov_rustam@bk.ru

Rustam R. Imamov, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor, Head of Geology, Meretoyakhaneftgaz LLC, Tyumen, imatov_rustam@bk.ru

Статья поступила в редакцию 05.02.2024; одобрена после рецензирования 06.07.2024; принята к публикации 29.07.2024.

The article was submitted 05.02.2024; approved after reviewing 06.07.2024; accepted for publication 29.07.2024.

УДК 556.3 (540.4)

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-5-46-63

**Основные закономерности пространственно-временного состояния
химического состава подземных вод олигоценового водоносного
горизонта в Шаимском нефтегазоносном районе**

**Ю. О. Русакова^{1*}, А. Г. Плавник^{1,2}, М. В. Васьурин^{1,2}, Л. А. Ковяткина²,
А. Л. Храмова², С. А. Шешуков¹**

¹Западно-Сибирский филиал института нефтегазовой геологии и геофизики
им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*julrusakova@rambler.ru

Аннотация. Постоянно растущая потребность в пресной воде в Шаимском нефтегазоносном районе обуславливает необходимость в разведке новых участков и разработке мероприятий по совершенствованию эксплуатации существующих водозаборов. Для осуществления прогноза качества подземных вод, как одного из технологических параметров эксплуатации водоносного горизонта на перспективу, требуется актуальная информация о химическом составе подземных вод.

Цель исследования — установление основных закономерностей пространственно-временного состояния химического состава подземных вод олигоценового водоносного горизонта на территории Шаимского нефтегазоносного района в сравнении со средними значениями его показателей на сопредельной территории.

Методы исследования включают систематизацию материалов лабораторных исследований проб воды, анализ данных по химическому составу подземных вод, картирование основных закономерностей пространственно-временного изменения концентраций компонентов.

Средние значения показателей химического состава подземных вод в пределах изучаемого района близки к таковым на прилегающей территории, превышение нормативов для питьевых вод отмечается по одинаковому перечню показателей, сходство проявляется также в пестроте основного состава, пространственных закономерностях изменения большинства показателей химического состава подземных вод и присутствии участков с экстремальными значениями. Актуальные сведения о химическом составе подземных вод олигоценового горизонта, значениях его основных характеристик, закономерностях пространственно-временного изменения, представленных в виде карт распределения по площади основных показателей, могут использоваться при проектировании водозаборов подземных вод и прогнозе их качества в долгосрочном периоде.

Ключевые слова: олигоценовый водоносный горизонт, химический состав подземных вод, пространственно-временное состояние, коэффициент корреляции, минерализация

Благодарности: работы выполнены при финансовой поддержке проекта Министерства науки и высшего образования РФ №FWZZ-2022-0015 в рамках НИР СО РАН.

Для цитирования: Основные закономерности пространственно-временного состояния химического состава подземных вод олигоценового водоносного горизонта в Шаимском нефтегазоносном районе / Ю. О. Русакова, А. Г. Плавник, М. В. Васьурин [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-5-46-63 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 5. – С. 46–63.

**Main spatial-temporal regularities of the state of the chemical composition of
groundwater of the oligocene aquifer in the Shaim oil and
gas bearing area**

**Yulia O. Rusakova^{1*}, Andrey G. Plavnik^{1,2}, Margarita V. Vashurina^{1,2},
Lyubov A. Kovjatkina², Anna L. Hramcova, Sergey A. Sheshukov¹**

¹West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of
the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*julrusakova@rambler.ru

Abstract. The constantly growing need for fresh water in the Shaim oil and gas region necessitates the exploration of new areas and the development of measures to improve the operation of water intakes. To predict the quality of groundwater, which is an operational parameter of the aquifer aquifer, it is needed up-to-date information on the chemical composition of ground-water. The aim of this study to identify main spatial-temporal regularities of the state of the chemical composition of groundwater of the oligocene aquifer in the Shaim oil and gas bearing area, compared to average values from adjacent areas. Research methods include the systematization of laboratory data on water samples, analysis of groundwater chemistry, and mapping of the main spatial-temporal patterns in component concentration changes. The average values of chemical composition indicators in the studied area are similar to those of neighbouring areas, with some indicators exceeding drinking water standards. Similarities are observed in the variability of the chemical composition, spatial patterns of changes in most chemical indicators, and the presence of areas with extreme values. Current data on the chemical composition of the oligocene aquifer ground-water, including key characteristics and spatial-temporal trends presented in distribution maps, can be used in designing groundwater intakes and forecasting long-term groundwater quality.

Keywords: oligocene aquifer, groundwater chemical composition, regularity, spatial and temporal state, correlation coefficient, mineralization

Acknowledgments: these studies were carried out with financial support from the project of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation No. FWZZ-2022-0015, within the framework of research at the SB RAS.

For citation: Rusakova, Yu. O., Plavnik, A. G., Vashurina, M. V., Kovjatkina, L. A., Hramcova, A. L. & Sheshukov, S. A. Main spatial-temporal regularities of the state of the chemical composition of groundwater of the oligocene aquifer in the Shaim oil and gas bearing area. Oil and Gas Studies, (5), pp. 46-63. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-5-46-63

Введение

Олигоценый водоносный горизонт в Шаимском нефтегазоносном районе (НГР), как и на всей территории Западной Сибири, является основным источником водоснабжения населения и объектов промышленности. Постоянно растущая потребность в пресной воде обуславливает необходимость разведки новых участков и разработки мероприятий по совершенствованию эксплуатации существующих водозаборов. Для осуществления прогноза качества подземных вод, как одного из технологических параметров эксплуатации водоносного горизонта на перспективу, необходима актуальная информация о химическом составе подземных вод.

На протяжении ряда десятилетий химический состав пресных подземных вод Западной Сибири выступал предметом многочисленных научных исследований, в ходе которых сложились основные знания о его характеристиках, закономерностях пространственного изменения, факторах и

условиях формирования. Данный вопрос освещен в трудах ряда исследователей-гидрогеологов [1–6], а обобщенные характеристики — в сводном труде «Гидрогеология СССР. Том XVI. Западно-Сибирская равнина» [7]. Наряду с опубликованными источниками обширная гидрохимическая информация, дающая представление об естественных характеристиках химического состава подземных вод района, приведена в материалах фондовых геологических отчетов: работы ЗапСибНИГНИ Главтюменьгеологии (Ю. К. Смоленцев, Н. И. Зенков и др., 1968) по теме «Подземные воды кайнозойских отложений Западно-Сибирского артезианского бассейна в пределах Тюменской, Томской и северных районов Новосибирской и Омской областей» и отчета ТИИ (Ю. К. Смоленцев, 1983) по теме «Отчет по региональной оценке эксплуатационных запасов подземных вод южной части Западно-Сибирского артезианского бассейна». Вопросы пространственно-временного изменения химического состава пресных подземных вод Западной Сибири в условиях интенсивной техногенной нагрузки посвящен ряд современных исследовательских работ [8–16].

Особенность расположения Шаимского НГР в отсутствие в его пределах крупных населенных пунктов. Пресные подземные воды используются здесь преимущественно для водоснабжения объектов нефтяной инфраструктуры и в технологическом процессе нефтедобычи — для поддержания пластового давления на отдельных кустовых площадках. В условиях отсутствия государственной сети наблюдений основным источником гидрохимической информации являются данные мониторинга подземных вод различных недропользователей. Эти сведения крайне разрозненны: места отбора проб неравномерно распределены по площади, периодичность отбора и перечень определяемых компонентов различны, так как зависят от регламентирующих, исходя из целевого назначения водоснабжения, нормативных документов; многочисленные лаборатории применяют отличающиеся методики определения одних и тех же показателей. Все перечисленное усложняет сопоставимость данных, вызывает трудность в их интерпретации. Тем не менее в современных сложившихся условиях полученные в ходе мониторинга сведения служат безальтернативным и неоспоримо ценным источником актуальной информации о химическом составе подземных вод региона.

Шаимский НГР занимает довольно небольшую территорию в западной части Западно-Сибирского мегабассейна (МБ) — 19,3 тыс. км². Учитывая тот факт, что подземные воды — это динамичная система, в которой гидрохимические процессы происходят с достаточно большой скоростью и проявление определенных закономерностей в пространственном изменении химического состава подземных вод возможно проследить только на значительно большей площади, в настоящем исследовании, наряду с гидрохимическими данными по Шаимскому НГР, используется информация по смежным территориям (Красноленинскому, Восточно-Уральскому,

Березовскому, Сергинскому, Ляминскому, Карабашскому, Уватскому, Приобскому НГР) общей площадью 115,1 тыс. км² (рис. 1).

Цель исследования — анализ основных закономерностей пространственно-временного изменения химического состава подземных вод олигоценового водоносного горизонта на территории Шаимского НГР в сравнении со средними значениями его показателей на сопредельной территории.

Актуальность исследования заключается в необходимости актуализации сведений о химическом составе подземных вод и закономерностях его пространственно-временного изменения для прогноза качества подземных вод на долгосрочный период.

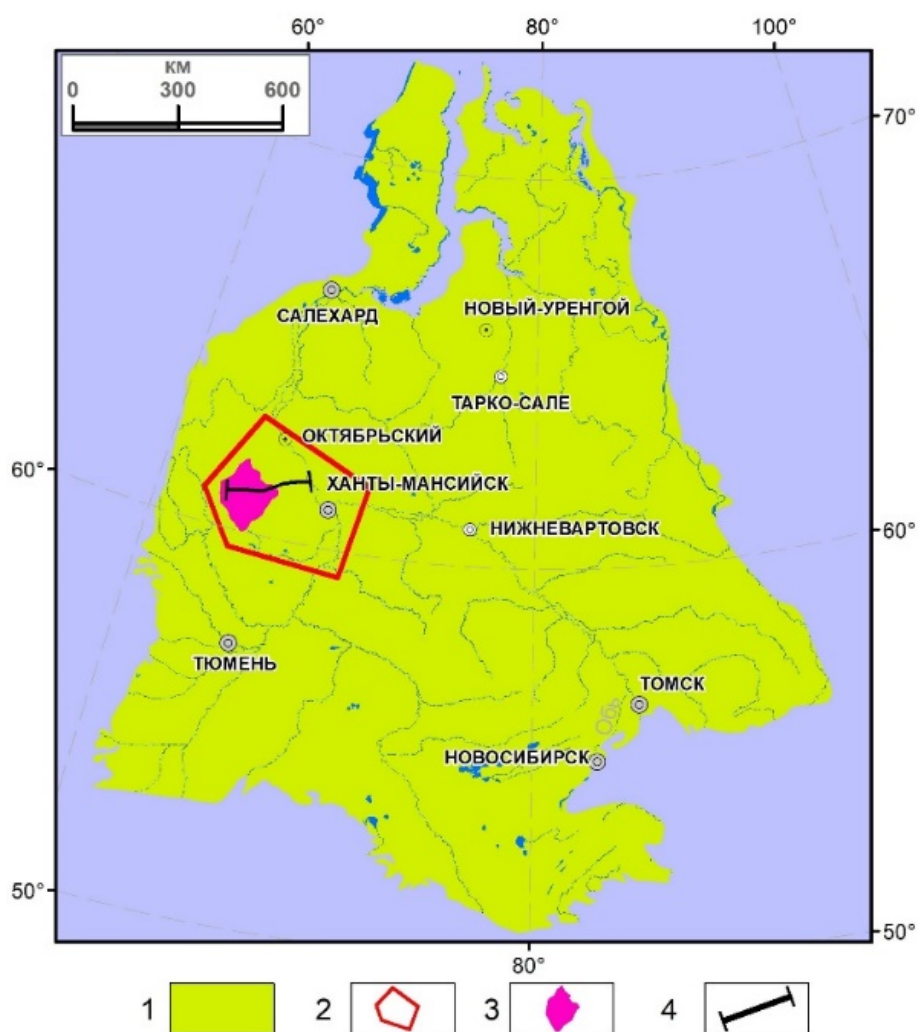


Рис. 1. **Обзорная карта:** 1 — Западно-Сибирский МБ;
2 — район исследования; 3 — Шаимский НГР;
4 — линия гидрогеологического разреза

Объект исследования

Объект исследования — олигоценовый водоносный горизонт, приуроченный к отложениям стратиграфических аналогов — куртамышской и атлым-новомихайловской свитам. Горизонт представляет собой толщу чередующихся песков, алевритов и глин. В целом, верхняя часть сложена более глинистыми слабопроницаемыми отложениями, средняя и нижняя части (эффективная мощность) — мелко- и среднезернистыми глинистыми песками с прослоями алевритов и глин. Верхним водоупором горизонту служат существенно глинистые отложения туртасской свиты, а в местах ее отсутствия — осадки неоген-четвертичного возраста. Нижним регионально выдержанным водоупором, завершающим разрез зоны активного водообмена, служат глины тавдинской свиты эоцена (рис. 2). Питание подземных вод горизонта осуществляется за счет атмосферных осадков путем нисходящей фильтрации сквозь водоносный неоген-четвертичный горизонт. Разгрузка — путем восходящей фильтрации в местах глубоких эрозионных врезов и в грунтовые горизонты.

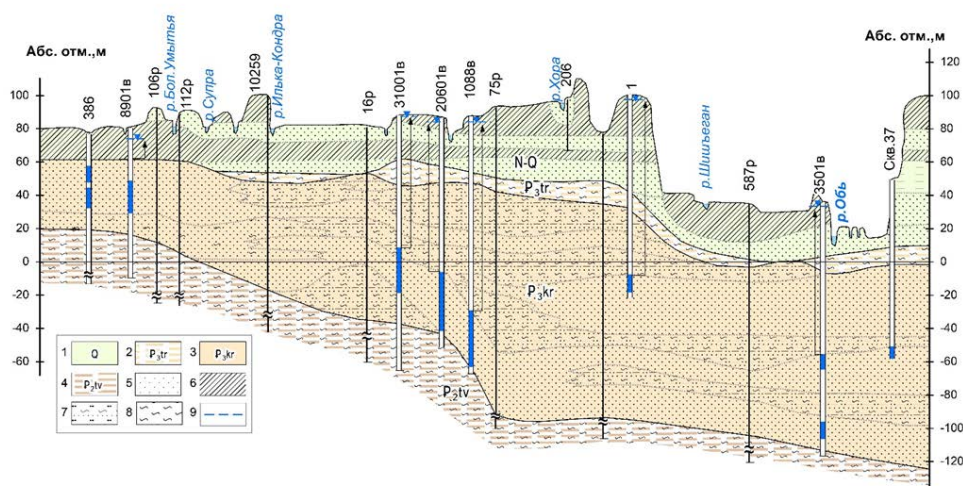


Рис. 2. Схематический гидрогеологический разрез района: 1 — водоносный неоген-четвертичный горизонт; 2 — водоупорный, локально-слабоводоносный туртасский горизонт; 3 — водоносный куртамышский горизонт; 4 — водоупорный тавдинский горизонт; 5 — пески; 6 — суглинки; 7 — переслаивание песков, глин, алевритов; 8 — глины плотные; 9 — положение уровня подземных вод; стрелкой обозначен напор над кровлей продуктивного интервала

Средние значения геологических параметров олигоценового горизонта в пределах Шаимского НГР и на сопредельной территории находятся в сопоставимых пределах, что позволяет оценивать геологические условия изучаемого объекта как однородные на всей территории исследования.

Исходные данные

Исходными для исследования являются сведения о химическом составе подземных вод олигоценового горизонта, полученные авторским коллективом в ходе прикладных работ, а также данные мониторинга подземных вод различных недропользователей за период 2013–2021 гг.

Перечень анализируемых показателей представлен водородным показателем (pH), общей жесткостью (Ж), содержанием суммы ионов натрия и калия ($\text{Na}^+ + \text{K}^+$), кальцием (Ca^{2+}), магнием (Mg^{2+}), гидрокарбонатами (HCO_3^-), хлоридами (Cl^-), сульфатами (SO_4^{2-}), общим железом (Fe), марганцем (Mn), кремнием (Si) и аммонием (NH_4^+).

Химический анализ проб, отобранных авторским коллективом в пределах района исследований, проводился в лаборатории физико-химических методов исследований ЗСФ ИНГГ СО РАН (г. Тюмень). Химико-аналитические исследования проводились с использованием атомно-абсорбционного спектрометра с электротермической атомизацией с ртутно-гидридной приставкой МГА-1000 РГП-915, хроматографа жидкостного ионного с кондуктометрическим детектором «Стайер», системы капиллярного электрофореза «Капель-205».

Методы исследования

Методы исследования включают систематизацию материалов лабораторных исследований проб воды, анализ химического состава подземных вод, картирование основных закономерностей его пространственно-временного изменения.

В систематизацию данных лабораторных исследований проб воды входят:

- отбраковка ошибочных определений значений показателей;
- определение значения минерализации воды (M , мг/дм^3) как суммы содержания основных ионов ($\text{Na}^+ + \text{K}^+$, Ca^{2+} , Mg^{2+} , HCO_3^- , Cl^- и SO_4^{2-}), что обусловлено определением разными лабораториями либо минерализации, либо сухого остатка;
 - расчет эквивалентных значений (мг-экв , $\%$ -экв) основных ионов;
 - получение средних значений показателей химического состава для каждой водозаборной скважины;
- разделение всех химических анализов на две группы по значению минерализации: первая группа — с величиной минерализации $< 1000 \text{ мг/дм}^3$ и вторая — $> 1000 \text{ мг/дм}^3$.
- разделение анализов на группы по территории: относящихся к Шаимскому НГР и к окружающим районам;
- генерализация средних значений по близко расположенным скважинам в участки наблюдений для построения карт распределения показателей по площади.

Для характеристики качественного химического состава используется ОСТ 41-05-263-86 «Воды подземные. Классификация по химическому составу и температуре»; для оценки пригодности воды для питьевого водоснабжения — СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»; для определения типа вод — классификация О. А. Алекина [17].

Анализ закономерностей пространственного изменения показателей химического состава выполняется методом парной линейной корреляции с визуализацией закономерностей в виде карт [18].

Закономерности изменения химического состава во времени устанавливаются путем сопоставления гидрохимических карт различных временных периодов.

Результаты исследования и их обсуждение

Систематизация данных лабораторных исследований

В химическом составе подземных вод региона сумма содержания основных ионов составляет в среднем 90 % общего состава, остальные 10 % приходятся на содержание железа, кремния, аммония и марганца. Прочие компоненты химического состава находятся в следовых количествах либо в количестве ниже предельной чувствительности приборов. На основании этого, в условиях отсутствия для всех анализов сопоставимых показателей, использование суммы основных ионов как характеристики минерализации вполне допустимо.

Для пресных подземных вод олигоценового горизонта западной части Западно-Сибирского МБ характерны анализы, составляющие подавляющее большинство (1 730 анализов, в том числе 471 анализ Шаимского НГР), со значением минерализации менее $1\,000\text{ мг/дм}^3$, которые отнесены к первой группе. Вторая группа включает единичные анализы (33 анализа, в том числе 5 анализов Шаимского НГР) с экстремальными для региона значениями — выше 1000 мг/дм^3 . Такие значения минерализации оцениваются нами как характеризующие условия формирования химического состава только на локальных участках. Следует отметить, в одних и тех же скважинах района в разные периоды времени получены данные химических анализов, относящиеся как к первой, так и ко второй группе.

Характеристика химического состава подземных вод

На основании средних значений показателей анализов первой группы (табл. 1) можно заключить, что характеризующие ими воды как в Шаимском НГР, так и на территории соседних районов — пресные с величиной минерализации $39\text{--}924\text{ мг/дм}^3$, по реакции среды — от слабокислых до щелочных (рН 5,5–8,8 ед.), по величине общей жесткости ($0,2\text{--}10,2\text{ мг-экв/дм}^3$) — от очень мягких до очень жестких. Вариативность всех показателей очень высокая, что очевидно обусловлено разнородно-

стью объекта изучения и возможным влиянием различий методов определения показателей в различных лабораториях.

Превышение предельно допустимых концентраций (ПДК) для питьевых вод как в Шаимском НГР, так и на соседних территориях отмечается по водородному показателю, общей жесткости, содержанию аммония, кремния, общего железа и марганца, редко — по содержанию натрия.

Согласно классификации О. А. Алекина воды как в Шаимском НГР, так и в пределах смежных районов имеют весьма пестрый состав: по анионам присутствуют классы гидрокарбонатных и хлоридных вод, по преобладающим катионам — группы натриевых, кальциевых и магниевых, I, II и III типов.

Таким образом, средние значения показателей химического состава подземных вод олигоценного горизонта в пределах Шаимского НГР и окружающих районов вполне сопоставимы. Превышение нормативов для питьевых вод отмечается по единому перечню компонентов; сходство проявляется также в пестроте основного состава.

Анализы второй группы характеризуют воды в местах их отбора как в Шаимском, так и в соседних районах как солоноватые с величиной минерализации 1 085–3 572 мг/дм³, по реакции среды (5,1–7,2 ед.) от умереннокислых до нейтральных, по величине общей жесткости (3,6–9,8 мг-экв/дм³) — как умеренно и очень жесткие (табл. 2).

Таблица 1

**Средние значения показателей химического состава подземных вод
первой группы анализов**

Показатель	Шаимский НГР				Смежные районы			
	Количество определений	Пределы значений	Среднее значение	Стандартное отклонение	Количество определений	Пределы значений	Среднее значение	Стандартное отклонение
pH	450	5,5–8,2	6,7	0,4	1061	5,9–8,8	7,1	0,5
Ж, мг-экв/дм ³	450	0,2–10,2	1,5	1,2	1203	0,3–7,0	2,7	1,5
M, мг/дм ³	347	50–653	262	125	869	39–924	356	168
Na ⁺ +K ⁺ , мг/дм ³	351	3,6–188,4	47,4	37,1	954	1,4–478,0	44,6	46,4
Ca ²⁺ , мг/дм ³	351	1,4–63,1	16,7	10,4	1033	3,3–126,6	29,7	20,0
Mg ²⁺ , мг/дм ³	347	1,4–40,2	8,1	5,4	984	1,1–51,6	14,9	8,3
SO ₄ ²⁻ , мг/дм ³	280	0,5–23,5	5,7	4,4	521	0,1–87,8	6,2	10,4
Cl ⁻ , мг/дм ³	406	0,8–228,4	37,7	47,2	1100	0,3–206,4	18,8	34,4
HCO ₃ ⁻ , мг/дм ³	351	17,7–401,0	138,8	78,4	972	18,2–507,6	243,1	119,3
NH ₄ ⁺ , мг/дм ³	124	0,2–7,0	1,8	1,4	821	0,1–7,4	2,7	1,5
Si, мг/дм ³	86	0,9–24,3	15,0	5,7	461	1,4–28,0	15,1	4,4
Fe общее, мг/дм ³	112	2,1–17,3	9,6	3,8	947	0,2–19,5	5,4	4,1
Mn, мг/дм ³	92	0,1–1,1	0,4	0,2	679	0,01–1,1	0,3	0,2

Из перечня определяемых показателей превышение ПДК для питьевых вод отмечается по минерализации, водородному показателю, общей жесткости, содержанию хлора и натрия. Отличие в перечне превышающих ПДК показателей в относящихся к Шаимскому НГР анализах от анализов сопредельных районов отмечается по показателям pH и общей жесткости.

По классификации О. А. Алекина анализы данной группы классифицируют воды в местах их отбора в Шаимском НГР как хлоридные, на сопредельных территориях — как гидрокарбонатные и хлоридные. По преобладающим катионам все воды относятся к группе натриевых. Различие отмечается по типу: в Шаимском НГР воды относятся ко II типу, на сопредельных территориях — к I типу.

Таким образом, химический состав вод в анализах второй группы имеет специфические черты и характеризует отличные от естественных условия формирования как в Шаимском НГР, так и в соседних районах.

Таблица 2

Средние значения показателей химического состава подземных вод второй группы анализов

Показатель	Шаимский НГР				Смежные районы			
	Количество определений	Пределы значений	Среднее значение	Стандартное отклонение	Количество определений	Пределы значений	Среднее значение	Стандартное отклонение
pH	5	5,1–5,7	5,4	0,5	28	6,8–7,2	7,1	0,2
Ж, ммоль/дм ³		4,0–4,5	4,3	0,4		3,6–9,8	6,1	2,0
M, мг/дм ³		1619–1630	1625	7,5		1085–3572	1652	747
Na ⁺ +K ⁺ , мг/дм ³		509,3–544,4	526,8	24,8		172,6–1182,2	448,7	279,8
Ca ²⁺ , мг/дм ³		56,5–61,2	58,8	3,3		48,1–136,3	88,0	29,6
Mg ²⁺ , мг/дм ³		14,5–16,7	15,6	1,6		7,3–36,5	20,5	10,4
SO ₄ ²⁻ , мг/дм ³		5,5–7,2	6,3	1,2		1,2–4,0	2,2	0,8
Cl ⁻ , мг/дм ³		935,8–941,6	938,7	4,1		249,9–1801,8	645,3	441,4
HCO ₃ ⁻ , мг/дм ³		73,2–83,3	78,3	7,1		292,8–634,4	447,8	125,6

Анализ закономерностей пространственного изменения показателей химического состава

На основании парной линейной корреляции показателей химического состава и пространственных характеристик участков наблюдений (широты и долготы) (табл. 3) как для Шаимского НГР, так и для смежных районов значимые положительные статистические связи (коэффициент корреляции 0,6 и выше) отмечаются для показателей минерализации, содержа-

ния гидрокарбонатов (составляющих основную ее долю) и аммония. Зависимость проявляется в увеличении значений показателей в направлении с запада на восток. При этом значения показателей анализов второй группы демонстрируют их несогласное положение относительно общей тенденции (рис. 3, а, б, в).

Таблица 3

Матрица корреляционных зависимостей

Показатель	Шаимский НГР		Смежные районы	
	Долгота	Широта	Долгота	Широта
pH	0,3	0,2	0,2	0,1
Ж	0,4	-0,1	0,1	0,0
М	0,7	0,2	0,7	-0,3
Na ⁺ +K ⁺	0,5	0,2	0,5	-0,4
Ca ²⁺	0,6	-0,2	0,1	0,1
Mg ²⁺	0,2	0,2	0,1	-0,1
HCO ₃ ⁻	0,7	0,0	0,7	-0,4
Cl ⁻	0,2	0,3	0,2	0,0
SO ₄ ²⁻	0,3	-0,3	-0,2	0,3
Fe	0,7	0,3	-0,3	0,3
Si	0,5	0,3	0,3	-0,3
NH ₄ ⁺	0,7	0,1	0,6	-0,3
Mn	-0,1	0,5	-0,4	0,5

Кроме того, в Шаимском НГР значимые положительные связи с долготой отмечаются для показателей содержания кальция и общего железа. Содержание кальция в Шаимском НГР, так же как в целом на территории исследования, увеличивается в направлении с запада на восток, при этом содержание кальция в анализах второй группы не согласуется с общей тенденцией. Закономерность в изменении содержания общего железа в целом по району исследования неоднозначна: в Шаимском НГР увеличение значений показателя происходит с запада на восток (рис. 3, г, д).

Помимо этого, менее выраженные положительные статистические связи (коэффициент корреляции 0,5) в Шаимском НГР, как и на сопредельной территории, отмечаются для содержания: суммы ионов натрия и калия и кремния с долготой, а также содержания марганца с широтой. Первые две зависимости проявляются в повышении значений показателей в направлении с северо-запада на юго-восток. Для содержания марганца зависимость обратная: с северо-запада на юго-восток отмечается снижение значений показателя (рис. 3, е, ж, з).

Таким образом, закономерности пространственного изменения показателей химического состава водоносного олигоценового горизонта в Шаимском НГР характерны для района исследования в целом.

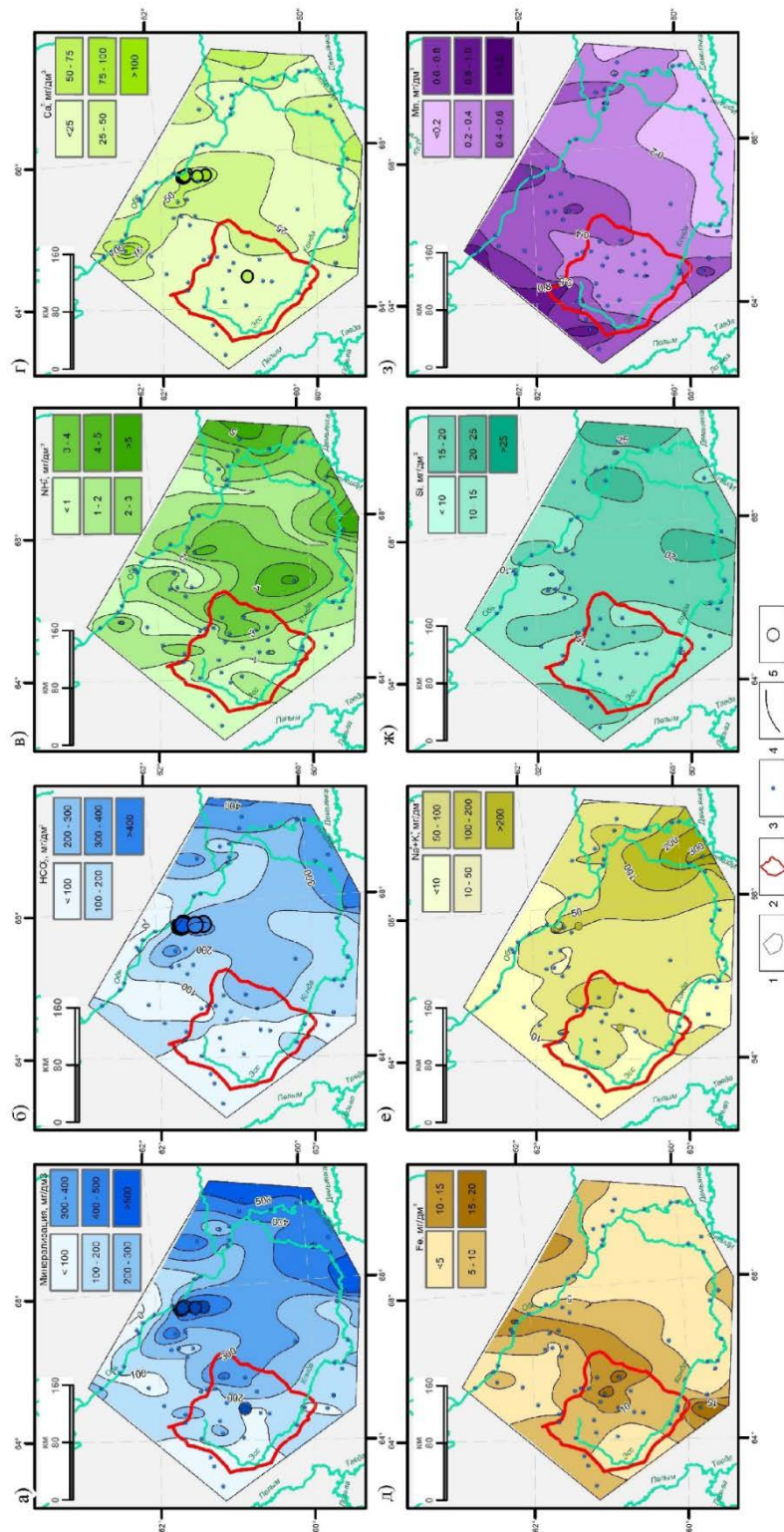


Рис. 3. Карты пространственного изменения содержания показателей химического состава подземных вод: а) минерализации, б) гидрокарбонатов, в) аммония, г) кальция, д) общего железа, е) суммы натрия и калия, ж) кремния, з) марганца. 1 — район исследования, 2 — Шаймский НГР, 3 — участок наблюдения, 4 — изолиния значения

показателя, 5 — участок наблюдения с анализами второй группы

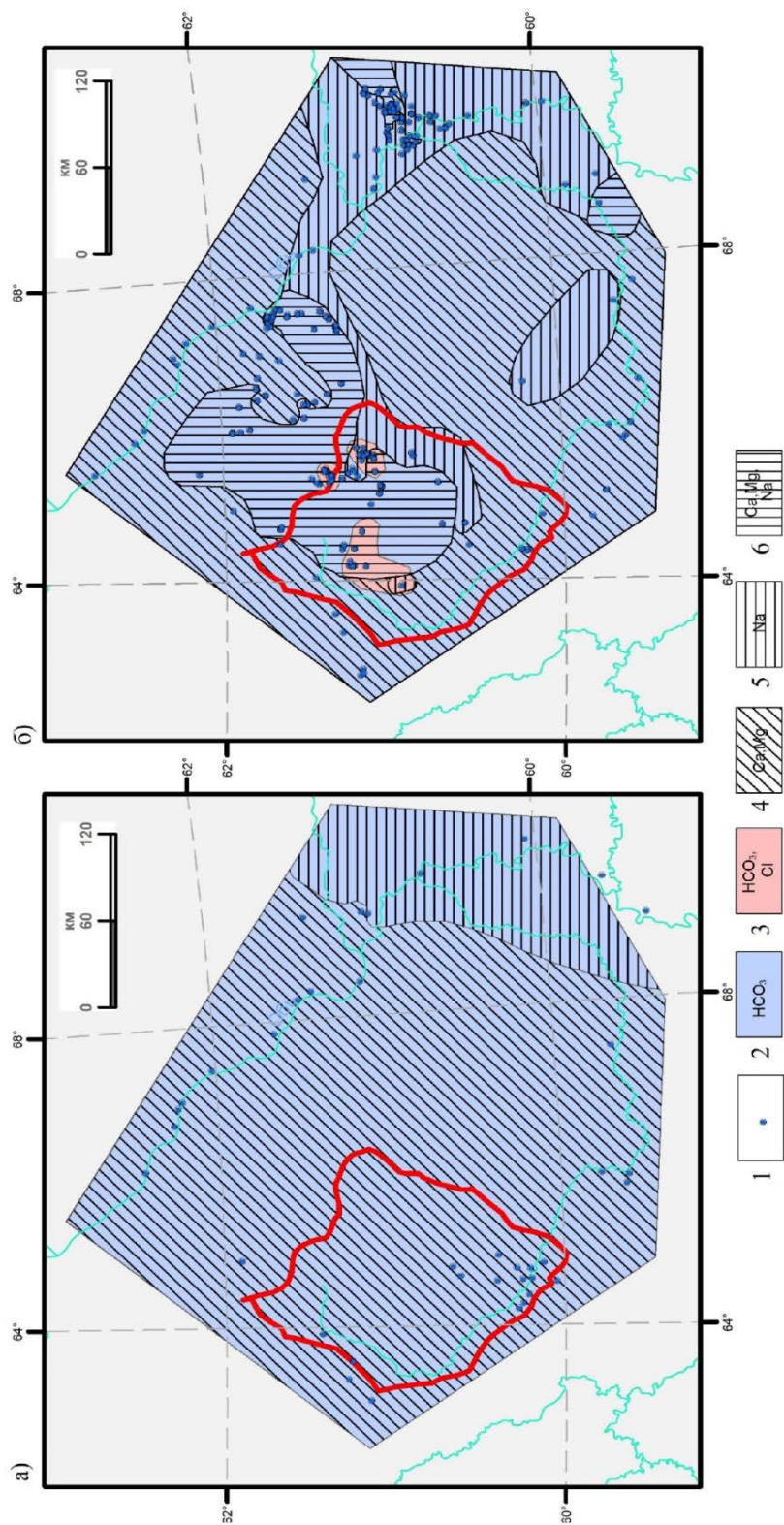


Рис. 4. Гидрохимические карты по состоянию на а) 1983 г., б) 2013–2021 гг.: 1 — участок наблюдений;
2 — гидрокарбонатный тип вод; 3 — смешанный по анионам тип вод; 4 — кальциевый и магниевый тип вод;
5 — натриевый тип вод; 6 — смешанный по катионам тип вод

Анализ закономерностей временного изменения показателей химического состава

Сравнительный анализ гидрохимической карты, построенной по имеющимся данным с картой из отчета «Отчет по региональной оценке эксплуатационных запасов подземных вод южной части Западно-Сибирского артезианского бассейна» (рис. 4), позволяет отметить, что как в Шаимском НГР, так и в целом по району исследования гидрохимическая зональность подземных вод за 30–38-летний период в основном сохранена: с запада на восток происходит смена основного состава воды от гидрокарбонатного кальциевого на гидрокарбонатный натриевый тип. Отличие картирования гидрохимических условий в современном периоде (в центральной и восточной частях района смешанного как по анионам, так и по катионам типа вод) обусловлено повышением детальности их изучения за счет увеличения количества участков наблюдений.

Практическая значимость результатов исследования

Актуальные сведения о химическом составе подземных вод олигоценного горизонта Шаимского НГР и сопредельных районов, расположенных в западной части Западно-Сибирского МБ, значениях его основных характеристик, закономерностях пространственно-временного изменения, представленных в виде карт распределения по площади основных показателей, могут использоваться при проектировании водозаборов подземных вод и прогнозе качества подземных вод в долгосрочном периоде.

Выводы

Изученность геологических условий олигоценного водоносного горизонта Шаимского НГР и сопредельных районов позволяет считать условия формирования химического состава подземных вод на всей площади исследования однотипными. Средние значения показателей химического состава подземных вод в Шаимском НГР и в окружающих районах близки. Превышение нормативов для питьевых вод отмечается по одинаковому перечню показателей, сходство проявляется также в пестроте основного состава.

Пространственные закономерности изменения большинства показателей химического состава подземных вод для Шаимского НГР сходны с аналогичными закономерностями для всего района исследования: с запада на восток увеличивается минерализация вод, содержание гидрокарбоната и кальция, составляющих ее основу, с севера-запада на юго-восток повышается содержание суммы ионов натрия и калия, содержание кремния и иона аммония. Общая закономерность отмечается для снижения содержания марганца с северо-запада на юго-восток. Закономерность в повышении содержания железа с запада на восток, отмеченная в Шаимском НГР в целом, по району не прослеживается и требует дальнейшего изучения.

Все сходные закономерности справедливы для естественных условий формирования химического состава. Анализы с экстремальными значениями показателей имеют специфичный химический состав как в Шаимском НГР, так и на соседних участках.

Временные изменения в химическом составе подземных вод как в Шаимском НГР, так и в целом по району исследования не отмечены. Повышение детальности изучения гидрохимического режима позволяет актуализировать картирование гидрохимических показателей.

Таким образом, химический состав подземных вод олигоценового водоносного горизонта в естественных условиях в Шаимском НГР типичен для подземных вод региона и Западно-Сибирского МБ в целом. Основные закономерности пространственного изменения его показателей определяются факторами, состав и степень влияния которых требуют отдельного рассмотрения. На основании опыта, полученного многочисленными исследователями, можно предположить, что естественный облик подземных вод региона формируется под влиянием природных факторов, обусловленных прежде всего химическим взаимодействием в системе вода — порода, а также гидродинамическими условиями водообмена. Экстремальные значения показателей химического состава определяются нарушением естественного гидрохимического режима.

Результаты данного исследования могут быть использованы при проектировании водозаборов подземных вод и прогнозе качества подземных вод в долгосрочном периоде.

Список источников

1. Шубенин, Н. Г. Гидрогеохимический режим водоносных горизонтов континентальных отложений олигоцен-четвертичного возраста юга Тюменской области / Н. Г. Шубенин, В. Б. Стульников, И. Ф. Хусаинов. – Текст : непосредственный // Вопросы гидрогеологии и инженерной геологии Сибири. – 1975. – № 42. – С. 131–143.
2. Смоленцев, Ю. К. Новая провинция распространения содовых пресных подземных вод в гумидной зоне Западно-Сибирской равнины / Ю. К. Смоленцев. – Текст : непосредственный // Вопросы гидрогеологии и инженерной геологии Сибири. – 1976. – № 59. – С. 44–49.
3. Смоленцев, Ю. К. Состав питьевых подземных вод Западно-Сибирского мегабассейна как биогидрогеохимический фактор эндемических заболеваний населения / Ю. К. Смоленцев. – Текст : непосредственный // Гидрогеологические и инженерно-геологические условия освоения Западной Сибири. – 1991. – С. 63–75.
4. Савичев, О. Г. Закономерности пространственных изменений химического состава подземных вод верхней гидродинамической зоны в Томской области (Западная Сибирь) / О. Г. Савичев, О. А. Камнева. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 317, № 1. – С. 138–143.

5. Лепокурова, О. Е. Содовые подземные воды юга-востока Западной Сибири: определение и распространение / О. Е. Лепокурова. – Текст : непосредственный // Современные проблемы гидрогеологии, инженерной геологии и гидрогеоэкологии Евразии : материалы Всероссийской конференции с международным участием с элементами научной школы, Томск, 23–27 ноября 2015 года / Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2015. – С. 172–177.
6. Бешенцев, В. А. Повышенные концентрации железа в пресных подземных водах Западной Сибири / В. А. Бешенцев, Л. А. Ковяткина. – Текст : непосредственный // Научный Лидер. – 2021. – № 6 (8). – С. 4–6.
7. Гидрогеология СССР. Том XVI. Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области) / ВСЕГИНГЕО : под редакцией А. В. Сидоренко. – Москва : Недра, 1970. – 368 с. – Текст : непосредственный.
8. Бешенцев, В. А. Формирование техногенных гидрогеологических систем на территории Ямало-Ненецкого автономного округа / В. А. Бешенцев, А. А. Пономарев. – Текст : непосредственный // Геоэкология. Инженерная геология, гидрогеология, геокриология. – 2009. – № 2. – С. 123–135.
9. Торопов, Г. В. Особенности формирования химического состава природных вод на территории Уренгойского нефтегазодобывающего региона (на примере Уренгойского НГКМ) / Г. В. Торопов, В. А. Бешенцев. – Текст : непосредственный // Вестник Тюменского государственного университета. Экология и природопользование. – 2013. – № 4. – С. 115–124.
10. Храмова, А. Л. Условия формирования особенностей гидрохимического облика пресных подземных вод на автономном участке Салотлорского месторождения ХМАО — Югры / А. Л. Храмова, Ю. О. Русакова, М. В. Вашурина. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 2. – С. 50–56.
11. Русакова, Ю. О. Прогноз сохранения благоприятного качества пресных подземных вод территории Среднеобского бассейна ХМАО — Югра (на основании обзора данных мониторинга водозаборов нефтяных месторождений) / Ю. О. Русакова, М. В. Вашурина, А. Л. Храмова. – Текст : непосредственный // Академический журнал Западной Сибири. – 2016. – Т. 12. – № 3 (64). – С. 70–73.
12. Вашурина, М. В. Химический состав пресных подземных вод в естественном и нарушенном состояниях на территории юго-западной части ХМАО — Югры // М. В. Вашурина, Ю. О. Русакова, А. Л. Храмова – DOI 10.30713/2413-5011-2018-7-44-51. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 7. – С. 44–51.
13. Вашурина, М. В. Изучение состояния пресных подземных вод в условиях интенсивного освоения Красноленинского месторождения / М. В. Вашурина, Ю. О. Русакова, А. Л. Храмова. – DOI 10.30713/2413-5011-2019-11(335)-51-59. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 11. – С. 51–59.
14. Вашурина, М. В. Химический состав пресных подземных вод в естественном и нарушенном состояниях на территории центральной части Вартовского нефтегазоносного района / М. В. Вашурина, Ю. О. Русакова, А. Л. Храмова. – DOI 10.30713/2413-5011-2020-4(340)-58-64. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 4. – С. 58–64.

15. Вашурина, М. В. Изучение состояния пресных подземных вод в условиях освоения нефтяных месторождений юго-западной части Томской области / М. В. Вашурина, Ю. О. Русакова, А. Л. Храмцова. – DOI 10.30713/2413-5011-2020-8(344)-64-73. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 8. – С. 64–73.

16. Изучение закономерностей формирования химического состава подземных вод атлым-новомихайловского водоносного горизонта в условиях разработки центральной части Самотлорского месторождения нефти методом главных компонент / М. В. Вашурина, Ю. О. Русакова, А. Л. Храмцова, Р. И. Тимшанов. – DOI 10.33285/2413-5011-2022-3(363)-66-72. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 3 (363). – С. 66–72.

17. Альтовский, М. Е. Справочник гидрогеолога / М. Е. Альтовский. – Москва : Госгеолтехиздат, 1962. – 616 с. – Текст : непосредственный.

18. Геокартирование на основе сплайн-аппроксимационного подхода : монография / А. Г. Плавник, А. Н. Сидоров, А. А. Сидоров, Е. С. Торопов. – Тюмень : ТИУ, 2021. – 189 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Shubenin, N. G., Stul'nikov, V. B., & Husainov, I. F. (1975). Hidrogeohimicheskij rezhim vodonosnyh gorizontov kontinental'nyh otlozhenij oligocen-chetvertichnogo vozrasta yuga Tyumenskoj oblasti. Voprosy gidrogeologii i inzhenernoj geologii Sibiri, (42), pp. 131-143. (In Russian).

2. Smolencev, Yu. K. (1976). Novaya provinciya rasprostraneniya sodovyh presnyh podzemnyh vod v gumidnoj zone Zapadno-Sibirskoj ravniny. Voprosy gidrogeologii i inzhenernoj geologii Sibiri, (59), pp. 44-49. (In Russian).

3. Smolencev, Yu. K. (1991). Sostav pit'evyh podzemnyh vod Zapadno-Sibirskogo megabassejna kak biogidrogeohimicheskij faktor endemicheskix zabolevanij naseleniya. Hidrogeologicheskie i inzhenerno-geologicheskie usloviya osvoeniya Zapadnoj Sibiri, pp. 63-75. (In Russian).

4. Savichev, O. G., & Kamneva, O. A. (2010). Zakonomernosti prostranstvennyh izmenenij himicheskogo sostava podzemnyh vod verhnej gidrodinamicheskoj zony v Tomskoj oblasti (Zapadnaya Sibir'). Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta, 317(1), pp.138-143. (In Russian).

5. Lepokurova, O. E. (2015). Sodovye podzemnye vody yuga-vostoka Zapadnoj Sibiri: opredelenie i rasprostranenie. Sovremennye problemy gidrogeologii, inzhenernoj geologii i gidrogeoeologii Evrazii: Materialy Vserossijskoj konferencii s mezhdunarodnym uchastiem s elementami nauchnoj shkoly, Tomsk, 23-27 noyabrya 2015 goda. Nacional'nyj issledovatel'skij Tomskij politekhnicheskij universitet, pp. 172-177. (In Russian).

6. Beshencev, V. A., & Kovyatkina, L. A. (2021). Povyshennye koncentracii zheleza v presnyh podzemnyh vodah Zapadnoj Sibiri. Scientific leader, 6(8), pp. 4-6. (In Russian).

7. Sidorenko, A. V. (1970). Hidrogeologiya SSSR. Tom XVI. Zapadno-Sibirskaya ravnina (Tyumenskaya, Omskaya, Novosibirskaya i Tomskaya oblasti). Moscow, Nedra Publ., 368 p. (In Russian).

8. Beshencev, V. A., & Ponomarev, A. A. (2009). Formirovanie tekhnogen-nyh gidrogeologicheskikh sistem na territorii Yamalo-Nenetskogo avtonomnogo okruga. *Geoekologiya. Inzhenernaya geologiya, gidrogeologiya, geokriologiya*, (2), pp. 123-135. (In Russian).
9. Toropov, G. V., & Beshencev, V. A. (2013). Features of formation of the chemical composition of natural water in the Urengoy oil and gas production area (the case of the Urengoy oil and gas condensate field). *Tyumen State University Herald. Natural Resource Use and Ecology*, (4), pp. 115-124. (In Russian).
10. Hramcova, A. L., Rusakova, Yu. O., & Vashurina, M. V. (2016). Conditions of formation of some specific features of hydrochemical image of fresh underground water at Samotlor field separate site of Khanty-Mansi autonomous territory. *Oilfield engineering*, (2), pp. 50-56. (In Russian).
11. Rusakova, Yu. O., Vashurina, M. V., & Hramcova, A. L. (2016). Prognoz sohraneniya blagopriyatnogo kachestva presnykh podzemnykh vod territorii Sred-neobskogo bassejna HMAO - Yugra (na osnovanii obzora dannykh monitoringa vodozab-orov neftyanykh mestorozhdenij). *Akademicheskij zhurnal Zapadnoj Sibiri*, 12(3(64)), pp. 70-73. (In Russian).
12. Vashurina, M. V., Rusakova, Yu. O., & Khramtsova, A. L. (2018). Chemical composition of fresh groundwater in natural and disturbed conditions in the south-western area of Khmao - Yugra region. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, (7), pp. 44-51. (In Russian). DOI: 10.30713/2413-5011-2018-7-44-51
13. Vashurina, M. V., Rusakova, Yu. O., & Khramtsova, A. L. (2019). The study of fresh groundwater state in conditions of intensive development of the Krasno-leninskoe field. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, (11), pp. 51-59. (In Russian). DOI: 10.30713/2413-5011-2019-11(335)-51-59
14. Vashurina, M. V., Rusakova, Yu. O., & Khramtsova, A. L. (2020). Chemical composition of fresh underground waters in natural and disturbed conditions in the territory of the central part of the Vartovsky oil and gas-bearing area. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, (4), pp. 58-64. (In Russian). – DOI: 10.30713/2413-5011-2020-4(340)-58-64
15. Vashurina, M. V., Rusakova, Yu. O., & Khramtsova, A. L. (2020). Studying of the state of fresh underground waters under conditions of oil deposits development in the south-western part of the Tomsk region. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, (8), pp. 64-73. (In Russian). – DOI: 10.30713/2413-5011-2020-8(344)-64-73
16. Vashurina, M. V., Rusakova, Y. O., Khramtsova, A. L., & Timshanov, R. I. (2022). The study of regularities of formation of the groundwater chemical composition of Atlym-Novomikhailovskiy horizon in conditions of the central part development of the Samotlor oil field by the method of principal components. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 3(363), pp. 66-72. (In Russian). DOI: 10.33285/2413-5011-2022-3(363)-66-72
17. Al'tovskij, M. E. (1962). *Spravochnik gidrogeologa*. Moscow, Gosgeoltekhizdat Publ., 616 p. (In Russian).
18. Plavnik, A. G., Sidorov, A. N., Sidorov, A. A., & Toropov, E. S (2021). *Geokartirovanie na osnove splayn-approksimatsionnogo podkhoda*. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 189 p. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Русакова Юлия Олеговна, младший научный сотрудник, Западно-Сибирский филиал института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень, julrusakova@rambler.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1258-4598>

Плавник Андрей Гариевич, доктор технических наук, профессор, директор, Западно-Сибирский филиал института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень

Вашурина Маргарита Владимировна, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, Западно-Сибирский филиал института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень

Ковяткина Любовь Андреевна, старший преподаватель, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Храмцова Анна Леонидовна, инженер, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Шешуков Сергей Александрович, младший научный сотрудник, Западно-Сибирский филиал института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень

Yulia O. Rusakova, Junior Researcher of the West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Science, Tyumen, julrusakova@rambler.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1258-4598>

Andrey G. Plavnik, Doctor of Engineering, Professor, Director of the West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen

Margarita V. Vashurina, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Senior Researcher of the West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen

Lyubov A. Kovjatkina, Senior Lecturer, Industrial University of Tyumen

Anna L. Hramcova, Engineer, Industrial University of Tyumen

Sergey A. Sheshukov, Junior Researcher of the West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen

Статья поступила в редакцию 09.04.2024; одобрена после рецензирования 27.05.2024; принята к публикации 14.06.2024.

The article was submitted 09.04.2024; approved after reviewing 27.05.2024; accepted for publication 14.06.2024.

Анализ изменения смачиваемости горных пород при разных состояниях образцов керна

М. С. Хорольская*, Г. О. Хорольский

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

*mskhorolskaya@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. На сегодняшний день действующие стандарты по подготовке образцов керна к лабораторным исследованиям разработаны для гидрофильных коллекторов и не учитывают другие типы смачиваемости. Исследование влияния различных методов подготовки образцов керна на результаты лабораторных исследований и изменение смачиваемости является актуальным и важным для петрофизического сопровождения подсчета запасов. Предпосылками к данной работе послужил вопрос влияния подготовки образцов керна на изменение смачиваемости карбонатных отложений нескольких месторождений Восточной Сибири. Приводятся результаты специальных лабораторных исследований по определению смачиваемости методом USBM, выполненные на образцах в разных состояниях: керна с сохраненной насыщенностью (до экстракции), керна после экстракции и керна после восстановления смачиваемости. Показано, как каждый из этапов подготовки образцов влияет на изменение смачиваемости пород, изучение которых осложнено интенсивными вторичными преобразованиями: неравномерным засолонением, битуминизацией и ангидритизацией. Наиболее точные результаты получены при проведении исследований керна с сохраненной насыщенностью. Смачиваемость образцов после экстракции в целом увеличилась в сторону более гидрофильного состояния, однако экстракция не изменила смачиваемость с гидрофобной на гидрофильную.

Ключевые слова: смачиваемость, керна, гидрофильность, гидрофобность, лабораторные исследования, карбонатные породы, засолонение

Для цитирования: Хорольская, М. С. Анализ изменения смачиваемости горных пород при разных состояниях образцов керна / М. С. Хорольская, Г. О. Хорольский. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-5-64-79 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 5. – С. 64–79.

Analyzing the wettability changes of rocks in various states of core plugs

Maria S. Khorolskaya*, Herman O. Khorolsky

Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

*mskhorolskaya@tnnc.rosneft.ru

Abstract. Current core plugs preparation standards for laboratory studies are developed for water-wet reservoirs and do not consider other types of wettability. Researching how different core preparation methods affect laboratory studies and wettability changes is relevant and important for petrophysical reserve estimation. Preconditions of doing this work was the question how core plugs impacts wettability changes in carbonate formations from several Eastern Siberian fields. The article describes the SCAL results of measuring the USBM wettability on core plugs at various states: a core plug with preserved saturation (before extraction), a core plug after extraction, and a core plug after wettability restoration. The authors showed how each of the stages of core plugs preparation affects wettability changes in rocks, the study of which is complicated by strong diagenetic changes: uneven salinization, bituminization, and anhydritization. The most accurate results were obtained from core plugs with preserved saturation. Overall, wettability of core plugs

shifted towards a more hydrophilic state after extraction, but extraction did not fully change wettability from hydrophobic to hydrophilic.

Keywords: wettability, core, water-wetness oil-wetness, laboratory studies, carbonate rocks, salinization

For citation: Khorolskaya, M. S., & Khorolsky, G. O. (2024). Analyzing the wettability changes of rocks in various states of core plugs. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 64-79. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-5-64-79

Введение

Смачиваемость является ключевым параметром, регулирующим миграцию и распределение флюидов в поровом пространстве. Смачиваемость оказывает сильное влияние на результаты лабораторных исследований керна, включая капиллярное давление, относительную проницаемость, коэффициент извлечения нефти, электрические свойства [1]. Не учет пластовой смачиваемости приводит к некорректному определению петрофизических параметров и оценке геологических запасов.

Ранее считалось, что все породы-коллекторы до миграции в них нефти из нефтематеринских пород были сильногидрофильными, так как в процессе осадконакопления контактировали только с водой, а позднее заполнялись нефтью. Современное представление о породах говорит о том, что первоначальная гидрофильная смачиваемость может быть изменена за счет адсорбируемых компонентов нефти, а также давления, температуры, минерального состава поверхности породы и химического состава пластовой воды. В зависимости от этих факторов смачиваемость может изменяться от сильно гидрофильной до сильно гидрофобной [1–3].

Существующие стандарты по подготовке образцов керна к лабораторным исследованиям разработаны для гидрофильных коллекторов и не учитывают другие типы смачиваемости¹. Это приводит к тому, что петрофизические параметры, оцененные по зависимостям для гидрофильных пород, имеют завышенные значения и не отражают реальные геологические запасы [4–8].

В современных лабораториях при анализе керна возможно использовать образцы в разных состояниях: в исходном, очищенном и восстановленном. К исходному состоянию относятся образцы керна, которые отбирались по технологии с сохраненной насыщенностью. К очищенному керну относятся образцы, из которых удалены все жидкости и адсорбированный материал путем применения различных растворителей. К восстановленному состоянию относятся образцы керна, в которых пластовая смачиваемость искусственно состаривается в лабораторных условиях путем насыщения сильногидрофильного очищенного керна пластовой водой (или моделью пластовой воды) с последующим вытеснением ее нефтью до значений остаточной водонасыщенности и выдерживанием в сырой нефти при термобарических условиях с периодической прокачкой свежей порции нефти в течение от нескольких дней до нескольких недель.

¹ ГОСТ 26450.0-85 Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств.

Достижение естественной смачиваемости устанавливается по стабилизации значений электрического сопротивления и проницаемости по нефти.

Исследование влияния различных методов подготовки образцов керна на результаты лабораторных исследований и изменение смачиваемости является актуальным и важным для петрофизического сопровождения подсчета запасов.

Объект исследования

Для проведения анализа влияния различных методов подготовки были отобраны образцы керна продуктивных карбонатных отложений нескольких месторождений Восточной Сибири. Специальные лабораторные исследования включали эксперименты по определению смачиваемости пород, проведенные на образцах в различных состояниях: неэкстрагированный керн (отобранный по изолирующей технологии), керн после экстракции и керн после восстановления смачиваемости (старение керна). Всего коллекция насчитывала 93 образца керна карбонатных отложений нижнего кембрия (пласт Б1-2 осинского горизонта — 50 образцов), карбонатных отложений переходной венд-кембрийской системы (пласты Б3-4 — 9 образцов, пласт Б5 юряхского горизонта — 24 образца) и карбонатных отложений венда (пласт Б12 преображенского горизонта — 10 образцов).

Литологическое описание керна показывает, что породы пласта Б1 состоят преимущественно из известняков и доломитов органогенных, реже глинистых. Также присутствуют ангидриты и известковистые аргиллиты. Пласты Б3-5 в основном сложены из доломитов микрокристаллических, но также встречаются ангидриты, доломитовые мергели. Обломочный материал пород имеет различную ориентацию, между обломками находится битуминозно-глинистый материал и галит. Пласт Б12 состоит из доломитов микрокристаллических, неравномерно перекристаллизованных, стиллолитизированных, сульфатизированных и слабо галитизированных.

Изучаемые образцы керна характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). В таблице 1 приведены сведения о диапазонах изменения ФЕС и степени засоления коллекции образцов.

Стоит отметить, что определений ФЕС образцов керна после обессоливания для изучаемой коллекции недостаточно и рекомендуется в дальнейшем дополнить цепочку специальных исследований на смачиваемость определением коэффициента засоления после всех исследований. В целом по пласту Б1 степень засоления варьируется от 0,3 до 97,8 % (средняя составляет 42 %), для пласта Б3-4 — изменяется от 1,7 до 99,4 % (средняя — 59,9 %), для пласта Б5 — от 0,1 до 61,8 % (средняя — 12,2 %) и для пласта Б12 — от 1,9 до 84,1 % (средняя — 18 %).

Наибольшее влияние на фильтрационно-емкостные свойства изучаемых карбонатных коллекторов оказали интенсивные вторичные изменения: перекристаллитизация, доломитизация, сульфатизация, галитизация, выщелачивание, битумизация, стиллолитизация и трещинообразование (рис. 1).

Таблица 1

Диапазоны изменения ФЕС и степени засоления изучаемой коллекции образцов

Пласт		Пористость, %	Проницаемость, мД	Степень засоления, %
Б1	$\frac{\text{min} - \text{max}}{\text{ср}} (n)$	$\frac{0,9 - 21,0}{8,7} (50)$	$\frac{0,003 - 423,7}{33,2} (50)$	—
Б3-4	$\frac{\text{min} - \text{max}}{\text{ср}} (n)$	$\frac{2,8 - 8,0}{4,7} (9)$	$\frac{0,041 - 0,5}{0,2} (9)$	—
Б5	$\frac{\text{min} - \text{max}}{\text{ср}} (n)$	$\frac{5,0 - 18,9}{11,9} (24)$	$\frac{0,05 - 70603,6}{3290,2} (24)$	$\frac{53,0 - 54,5}{53,8} (2)$
Б12	$\frac{\text{min} - \text{max}}{\text{ср}} (n)$	$\frac{6,5 - 12,9}{11,4} (10)$	$\frac{0,099 - 2,8}{1,0} (10)$	—

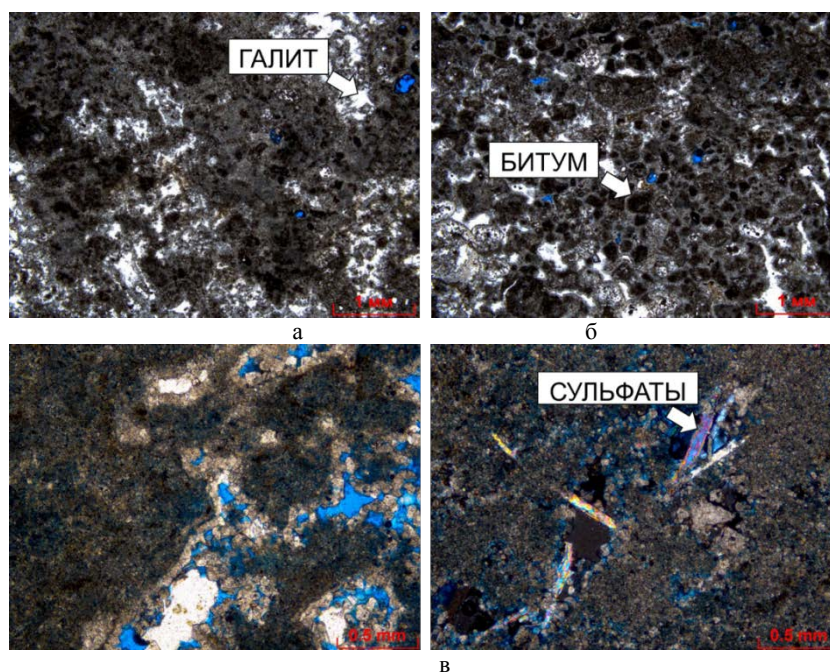


Рис. 1. а, б — доломит неравномерно галитизированный, микрит-микросталлический, с органогенной строматолитовой структурой, с щелевидно-кармано-видными зонами фитокластово-пелоидных заполнений, битуминизированный, плотный, с редкими порами, с многочисленными минеральными трещинами. Баундстоун столбчато-строматолитовый агглютинирующего типа, с щелевидно-кармановидными зонами фитокластово-пелоидных заполнений (без анализатора, увеличение 25), в — Доломит микрит-микросталлический, с органогенной бактериально-микробильной структурой, слабо галитизированный и сульфатизированный, микропористый с редкими кавернами. Баундстоун бактериально-микробильный. Вид а — без анализатора, увеличение 50, б — с анализатором, увеличение 50

Перекристаллизация доломита в породах пластов неравномерна и нередко интенсивна, что приводит к изменению первичных реликтовых структур породы. Сульфатизация носит неравномерный характер и негативно отражается на фильтрационно-емкостных свойствах, усложняя структуру порового пространства, запечатывая поры, каверны и трещины, искривляя поровые каналы. Галитизация имеет неравномерное распределение и является наиболее поздним вторичным процессом. Галит в поровом пространстве находится в твердом состоянии, залечивает межкристаллическое пространство, частично или полностью запечатывает пустоты и трещины, ухудшая ФЕС. Выщелачивание приводит к образованию множества мелких каверн и пустот неправильной формы, пустоты изолированные, редко сообщающиеся между собой, распространены неравномерно, часто залечены галитом, нередко частично запечатаны битумом. Разнонаправленные стилолитовые швы малоамплитудные, выполненные органическим или глинисто-органическим веществом. Трещины в породах развиты неравномерно, частично или полностью запечатанные сульфатом, битумом и галитом.

Пластовые воды принадлежат к высокоминерализованным хлоридно-кальциевым рассолам. Минерализация воды достигает 597 г/дм^3 . Вода обладает плотностью от $1,1$ до $1,38 \text{ г/см}^3$, воды кислые, очень жесткие.

Нефть среднесернистая, парафинистая, смолистая, с плотностью в диапазоне $0,747\text{--}0,859 \text{ г/см}^3$, вязкостью $1,4\text{--}7,51 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, газосодержанием $78,2\text{--}193,2 \text{ м}^3/\text{т}$. В пластовых условиях она находится при низких давлениях и температуре $14,4\text{--}24,9 \text{ МПа}$ и $14\text{--}21,6 \text{ }^\circ\text{C}$.

Характерные особенности изучаемых пород и ярко выраженные вторичные преобразования являются осложняющими факторами для исследования данного разреза и требуют особых условий проведения лабораторных экспериментов, при которых смачиваемость будет такой же, как и в пласте, или приближена к ней.

Методы исследования

Подготовка образцов керна перед специальными исследованиями по замерам смачиваемости

Характерной особенностью при работе с породами данного региона является сохранение естественного засоления в поровом пространстве. В Центре исследований керна (ООО «Тюменский нефтяной научный центр») подготовка образцов керна к исследованиям проводится по технологии препятствующей отмыву солей. Ниже приведен процесс подготовки образцов перед выполнением измерений:

1. Образцы до экстракции:

1.1. Осуществляется продольная распиловка керна на сухую. Изготавливаются образцы с использованием маловязкого гидравлического масла. Обрезка, торцовка и шлифовка осуществляется также на сухую.

1.2. Образцы откручиваются на ультрацентрифуге в нефти для создания остаточной водонасыщенности ($K_{во}$) и идут на определение смачиваемости.

2. Образцы после восстановления:

2.1. Образцы горных пород проходят предварительную холодную очистку в чистом бензоле, далее экстрагируются в аппаратах Сокслета методом горячей экстракции также в чистом бензоле или хлороформ-бензоле.

2.2. Образцы проветриваются, высушиваются до постоянного веса в сушильных шкафах при температуре $105\text{ }^{\circ}\text{C}^2$.

2.3. Определяются пористость и проницаемость по газу сухого образца³. Далее образцы насыщаются пластовой водой, определяется открытая пористость и газопроницаемость по воде в соответствии с ГОСТ 26450.1-85⁴. Водонасыщенные образцы откручиваются на ультрацентрифуге в нефти для создания остаточной водонасыщенности ($K_{во}$).

2.4. Образцы с $K_{во}$ и нефтью загружаются в кернодержатели и выдерживаются в кернодержателях при температуре и давлении 20 суток для восстановления смачиваемости, периодически прокачивается свежая порция нефти. Подготовленные таким образом образцы используются для определения смачиваемости.

3. Образцы после экстракции:

Образцы подготавливаются согласно пп. 2.1–2.3.

Описание эксперимента

Существует большое количество методов определения смачиваемости. Наиболее распространенные: метод краевого угла; метод Амотта (часто называемый методом Амотта — Харви); метод Горного бюро США (U.S. Bureau of Mines — USBM) [9].

Наиболее распространенные методы в зарубежной практике — метод Амотта и метод USBM, в России — метод Тульбовича (регламентируется ОСТ 39-180-85). Недостатком метода Тульбовича является ограничение по проницаемости, которая должна быть не менее 10 мД, а также образец должен быть правильной геометрической формы, хорошо сцементированный [10]. При помощи метода краевого угла измеряется смачиваемость поверхности конкретного минерала, то время как при помощи методов Амотта и USBM измеряется средняя (объемная) смачиваемость образца керна [9].

² ГОСТ 26450.0-85 Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств.

³ ГОСТ 26450.2-85 Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стандартной и нестационарной фильтрации.

⁴ ГОСТ 26450.1-85 Породы горные. Методы определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением.

В данной работе эксперименты по определению смачиваемости проводились методом USBM на стандартных образцах в разных состояниях: неэкстрагированный керн, керн после экстракции и после восстановления естественной смачиваемости при атмосферных условиях. Преимущество данного метода в том, что он чувствителен к нейтральной смачиваемости и позволяет провести эксперимент в короткие сроки. Однако исследования могут проводиться только на образцах цилиндрической формы [11].

Измерения смачиваемости методом USBM проводятся путем помещения образца в воду и центрифугирование его при нескольких частотах вращения до остаточной нефтенасыщенности с получением кривой капиллярного давления. Затем образец помещают в нефть и центрифугируют до значения остаточной водонасыщенности (вторичный дренаж), также получают кривую капиллярного давления. Индекс смачиваемости по USBM определяется как соотношение площадей под двумя кривыми капиллярного давления и изменяется от -1 до $+1$, в крайне редких случаях от -5 и до $+5$. Положительный индекс смачиваемости характерен для гидрофильной смачиваемости, отрицательный — для гидрофобной. Образец обладает нейтральной смачиваемостью при индексе смачиваемости по USBM, близкому к нулю [11, 12].

В таблице 2 приведены сведения об условиях проведения эксперимента по измерению смачиваемости методом USBM.

Таблица 2

**Сведения об условиях проведения эксперимента
по измерению смачиваемости методом USBM**

Параметр	Условие в эксперименте
Температура, °C	23
Давление	Атмосферное
Нефть	Изовязкозная модель
Плотность нефти, г/см ³	0,787–0,865
Вязкость нефти, сПз	1,28–28,6
Вода	Пластовая вода

Коллекция образцов на смачиваемость должна отражать весь диапазон изменения фильтрационно-емкостных свойств изучаемых пластов. Сопоставление коэффициента абсолютной проницаемости и пористости по гелию, замеренные для специальных и стандартных исследований, характеризуют освещенность продуктивных пластов Б1 и Б5 специальными исследованиями по определению смачиваемости методом USBM по всему диапазону изменения ФЕС, пласты Б3-4 и Б12 освещены меньше и требуют дальнейшего изучения (рис. 2).

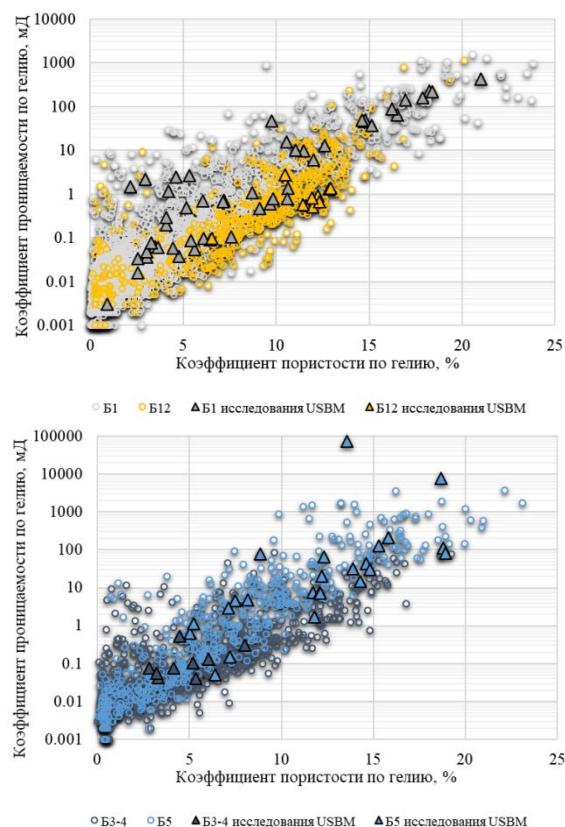


Рис. 2. Сопоставление коэффициента абсолютной проницаемости и коэффициента пористости по керну по продуктивным пластам, замеренные для специальных и стандартных исследований

Результаты

По результатам исследований на смачиваемость были построены распределения индекса смачиваемости по методу USBM для образцов в разных состояниях (рис. 3). На рисунке 4 представлено сопоставление индекса смачиваемости до экстракции, после экстракции и после восстановления смачиваемости.

В процессе анализа из сопоставлений были исключены образцы с низкими ФЕС (при пористости менее 4–5 % и динамической пористости менее 1 %), а также образцы с отмеченными дефектами: большие каверны, трещины, сколы. При таких низких ФЕС образцов, что связано с высокой степенью засолонения порового пространства, присутствует погрешность измерений индекса смачиваемости методом USBM в связи с тем, что при центрифугировании объем вытесненной нефти или воды либо полностью отсутствует, либо незначительный. Также были исключены образцы при естественном насыщении, в которых было отмечено воздействие технологических жидкостей в процессе отбора керна. При анализе качества выполненных работ по отбору изолированного керна в одной из представленных в коллекции скважин присутствовало нарушение технологии отбора изолированного керна, что внесло неоднозначность в результаты

измерений смачиваемости при естественном насыщении и в последующем привело к исключению данных образцов из сопоставлений.

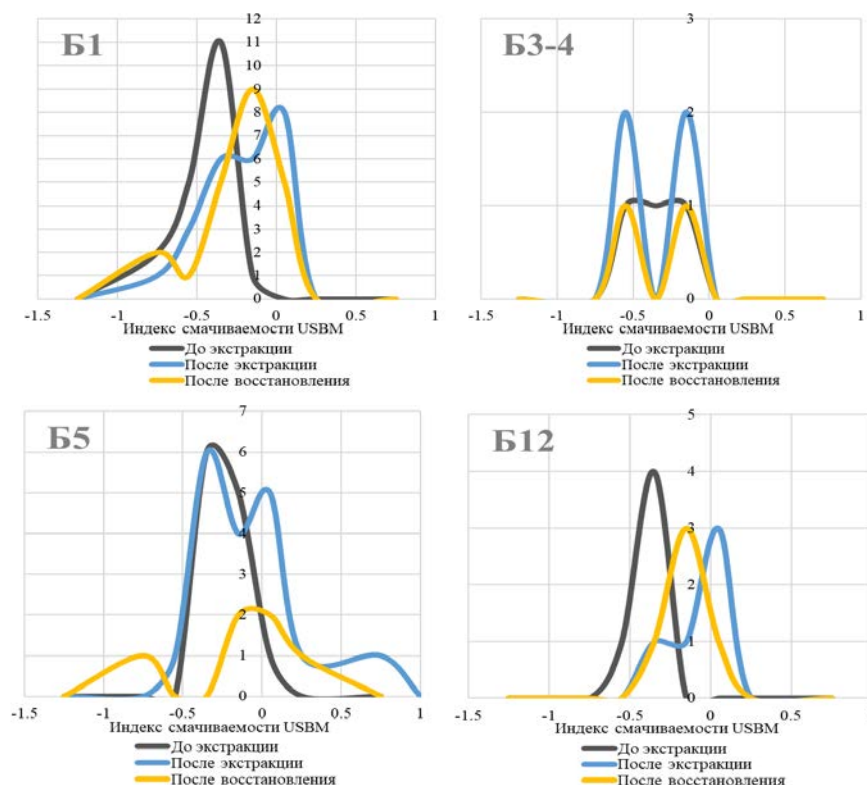


Рис. 3. Распределение индекса смачиваемости по методу USBM при разных состояниях образцов керн

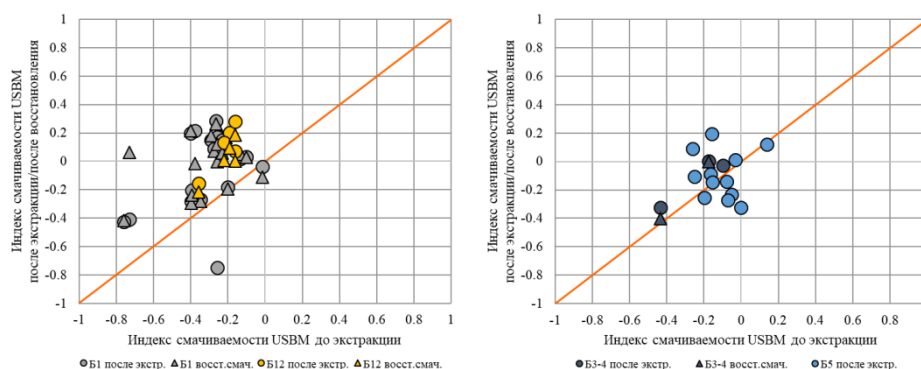


Рис. 4. Сопоставление индекса смачиваемости по методу USBM до экстракции, после экстракции и после восстановления смачиваемости для образцов в разных состояниях

В таблице 3 представлены результаты определения индекса смачиваемости методом USBM, выполненные при разных состояниях образцов керн.

Таблица 3

Результаты определения индекса смачиваемости методом USBM

Пласт		Индекс смачиваемости USBM			Характеристика смачиваемости		
		до экстракции	после экстракции	после восстановления	до экстракции	после экстракции	после восстановления
Б1	$\frac{\min \div \max}{\text{ср}} (n)$	$\frac{-0,760 \div -0,016}{-0,31} (19)$	$\frac{-0,747 \div +0,285}{-0,064} (24)$	$\frac{-0,6 \div +0,265}{-0,065} (22)$	гидрофобная	нейтральная	нейтральная
Б3-4	$\frac{\min \div \max}{\text{ср}} (n)$	$\frac{-0,433 \div -0,098}{-0,235} (3)$	$\frac{-0,365 \div +0,004}{-0,173} (5)$	$\frac{-0,403 \div -0,003}{-0,203} (2)$	преимущественно гидрофобная	преимущественно гидрофобная	преимущественно гидрофобная
Б5	$\frac{\min \div \max}{\text{ср}} (n)$	$\frac{-0,261 \div +0,136}{-0,107} (12)$	$\frac{-0,326 \div +0,542}{+0,02} (18)$	$\frac{-0,732 \div +0,379}{+0,005} (6)$	преимущественно гидрофобная	нейтральная	нейтральная
Б12	$\frac{\min \div \max}{\text{ср}} (n)$	$\frac{-0,357 \div -0,161}{-0,219} (5)$	$\frac{-0,153 \div +0,282}{+0,107} (5)$	$\frac{-0,214 \div +0,186}{+0,015} (5)$	преимущественно гидрофобная	преимущественно гидрофильная	нейтральная

Смачиваемость неэкстрагированных образцов пластов Б1 и Б3-4 изменяется от гидрофобной до нейтральной, для пласта Б5 — от преимущественно гидрофобной до нейтральной, для пласта Б12 — от гидрофобной до преимущественно гидрофобной.

Смачиваемость экстрагированных образцов пласта Б1 изменяется от гидрофобной до преимущественно гидрофильной, 4 образца остались гидрофобными, 6 образцов — преимущественно гидрофобные, 6 образцов — с нейтральной смачиваемостью и 8 образцов — преимущественно гидрофильные. Смачиваемость пласта Б3-4 изменяется от гидрофобной до нейтральной, 2 образца остались гидрофобными, 2 образца изменили смачиваемость на нейтральную. Для пласта Б5 смачиваемость после экстракции варьируется от гидрофобной до гидрофильной, 1 образец — гидрофобный, 6 образцов — преимущественно гидрофобные, 4 образца имеют нейтральную смачиваемость, 5 образцов — преимущественно гидрофильные, 2 образца — гидрофильные. Смачиваемость пласта Б12 находится в диапазоне от преимущественно гидрофобной до преимущественно гидрофильной, 1 образец преимущественно гидрофобный, 1 образец — с нейтральной смачиваемостью, 3 образца — преимущественно гидрофильные.

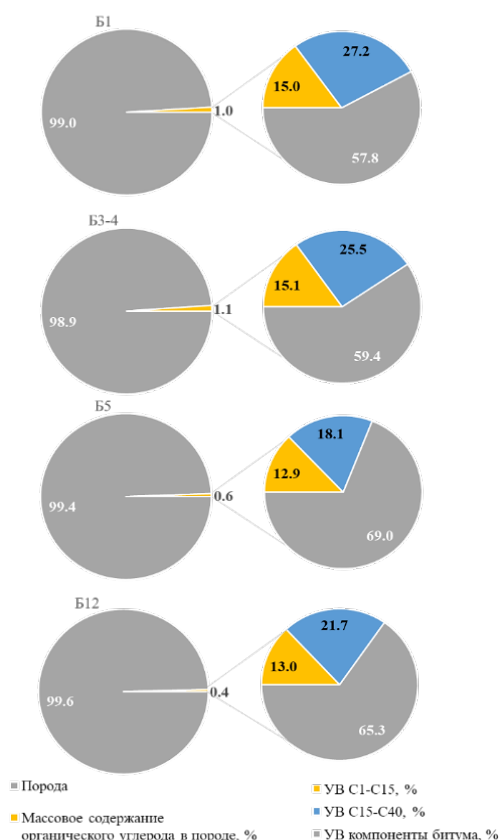


Рис. 6. Фракционный состав органического вещества в образцах керна по результатам пиролитического исследования

Смачиваемость образцов после экстракции в целом увеличилась в сторону более гидрофильного состояния, однако часть образцов осталась преимущественно гидрофобными или приобрела нейтральную смачиваемость. Причиной этого является недоэкстракция образцов, связанная с влиянием неоднородной битуминизации и(или) низкими ФЕС. На это указывают результаты пиролитического исследования органического вещества в образцах керна, которые показали, что после экстракции не всегда удается полностью растворить битумы, а получается удалить лишь наиболее подвижные его части (рис. 6, 7). Дополнительные пиролитические исследования до и после экстракции зафиксировали почти полное отсутствие нефтяных углеводородов (C1-C40) после экстракции и почти полное сохранение битумов, их содержание после экстракции сократилось незначительно, в среднем на 20 % (рис. 7).

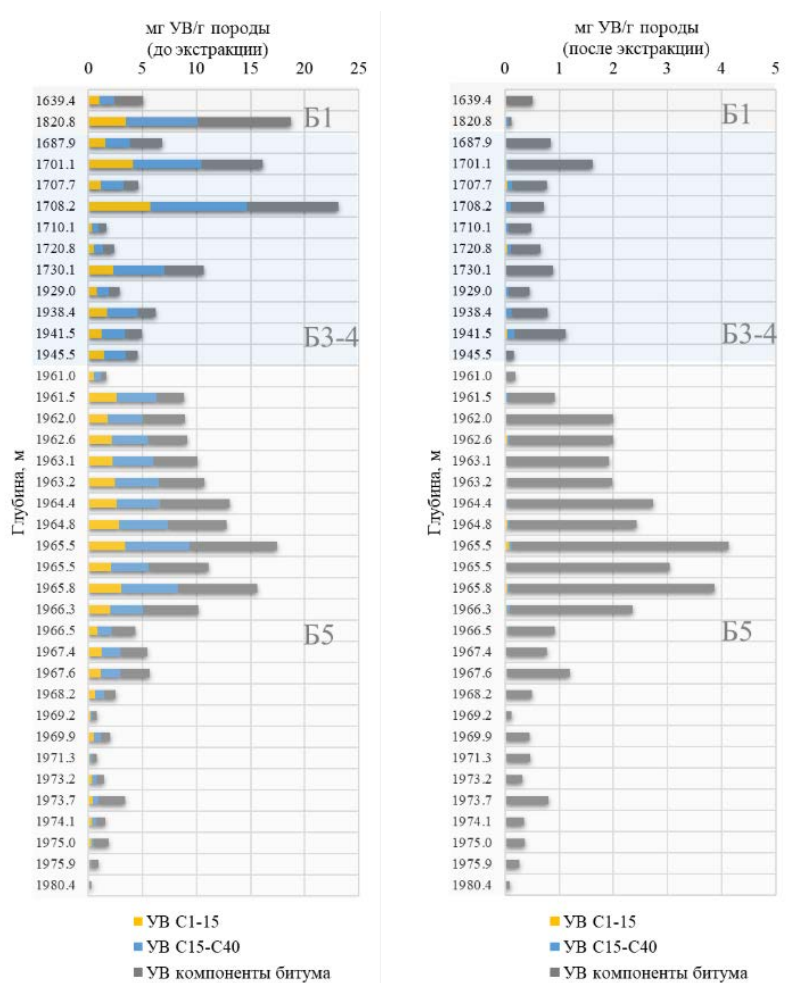


Рис. 7. Содержание фракций углеводородов C1-C15, C15-C40, C40+, битум в образцах керна до и после экстракции

После восстановления смачиваемость пласта Б1 находится в диапазоне от гидрофобной до преимущественно гидрофильной, 3 образца стали гидрофобными, 5 образцов — преимущественно гидрофобными, 9 образцов имеют нейтральную смачиваемость, 5 образцов — преимущественно гидрофильные. Для пласта Б3-4 смачиваемость практически не изменилась, 1 образец — остался гидрофобным, 1 образец сохранил нейтральную смачиваемость. После восстановления смачиваемости 1 образец пласта Б5 стал гидрофобным, 2 образца — с нейтральной смачиваемостью, 2 образца — преимущественно гидрофильные, 1 образец — гидрофильный. Показатель смачиваемости для пласта Б12 уменьшился, 1 образец — преимущественно гидрофобный, 3 образца — с нейтральной смачиваемостью, 1 образец — преимущественно гидрофильный. В целом после этапа восстановления показатель смачиваемости уменьшался.

Выводы

1. Карбонатные отложения Восточной Сибири обладают сложной структурой порового пространства и минеральным составом. Интенсивные вторичные преобразования (доломитизация, сульфатизация, стилолитизация, засоление, неравномерная битуминизация и ангидритизация) вызывают основные трудности при лабораторных исследованиях керна ранее неизученных пород.

2. Смачиваемость образцов после экстракции в целом увеличилась в сторону более гидрофильного состояния, однако экстракция не изменила смачиваемость с гидрофобной на гидрофильную, часть образцов сохранили гидрофобные свойства, часть стали обладать нейтральной смачиваемостью. Сохранение гидрофобности связано с недоэкстракцией образцов, из-за невозможности полностью растворить битумы. В случае присутствия битума этап экстракции и восстановления приводит к изменению смачиваемости и несет неопределенный характер.

3. Изучаемые породы находятся в пластовых условиях при низких температурах от 14 до 21,6 °С и ниже, а технические возможности лабораторного оборудования по восстановлению смачиваемости предусматривают диапазон температур от комнатной и выше. Это и то, что при проведении экспериментов использовалась не пластовая нефть, а изовязкозная модель, негативно влияет на измерения смачиваемости и вносит неоднозначность в результаты после ее восстановления. В настоящее время в Центре исследований керна ООО «ТННЦ» работы по разработке корректных методик изучения смачиваемости карбонатных коллекторов Восточной Сибири продолжаются.

4. Из рассмотренных этапов подготовки образцов наиболее достоверным является керн с сохраненной насыщенностью (до экстракции), отобранный по изолирующей технологии. Изучение пород данного регио-

на и подготовка керна к исследованиям требуют дальнейшей проработки и усовершенствования методических подходов.

Список источников

1. Anderson, W. G. Wettability literature survey — Part 1 : Rock/oil/brine interactions and the effects of core handling on wettability / W. G. Anderson. — DOI 10.2118/13932-PA. — Direct text // Journal of Petroleum Technology. — 1986. — Vol. 38, Issue 10. — P. 1125–1144.
2. Михайлов, Н. Н. Влияние микроструктурной смачиваемости на петрофизические характеристики пород-коллекторов / Н. Н. Михайлов, Н. А. Семенова, Л. С. Сечина. — Текст : непосредственный // Каротажник. — 2011. — № 7 (205). — С. 163–172.
3. Михайлов, Н. Н. Геологические факторы смачиваемости пород-коллекторов нефти и газа / Н. Н. Михайлов, К. А. Моторова, Л. С. Сечина. — Текст : непосредственный // Neftegaz.RU. — 2016. — № 3 (51). — С. 80–90.
4. Особенности изучения смачиваемости сложно построенных карбонатных пород-коллекторов лабораторными методами / И. П. Гурбатова, С. В. Мелехин, Д. Б. Чижов, Ю. В. Файрузова. — Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2016. — № 1. — С. 43–47.
5. Петрофизика негидрофильных коллекторов нефтяных месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / В. Ю. Терентьев, Т. Ф. Дьяконова, А. Д. Саегараев [и др.]. — Пермь : Астер Диджитал, 2020. — 231 с. — Текст : непосредственный.
6. Фадеев, А. М. Влияние восстановления смачиваемости на электрические свойства карбонатных пород нижневендских отложений Восточной Сибири / А. М. Фадеев. — Текст : электронный // Нефтяная провинция. — 2020. — № 4 (24). — 120–128. — URL: <https://doi.org/10.25689/np.2020.4.120-128>
7. Шульга, Р. С. Влияние смачиваемости на удельное электрическое сопротивление водонасыщенных и нефтеводонасыщенных горных пород в атмосферных и термобарических условиях пласта / Р. С. Шульга, Е. Н. Саломатин, И. В. Новосадова. — DOI 10.30713/2413-5011-2020-10(346)-99-105. — Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2020. — № 10 (346). — С. 99–105.
8. Anderson, W. G. Wettability literature survey — Part 3 : The Effects of Wettability on the Electrical Properties of Porous Media / W. G. Anderson. — DOI 10.2118/13934-PA. — Direct text // Journal of Petroleum Technology. — 1986. — Vol. 38, Issue 12. — P. 1371–1378.
9. МакФи К. Лабораторные исследования керна : гид по лучшим практикам / К. МакФи, Дж. Рид, И. Зубизарретта ; перевод с английского И. Н. Иванова ; под редакцией М. А. Тугаровой. — Ижевск : Институт компьютерных исследований. — 2018. — 923 с. — Перевод изд.: Colin McPhee, Jules Reed, Izaskun Zubizarreta / Core analysis: A best practice guide. Amsterdam, 2015. — Текст : непосредственный.

10. Михайлов, Н. Н. Смачиваемость нефтегазовых пластовых систем : учебное пособие / Н. Н. Михайлов, К. А. Моторова, Л. С. Сечина. – Москва : Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2019. – 360 с. – Текст : непосредственный.

11. Anderson, W. G. Wettability literature survey - Part 2: Wettability Measurement / W. G. Anderson. – DOI 10.2118/13933-PA. – Direct text // Journal of Petroleum Technology. – 1986. – Vol. 38, Issue 11. – P. 1246–1262.

12. Тиаб, Дж. Петрофизика : теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Дж. Тиаб, Э. Ч. Дональдсон ; перевод с английского, под редакцией Петерсилье В. И., Былевского Г. А. – 2-е изд., доп. – Москва : Премимум Инжиниринг, 2009. – 838 с. – Перевод изд.: Djebbar Tiab, Erle Conrad Donaldson. Petrophysics. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Amsterdam, 2003. – Текст : непосредственный.

References

1. Anderson, W. G. (1986). Wettability literature survey - Part 1: Rock/oil/brine interactions and the effects of core handling on wettability. Journal of Petroleum Technology, 38(10), pp. 1125-1144. (In English). DOI: 10.2118/13932-PA

2. Mikhailov, N. N., Semenova, N. A., & Sechina, L. S. (2011). The influence of microstructure wetting on the petrophysical characteristics of the reservoir rocks. Karotazhnik, (7(205)), pp.163-172. (In Russian).

3. Mikhailov, N. N., Motorova, K. A., & Sechina, L. S. (2016). Geologicheskie faktory smachivaemosti porod-kollektorov nefti i gaza. Neftegaz.RU, (3(51)), pp. 80-90. (In Russian).

4. Gurbatova, I. P., Melekhin, S. V., Chizhov, D. B., & Fairuzova, Yu. V. (2016). Some specific features of studying wetting ability of complex carbonate reservoirs by laboratory methods. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (1), pp. 43-47. (In Russian).

5. Terentiev, V. Yu., D'yakonova, T. F., Saetgaraev, A. D., Gurbatova, I. P., Kristya, E. E., Postnikova, O. V.,... & Chizhov, D. B. (2020). Petrofizika negidrofilykh kollektorov neftyanykh mestorozhdeniy Timano-Pechorskoy neftegazonosnoy provintsii. Perm', Aster Didzhital Publ., 231 p. (In Russian).

6. Fadeev, A. M. (2020). Impact of wettability recovery on electrical properties of the Lower Vendian carbonate rocks in East Siberia. Neftyanaya Provintsiya, 4(24), pp. 120-128. (In Russian). Available at: <https://doi.org/10.25689/np.2020.4.120-128>

7. Shulga, R. S., Salomatin, E. N., & Novosadova, I. V. (2020). The effect of wettability on the electrical resistivity of water-saturated and oil-saturated rocks at atmospheric and pressure-and-temperature reservoir conditions. Geology, geophysics, and development of oil and gas fields, (10(346)), pp. 99-105. (In Russian). DOI: 10.30713/2413-5011-2020-10(346)-99-105

8. Anderson, W. G. (1986). Wettability literature survey-part 3: the effects of wettability on the electrical properties of porous media. Journal of Petroleum Technology, 38(12), pp. 1371-1378. (In English). DOI: 10.2118/13934-PA

9. McPhee, C., Reed, J., & Zubizarreta, I. (2015). Core analysis: A best practice guide. Amsterdam : Elsevier, 840 p. (In English).

10. Mikhaylov, N. N., Motorova, K. A., & Sechina, L. S. (2019). Smachivae-most' neftegazovykh plastovykh system. Moscow: Rossiyskiy gosudarstvennyy universitet nefti i gaza (NIU) imeni I. M. Gubkina, 360 p. (In Russian).
11. Anderson, W. G. (1986). Wettability literature survey - Part 2: Wettability Measurement. Journal of Petroleum Technology, 38(11), pp. 1246-1262. (In English). DOI 10.2118/13933-PA
12. Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2003). Petrophysics. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Amsterdam, Elsevier, 920 p. (In English).

Информация об авторах / Information about the authors

Хорольская Мария Сергеевна,
ведущий специалист, ООО «Тюменский
нефтяной научный центр», г. Тюмень,
mskhorolskaya@tnnc.rosneft.ru

Maria S. Khorolskaya, Leading
Specialist, Tyumen Petroleum Research
Center LLC, mskhorolskaya@
tnnc.rosneft.ru

Хорольский Герман Олегович,
ведущий специалист, ООО «Тюменский
нефтяной научный центр», г. Тюмень

Herman O. Khorolsky, Leading
Specialist, Tyumen Petroleum Research
Center LLC

Статья поступила в редакцию 19.07.2024; одобрена после рецензирования 14.08.2024; принята к публикации 22.08.2024.

The article was submitted 19.07.2024; approved after reviewing 14.08.2024; accepted for publication 22.08.2024.

УДК 622.279.4

DOI 10.31660/0445-0108-2024-5-80-103

**Закачка углекислого газа в ачимовские пласты по технологии реинжекции
на примере пластов Ач₃₋₄ Ново-Уренгойского участка
Уренгойского месторождения**

**А. С. Русанов¹, А. В. Стрекалов¹, А. С. Романов^{1*}, Е. А. Рейтблат^{1,2},
М. Ю. Москалец¹, А. Н. Карп¹, Д. Н. Глумов¹**

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

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*asromanov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Предпосылками для исследования являются результаты расчетов для сайклинг-процесса, в которых вместо сухого газа в качестве агента для закачки в ачимовские пласты с целью увеличения коэффициента извлечения конденсата предлагается использовать углекислый газ.

Целью работы является оценка эффективности от закачки углекислого газа по технологии реинжекции и снижение углеродного следа на поздней стадии разработки месторождения. Объектом исследования является пласт Ач₃₋₄ в пределах Ново-Уренгойского лицензионного участка Уренгойского месторождения. Ведущим методом для выявления изложенной проблемы являются результаты моделирования на полномасштабной композиционной гидродинамической модели, реализованной в формате ECLIPSE 300. В модели учтена история разработки месторождения на естественном режиме.

В работе рассматриваются две схемы нагнетания углекислого газа в пласт. В первой схеме закачка чистого углекислого газа осуществляется по замкнутой схеме, при этом достижение углеродной нейтральности за счет захоронения не обеспечивается. Во второй схеме, закачка углекислого газа осуществляется по технологии реинжекции. С момента начала закачки реализация газа прекращается. Предусматривается реализация только конденсата, который выделяется из пластового газа на линии низкотемпературной сепарации и направляется на дальнейшую подготовку. После выделения конденсата смесь природного и углекислого газов в определенной пропорции подается на компрессорную станцию для обратной закачки в пласт в газообразном состоянии. При закачке чистого углекислого газа достигается коэффициент извлечения конденсата, сопоставимый с коэффициентом извлечения конденсата при закачке газа с 30 %-ной примесью углекислого газа. При этом данный вариант проигрывает базовому и другим вариантам по экономическим показателям из-за высоких капитальных вложений в реконструкцию существующего оборудования подготовки газа (требуется строительство установки аминовой очистки). При закачке углекислого газа по технологии реинжекции, помимо дополнительной добычи конденсата, выпавшего в пласте при разработке на естественном режиме, достигается снижение углеродного следа.

С точки зрения максимизации коэффициента извлечения конденсата подобрана оптимальная концентрация углекислого газа в смеси, которая нагнетается в пласт. Для максимизации коэффициента извлечения газа обоснован оптимальный срок начала закачки. Экономическая эффективность ожидается за счет дополнительного извлечения конденсата выпавшего в пласте, достижения углеродной нейтральности — за счет монетизации и захоронения углекислого газа.

Ключевые слова: закачка чистого углекислого газа, закачка углекислого газа по технологии реинжекции, минимальное давление смесимости, аминовая очистка

Для цитирования: Закачка углекислого газа в ачимовские пласты по технологии реинжекции на примере пластов Ач₃₋₄ Ново-Уренгойского участка Уренгойского месторождения / А. С. Русанов, А. В. Стрекалов, А. С. Романов [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-5-80-103// Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 5. – С. 80–103.

**Carbon dioxide injection into the Achimov formations using reinjection technology
by the example of Ach₃₋₄ formation in the Novo-Urengoy area of
the Urengoy field**

**Alexander S. Rusanov¹, Alexander V. Strekalov¹, Alexander S. Romanov¹,
Elena A. Reitblat^{1,2}, Mikhail Y. Moskalets¹, Alexander N. Karp¹, Dmitry N.
Glumov^{1*}**

¹Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*asromanov@tnnc.rosneft.ru

Annotation. The prerequisites for the study are the calculation results for the cycling process, where carbon dioxide is proposed as the injection agent into the Achimov formations instead of dry gas, with the goal of increasing the condensate recovery factor. The work is focused on the efficiency assessment of carbon dioxide reinjection technology and reducing carbon footprint at a late stage of field development. The research object is the Ach₃₋₄ formation within the Novo-Urengoy license area of the Urengoy field. The leading method to identify this problem is the results of the full-scale composite dynamic model in the ECLIPSE 300 format. The model takes into account the history of field development on depletion. The articles deals with two schemes for injecting carbon dioxide into the formation. In the first scheme, pure carbon dioxide is injected in a closed-loop system, but carbon neutrality through storage is not achieved. In the second scheme, carbon dioxide is injected using reinjection technology. Once injection begins, gas production stops. Only the condensate separated from the formation gas during low-temperature separation is sold and sent for further processing.

After allocation of the condensate, the mixture of natural gas and carbon dioxide, in a specific proportion, is sent to the compressor station for reinjection into the formation in a gaseous state. Injecting pure carbon dioxide achieves a condensate recovery factor similar to that of gas injection with a 30 % carbon dioxide mixture. However, this option is less economically viable compared to the base and other scenarios due to high capital costs for upgrading the existing gas processing equipment (requiring the construction of an amine treatment unit). With carbon dioxide injection using reinjection technology, in addition to recovering extra condensate that had condensed during natural depletion, a reduction in the carbon footprint is also achieved. To maximize the condensate recovery factor, the optimal concentration of carbon dioxide in the injection mixture has been determined. The optimal timing for the start of injection was identified to maximize gas recovery. Economic efficiency is expected from the additional recovery of condensate trapped in the reservoir and from achieving carbon neutrality through the monetization and storage of carbon dioxide.

Keywords: pure carbon dioxide injection, carbon dioxide reinjection technology, minimum miscibility pressure, amine treatment

For citation: Rusanov, A. S., Strekalov A. V., Romanov, A. S., Reitblat, E. A., Moskalets, M. Yu., Karp, A. N. & Glumov, D. N. (2024). Carbon dioxide injection into the chimov formations using reinjection technology by the example of Ach3-4 formation in the Novo-Urengoy area of the Urengoy field. Oil and Gas Studies, (5), pp. 80-103. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-5-80-103

Введение

Результаты исследований, выполненные на секторной гидродинамической модели [1], где в качестве основного агента для закачки в ачимовские пласты предлагалось использовать углекислый газ (CO₂), показали, что при отборе из залежи не менее 30 % газа от начальных геологических запасов (НГЗ) достигается максимальный коэффициент извлечения конденсата (КИК). Перенос сроков начала закачки при условии отбора из залежей 50 и/или 85 % газа от НГЗ приводит к увеличению коэффициента извлечения конденсата относительно максимального. Проверка технико-экономической эффективности такой разновидности сайклинг-процесса была предпринята авторами настоящей статьи на полномасштабной модели пласта Ач₃₋₄.

По некоторым оценкам суммарные выбросы углекислого газа в России составляют порядка 1,5–1,7 млрд тонн ежегодно [2]. Формирование эмиссии углекислого газа происходит в основном за счет выбросов в сферах электроэнергетики и теплоснабжения, транспорта и металлургии

(суммарно 87 %). Доля нефтегазового сектора от общего количества выбросов составляет 5 %.

Накопленный опыт работы с газами (транспортировка, подземное хранение) и доступ к обширной геологической информации создают нефтегазовой отрасли глобальное преимущество при раскрытии потенциала Российской Федерации (РФ) в вопросах захоронения CO_2 в недрах [3]. Наиболее подходящие локации для создания проектов утилизации и хранения CO_2 в недрах РФ расположены в традиционных нефтегазодобывающих регионах, одним из которых является Западная Сибирь.

Технология CCUS (Carbon Capture Utilization Storage — улавливание, хранение и использование CO_2) имеет наибольший потенциал по объему утилизации углекислого газа и играет ключевую роль в достижении углеродной нейтральности.

Процесс извлечения выпавшего в пласте конденсата диоксидом углерода изучался на лабораторной установке, описанной в работах [4, 5]. Проведенные опыты определили условия возникновения двухфазной фильтрации при нагнетании газообразного диоксида углерода в пласт с исходной насыщенностью жидким деканом (конденсат) ниже критической. Подготовка модели к проведению экспериментов, процесс насыщения модели углеводородными компонентами (жидкими, газообразными) и методика проведения основных экспериментов подробно описаны в соответствующих публикациях [4, 5]. Авторами этих работ отмечается, что физическая картина процесса извлечения конденсата из пласта при нагнетании диоксида углерода во всех опытах идентична. Диоксид углерода в нагнетаемом газе появлялся при достижении параметром V (объем продукции, приведенный к пластовым условиям и поровому объему модели) значений 0,87, а декан начинал извлекаться при достижении концентрации CO_2 около 50 %. В начальный период процесса извлечения содержание декана в продукции оказалось постоянным — 37 %, то есть в три раза больше исходной насыщенности пористой среды деканом, равной 12 %. Это свидетельствует об образовании движущейся зоны повышенной насыщенности *вала* декана. Затем, несмотря на максимальную растворяющую способность газа, интенсивность извлечения декана и содержание его в продукции резко снижается из-за уменьшения текущей насыщенности пористой среды жидкостью.

Авторами работ [4, 5] доказано, что в условиях полной смесимости интенсивность извлечения конденсата пропорциональна содержанию смешивающихся компонентов в пористой среде. Одно из важных явлений с точки зрения воздействия на частично истощенные пласты — увеличение насыщенности жидкостью в зоне контакта пластовой смеси и диоксида углерода при нагнетании последнего в залежь.

Увеличение насыщенности пласта жидкой фазой происходит при пластовом давлении ниже минимального давления смесимости за счет рас-

творения газообразного диоксида углерода в жидком конденсате. При определенных условиях возможно такое увеличение насыщенности, которое сделает жидкую фазу подвижной, то есть возникнет двухфазная фильтрация [6]. Закачка CO_2 в чистом виде в частично истощенные газоконденсатные залежи на завершающей стадии разработки месторождения (в том случае, когда пластовое давление ниже давления смесимости конденсата и диоксида углерода) позволит извлекать выпавший конденсат в условиях двухфазной фильтрации газа и ретроградной жидкости аналогично тому, как это делается при прокачке обогащенного газа.

Основные проблемы при осуществлении данной модификации процесса нагнетания CO_2 будут связаны с отделением его от газоконденсатной смеси и рециркуляцией в пласте. Следует отметить, что выделение CO_2 из добываемого газа (особенно при значительном содержании его в продукции скважин) — достаточно сложный технологический процесс, требующий значительного увеличения капитальных вложений в строительство установки аминовой очистки.

Объект и методы исследования

Характеристика текущего состояния разработки исследуемого объекта

Газоконденсатные залежи пластов Ач₃₋₄ на Ново-Уренгойском лицензионном участке Уренгойского месторождения находятся в активной стадии разработки с 1996 года. На объекте реализована равномерная сетка вертикальных скважин с расстоянием между забоями 1 600 метров, простимулированных гидроразрывом пласта (ГРП).

Всего в границах лицензионного участка пробурено 80 скважин. В настоящее время пребывало в эксплуатации 68 скважин, которые и предлагается использовать в расчетах на проектный период. Исследуемые пласты в пределах лицензионного участка характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), линзовидным строением и отсутствием краевых и подошвенных вод. Данные особенности геологического строения являются предпосылками для образования глубоких депрессионных воронок в центральной зоне.

Начальное пластовое давление в залежах составляло 60 МПа, текущее среднее пластовое давление снизилось до 41 МПа. В центральной (основной) зоне отбора пластовое давление снизилось на 52 % и составляет 29 МПа. Распределение пластового давления по скважинам указывает на формирование ярко выраженной депрессионной воронки в секторах 3, 5, 6, 8, что связано с наибольшими отборами газа из этой области в начальный период разработки. Слабой выработкой запасов характеризуются области в периферийных частях пластов (рис. 1, 2).

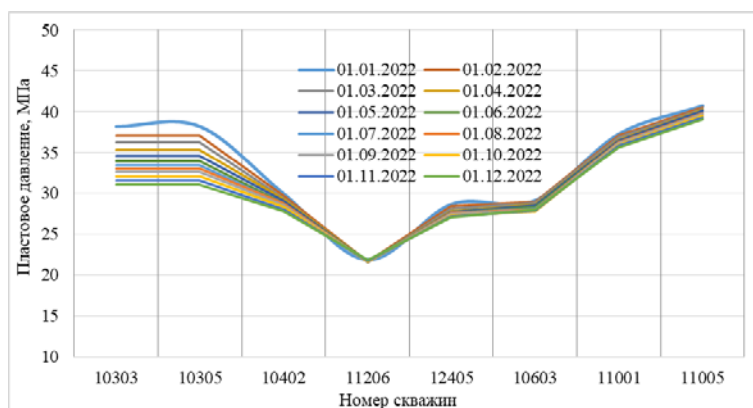
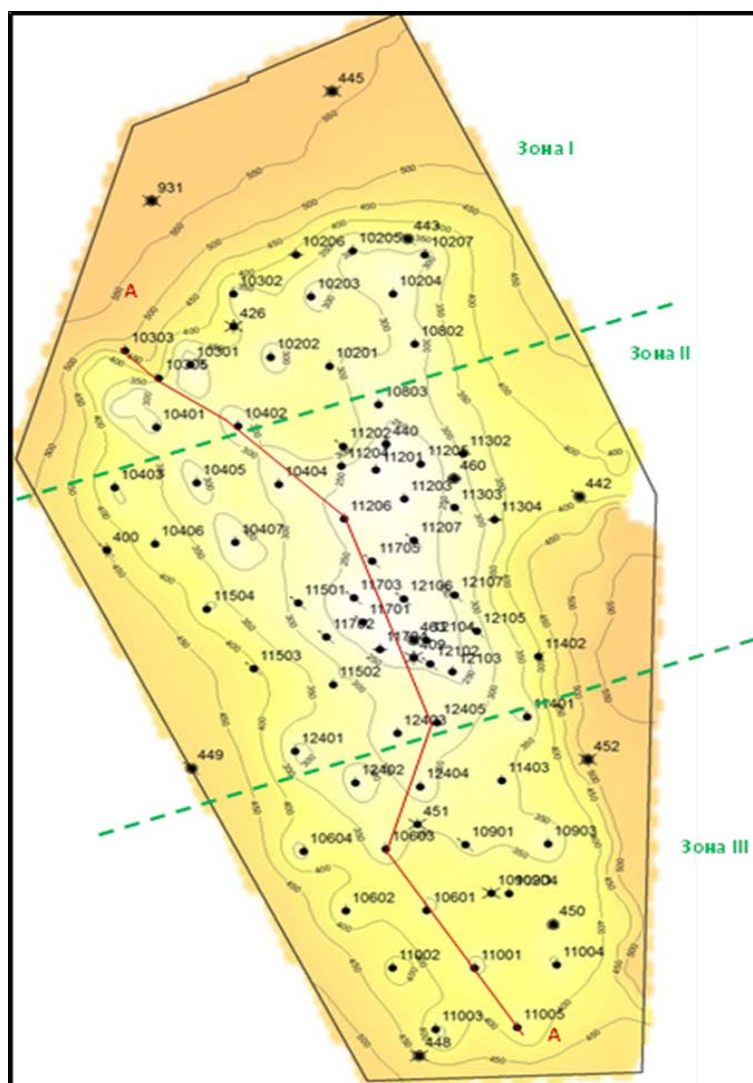


Рис. 1. Распределение пластового давления в зоне размещения добывающих скважин, пробуренных на Ново-Уренгойском лицензионном участке

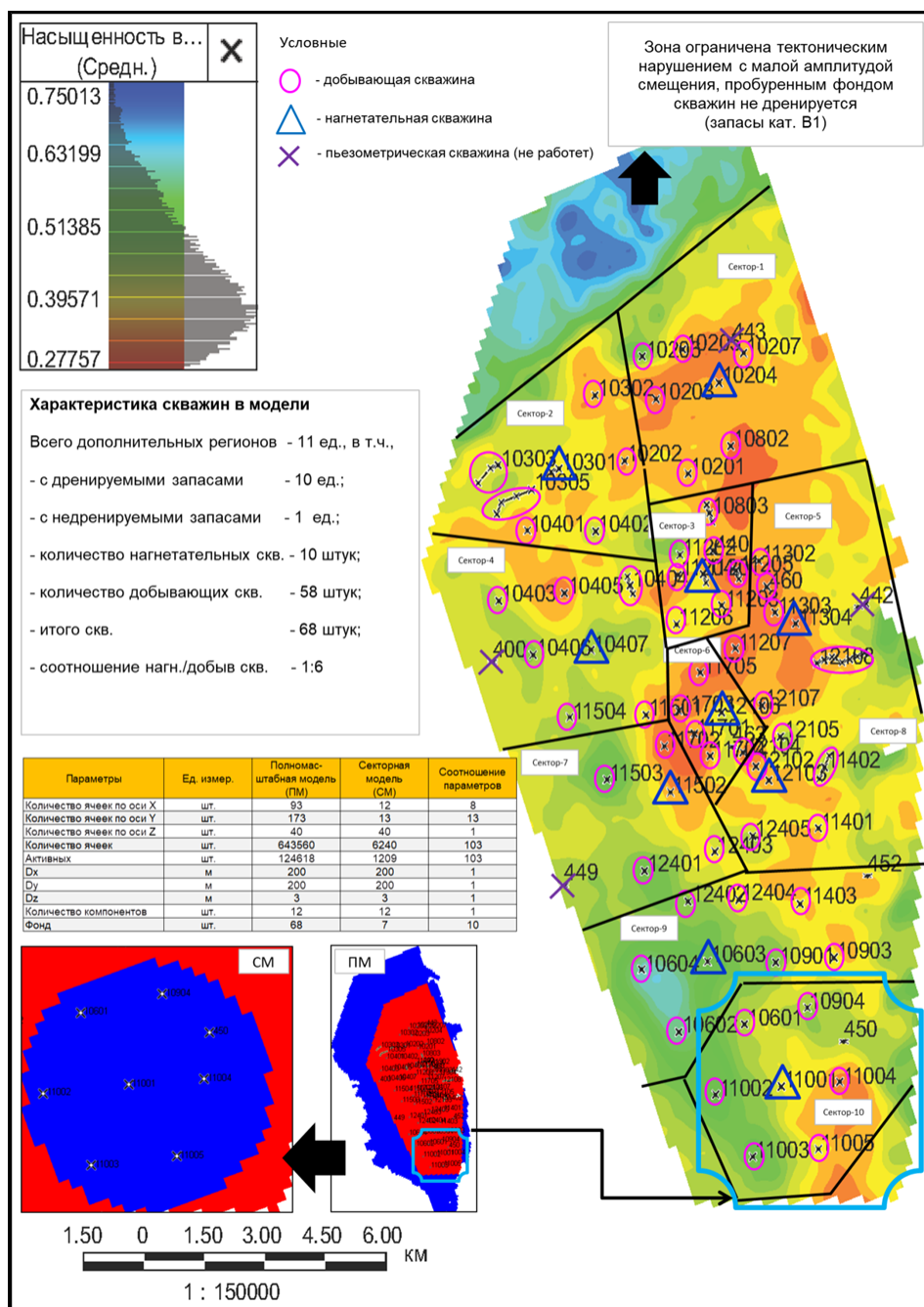


Рис. 2. Схема размещения скважин и характеристика модели пласта Ач₃₋₄

Характеристика модели и принципы управления добычей и закачкой

Для управления процессами отбора и закачки в полномасштабной модели при нагнетании углекислого газа в пласт в чистом виде и по технологии реинжекции было выделено 10 дополнительных регионов, которые

включают по одной нагнетательной скважине и от четырех до семи добывающих скважин (см. рис. 2).

Основной целью выделения дополнительных регионов является предварительная накачка отдельных областей пласта $A_{ч3-4}$ до установления в модели минимального давления смесимости (МДС). Для этого в варианте с закачкой чистого CO_2 контроль по элементам закачки/отбора осуществлялся с помощью ограничений по давлению, а в вариантах с нагнетанием углекислого газа по технологии реинжекции дополнительно заданы ограничения на добычу и закачку. В этих вариантах суточный групповой контроль по отбору газа не превышал $3,5 \text{ млн м}^3$, а групповой контроль по закачке газа не превышал $7,0 \text{ млн м}^3$.

Во всех вариантах учтена история разработки пласта на естественном режиме. При переводе добывающих скважин в нагнетательные с целью повышения охвата воздействием по разрезу предусматривается повторная стимуляция нагнетательных скважин ГРП со вскрытием пластов от кровли до подошвы.

Механизм влияния углекислого газа на пластовую газоконденсатную систему носит двойственный эффект и заключается в следующем:

- углекислый газ хорошо растворяется в газе — при увеличении концентрации CO_2 снижается давление начала конденсации, выпавший на забое конденсат растворяется в газе;
- углекислый газ хорошо растворяется в конденсате, что позволяет достигать минимального давления смесимости.

Для воспроизведения этого процесса была выбрана модель пластовых флюидов (PVT-модель), описывающая недонасыщенную газоконденсатную систему пластов $A_{ч3-4}$ (давление насыщения — 50 МПа, начальное пластовое давление — 55 МПа), с высоким содержанием жидких углеводородов C_{5+} , которое составляло в модели $280\text{--}300 \text{ г/м}^3$. Конденсат пластов $A_{ч3-4}$ плотностью $780\text{--}790 \text{ кг/м}^3$ характеризуется высоким содержанием парафиновых фракций (до 6–7 % масс).

Обоснование минимального давления смесимости при закачке CO_2

Для настройки уравнения состояния использовались результаты лабораторных исследований:

- давление начала конденсации;
- контактная конденсация (коэффициент сверхсжимаемости);
- контактно-дифференциальная конденсация (потери конденсата при снижении давления, коэффициент извлечения газа);
- сепаратор-тест (выход насыщенного и дегазированного конденсата, плотность дегазированного конденсата);
- вязкость пластового газа.

Создание PVT-модели проводилось в программном модуле PVTsim компании Schlumberger, использовалось кубическое уравнение состояния

Соаве-Редлиха-Квонга (Soave-Redlich-Kwong) «SRK» с поправкой плотности и корреляции вязкости Лоренца-Брея-Кларка (LBC).

Основные результаты настройки уравнения состояния приведены в таблице 1 и на рисунке 3. Проведение эксперимента Slim-tube в программном модуле PVTsim позволило оценить величину МДС при взаимодействии углекислого газа с конденсатом [7], выпавшим при разном давлении (см. рис. 3).

Таблица 1

Сопоставление лабораторных и модельных параметров при настройке уравнения состояния

Параметр	Лабораторный эксперимент	Модель	Отклонение, %
Давление начала конденсации, МПа	49,5	49,2	–0,6
Кондсатогазовый фактор насыщенного конденсата, м ³ /м ³	534,0	525,0	–1,7
Кондсатогазовый фактор стабильного конденсата, м ³ /м ³	328,7	323,0	–1,7
Плотность дегазированного конденсата, кг/м ³	796,0	800,0	0,5

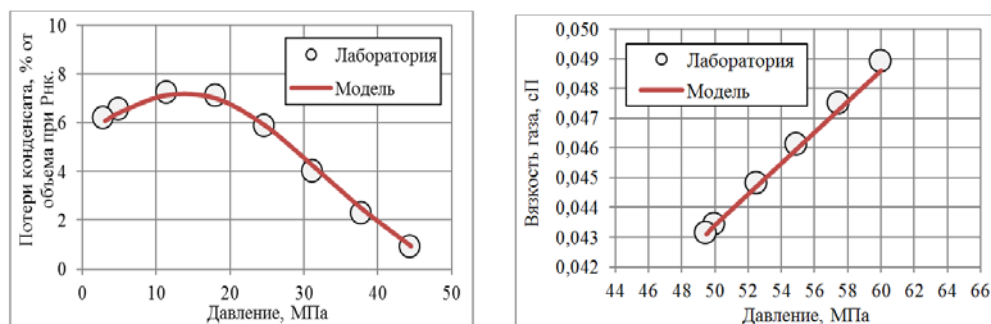


Рис. 3. Результаты настройки изотермы конденсации и вязкости пластового газа

Результаты моделирования показали, что для состава конденсата, выпавшего в пласте при давлении 25 МПа и ниже, МДС (точка перегиба кривой) достигается при установившемся давлении 30–32 МПа (рис. 4). Это давление приблизительно равно давлению закачки углекислого газа на забое, установленному в модели на уровне 31–32 МПа.

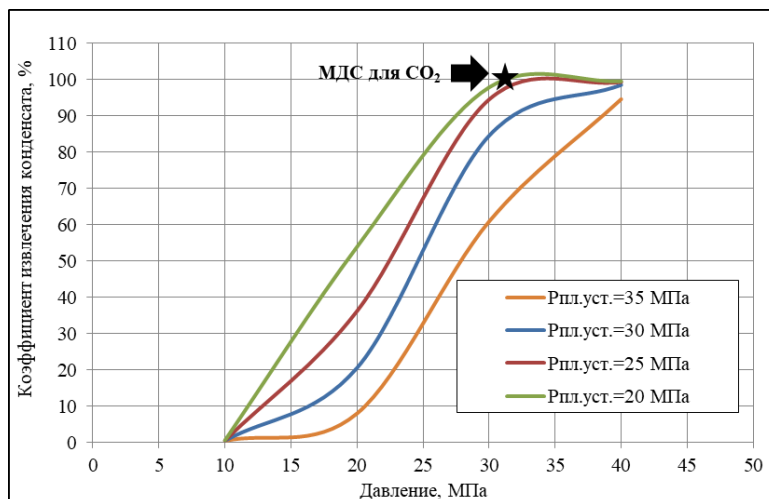


Рис. 4. **Определение минимального давления смесимости для углекислого газа (CO₂)**

Концепция формирования вариантов

Для выбора наиболее эффективного варианта с поддержанием пластового давления (ППД) оценивалось два фактора:

- оптимальное соотношение концентрации CO₂ в нагнетаемом газе;
- оптимальное время начала закачки.

Моделирование эксперимента Slim-tube в PVT-симуляторе показывает, что увеличение концентрации углекислого газа в нагнетаемом газе приводит к увеличению коэффициента извлечения конденсата (рис. 5).

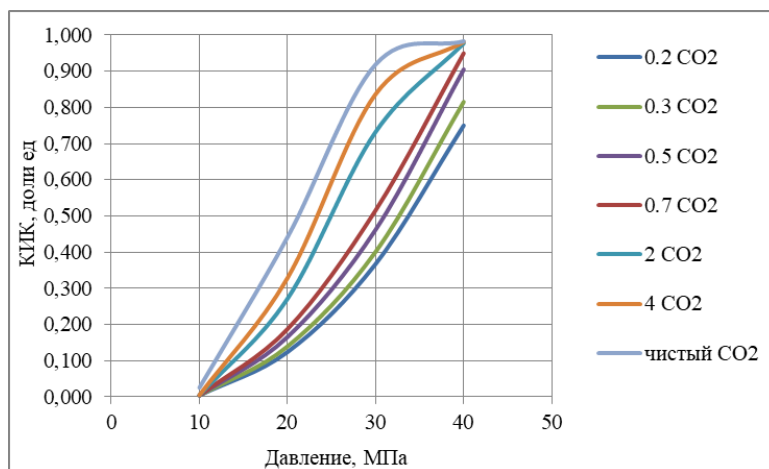


Рис. 5. **Зависимость изменения коэффициента извлечения конденсата от концентрации углекислого газа в нагнетаемом газе**

Предварительные расчеты на композиционной гидродинамической модели подтверждают повышение содержания жидких углеводородов в газе при увеличении концентрации CO₂. С другой стороны, при увеличении концентрации углекислого газа в нагнетаемом газе увеличивается

его объем, при этом доля извлекаемого углеводородного газа снижается, а следовательно снижается и объем добытого конденсата, что сказывается на коэффициенте извлечения и доходах от продажи конденсата (рис. 6).

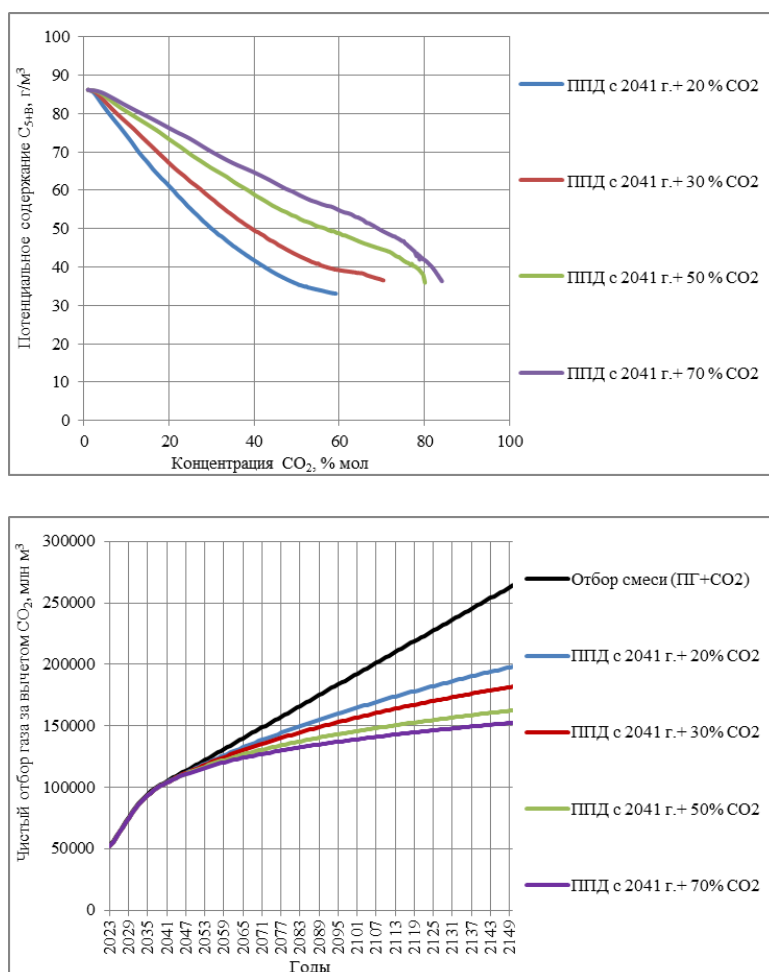


Рис. 6. Изменение содержания жидких УВ от концентрации углекислого газа (CO_2) в нагнетаемом газе и динамика чистого отбора газа по вариантам при закачке смеси с 2041 г.

На основании вышеизложенного были сформированы варианты с воздействием на частично истощенные газоконденсатные залежи ачимовских пластов в пределах Ново-Уренгойского участка Уренгойского месторождения. Варианты с ППД базировались на двух основных схемах закачки. Первая схема предполагает организацию нагнетания CO_2 в чистом виде, вторая предусматривает закачку CO_2 по технологии реинжекции. Все варианты были объединены в четыре группы (табл. 2).

В группу 1 вошли базовый вариант (разработка на естественном режиме) и вариант с ППД закачкой чистого CO_2 .

Таблица 2

Характеристика вариантов разработки

Вариант	Способ разработки	Группа	Год начала закачки	Рпл., МПа		Доля СО ₂ в газе	Отбор газа, млн м ³			КИГ	Объем СО ₂ для захоронения (макс.)	Отбор конденсата	КИК, доли ед.			Измен. КИК относительно варианта 1, %
				ППД (начало)	ППД (конец)		ПГ	СОГ	СО ₂				по ГДМ	по болбе РУТ	разница	
1	На естественном режиме	1	–	–	4	–	121560	121560	–	0,794	–	13892	0,446	0,450	–	–
2	ППД закачкой чистого СО ₂		2041	9	11	11	381635	134417	247218	0,877	–	16915	0,543	0,474	0,069	22
3	ППД закачкой газа с примесью СО ₂	2	2041	9	20	20	264164	102508	65891	0,669	293	17094	0,549	0,413	0,136	23
4				9	24	30	264165	102508	82147	0,669	439	16923	0,543	0,413	0,130	22
5				9	27	50	264168	102508	101444	0,669	732	16692	0,536	0,413	0,123	20
6				9	27	70	264164	102508	111538	0,669	1025	16322	0,524	0,413	0,111	17
7	ППД закачкой газа с примесью СО ₂	2	2041	9	27	200	264171	102508	119962	0,669	1464	16052	0,516	0,413	0,103	16
8				9	27	400	264162	102508	136294	0,669	1669	15850	0,509	0,413	0,096	14
9				8	15	30	186192	109866	161185	0,717	146	15729	0,505	0,428	0,077	13
10				8	28	200	186192	109865	53750	0,717	732	15217	0,489	0,428	0,061	10
11	ППД закачкой газа с примесью СО ₂	3	2048	8	34	400	186192	109865	65505	0,717	2398	14928	0,479	0,428	0,052	7
12	ППД закачкой газа с примесью СО ₂	4	2058	7	13	30	150391	115285	13015	0,753	110	14740	0,473	0,438	0,035	6
13				7	13	200	150391	115285	22528	0,753	366	14736	0,473	0,438	0,035	6
14				7	34	400	150390	115285	30232	0,753	1464	14463	0,464	0,438	0,026	4

Условные обозначения: ППД — поддержание пластового давления, КИГ — коэффициент извлечения газа, КИК — коэффициент извлечения конденсата, ПГ — пластовый газ, СОГ — сухой отбензиненный газ на реализацию, ГДМ — гидродинамическая модель, БВ – базовый вариант

В *группу 2* вошли варианты с нагнетанием газа по технологии реинжекции с 2041 года или через 18 лет после предварительного истощения. Смысл этих вариантов заключается в поиске оптимальной концентрации CO_2 при смешении с пластовым газом. Предварительные расчеты показывают, что максимальный КИК достигается, если концентрация CO_2 в нагнетаемом газе не превышает 20 %. Варианты с долей CO_2 в газе 20 и 30 % сопоставимы по значениям КИК, причем, с точки зрения объема захоронения CO_2 , для дальнейшей проработки был выбран вариант с долей CO_2 в нагнетаемом газе 30 %, так как в этом варианте максимальный объем для захоронения углекислого газа находится в диапазоне значений потенциальных объемов генерации CO_2 ПАО «НК «Роснефть» (61 млн м^3) и сторонних предприятий региона (73 млн м^3) до 2050 года, сумма которых составляет 134 млн м^3 [8].

В *группу 3* вошли варианты с нагнетанием газа по технологии реинжекции с 2048 года или через 26 лет после предварительного истощения. Перенос начала закачки на более поздний срок приводит к росту коэффициента извлечения газа (КИГ), влияет на объем добытого конденсата и форму кривой изменения КИК. При закачке через 18 и 26 лет после предварительного истощения форма кривой изменения КИК носит гиперболический характер, а при кратном увеличении концентрации CO_2 в нагнетаемом газе выравнивается вдоль оси абсцисс (рис. 7).

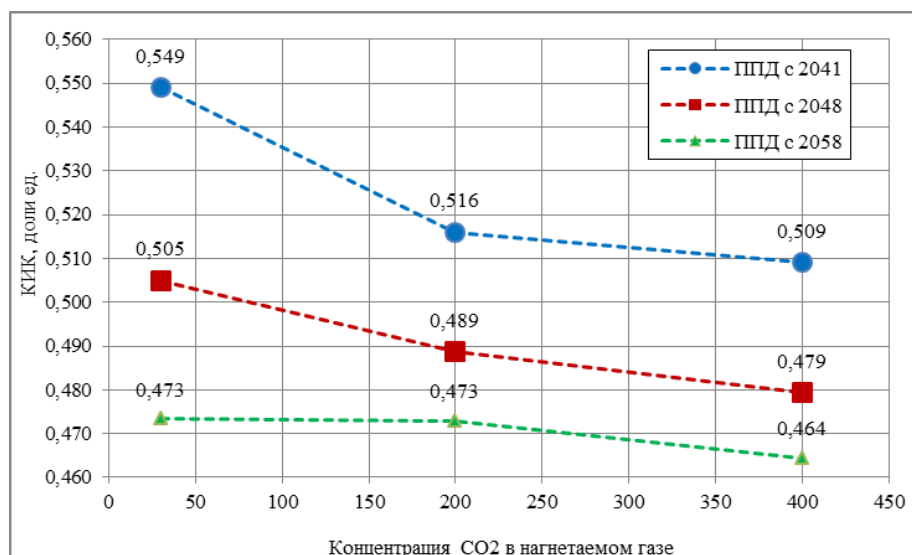


Рис. 7. Зависимость коэффициента извлечения конденсата (КИК) от концентрации углекислого газа (CO_2) в нагнетаемом газе

В *группу 4* вошли варианты с нагнетанием газа по технологии реинжекции с 2058 года или через 36 лет после предварительного истощения. Эти варианты направлены на поиск комплексного решения, когда эффект от закачки достигается не только за счет дополнительного извлечения конденсата, выпавшего в пласте, но и за счет компенсации операционных затрат путем продаж дополнительных объемов углеводородного газа.

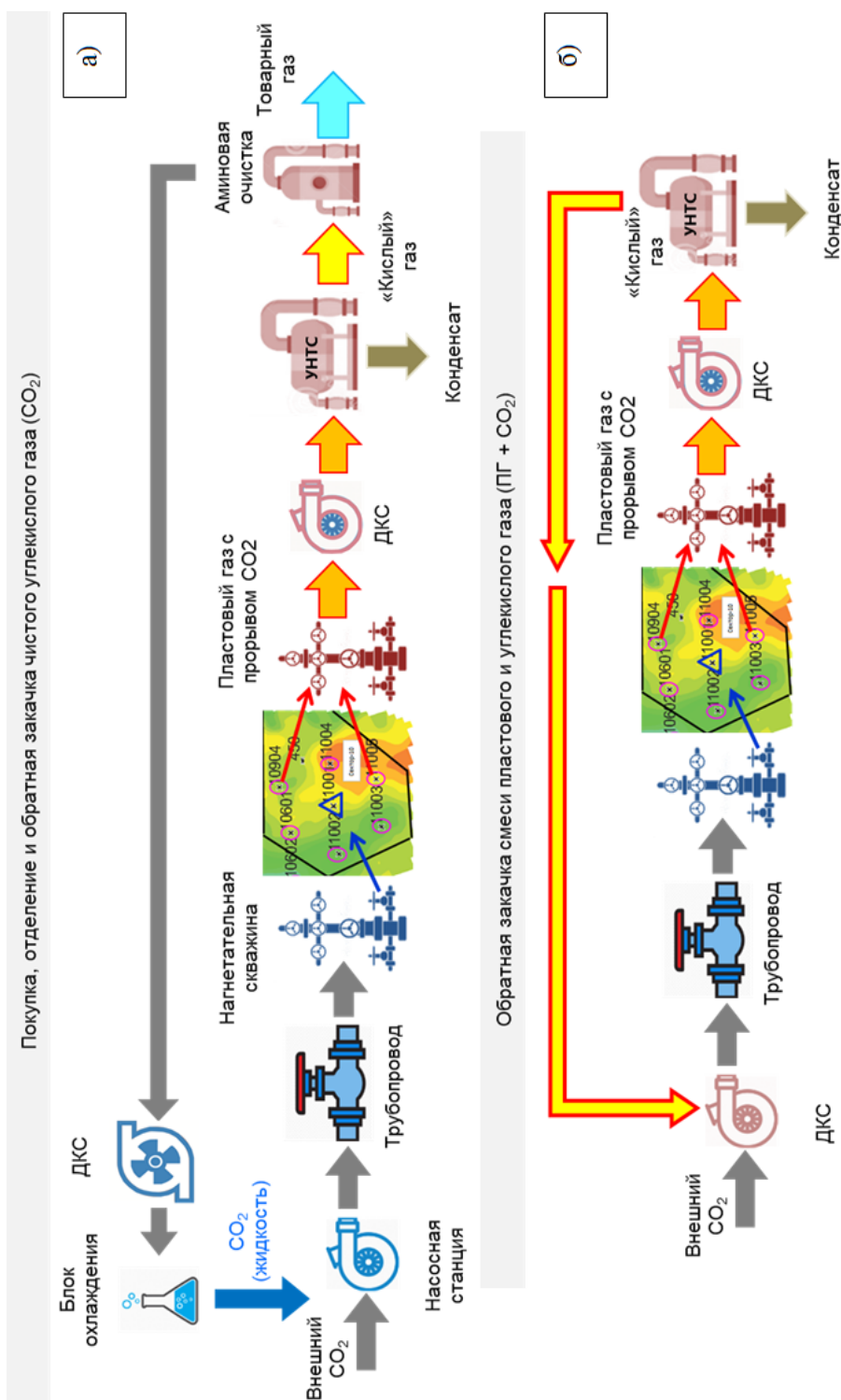


Рис. 8. Принципиальная технологическая схема: а) при закачке чистого CO_2 ; б) при закачке смеси ($\text{ПГ} + \text{CO}_2$)

Из рисунка 7 видно, что перенос начала закачки (через 36 лет после предварительного истощения) не оказывает существенного влияния на характер изменения КИК. Видно, что форма кривой КИК меняется в обратную сторону и приобретает выпуклый характер на отрезке изменения концентрации CO_2 в нагнетаемом газе от минимального значения (30 %) до 200 % и 400 %.

Схемы подготовки продукции добывающих скважин при закачке углекислого газа

На рисунках 8а и 8б показаны схемы подготовки продукции в вариантах с поддержанием пластового давления (ППД).

В варианте с закачкой чистого CO_2 после сбора, подготовки и разделения продукции предусматривается реализация природного газа и конденсата. Закачка чистого CO_2 осуществляется в жидком состоянии с применением насосной станции. Отделение CO_2 осуществляется при помощи аминовой очистки, после чего углекислый газ направляется на компрессорную станцию для сжатия и далее подается в блок охлаждения. В результате компримирования и охлаждения происходит фазовый переход CO_2 из газообразного в жидкое агрегатное состояние (см. рис. 8а).

Согласно технологической схеме обратной закачки CO_2 по технологии реинжекции (рис. 8б), предусматривается реализация только конденсата. Конденсат отделяется на линии низкотемпературной сепарации и направляется на дальнейшую подготовку. Смесь природного газа и CO_2 подается на компрессорную станцию для совместной закачки в пласт в газообразном состоянии. При значительных объемах закачки достигается 100 %-ная компенсация отбора и происходит дополнительная добыча выпавшего в пласте конденсата, растворенного в кислом газе, при этом ожидается существенное повышение КИК при длительном сроке разработки месторождения по сравнению с вариантом разработки месторождения на естественном режиме.

Результаты

Результаты технологических расчетов

Для моделирования использовалось 68 скважин из числа перебивавших в эксплуатации и расположенных в границах рассматриваемого лицензионного участка.

В вариантах с ППД 10 добывающих скважин переводятся под закачку. В модели учтена история разработки газоконденсатных залежей, начиная с 1996 года. Проектный период во всех вариантах за исключением варианта 1 составляет 128 лет (начинается с 2023 года и заканчивается в 2150 году). Результаты моделирования по схеме закачки чистого CO_2 и по технологии реинжекции сведены в таблицу 2. Всего рассмотрено 14 вариантов разработки.

В варианте 1 оценивался потенциал пластов Aч_{3-4} по добыче газа и конденсата при разработке залежей на естественном режиме. Без воздействия на пласт разработка газоконденсатных залежей прекраща-

ется через 85 лет, при значениях КИГ и КИК — 0,794 и 0,446 доли ед. соответственно (см. табл. 2).

В варианте 2 рассматривалась разработка пластов Ач₃₋₄ в режиме ППД закачкой чистого CO₂ по замкнутой схеме с 2041 года. Увеличение КИК обеспечивается за счет дополнительного извлечения конденсата, выпавшего в пласте до момента начала закачки при разработке залежей на естественном режиме. По варианту 2 пластовое давление на дату начала ППД снижается до 9 МПа, а на конец разработки восстанавливается до 11 МПа — минимальное давление смесимости не достигается. Эффект от закачки чистого CO₂, заключается в увеличении на 22 % (с 0,446 до 0,543 доли ед.) КИК относительно базового варианта. Для реализации системы ППД по схеме замкнутого цикла потребуются дополнительные капитальные вложения в реконструкцию существующей установки подготовки газа (стоимость аминовой очистки), что отрицательно влияет на экономику в целом. По этому варианту получено минимальное значение дисконтированного потока наличности (NPV) (см. табл. 2, рис. 9).

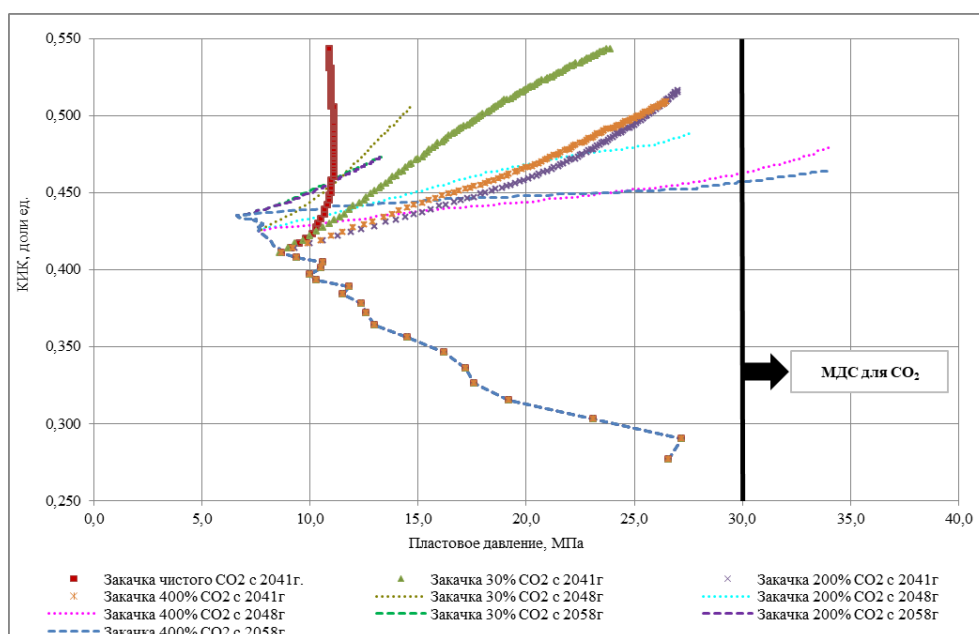


Рис. 9. Зависимости КИК от пластового давления при нагнетании углекислого газа (CO₂) в чистом виде и по технологии реинжекции

В варианте 3 и последующих рассматривалась разработка залежей пластов Ач₃₋₄ в режиме ППД закачкой смеси пластового и углекислого газа по технологии реинжекции. Отделенный от жидкости пластовый газ с добавлением 20 % CO₂ используется в системе ППД в полном объеме, а конденсат отправляется на реализацию. По варианту 3 пластовое давление на

дату начала ППД снижается до 9 МПа, а на конец разработки восстанавливается до 20 МПа — давление смешивания не достигается.

За счет нагнетания обогащенного газа с 20 %-ной долей CO_2 по технологии реинжекции КИК увеличивается с 0,446 до 0,549 доли ед., а эффект от закачки относительно базового варианта достигает 23 %. Добавление в газ после отделения конденсата углекислого газа в определенной пропорции создает двойной эффект (см. рис. 5). Во-первых, двуокись углерода способствует удержанию высококипящих углеводородов в газовой фазе и тем самым снижению давления начала конденсации. Во-вторых, закачка CO_2 обеспечивает поддержание такого темпа падения давления, который необходим для выполнения условия $R_{пл.} > R_{нк.}$, что означает превышение пластового давления над давлением начала конденсации пластовой углеводородной системы (представляет собой смесь пластовой системы начального состава и нагнетаемого агента).

Таким образом, на протяжении всего периода воздействия рециркуляции обеспечивается не только предотвращение пластовых потерь конденсата, но и с какого-то момента времени уже выпавший в пласте конденсат испаряется обратно в газ и выносится вместе с ним к забоям добывающих скважин. Расчеты на композиционной гидродинамической модели подтверждают повышение содержания жидких углеводородов в газе при увеличении концентрации CO_2 (см. рис. 6). В этом варианте дополнительно к эффектам, описанным выше, обеспечивается углеродная нейтральность, так как часть углекислого газа остается в пласте за фронтом вытеснения для захоронения, причем его концентрация в процессе рециркуляции увеличивается (см. табл. 2, см. рис. 5, 6, 9).

В вариантах 4–8 осуществляется поиск оптимальной концентрации CO_2 при ее увеличении в нагнетаемом газе до 30, 50, 70, 200 и 400 %. По вариантам 4–8 пластовое давление на дату начала ППД снижается до 9 МПа, а на конец разработки восстанавливается до 24–27 МПа — давление смешивания не достигается. Механизм взаимодействия углекислого газа с пластовой газоконденсатной системой аналогичен предыдущему варианту. Кроме того, в вариантах 4–8 за счет нагнетания обогащенного газа по технологии реинжекции и увеличения концентрации CO_2 в нагнетаемом газе интенсивность извлечения ретроградного конденсата в модели снижается из-за уменьшения текущей насыщенности пористой среды жидкостью, соответственно снижается эффект от закачки относительно базового варианта, который падает с 22 до 14 %, с шагом 1–3 % при переходе от варианта к варианту (см. табл. 2, см. рис. 9).

В вариантах 9–11 начало ППД по технологии реинжекции переносится на 2048 год, а концентрация CO_2 в нагнетаемом газе сначала составляет 30 % (определена как оптимальная с точки зрения объема захоронения CO_2), а затем увеличивается до 200 и 400 %. Задержка в сроках начала реализации ППД по технологии реинжекции, несмотря на увеличение сначала

в семь, а затем в два раза концентрации CO_2 в нагнетаемом газе, не приводит к существенному приросту КИК, как относительно предыдущих вариантов, так и относительно базового варианта на истощение. По вариантам 9–11 пластовое давление на дату начала ППД снижается до 8 МПа, а на конец разработки восстанавливается до 15–34 МПа — давление смешивания достигается в варианте, в котором концентрация CO_2 в нагнетаемом газе увеличивается до 400 %. В этой серии расчетов КИГ увеличивается до 0,717 доли ед., а КИК зависит от концентрации CO_2 в нагнетаемом газе и изменяется от 0,505 доли ед. (30 % CO_2) до 0,479 доли ед. (400 % CO_2). Эффект от закачки относительно базового варианта падает с 13 до 7 %, с шагом 3 % при переходе от варианта к варианту, при этом потери в добыче ретроградного конденсата компенсируются за счет увеличения количества CO_2 , предназначенного для захоронения (см. табл. 2, см. рис. 9).

В **варианте 3** при максимальном КИК, равном 0,549 доли ед., теряется упущенная выгода от продажи свободного газа, причем на момент начала закачки более половины добывающих скважин работают с дебитом газа 90–100 тыс. $\text{м}^3/\text{сут.}$ С целью повышения эффективности разработки залежей по технологии реинжекции в **вариантах 12–14** предлагается перенести начало закачки на 2058 год при концентрации CO_2 в нагнетаемом газе 30, 200 и 400 %. В **вариантах 12–14** показано, что наиболее эффективно процесс извлечения ретроградного конденсата по технологии реинжекции протекает при условии, когда доля CO_2 в пластовом газе не превышает 30 %. Потери в добыче ретроградного конденсата компенсируются за счет дополнительной добычи свободного газа, предназначенного для реализации и оптимизации объемов углекислого газа, предназначенного для захоронения. За период закачки среднегодовой объем углекислого газа для захоронения составит порядка 110 млн м^3 . В **вариантах 12–14** пластовое давление на дату начала ППД снижается до 7 МПа, а на конец разработки восстанавливается до 13–34 МПа — давление смеси достигается в варианте, в котором концентрация CO_2 в нагнетаемом газе увеличивается до 400 %. В этой серии расчетов КИГ увеличивается до 0,753 доли ед., при этом КИК почти не зависит от концентрации CO_2 в нагнетаемом газе и составляет 0,473 доли ед. (см. табл. 2, см. рис. 9).

Оценка эффекта от закачки углекислого газа по технологии реинжекции

Расчеты на полномасштабной модели показали, что выбрать оптимальный вариант разработки с закачкой чистого CO_2 по замкнутому циклу или с закачкой CO_2 по технологии реинжекции без проведения экономических расчетов затруднительно. Кроме того, в вариантах с реинжекцией немаловажным является показать эффект от закачки газа и от влияния углекислого газа на пластовую газоконденсатную систему отдельно.

Для оценки эффекта от влияния этих факторов были рассчитаны дополнительные варианты, в которых вместо закачки газа с примесью CO_2

закачивался сухой газ по технологии сайклинг-процесса. Варианты с закачкой сухого газа аналогичны вариантам с закачкой обогащенного газа с 30 %-ной долей CO_2 в 2041, 2048 и 2058 гг.

Оптимальная концентрация CO_2 в нагнетаемом газе установлена по максимальному дисконтированному потоку наличности (NPV) при проведении экономических расчетов без учета затрат на приобретение и доходов от захоронения углекислого газа.

Процесс нагнетания газа с примесью CO_2 в ачимовские пласты по технологии реинжекции приводит к постепенному увеличению давления до давления, при котором процесс выпадения конденсата в жидкую фазу замедляется.

Такой способ воздействия на газоконденсатную залежь способствует испарению выпавшего конденсата в газ, приводит к снижению давления начала конденсации, и как следствие, к снижению доли пластового газа в добываемом газе. Другими словами, в процессе закачки увеличивается доля CO_2 в пластовом газе. Эти процессы влияют на коэффициент извлечения конденсата по разному — первые два повышают его, а третий снижает.

На рисунке 10 приведена зависимость КИК от объема добываемого пластового газа. Наибольший эффект от закачки CO_2 достигается при организации ППД с 2041 года. Достижение КИК 0,543 доли ед. происходит при меньшем накопленном отборе газа по сравнению с сайклинг-процессом. В этом варианте разница в накопленном отборе газа составляет 54 975 млн м^3 . При закачке сухого газа по технологии сайклинг-процесса КИК достигается на 18 лет раньше, чем при закачке газа с примесью CO_2 по технологии реинжекции.

Аналогичный процесс наблюдается при переносе начала закачки на более поздний период. Перенос сроков начала закачки на 2048 год приводит к увеличению КИГ и снижению КИК. Эффект от закачки газа с примесью CO_2 сокращается до 9 лет, а накопленный отбор газа — до 17 404 млн м^3 . Перенос сроков начала закачки на 2058 год приводит к дальнейшему сокращению эффекта от нагнетания CO_2 . В этом варианте разница в накопленном отборе газа составляет 9 015 млн м^3 , а КИК при закачке газа по технологии сайклинг-процесса достигается на 8 лет раньше, чем при закачке газа с примесью CO_2 по технологии реинжекции.

Таким образом, эффективность от закачки газа с примесью CO_2 по технологии реинжекции и выбор оптимального года начала закачки CO_2 определяются по результатам экономических расчетов, так как здесь необходимо оценить суммарный эффект от добычи углеводородного газа и конденсата, а также платы за утилизацию CO_2 .

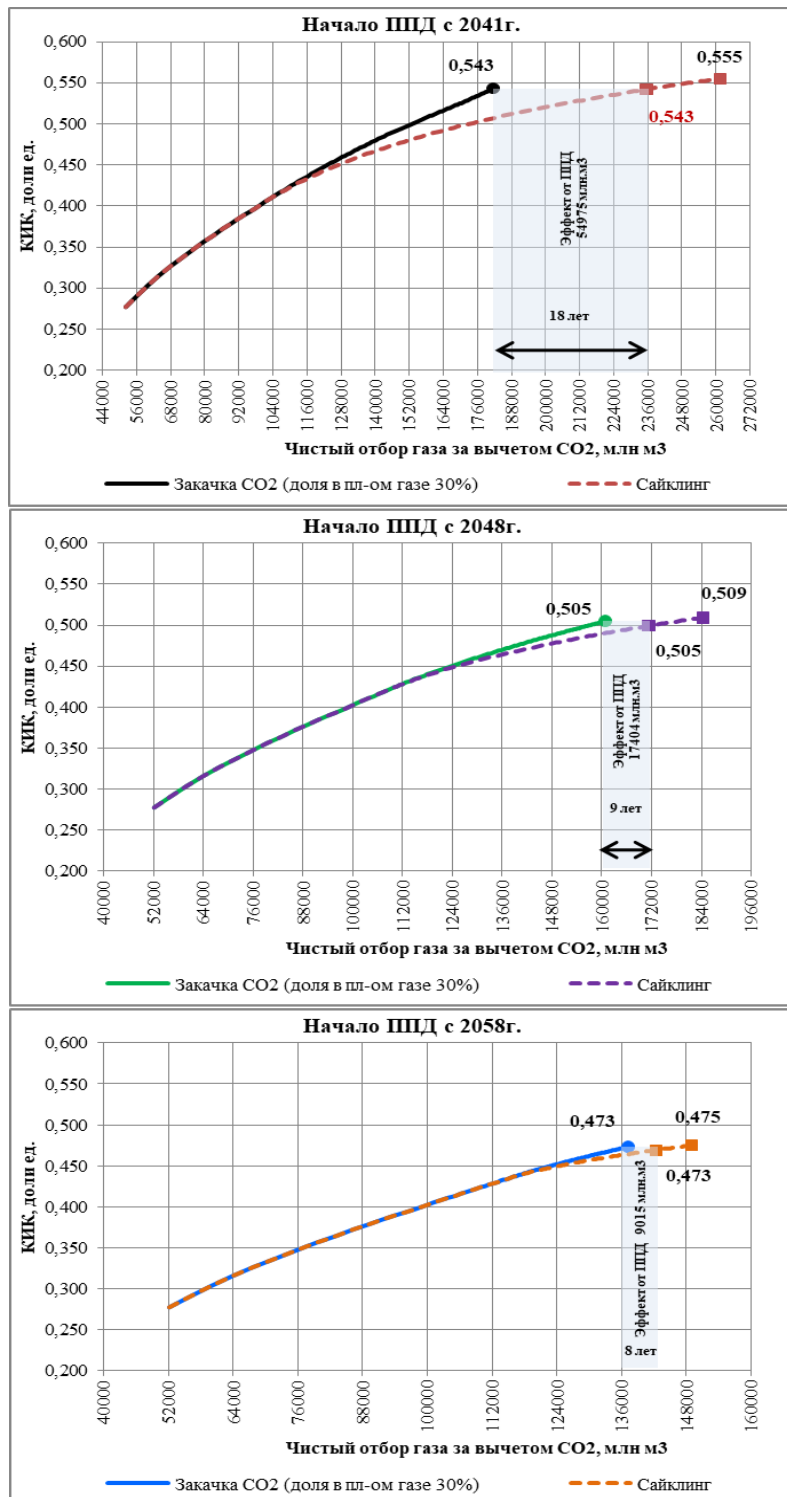


Рис. 10. Оценка эффекта от закачки углекислого газа по технологии реинжекции в вариантах с долей углекислого газа (CO₂) в нагнетаемом газе 30 %

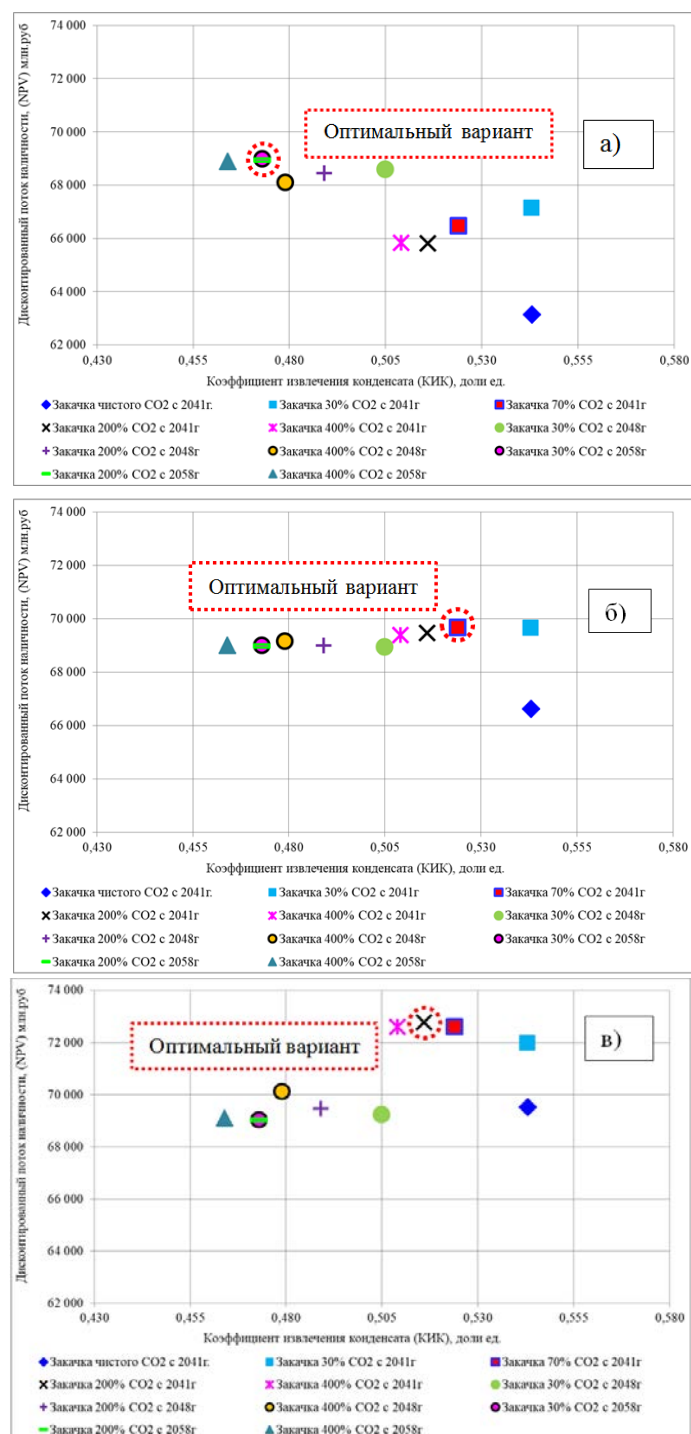


Рис. 11. Оценка экономической эффективности вариантов при нагнетании CO₂: а) без учета затрат на приобретение и доходов от захоронения CO₂; б) с учетом текущих объемов CO₂ и доходов от захоронения (сертификат = 50 долл./т); в) с учетом текущих объемов CO₂ и доходов от захоронения (сертификат=100 долл./т)

Оценка экономической эффективности вариантов разработки без учета затрат на приобретение и доходов от захоронения углекислого газа

На первом этапе оценка экономической эффективности вариантов разработки осуществлялась без учета затрат на приобретение и доходов от захоронения углекислого газа. С учетом текущих объемов захоронения CO_2 и дисконтирования в размере 20 % дополнительный доход от захоронения не оказывает существенного влияния на выбор варианта с ППД.

Предварительные результаты экономических расчетов показали, что на поздней стадии разработки ачимовских пластов при отборе не менее 75 % газа от НГЗ с точки зрения повышения КИК наиболее перспективной является предлагаемая авторами новая технология ППД путем нагнетания в пласт смеси пластового и углекислого газов или технология реинжекции. Применительно к геолого-физическим и термобарическим условиям залежей пластов $\text{A}_{\text{ч-4}}$ закачку смеси пластового газа с долей CO_2 , не превышающей 30 %, необходимо начинать не ранее 2058 года (рис. 11).

В базовом варианте при разработке на естественном режиме обеспечивается максимальное значение NPV. Из вариантов с нагнетанием углекислого газа наиболее эффективным является **вариант 12** (отмечен красным кружком на рис. 11а). В этом варианте эффективность достигается за счет длительного периода реализации газа, позднего начала захоронения CO_2 с сопутствующими затратами.

Вариант 2, хоть и наиболее технологичен с точки зрения максимизации КИК, характеризуется минимальным значением NPV. Основным влияющим фактором являются дополнительные капитальные вложения в строительство и эксплуатацию объектов инфраструктуры по отделению CO_2 .

Оценка экономической эффективности вариантов разработки с учетом доходов от захоронения углекислого газа (сертификат)

На втором этапе выполнена оценка экономической эффективности вариантов разработки с учетом затрат и дополнительного дохода от захоронения (сертификат). В экономических расчетах учтена ставка дисконтирования денежных потоков в размере 20 %, а квоты на CO_2 в размере 50 и 100 долл./тонн приняты экспертно. Затраты на покупку и транспортировку CO_2 от внешних эмитентов до лицензионного участка с организованной системой закачки приняты в размере 60 % от цены сертификата. Минимальная цена сертификата, при которой дополнительный доход от захоронения оказывает непосредственное влияние на выбор оптимального варианта с ППД, была получена расчетным путем.

Результаты экономических расчетов при цене сертификата 50 долл./тонн показали, что наиболее перспективным является нагнетание в пласт смеси пластового и углекислого газов по **варианту 6** (отмечен красным кружком на рис. 11б). В этом варианте оптимальным сроком начала закачки является 2041 год при концентрации CO_2 в нагнетаемом газе 70 %. По данному варианту получен максимальный дисконтированный поток наличности (рис. 11).

При включении в расчет стоимости сертификата 100 долл./тонн наиболее эффективен **вариант 7** (отмечен красным кружком на рис. 11в). Как и в предыдущем варианте, оптимальным сроком начала закачки является 2041 год, при этом концентрация CO₂ в нагнетаемом газе увеличивается до 200 %. Отметим, что в вариантах с монетизацией CO₂ экономическая эффективность достигается за счет раннего начала захоронения углекислого газа с сопутствующими доходами и затратами. Рост цены сертификата влияет на смещение приоритета к вариантам с увеличенными объемами захоронения.

Выводы

1. Для извлечения ретроградного конденсата из ачимовских пластов наиболее перспективна технология воздействия на газоконденсатные залежи углекислым газом. При закачке чистого CO₂ получен максимальный коэффициент извлечения конденсата, при этом вариант не эффективен из-за высоких капитальных вложений в реконструкцию существующего оборудования на УКПГ.

2. При воздействии на газоконденсатные залежи ачимовских пластов закачкой CO₂ по технологии реинжекции, помимо высоких значений КИК и КИГ, достигается углеродная нейтральность проекта без существенного удорожания объектов внутрипромыслового сбора и подготовки продукции скважин. В перспективе два этих фактора могут оказать совокупный синергетический эффект снижения эксплуатационных затрат и увеличения конечного коэффициента конденсатоотдачи ачимовских пластов Уренгойского месторождения.

3. Оценка экономической эффективности вариантов разработки с учетом и без учета затрат на приобретение и доходов от захоронения углекислого газа влияет на выбор оптимального варианта разработки с применением ППД закачкой углекислого газа по технологии реинжекции.

4. В вариантах с монетизацией CO₂ экономическая эффективность достигается за счет раннего начала захоронения углекислого газа с сопутствующими доходами и затратами. Рост цены сертификата влияет на смещение приоритета к вариантам с увеличенными объемами захоронения. Без учета квотирования экономическая эффективность достигается за счет длительного периода реализации газа и позднего начала захоронения CO₂ с сопутствующими затратами.

Список источников

1. Моделирование стратегии реализации поддержания пластового давления закачкой углеводородных и неуглеводородных газов в ачимовские пласты / А. С. Русанов, А. С. Романов, Е. А. Рейтблат, Д. Н. Глумов. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-3-83-99. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 3. – С. 83–99.

2. Клубков, С. CCUS : Монетизация выбросов CO₂ / С. Клубков, К. Емельянов, Н. Зотов. – Москва : VYGON Consulting, 2021. – 48 с. – Текст : электронный. – URL: https://vygon-consult-ing.ru/upload/iblock/967/jzgys72b7ome167wi4dbao9fnsqsfj13/vygon_consulting_CCUS.pdf
3. Скляр, В. ESG и декарбонизация / В. Скляр, А. Тихонова. – Текст : электронный. – Москва, 2021. – 28 с. – URL: https://www.vtbcapital.ru/upload/iblock/9da/SG_and_Decarbonisation_211129_abr_rus.pdf
4. Мирзаджанзаде, А. Х. Теория и практика разработки газоконденсатных месторождений / А. Х. Мирзаджанзаде. – Москва : Недра, 1967. – 356 с. – Текст : непосредственный.
5. Тер-Саркисов, Р. М. Разработка газоконденсатных месторождений с воздействием на пласт / Р. М. Тер-Саркисов, А. И. Гриценко, А. Н. Шандрыгин. – Москва : Недра, 1996. – 239 с. – Текст : непосредственный.
6. Гуревич, Г. Р. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления / Г. Р. Гуревич, В. А. Соколов, П. Т. Шмыгля. – Москва : Недра, 1976. – 186 с. – Текст : непосредственный.
7. Monger, T. G. The Phase Behavior of CO₂ — Applacachian Oil Systems / T. G. Monger, A. Khakoo. – Text : electronic // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, 4 October. – San Antonio, 1981. – URL: <https://doi.org/10.2118/10269-MS>
8. Филатов, В. С. Разработка концепции хранения CO₂ на нефтегазодобывающих активах ПАО НК «Роснефть» / В. С. Филатов, Д. Н. Глумов. – Текст : непосредственный // Отчет о НИР. – Тюмень : Тюменский нефтяной научный центр, 2022. – 86 с.

References

1. Rusanov, A. S., Reitblat, E. A., & Glumov, D. N. (2024). Simulating the Reservoir Pressure Maintenance Strategy by injecting HC and non-HC gases into the Achimov reservoirs. *Oil and Gas Stuides*, 3(165), pp. 83-99. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-83-99
2. Klubkov, S., Emel'yanov, K., & Zotov, N. (2021). CCUS: Monetizatsiya vybrosov CO₂. (In Russian). Availale at: https://vygon-consulting.ru/upload/iblock/967/jzgys72b7ome167wi4dbao9fnsqsfj13/vygon_consulting_CCUS.pdf
3. Sklyar, V., & Tikhonova, A. (2021). ESG i dekarbonizatsiya. (In Russian). Availale at: https://www.vtbcapital.ru/upload/iblock/9da/SG_and_Decarbonisation_211129_abr_rus.pdf
4. Mirzadzhanzade, A. Kh. (1967). Teoriya i praktika razrabotki gazokondensatnykh mestorozhdeniy. Moscow, Nedra Publ., 356 p. (In Russian).
5. Ter-Sarkisov, R. M., Gritsenko, A. I., & Shandrygin, A. N. (1996). Razrabotka gazokondensatnykh mestorozhdeniy s vozdeystviem na plast. Moscow, Nedra Publ., 239 p. (In Russian).
6. Gurevich, G. R., Sokolov, V. A., & Shmyglya, P. T. (1976). Razrabotka gazokondensatnykh mestorozhdeniy s podderzhaniem plastovogo davleniya. Moscow, Nedra Publ., 186 p. (In Russian).
7. Monger, T. G., Khakoo, A. (1981). The Phase Behavior of CO₂ - Applacachian Oil Systems. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. (In English). Availale at: <https://doi.org/10.2118/10269-MS>

8. Filatov, V. S., & Glumov, D. N. (2022). Razrabotka kontseptsii khraneniya SO₂ na neftegazodobyvayushchikh aktivakh PAO NK "Rosneft". Otchet o NIR. Tyumen, Tyumenskiy neftyanoy nauchnyy tsentr Publ., 86 p. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Русанов Александр Сергеевич, заместитель генерального директора по газовым проектам, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Стрекалов Александр Владимирович, доктор технических наук, старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Романов Александр Сабурович, кандидат технических наук, эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, asromanov@tnnc.rosneft.ru

Рейтблат Елена Александровна, эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» г. Тюмень; Тюменский индустриальный университет

Москалец Михаил Юрьевич, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Карп Александр Николаевич, руководитель группы, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Глумов Дмитрий Николаевич, начальник управления новых и зарубежных активов, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Alexander S. Rusanov, Deputy General Director for Gas Projects, Tyumen Petroleum Research Center LLC

Alexander V. Strekalov, Doctor of Engineering, Senior Expert, Tyumen Petroleum Research Center LLC

Alexander S. Romanov, Candidate of Engineering, Expert, Tyumen Petroleum Research Center LLC, asromanov@tnnc.rosneft.ru

Elena A. Reitblat, Expert, Tyumen Petroleum Research Center LLC; Industrial University of Tyumen

Mikhail Y. Moskalets, Head specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC

Alexander N. Karp, Head of Group, Tyumen Petroleum Research Center LLC

Dmitry N. Glumov, Head of the Department of Geology and Development of New and Foreign Assets, Tyumen Petroleum Research Center LLC

Статья поступила в редакцию 20.06.2024; одобрена после рецензирования 10.07.2024; принята к публикации 19.07.2024.

The article was submitted 20.06.2024; approved after reviewing 10.07.2024; accepted for publication 19.07.2024.

Моделирование динамики давления в газопроводе с путевым отбором

И. Ф. Чупров, М. С. Пармузина*, А. А. Лютоев

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия,

**mparmuzina@ugtu.net*

Аннотация Магистральные, промысловые и городские газонефтепроводы часто работают в нестационарном режиме. Причинами неустойчивости давления, скорости, расхода газа являются изменения режимов работы насосных станций, включение и выключение агрегатов, попутный отбор или подкачка и другие факторы.

Магистральные трубопроводы представляют собой сложную инженерную систему. Важнейший фактор работы этой системы — безаварийность. Для этого необходимо изучение режимов движения транспортируемой среды, в частности, изучение динамики давления в период пуска или остановки, а также в случае отбора в заданных точках. Цель данной статьи заключается в построении математической модели и изучении динамики давления в газопроводе с точкой отбора.

Широкое развитие теория нестационарного движения жидкостей в круглых трубах получила в работах И. А. Чарного. В них рассмотрен большой комплекс инженерных задач с учетом вязких свойств транспортируемой среды и сопротивления трубы в гидравлическом приближении. В статье на основе исследований И. А. Чарного о движении реальной жидкости в круглых трубах составлено уравнение в частных производных гиперболического типа. Уравнение описывает нестационарное давление горизонтального участка газопровода с точкой отбора. Использование импульсной функции Дирака позволило сформулировать задачу в виде одного уравнения. На концах заданного участка заданы давления, а начальная скорость связана с импульсной функцией. С использованием конечного синус-преобразования Фурье уравнение в частных производных преобразовано в обыкновенное дифференциальное уравнение и решено. Решение уравнения представляет образ решения исходной задачи. Формулы обратного преобразования, основанные на теории рядов Фурье, позволили перейти к решению поставленной задачи.

Получены явные зависимости для динамики нестационарного давления. Качественный анализ формул свидетельствует о волновом движении среды в начальный период работы. Через небольшой промежуток времени процесс переходит в стационарный режим. Время переходного периода зависит от большого количества факторов. Главными факторами служат коэффициент гидравлического сопротивления и скорость транспортируемой среды.

Рассмотрен пример для горизонтального участка при изотермическом течении. При принятых числовых параметрах переход в стационарное состояние составляет около 17 минут от начала процесса. Приведены графики динамики давления при отборе в заданной точке и без такового.

Математические модели движения жидкости и газа по трубам могут быть использованы инженерами при проектировании трубопроводов, а также при решении задач, возникающих в период их эксплуатации. К ним относятся задачи контроля состояния трубопроводной системы, оптимизации работы, оценки аккумулирующей способности и другие.

Ключевые слова: трубопровод, нестационарное давление, уравнение гиперболического типа, синус-преобразование, коэффициент гидравлического сопротивления, отбор

Для цитирования: Чупров, И. Ф. Моделирование динамики давления в газопроводе с путевым отбором / И. Ф. Чупров, М. С. Пармузина, А. А. Лютоев. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-5-104-116 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 5. – С. 104–116.

Modelling pressure dynamics in a gas pipeline with an in-line sampling

Ilya F. Chuprov, Maria S. Parmuzina*, Alexander A. Lyutoev

Abstract. Gas pipelines, whether main, field, or urban, often operate in non-stationary modes. Changes in the operating modes of pumping stations, equipment start-up and shutdown, an in-line sampling or pumping and various factors are causes of instability of pressure, velocity, gas flow rate. Main pipelines are complex engineering systems with the pipeline itself being the main element. Fail-safety is the major factor in the operation of this system. Ensuring operational safety requires studying the movement regimes of the transported medium, particularly study of the dynamics of pressure during start-up or shutdown and at specific extraction points. This article aims to build a mathematical model and study the pressure dynamics in a gas pipeline with a sampling point. The theory of non-stationary motion liquid in round pipes has been strongly developed in the works of I. A. Charnyj. These works consider a large complex of engineering tasks taking into account viscous properties of the transported medium and pipe resistance in the hydraulic approximation. In the article on the basis of I. A. Charnyj's researches on the motion of real liquid in circular pipes the equation in partial derivatives of hyperbolic type is compiled. The equation describes the unsteady pressure of a horizontal section of gas pipeline with an extraction point. Using the Dirac delta function allows the formulation of the problem in the form of a single equation. Pressures are set at the ends of a given section, and the initial velocity is related to the Dirac delta function. By applying the finite Fourier sine transform, the partial differential equation is transformed into an ordinary differential equation and solved. Solution of equation is vision of a solution to the initial task. Inverse transform formulas based on Fourier theory allowed us to proceed to the solution of this task. Explicit dependences for the dynamics of unsteady pressure are obtained. The qualitative analysis of the formulas indicates the wave motion of a medium during the initial phase of operation, transitioning into a stationary mode after a brief period. The duration of the transition period depends on factors such as the hydraulic resistance coefficient and the velocity of the transported medium. Coefficient of hydraulic resistance and the velocity of the transported medium are the main factors. An example is considered for a horizontal section under isothermal flow conditions. With assumed numerical parameters, the transition to a stationary state occurs approximately 17 minutes after the process begins, as illustrated in the graphs provided in the article. Engineers can use mathematical models of the liquid and gas motion through pipes in the design of pipelines, as well as in solving tasks that arise during their operation. These tasks include monitoring the condition of the pipeline system, optimizing the operation, accumulation capacity estimates and others.

Keywords: pipeline, non-stationary pressure, hyperbolic type equation, sine transform, hydraulic resistance coefficient, sampling

For citation: Chuprov, I. F., Parmuzina, M. S. & Lyutoev A. A. (2024). Modelling pressure dynamics in a gas pipeline with an in-line sampling. Oil and Gas Studies, (5), pp.104-116. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-5-104-116

Введение

Нестационарные (неустойчивые) процессы в нефтегазопроводах характеризуются изменением по координате и времени давления, скорости, расхода, температуры транспортируемой среды. Другими словами, перечисленные параметры являются функциями времени. Нестационарные режимы чаще всего связаны с различными техническими операциями: пуск или остановка, включение и отключение агрегатов, изменение режима насосных станций, а также режима работы попутных сосредоточенных отборов-подкачек.

В фундаментальной работе [1] И. А. Чарный получил систему уравнений, которая в настоящее время считается основной математической моделью для нестационарных гидравлических расчетов в круглых трубах. Для горизонтального участка трубопровода при изотермическом течении и в случае дозвуковых скоростей, когда можно пренебречь изменением скоростных напоров, линеаризованная система имеет вид [1]

$$\begin{cases} -\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{\partial Q}{\partial t} + 2aQ, \\ -\frac{1}{c^2} \frac{\partial P}{\partial t} = \frac{\partial Q}{\partial x}, \end{cases} \quad (1)$$

где $P = P(x, t)$ — давление; t — время; $Q = \rho v$ — массовая скорость; ρ — плотность; v — скорость (усредненная по сечению) транспортируемой среды; $2a = \left(\frac{\lambda v}{8\sigma} \right)_{cp}$, λ — коэффициент гидравлического сопротивления, σ — смоченный периметр трубопровода (для круглых труб при напорном течении $\sigma = \frac{\pi R^2}{2\pi R} = \frac{R}{2} = \frac{d}{4}$, где d — внутренний диаметр, R — радиус), c — скорость распространения ударной волны в упругом трубопроводе [2, 3]:

$$c = \frac{\sqrt{\frac{E_{жс}}{\rho}}}{\sqrt{1 + \frac{D \cdot E_{жс}}{E_{тр} \cdot \delta}}},$$

где $E_{жс}$, $E_{тр}$ — объемные модули упругости среды и трубы; D — диаметр трубы (внешний); δ — толщина стенок трубы; ρ — плотность жидкости.

Если $E_{тр} \rightarrow \infty$, то $c = \sqrt{\frac{E_{жс}}{\rho}}$ — скорость звука в жидкости.

Объект и методы исследования

Пусть на рассматриваемом участке трубопровода длиной L в точке $x_1 \in (0; L)$ происходит отбор с массовой скоростью G (кг/с). В этом случае необходимо дополнить второе уравнение системы — уравнение неразрывности. При этом система (1) примет вид:

$$\begin{cases} -\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{\partial Q}{\partial t} + 2aQ, \\ -\frac{1}{c^2} \frac{\partial P}{\partial t} = \frac{\partial Q}{\partial x} + \frac{G}{S} \delta(x - x_1), \end{cases} \quad (2)$$

где $\delta(x)$ — импульсная функция Дирака [4, 5, 6], S — площадь внутреннего сечения трубы. Функция Дирака показывает, что в точке $x = x_1$ происходит отбор единицы транспортируемой среды в единицу времени.

Перейдем от системы (2) к одному уравнению относительно давления [7, 8]. Для этого вычислим производные (по x для первого уравнения и по t для второго уравнения системы (2)).

$$\begin{cases} -\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{\partial^2 Q}{\partial t \partial x} + 2a \frac{\partial Q}{\partial x}, \\ -\frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 P}{\partial t^2} = \frac{\partial^2 Q}{\partial x \partial t}. \end{cases} \quad (3)$$

Учитывая, что смешанные производные одного порядка в области непрерывности равны, и подставив $\frac{dQ}{dx}$ из второго уравнения системы (2), получим

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 P}{\partial t^2} + \frac{2a}{c^2} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{2aG}{S} \delta(x - x_1). \quad (4)$$

Постановка краевых условий к задаче (4).

Задача (4) — это гиперболическое неоднородное уравнение второго порядка. Для решения конкретной задачи необходимо задать краевые условия. В качестве граничных условий зададим давления на концах рассматриваемого участка трубопровода, то есть условия первого рода

$$P(x, t)|_{x=0} = P_{\#} = \text{const}, \quad P(x, t)|_{x=L} = P_{\kappa} = \text{const}. \quad (5)$$

Начальные условия должны описывать давление и начальный импульс при $t = 0$. Пусть

$$P(x, t)|_{t=0} = P_0 = \text{const}. \quad (6)$$

Начальный импульс (скорость) должен быть связан с воздействием источника в точке x_1 . Для этого воспользуемся вторым уравнением системы (2)

при $t = 0$: $-\frac{1}{c^2} \frac{\partial P}{\partial t} \Big|_{t=0} = \frac{\partial Q}{\partial x} \Big|_{t=0} + \frac{G}{S} \delta(x - x_1)$. Отсюда следует

$$\frac{\partial P}{\partial t} \Big|_{t=0} = -\frac{c^2 G}{S} \delta(x - x_1), \quad (7)$$

так как $\frac{\partial Q}{\partial x} \Big|_{t=0} = \frac{\partial(\rho v)}{\partial x} \Big|_{t=0} = 0$. Это следует из условия (6). При постоянном давлении по всей длине трубопровода скорость $v = 0$.

Таким образом, поставлена задача: найти решение уравнения (4) при граничных условиях (5) и начальных условиях (6)–(7). Схема участка трубопровода с отбором в точке x_1 приведена на рисунке 1.



Рис. 1. Схема трубопровода с отбором

Поставленную задачу будем решать с помощью конечного преобразования

Фурье с ядром преобразования $\frac{2}{L} \cdot \sin \frac{n\pi x}{L}$.

Формула прямого и обратного преобразований:

$$\begin{cases} \bar{P}_n(t) = \frac{2}{L} \int_0^L P(x, t) \cdot \sin \frac{n\pi x}{L} dx, \\ P(x, t) = \sum_{n=1}^{\infty} \bar{P}_n(t) \cdot \sin \frac{n\pi x}{L}. \end{cases} \quad (8)$$

Все члены уравнения (4) умножим на ядро преобразования и интегрируем от 0 до L .

$$\begin{aligned} \frac{2}{L} \int_0^L \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} \sin \frac{n\pi x}{L} dx &= \frac{1}{c^2} \frac{2}{L} \int_0^L \frac{\partial^2 P}{\partial t^2} \sin \frac{n\pi x}{L} dx + \frac{2a}{c^2} \frac{2}{L} \int_0^L \frac{\partial P}{\partial t} \sin \frac{n\pi x}{L} dx + \\ &+ \frac{2aG}{S} \frac{2}{L} \int_0^L \delta(x - x_1) \sin \frac{n\pi x}{L} dx. \end{aligned}$$

Вычислим интегралы.

$$\begin{aligned} 1) \quad \frac{2}{L} \int_0^L \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} \sin \frac{n\pi x}{L} dx &= \frac{2n\pi (P_n - (-1)^n \cdot P_n)}{L^2} - \left(\frac{n\pi}{L} \right)^2 \cdot \bar{P}_n(t), \\ 2) \quad \frac{1}{c^2} \frac{2}{L} \int_0^L \frac{\partial^2 P}{\partial t^2} \sin \frac{n\pi x}{L} dx &= \frac{1}{c^2} \frac{d^2}{dt^2} \left(\frac{2}{L} \int_0^L P(x, t) \sin \frac{n\pi x}{L} dx \right) = \frac{1}{c^2} \frac{d^2 \bar{P}_n(t)}{dt^2}, \\ 3) \quad \frac{2a}{c^2} \frac{2}{L} \int_0^L \frac{\partial P}{\partial t} \sin \frac{n\pi x}{L} dx &= \frac{2a}{c^2} \frac{d}{dt} \left(\frac{2}{L} \int_0^L P(x, t) \sin \frac{n\pi x}{L} dx \right) = \frac{2a}{c^2} \frac{d \bar{P}_n(t)}{dt}. \end{aligned}$$

При вычислении двух последних интегралов применена теорема о дифференцировании интеграла по параметру.

$$4) \frac{2aG}{S} \cdot \frac{2}{L} \int_0^L \delta(x-x_1) \sin \frac{n\pi x}{L} dx = \frac{4aG}{LS} \sin \frac{n\pi x_1}{L}.$$

При вычислении последнего интеграла использовано свойство импульсной функции [4]: $\int_a^b f(x) \cdot \delta(x-x_0) dx = f(x_0)$, если $x_0 \in [a; b]$.

В результате интегрального преобразования получим обыкновенное дифференциальное уравнение:

$$\frac{d^2 \overline{P}_n(t)}{dt^2} + 2a \cdot \frac{d \overline{P}_n(t)}{dt} + \left(\frac{cn\pi}{L} \right)^2 \overline{P}_n(t) = (P_n - (-1)^n P_\kappa) \frac{2n\pi c^2}{L^2} - \frac{4ac^2 \cdot G}{LS} \cdot \sin \frac{n\pi x_1}{L}. \quad (9)$$

Преобразуем начальные условия (6)–(7)

$$\overline{P}_n(0) = \frac{2}{L} \int_0^L P_0 \cdot \sin \frac{n\pi x}{L} dx = \frac{2P_0}{n\pi} (1 - (-1)^n). \quad (10)$$

$$\begin{aligned} \frac{d \overline{P}_n(0)}{dt} &= \frac{2}{L} \int_0^L \left. \frac{\partial P}{\partial t} \right|_{t=0} \cdot \sin \frac{n\pi x}{L} dx = -\frac{2}{L} \frac{c^2 G}{S} \int_0^L \delta(x-x_1) \sin \frac{n\pi x}{L} dx = \\ &= -\frac{2c^2 G}{SL} \sin \frac{n\pi x_1}{L}. \end{aligned} \quad (11)$$

Обозначим коэффициент $\left(\frac{cn\pi}{L} \right)^2 = \beta_n^2$, а правую часть уравнения

$$(P_n - (-1)^n P_\kappa) \frac{2n\pi c^2}{L^2} - \frac{4ac^2 \cdot G}{LS} \cdot \sin \frac{n\pi x_1}{L} = A_n.$$

Тогда (9) примет вид

$$\frac{d^2 \overline{P}_n(t)}{dt^2} + 2a \cdot \frac{d \overline{P}_n(t)}{dt} + \beta_n^2 \overline{P}_n(t) = A_n. \quad (12)$$

Решаем задачу (12) при условиях (10) и (11).

Характеристическое уравнение для однородного уравнения:

$$r^2 + 2a \cdot r + \beta_n^2 = 0. \quad \text{Решение характеристического уравнения}$$

$$r_{1,2} = -a \pm \sqrt{a^2 - \beta_n^2} = -a + wi, \quad \text{где} \quad w^2 = \beta_n^2 - a^2 \quad \text{и} \quad w = \sqrt{\beta_n^2 - a^2},$$

i — мнимая единица.

Общее решение дифференциального уравнения (12), учитывая, что правая часть не зависит от t , примет вид

$$\bar{P}_n(t) = e^{-at} \left(M_n \cos(wt) + N_n \sin(wt) \right) + \frac{A_n}{\beta_n^2}. \quad (13)$$

Подчинив решение (13) начальным условиям (10) и (11), найдем, что

$$\begin{aligned} M_n &= \frac{2P_0}{n\pi} \left(1 - (-1)^n \right) - \frac{A_n}{\beta_n^2}, \\ N_n &= \frac{aM_n}{w} - \frac{2c^2G}{wSL} \sin \frac{n\pi x_1}{L} = \frac{2aP_0}{n\pi w} \left(1 - (-1)^n \right) - \frac{aA_n}{w\beta_n^2} - \frac{2c^2G}{wSL} \sin \frac{n\pi x_1}{L}. \end{aligned} \quad (14)$$

Образ решения найден. Напишем решение согласно формуле обращения (8)

$$\begin{aligned} P(x, t) &= e^{-at} \sum_{n=1}^{\infty} \left(M_n \cos(wt) + N_n \sin(wt) \right) \cdot \sin \frac{n\pi x}{L} + \\ &+ \frac{2P_n}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\sin \frac{n\pi x}{L}}{n} - \frac{2P_\kappa}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n \sin \frac{n\pi x}{L}}{n} - \\ &- \frac{4aLG}{\pi^2 S} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\sin \frac{n\pi x_1}{L} \cdot \sin \frac{n\pi x}{L}}{n^2}. \end{aligned} \quad (15)$$

Решение (15) для анализа можно представить в более удобной форме, если найти сумму рядов. Известно [9], что

$$\begin{aligned} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{\sin ky}{k} &= \frac{\pi - y}{2} \text{ при } 0 \leq y \leq 2\pi; \\ \sum_{k=1}^{\infty} \frac{(-1)^{k-1} \sin ky}{k} &= \frac{y}{2} \text{ при } -\pi \leq y \leq \pi. \end{aligned}$$

Преобразуем эти формулы для нашего случая

$$\begin{aligned} \frac{2P_n}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\sin \frac{n\pi x}{L}}{n} &= \frac{2P_n}{\pi} \frac{\pi - \frac{\pi}{L}x}{2} = P_n \frac{L - x}{L} \text{ при } 0 \leq x \leq 2L; \\ \frac{2P_\kappa}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n \sin \frac{n\pi x}{L}}{n} &= -\frac{2P_\kappa}{\pi} \frac{\pi x}{2L} = -P_\kappa \frac{x}{L} \text{ при } -L \leq x \leq L. \end{aligned}$$

С учетом этих суммирований решение (15) будет иметь вид

$$P(x,t) = e^{-at} \sum_{n=1}^{\infty} (M_n \cos(wt) + N_n \sin(wt)) \cdot \sin \frac{n\pi x}{L} + P_H + \frac{P_K - P_H}{L} x - \frac{4aLG}{\pi^2 S} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\sin \frac{n\pi x_1}{L} \cdot \sin \frac{n\pi x}{L}}{n^2}. \quad (16)$$

Проведем анализ полученного решения (16). Учет в поставленной задаче (4) инерционного слагаемого $\frac{1}{c^2} \frac{d^2 P}{dt^2}$ приводит к волновому течению в трубопроводе с убывающей амплитудой e^{-at} . Время перехода к стационарному состоянию пропорционально коэффициенту гидравлического сопротивления и скорости движения газа, так как $2a = \lambda \left(\frac{v}{8\sigma} \right)_{cp}$.

При стационарном режиме (теоретически при $t \rightarrow \infty$) давление определяется зависимостью

$$P(x,t) = P_H + \frac{P_K - P_H}{L} x - \frac{4aLG}{\pi^2 S} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\sin \frac{n\pi x_1}{L} \cdot \sin \frac{n\pi x}{L}}{n^2}. \quad (17)$$

Для трубопровода без отбора ($G = 0$) нестационарное давление можно вычислить

$$P(x,t) = P_H + \frac{P_K - P_H}{L} x + e^{-at} \sum_{n=1}^{\infty} (K_n \cos(wt) + J_n \sin(wt)) \cdot \sin \frac{n\pi x}{L},$$

где
$$K_n = \frac{2P_0}{n\pi} (1 - (-1)^n) - \frac{2(P_H - (-1)^n P_K)}{n\pi},$$

$$J_n = \frac{2aP_0}{n\pi w} (1 - (-1)^n) - \frac{2a(P_H - (-1)^n P_K)}{wn\pi}. \quad (18)$$

При больших временах (18) трансформируется в линейную зависимость

$$P(x,t) = P_H + \frac{P_K - P_H}{L} x. \quad (19)$$

Результаты

В качестве примера рассмотрим участок газопровода диаметром $D = 1,22$ м (внутренний диаметр $d = 1,196$ м) между двумя насосными станциями, расстояние между которыми 120 км. Давление на начальном участке $P_H = 5,44$ МПа, давление на конечном $P_K = 4,23$ МПа. Коэффициент гидравлического сопротивления $\lambda = 0,02$. Коэффициент отклонения реаль-

ного газа от идеального примем $Z = 1$. Газовая постоянная $R = 518 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$, скорость звука $c = 427 \text{ м/с}$ при $T = 293 \text{ К}$ [10].

Массовый расход [11, 12]

$$M = \frac{\pi d^2}{4} \sqrt{\frac{(P_n^2 - P_k^2)d}{\lambda ZRTL}} \text{ (кг/с)}. \quad (20)$$

В нашем случае

$$M = \frac{\pi \cdot 1,196^2}{4} \sqrt{\frac{(5,44^2 - 4,23^2) \cdot 10^{12} \cdot 1,196}{0,02 \cdot 1 \cdot 518 \cdot 293 \cdot 120000}} = 221 \text{ кг/с}.$$

Плотность определяем линейным интерполированием на заданном участке при принятых давлениях на концах участка $\rho = 33 \text{ кг/м}^3$ [10]. Средняя скорость на этом участке $v = \frac{M}{\rho} = \frac{221}{33} = 6,7 \text{ м/с}$.

Коэффициент линеаризации

$$2a = \frac{\lambda v}{2d} = \frac{0,02 \cdot 6,7}{2 \cdot 1,196} = 0,056 \approx 0,06 \left(\frac{1}{\text{с}} \right).$$

Таким образом, для численных расчетов по формулам (16), (17), (18) получили следующие числовые параметры: $P_n = 5,44 \text{ МПа}$, $P_k = 4,23 \text{ МПа}$, $P_0 = 4,23 \text{ МПа}$, $L = 1,2 \cdot 10^5 \text{ м}$, $2a = 0,06 \frac{1}{\text{с}}$,

$$S = \frac{\pi \cdot 1,196^2}{4} = 1,12 \text{ м}^2, c = 427 \text{ м/с}.$$

Отбор в точке $x_1 = 5 \cdot 10^4 \text{ м}$ с массовым расходом $G = 70 \text{ кг/с}$ начинается мгновенно в начальный момент времени (начальное условие (7)). Графически этот факт отражается большими амплитудами за небольшой начальный период работы. С течением времени амплитуда колебаний быстро убывает, что видно из рисунка 2.

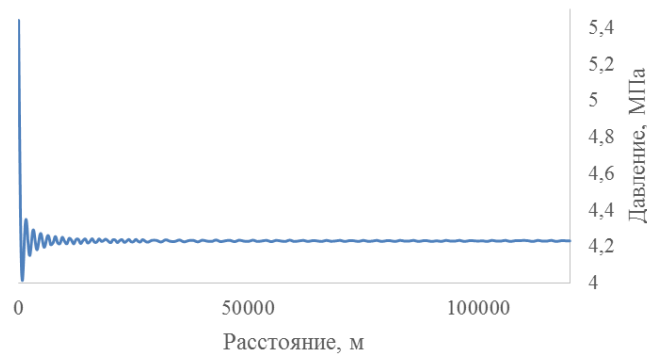


Рис. 2. Динамика давления газа в начальный период

Примерно через 17 минут при заданных выше параметрах процесс переходит в стационарный режим. На рисунке 3 представлена динамика давления без отбора и с отбором в точке $x_1 = 5 \cdot 10^4$ м.

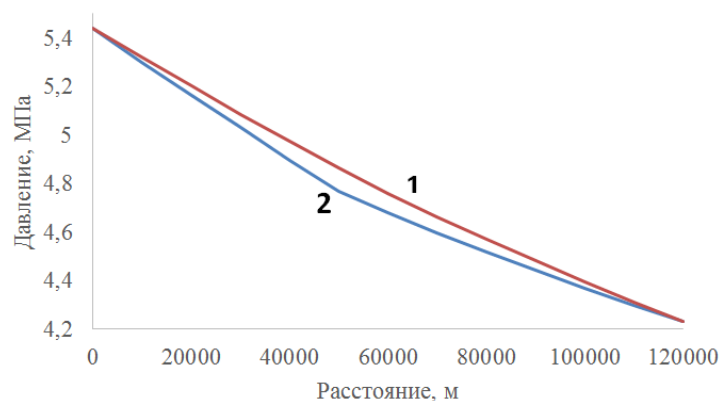


Рис. 3. Динамика давления газа в стационарном режиме
1) $G=0$ кг/с; 2) $G = 70$ кг/с в точке $x_1 = 5 \cdot 10^4$ м

Унифицированная математическая модель динамики нестационарного давления в сложных трубопроводных системах с использованием обобщенных функций Дирака и Хевисайда была предложена профессором М. А. Гусейнзаде [5, 7]. При этом поставленные им задачи были решены без учета инерционного слагаемого (второй производной по координате), то есть рассматриваются уравнения параболического типа. Решения задач ограничиваются получением формул динамики давления, конкретные примеры при реальных параметрах не рассматриваются.

Изучение динамики давления с использованием инерционного слагаемого позволило дополнительно определить период волнового течения после начала работы трубопровода.

Выводы

1) На основе исследований И. А. Чарного о движении реальных жидкостей в круглых трубах поставлена и решена задача о динамике нестационарного давления газа на горизонтальном участке трубопровода с отбором в заданной точке. Для описания массового отбора использована импульсная функция Дирака.

2) Качественный анализ полученной зависимости для поля давления показывает, что в начальный период работы трубопровода происходит волновое течение жидкости с быстро убывающей амплитудой. Период нестационарности зависит от нескольких факторов. Главными являются коэффициент гидравлического сопротивления и скорость потока.

3) Расчеты показали, что при заданных в примере параметрах процесс переходит в стационарный режим примерно через 17 минут.

Список источников

- 1) Чарный, И. А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах / И. А. Чарный. – Москва : Недра, 1975. – 296 с. – Текст : непосредственный.
- 2) Рабинович, Е. З. Гидравлика / Е. З. Рабинович. – Москва : Недра, 1980. – 278 с. – Текст : непосредственный.
- 3) Зезин, В. Г. Гидравлический удар. Расчет гидравлических параметров: учебное пособие / В. Г. Зезин. – Челябинск : ЮУрГУ, 2021. – 50 с. – Текст : непосредственный.
- 4) Гельфанд, И. М. Обобщенные функции и действия над ними / И. М. Гельфанд, Г. Е. Шилов. – Москва : Государственное издательство физико-математической литературы, 1959. – 472 с. – Текст : непосредственный.
- 5) Сложные трубопроводные системы / В. В. Грачев, М. А. Гусейн-заде, Б. И. Ксенз, Е. И. Яковлев. – Москва : Недра, 1982. – 256 с. – Текст : непосредственный.
- 6) Тихонов, А. Н. Уравнения математической физики / А. Н. Тихонов, А. А. Самарский. – Москва : Наука, 1972. – 735 с. – Текст : непосредственный.
- 7) Бобровский, С. А. Движение газа в газопроводах с путевым отбором / С. А. Бобровский, С. Г. Щербаков, М. А. Гусейн-заде. – Москва : Наука, 1972. – 192 с. – Текст : непосредственный.
- 8) Чупров, И. Ф. Реализация математической модели нестационарного движения газа в сложном трубопроводе при смешанных граничных условиях / И. Ф. Чупров, А. О. Кувакина, М. С. Пармузина. – DOI 10.17122/ntj-oil-2023-2-95-105. – Текст : непосредственный // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 2 (142). – С. 95–105.
- 9) Градштейн, И. С. Таблицы интегралов, рядов и произведений / И. С. Градштейн, И. М. Рыжик. – Под ред. А. Джеффри, Д. Цвиллингера. – 7-е изд.: Пер. с англ. Под ред. В. В. Максимова. – Санкт-Петербург : БХВ-Петербург, 2011. – 1232 с. – Текст : непосредственный.
- 10) ГСССД 160-93. Газ природный расчетный. Плотность, фактор сжимаемости, энтальпия, энтропия, изобарная теплоемкость, скорость звука, показатель адиабаты и коэффициент объемного расширения при температурах 250 ... 450 К и давлениях 0,1... 12 МПа: таблицы стандартных справочных данных. – Москва : Комитет Российской Федерации по стандартизации, метрологии и сертификации, 1993. – 20 с.
- 11) Транспорт скважинной продукции: учебное пособие / Н. В. Чухарева, А. В. Рудаченко, А. Ф. Бархатов, Д. В. Федин. – Текст : непосредственный // Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 354 с. – Текст : непосредственный.
- 12) Луценко, М. Е. Проектирование промысловых нефтепроводов, подверженных влиянию нестационарных процессов / М. Е. Луценко, Н. В. Чухарева. – Текст : непосредственный // Транспорт и хранение углеводородов, ТХУ-2022: тезисы докладов III Международной научно-технической конференции молодых ученых, Омск, 21 апреля 2022, Омский государственный технический университет. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2022. – С. 71–73.

References

1. Charnyj, I. A. (1975). Neustanovivsheesya dvizhenie real'noj zhidkosti v trubah. Moscow, Nedra Publ., 296 p. (In Russian).
2. Rabinovich, E. Z. (1980). Gidravlika. Moscow, Nedra Publ., 278 p. (In Russian).
3. Zezin, V. G. (2021). Gidravlicheskiy udar. Raschet gidravlicheskih parametrov. Chelyabinsk, YUUrGu Publ., 50 p. (In Russian).
4. Gel'fand, I. M., & Shilov G. E. (1959). Obobshchennye funktsii i dejstviya nad nimi. Moscow, State Publishing House of Physical and Mathematical Literature, 472 p. (In Russian).
5. Grachev, V. V., Gusejn-zade M. A., Ksenz B. I., & Yakovlev E. I. (1982). Slozhnye truboprovodnye sistemy. Moscow, Nedra Publ., 256 p. (In Russian).
6. Tihonov, A. N., & Samarskiy A.A. (1972). Uravneniya matematicheskoy fiziki. Moscow, Nauka Publ., 735 p. (In Russian).
7. Bobrovskiy, S. A., Shcherbakov S. G., & Gusejn-zade M. A. (1972). Dvizhenie gaza v gazoprovodah s putevym otborom. Moscow, Nauka Publ., 192 p. (In Russian).
8. Chuprov, I. F., Kuvakina, A. O., & Parmuzina, M. S. (2023). Implementation of a mathematical model of nonstationary gas movement in a complex pipeline under mixed boundary conditions. Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products, (2 (142)), pp. 95-105. (In Russian). DOI: 10.17122/ntj-oil-2023-2-95-105
9. Gradshteyn, I. S., & Ryzhik I. M. (2011). Tablitsy integralov, ryadov i proizvedenij. Saint-Petersburg, BHV-Peterburg Publ., 1232 p. (In Russian).
10. GSSSD 160-93. (1993). Tables of standard reference data. Natural gas rated. Density, compressibility factor, enthalpy, entropy, isobaric specific heat, velocity of sound, index of adiabate and coefficient of volume thermal expansion in the temperature range 250...450 K and pressure range 0,1...12 MPa. Moscow, Committee of the Russian Federation for Standardization, Metrology and Certification, 20 p. (In Russian).
11. Chukhareva, N.V., Rudachenko, A. V., Barkhatov, A. F., & Fedin, D. V. (2011). Transport skvazhinnoj produktsii. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 354 p. (In Russian).
12. Lucenko, M. E., & Chuhareva, N. V. (2022). Proektirovanie promyslovyyh nefteprovodov, podverzhennykh vliyaniyu nestacionarnyyh processov: Transport i hranenie uglevodorodov, THU-2022: tezisy dokladov III Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii molodykh uchyonykh, Omsk, April 21, 2022, Omsk State Technical University. Omsk, Omsk State Technical University Publ., pp. 71-73. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Чупров Илья Федорович, доктор технических наук, доцент, профессор кафедры физики и высшей математики, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Ilya F. Chuprov, Doctor of Engineering, Associate Professor at the Department of Physics and Advanced Mathematics, Ukhta State Technical University, Ukhta

Пармузина Мария Семеновна, кандидат педагогических наук, доцент кафедры физики и высшей математики, Ухтинский государственный технический университет, Ухта, mparmuzina@ugtu.net, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3790-4743>

Лютеев Александр Анатольевич, кандидат технических наук, доцент кафедры физики и высшей математики, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-4781-2540>

Maria S. Parmuzina, Candidate of Pedagogical, Associate Professor of Pedagogical, Associate Professor at the Department of Physics and Advanced Mathematics, Ukhta State Technical University, Ukhta, mparmuzina@ugtu.net, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3790-4743>

Aleksander A. Lyutov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Physics and Advanced Mathematics, Ukhta State Technical University, Ukhta, ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-4781-2540>

Статья поступила в редакцию 12.03.2024; одобрена после рецензирования 16.06.2024; принята к публикации 01.07.2024.

The article was submitted 12.03.2024; approved after reviewing 16.06.2024; accepted for publication 01.07.2024.

**Решение задачи динамической интерпретации сейсмических данных
при помощи методов машинного обучения**

В. Р. Вокина^{1*}, А. С. Авдюков¹, А. А. Лесив¹, И. А. Крупкин¹, А. Н. Емельянов²

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

² Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*vrvokina@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В статье рассматривается проблема динамической интерпретации сейсмических данных с использованием моделей машинного обучения Extremely Randomized Trees (Extra Trees), Gradient Boosting (GB) и Adaptive Boosting (AdaBoost) в применении к указанной задаче.

В статье проанализированы некоторые существующие решения поставленной задачи. Описано преимущество выбранных моделей машинного обучения и проведены исследования точности по метрике — среднеквадратическое отклонение от истинных значений. В процессе предварительного анализа исследований, проводимых на смежные темы, авторами данной статьи было выявлено, что вопрос динамической интерпретации и предсказания данных с использованием приведенных в статье методов машинного обучения не был освещен, что и стало основным объектом работы.

Далее формализовано применение упомянутых ранее моделей, описаны их особенности и преимущества применимо к решаемой задаче.

Исследованы несколько распространенных методов машинного обучения, позволяющих находить функциональные зависимости между входными параметрами, проведены вычислительные эксперименты для оценки их применимости и сравнительного анализа алгоритмов.

По результатам экспериментов был сделан вывод, что метод Extra Trees в большей мере подходит для практического применения относительно решаемой задачи, поскольку демонстрирует наиболее высокую точность подбора функциональной зависимости и динамической интерпретации.

Ключевые слова: машинное обучение, сейсмика, динамическая интерпретация, Extra Trees, Gradient Boosting, Adaptive Boosting, сейсмические атрибуты, пористость, карты

Для цитирования: Решение задачи динамической интерпретации сейсмических данных при помощи методов машинного обучения / В. Р. Вокина, А. С. Авдюков, А. А. Лесив [и др.]. — DOI 10.31660/0445-0108-2024-5-117-131 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2024. — № 5. — С. 117–131.

**The solution of the task of dynamic interpretation of seismic data using
machine learning methods**

Victoria R. Vokina^{1*}, Alexey S. Avdyukov¹, Anastasia A. Lesiv¹, Igor A. Krupkin¹, Andrey N. Emelyanov²

¹Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*vrvokina@tnnc.rosneft.ru

Abstract: This article examines the problem of dynamically interpreting seismic data using machine learning models, which include Extremely Randomized Trees (Extra Trees), Gradient Boosting (GB), and Adaptive Boosting (AdaBoost) for the given problem.

The study analyzes some existing solutions of the problem and describes the advantages of these machine learning models. Accuracy is estimated using the root mean square error metric.

The authors found that dynamic interpretation and prediction of seismic data using these machine learning methods had not been extensively explored in research on related topics, which became the main focus of the study. The article formalizes the use of the mentioned models and highlights features and advantages for the given problem.

Several common machine learning methods were investigated to find functional relationships between input parameters. Computational experiments were conducted to evaluate their applicability and compare the algorithms.

The results show that the Extra Trees method is the most suitable for practical use for the given problem, as it demonstrates the highest accuracy in determining functional relationships and dynamic interpretation.

Keywords: machine learning, seismic data, dynamic interpretation, Extra Trees, Gradient Boosting, Adaptive Boosting, seismic attributes, porosity, maps

For citation: Vokina, V. R., Avdyukov, A. S., Lesiv, A. A., Krupkin, I. A., & Emelyanov, A. N. (2024). The solution of the task of dynamic interpretation of seismic data using machine-learning methods. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 117-131. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-5-117-131

Введение

Проблема динамической интерпретации сейсмических данных относится к нетривиальным задачам цифровой обработки информации. В процессе обработки сейсмических данных пытаются выделить полезные типы волн и сохранить пропорциональность амплитуд и коэффициентов отражений. Кроме того, поиск более мелких и сложных ловушек, содержащих углеводороды, является востребованным направлением при разработке месторождений. Справиться с этими задачами помогает сейсморазведка и качественная обработка полученных данных.

Определение прогнозных значений фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) для коллекторов, содержащих в себе пластовые флюиды разного компонентного состава, является непростым технологическим процессом. Согласно классификации, приведенной в работе [1], прогноз сейсмических данных можно разделить на три этапа, первый из которых заключается в извлечении атрибутов сейсмической записи. На втором этапе производится поиск корреляционных связей между извлеченными параметрами. На заключительном этапе по найденным зависимостям прово-

дится построение и анализ карт, показавших лучшие статистические связи с искомыми геологическими параметрами.

В процессе интерпретации решаются две задачи.

1. Обратная кинематическая задача — определение границ геологических тел и скоростей по кинематическим параметрам волн.

2. Обратная динамическая задача — определение свойств пород.

После завершения трех этапов прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств получается некоторый набор выходной информации.

Причем выходные данные имеют достоверность, пропорциональную соответствию свойств геологической среды и построенной математической модели, принимаемой при разработке конкретной динамической интерпретационной технологии.

Также в данной предметной области существует проблема отсутствия единственности решения при поиске взаимосвязи между сейсмическими данными и свойствами горных пород, поэтому предсказание петрофизических свойств на основе сейсмических данных — сложная, нетривиальная задача. В некоторых исследованиях предпринимались попытки определить искомую взаимосвязь с использованием контролируемых методов машинного обучения, но сталкивались с определенным рода проблемами [2]. В связи с этим актуальным является поиск других, альтернативных методов обработки и предсказания петрофизических свойств по данным сейсморазведки.

Похожие исследования по интерпретации сейсмических данных проводятся и другими учеными. В статьях поднимаются проблемы высокой вычислительной стоимости обучения, недостатка маркированных данных для обучения, сложности интерпретации результатов моделей.

Например, автоматизированная интерпретация сейсмических разломов являлась областью исследований для авторов статьи [3]. Авторы данной статьи отмечают появление относительно новых методов интерпретации сейсмических данных, основанных на глубоком обучении, которое показало многообещающие результаты. Однако на сегодняшний день эти методы не были разумно обобщены.

В некоторых других работах описываются используемые методы машинного и глубокого обучения, такие как случайный лес, опорные вектора, градиентный бустинг. В результате обученные модели достигали точности выше 85 %, что демонстрирует способность методов описывать сложно зависимые сейсмические данные [4, 5].

Точность и качество цифровой обработки информации играют неотъемлемую роль при дальнейшем моделировании физических процессов в пласте, поэтому важно подобрать такой метод машинного обучения, который будет иметь минимальную погрешность и позволит строить реальные карты распределений петрофизических величин.

На основании вышеизложенного целью данной работы является исследование применимости выбранных ансамблевых методов машинного обучения для решения задачи динамической интерпретации сейсмических данных на примере построения прогнозных распределений петрофизического параметра в определенном регионе.

Материалы и методы

В качестве исследуемого петрофизического параметра была выбрана пористость горных пород. Построение распределения общей пористости — карта, к которой стремились прийти авторы данной статьи.

Для проведения независимой оценки полученных результатов были запрошены 5 наборов некоторых модельных сейсмических данных — $Map_i(x, y)$, определяемых своими значениями на регулярной прямоугольной сетке. Каждая из карт содержит в себе две пространственные координаты и один из атрибутов волнового поля, рассчитанных для целевого интервала. Под атрибутами в нашем случае понимаются амплитуды и их производные, частоты и их производные, а также карта упругих характеристик.

Все массивы исходных данных контролируются набором неизвестных взаимосвязанных функций $F_j(x, y)$, из которых в нескольких точках (необязательно совпадающих с узлами сетки) заданы значения только одной функции $F_1(x, y)$. Исходные данные имеют между собой неизвестные корреляционные зависимости и образуют общую карту, позволяющую построить распределение пористости на основании сейсмических данных. На начальном этапе не было известно в каких зависимостях находятся известные карты и какая функция позволяет получить искомое распределение. Схематическая интерпретация поставленной задачи представлена на рисунке 1.

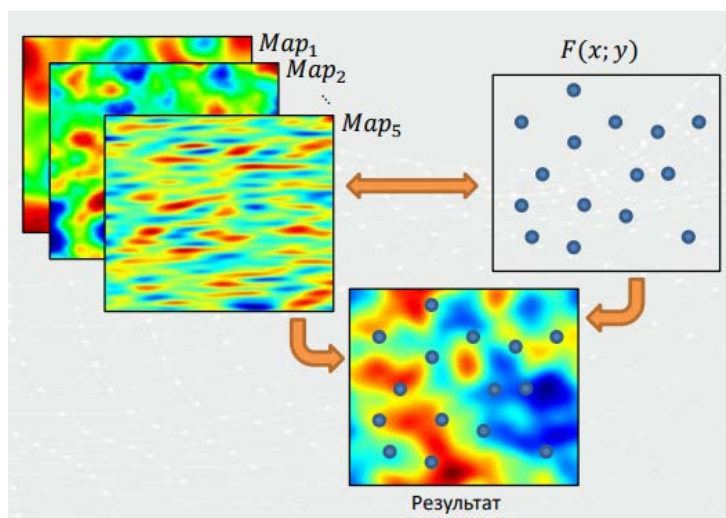


Рис. 1. Графическая интерпретация задачи

Исследование исходных данных установило, что каждый из 5 $Map_i(x, y)$ представляет собой сеточную функцию, узлы которой располагаются на одинаковом расстоянии относительно друг друга.

При отображении исходных данных на графике получается некоторое распределение значений, представленное на рисунке 2. На графике можно наблюдать выбросы, отмеченные красными точками и не попадающие на сеточную функцию. Для проведения этапов машинного обучения данные точки были исключены из массивов исходных данных.

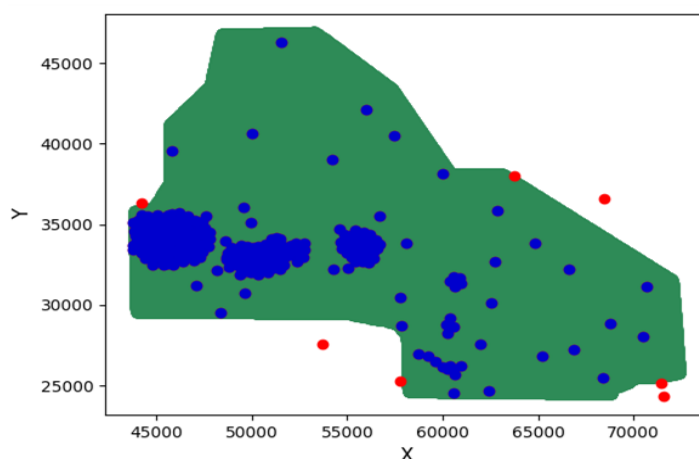


Рис. 2. Полигон значений

После проведения анализа и оценки данных была выбрана представленная рисунке 3 архитектура проекта.

На вход подается пять наборов с данными в виде $Map_i(x, y)$, где $i = 1, \dots, 5$. Далее для каждого набора с узлами строится своя модель обучения с целью поиска неизвестных функций $F_j(x, y)$ для каждой сетки. Затем полученные значения Z_i подаются в результирующую модель для обучения и нахождения целевой Z на основе ранее предсказанных величин (см. рис. 3).

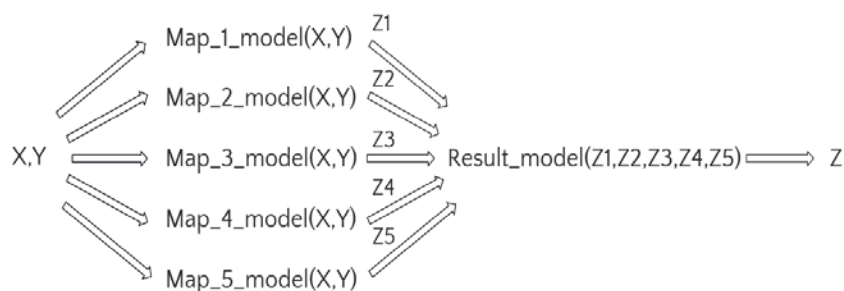


Рис. 3. Архитектура поиска неизвестной величины Z

Для реализации архитектуры были выбраны и протестированы три ансамблевых метода машинного обучения. Суть таких методов заключается в объединении нескольких базовых моделей в одну мощную для увеличения точности результата в сравнении с оценкой простой модели [6]. Такие методы устойчивы к шуму и выбросам в данных [7], почти не подвержены переобучению [8] и за счет усреднения прогнозов уменьшают дисперсию и смещение результата [9].

Исследуемые методы.

1. Адаптивный бустинг (Adaptive Boosting) [10] — одна из моделей бустинга [11], используемая для решения задач регрессии и классификации. Идея бустинга заключается в построении ансамбля базовых моделей, где каждая последующая модель стремится исправить ошибки предыдущих. Адаптация же состоит в использовании результатов предсказания ранее созданных базовых моделей при построении следующих моделей. В начале результаты предыдущих моделей корректируются за счет назначения больших весов данным, для которых был получен некорректный результат. Затем каждая последующая модель обучается на заново взвешенных данных от предыдущей модели. Таким образом следующая стремится уменьшить ошибку текущего ансамбля. Весь принцип работы для задачи регрессии математически описывается следующим образом (формула 1):

$$F(x) = \sum a_i \times h_i(x), \quad (1)$$

где a_i — вес i -ой простой модели в ансамбле, вычисляемый на каждом шаге по формуле $a_i = \frac{1}{2} \ln(\frac{1-error}{error})$, где $error$ — ошибка i -ой простой модели на взвешенной выборке; $h_i(x)$ — предсказание i -ой простой модели в ансамбле.

2. Градиентный бустинг (Gradient Boosting) [12], в основе метода все тот же бустинг, представляющий собой последовательную линейную комбинацию базовых моделей. В отличие от адаптивного бустинга, данный метод при пересчете функции потерь не присваивает неправильно предсказанным данным больший вес. Вместо этого он оптимизирует функцию потерь через поправку, которую вносит следующая базовая модель в композицию. Таким образом метод пытается сразу генерировать точные результаты, а не исправлять ошибки. Математически метод описывается следующим образом (формула 2):

$$a_N(x) = \sum_{m=1}^N \gamma_m b_m(x), \quad (2)$$

$$b_m(x) = \operatorname{argmin} \sum_{i=1}^l (b(x_i) - s_i)^2;$$

$$\gamma_m = \operatorname{argmin} \sum_{i=1}^l L(y_i, a_{m-1}(x_i) + \gamma b_m(x_i));$$

где $b_m(x)$ — новый базовый алгоритм; $a_N(x)$ — ансамбль из N алгоритмов; γ_m — коэффициент базового алгоритма; $L(y_i, a(x_i))$ — функция потерь, в нашем случае рассчитываемая по формуле $L(y_i, a(x_i)) = (y_i - a(x_i))^2$; s_i — антиградиент квадратичной функции потерь, рассчитываемый по формуле $s_i = 2(y_i - a(x_i))$.

3. Сверхслучайные деревья (Extremely Randomized Trees) [13]. Представляет собой ансамбль решающих деревьев и является модификацией алгоритма случайный лес (Random Forest) [14]. Данный метод отличается от случайного леса способом разбиения в вершинах деревьев. В классическом случайном лесе при построении каждого узла дерева происходит случайный выбор подмножества признаков, затем для каждого признака из этого подмножества вычисляются значения критерия информативности и выбирается тот признак и порог для него, при котором критерий достигает максимума. В сверхслучайных деревьях также производится случайный выбор подмножества признаков, но для каждого признака пороговое значение выбирается случайным образом, а не оптимизируется. Это позволяет уменьшить вычислительную сложность алгоритма и увеличить его скорость работы. После построения всех деревьев в ансамбле прогноз для нового объекта в задаче регрессии строится путем усреднения прогнозов отдельных деревьев. Принцип работы метода для задачи регрессии (формула 3) описывается как

$$f(X) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N f_i(X), \quad (3)$$

где

$$f_i(X) = \begin{cases} c_i, & X \in i \\ f_i^1, & X_m < t_i; \\ f_i^2, & X_m \geq t_i \end{cases}$$

$f_i(X)$ — функция, представляющая i -е дерево; c_i — среднее значение целевой переменной для всех объектов в листовом узле i ; X_m — m -й признак объекта X ; t_i — пороговое значение в узле i ; f_i^1 и f_i^2 — функции, представляющие поддеревья, образованные после разделения узла i .

Для реализации выбранных моделей машинного обучения были использованы классы, представленные в библиотеке Scikit-learn [15].

Экспериментальное исследование

Эксперименты были проведены на полученных 5 наборах с данными. Проведение исследования осуществлялось на огромном количестве данных. Каждая таблица $Mar_i(x, y)$ содержала около 1,2 млн строк с данными.

Каждый набор был разделен на тренировочную и тестовую выборки в соотношении, где тренировочная выборка составила 70 %. В качестве метрики для сравнения рассматриваемых алгоритмов машинного обучения

используется корень из среднеквадратичной ошибки — Root Mean Squared Error (RMSE) (формула 4) [16]. Данная метрика используется для случаев, когда есть необходимость выявить большие ошибки и выбрать модель, которая дает наиболее точный результат. Формула для вычисления метрики:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - \hat{y}_i)^2}, \quad (4)$$

где y_i — истинное значение величины; $\hat{y}_i$ — расчетное значение величины; N — количество данных.

У каждого алгоритма существуют свои гиперпараметры, изменение/подбор которых позволяет добиться лучшего результата по метрике качества обучения. Подбор оптимальных гиперпараметров происходил с помощью инструмента GridSearchCV [17]. Параметры модели с наименьшей оценкой RMSE считались наилучшими. Как видно из таблицы, по результатам экспериментов лучшей моделью оказалась Extra Trees продемонстрировав результат 1,168 % на тестовом наборе данных.

Гиперпараметры и результаты получившихся моделей

Название алгоритма	Гиперпараметр	RMSE, %
Extremely Randomized Trees	n_estimators = 300 max_features = 1 min_samples_split = 2 min_samples_leaf = 1	1,168
Gradient Boosting	n_estimators = 200 learning_rate = 1.0 max_depth = 5	1,219
Adaptive Boosting	n_estimators = 100 learning_rate = 1,0 loss = exponential	1,342

Рассмотрим каждый гиперпараметр из таблицы подробнее:

- n_estimators — число деревьев в лесу. Чем больше деревьев, тем лучше качество модели, но требует больших мощностей для построения;
- max_features — число признаков при поиске лучшего разделения;
- min_samples_split — минимальное число объектов, необходимое для того, чтобы узел дерева мог расщепиться. Этот параметр тесно связан с максимальной глубиной дерева. При слишком высоком значении этого параметра глубина дерева не может увеличиться из-за невозможности дальнейшего деления;
- min_samples_leaf — минимальное число объектов в листьях. Чем меньше объектов в листьях, тем точнее, но сложнее модель;

- `learning_rate` — вес, применяемый к каждому базовому алгоритму. Чем выше значение, тем больше вклад каждого регрессора;
- `max_depth` — максимальная глубина дерева. Чем глубже дерево, тем лучше модель. Параметр должен быть подобран таким образом, чтобы все данные были распределены по дереву с минимально доступным разделением по листьям;
- `loss` — функция потерь, используемая для обновления весов после каждой итерации бустинга.

Исследование показало, что модель на основе адаптивного бустинга проявила себя хуже остальных, объяснить это можно подобранной через `GridSearchCV` экспоненциальной функцией потерь. Она измеряет вероятность правильного предсказания класса истинного значения. Это может быть эффективно для задач классификации, но менее подходящим для задач регрессии, где требуется предсказывать непрерывные значения. Модель на основе сверхслучайных деревьев наиболее оптимальна из-за случайного выбора пороговых значений для разделения узлов, что делает обучение менее чувствительным к шуму в данных [18]. Кроме того, алгоритм лучше справляется с нелинейными зависимостями за счет большого количества деревьев, тем самым охватывая большее количество условий.

Результаты и обсуждение

В ходе исследования решена задача динамической интерпретации сейсмических данных и построения прогнозной модели карты общей пористости с учетом особенностей задачи. Проведены вычислительные эксперименты для выявления наиболее подходящего метода. Спрогнозированные значения были сопоставлены с эталонными реальными данными.

Полученные в ходе вычислительных экспериментов результаты интерпретированы следующим образом.

1. Модель `Adaptive Boosting` имеет худший показатель метрики из всех, представленных в данной статье. Данный метод восприимчив к шумам в данных, соответственно, склонен к переобучению [19]. Кроме того, причиной низкого результата может быть неправильно подобранная функция потерь. Экспоненциальная функция потерь не учитывает различия в отклонениях и может быть менее устойчивой к выбросам.

2. Модель `Gradient Boosting` имеет значительно лучший показатель метрики, чем `Adaptive Boosting`. В основе градиентного бустинга заложена более сложная стратегия обучения — стохастический градиентный спуск, который позволяет более эффективно обучаться на больших объемах данных [20]. Также метод использует более сложные модели, такие как глубокие деревья решений, что позволяет лучше аппроксимировать сложные зависимости в данных.

3. Модель `Extremely Randomized Trees` показала себя наилучшим образом. Представленная модель менее чувствительна к шумам в данных

из-за случайности выбора значений в узлах. Более того, большое количество деревьев позволяет методу работать с нелинейными зависимостями и охватывать большее количество условий для нахождения аппроксимирующей функции.

4. Использование методов машинного обучения может успешно решать задачи динамической интерпретации сейсмических данных и построения карт петрофизических свойств, в нашем случае была получена карта общей пористости, практически идентичная реальной карте. Согласно метрике $RMSE = 1,168 \%$, это говорит о том, что прогнозное распределение пористости и распределение данного параметра на проверочной выборке практически совпадает.

В результате проведенного исследования Extremely Randomized Trees имеет наилучший показатель по выбранной метрике. На основании полученных данных была построена искомая карта распределения пористости. Сопоставление полученной при помощи машинного обучения карты с эталонной картой представлено на рисунке 4.

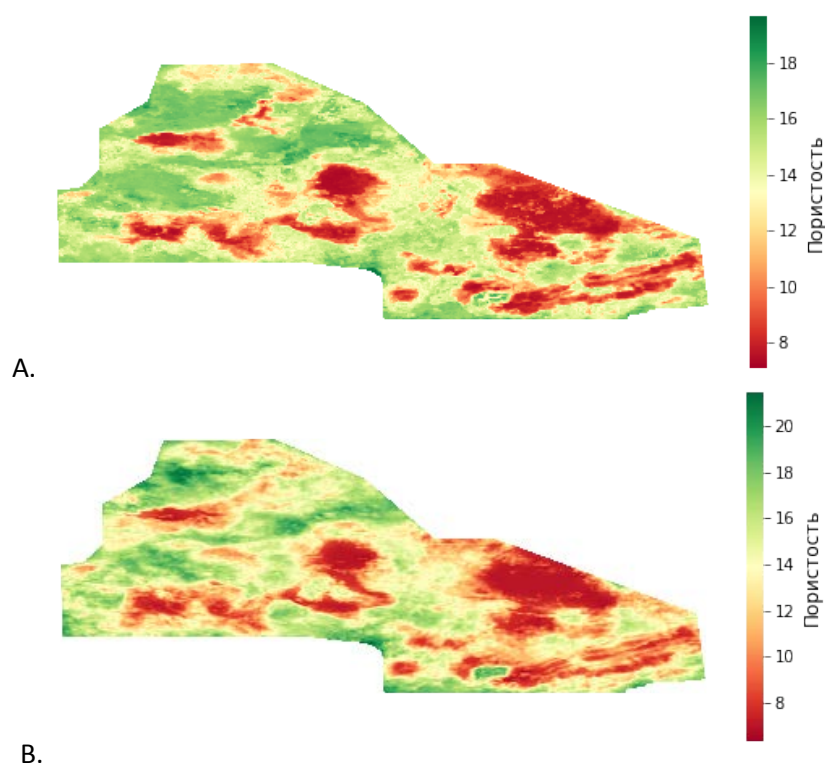


Рис. 4. Итоговое распределение пористости:
А — *Extremely Randomized Trees*, В — эталонная карта

Можно заметить, что полученное нами распределение с достаточно высокой точностью повторяет эталонное распределение выбранного петрофизического параметра — пористости.

Выводы

Исследование и развитие моделей и методов, предназначенных для решения задачи динамической интерпретации сейсмических данных, а также построение прогнозных карт, характеризующих петрофизические свойства горных пород, представляют практический и научно-исследовательский интерес и являются актуальными и в настоящее время.

В процессе анализа исходных данных авторы статьи исключили все не попадающие в контур сейсмических данных значения, однако проведение кластеризации не посчитали необходимым. Предположительно данная процедура поспособствует повышению точности расчета и улучшению показателя метрики. В соответствии с приведенным заключением поставлена цель в дополнительном исследовании методики и моделей машинного обучения, позволяющих повысить точность проведенного исследования.

По результатам анализа предметной области были рассмотрены несколько методов машинного обучения, позволяющих производить прогноз указанного параметра. По итогам вычислительных экспериментов авторами сделаны выводы, что из рассмотренных моделей машинного обучения метод Extremely Randomized Trees в большей мере подходит для практического применения в связи с тем, что имеет лучшие показатели по метрике, позволяющей оценить точность решения.

Кроме того, на основании построенного прогнозного распределения петрофизического параметра в определенном регионе и сопоставления полученного результата с эталонными значениями можно сделать вывод, что выбранные ансамблевые методы машинного обучения применимы для решения задачи динамической интерпретации сейсмических данных, в частности метод Extremely Randomized Trees, имеющий данные по метрике $RMSE = 1,168 \%$.

Дальнейшие перспективы решения задачи динамической интерпретации и построения прогнозных карт петрофизических свойств заключаются в более детальном изучении исходных данных, проведении кластеризации и рассмотрении другого набора моделей машинного обучения с целью повышения расчетной и прогнозной точности.

Список источников

1. Амани, М. М. М. Применение методов геостатистики в факторно-регрессионном прогнозировании пористости коллекторов по сейсмическим атрибутам / М. М. М. Атамани. – Текст : непосредственный // Молодежь и современные информационные технологии : сборник трудов XVI Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, 3–7 декабря 2018 года, Томск. – Томск : Томский политехнический университет, 2019. – С. 156–157.

2. Tarantola, A. Inverse problem theory and methods for model parameter estimation / A. Tarantola. – DOI 10.1137/1.9780898717921. – Direct text. – Philadelphia : Society for industrial and applied mathematics, 2005. – 342 p.
3. Successful leveraging of image processing and machine learning in seismic structural interpretation : A review / Z. Wang, H. Di, M. A. Shafiq [et al.]. – DOI 10.1190/tle37060451.1. – Direct text // The Leading Edge. – 2018. – Vol. 37, Issue 6. – P. 451–461.
4. Obinnaya Chikezie Victor, N. Automated Seismic Interpretation : Machine Learning Technologies are Being used to Develop Automated Seismic Interpretation to Identify Geological Features, Such as Faults and Stratigraphic Horizons / N. Obinnaya Chikezie Victor, L. Oghenechodja Daniel. – DOI 10.51483/IJAIML.3.2.2023.74-98. – Direct text // International Journal of Artificial Intelligence and Machine Learning. – 2023. – Vol. 3, Issue 2. – P. 74–98.
5. Integration of Multiple Bayesian Optimized Machine Learning Techniques and Conventional Well Logs for Accurate Prediction of Porosity in Carbonate Reservoirs / S. Alatefi, R. Abdel Azim, A. Alkouh, G. Hamada. – DOI 10.3390/pr11051339. – Direct text // Processes. – 2023. – Vol. 11, Issue 5. – P. 1339–1361.
6. Dietterich, T. G. Ensemble Methods in Machine Learning / T. G. Dietterich. – DOI 10.1007/3-540-45014-9_1. – Direct text // International Workshop on Multiple Classifier Systems. – Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2000. – P. 1–15.
7. Polikar, R. Ensemble based systems in decision making / R. Polikar. – DOI 10.1109/MCAS.2006.1688199. – Direct text // IEEE Circuits and Systems Magazine. – 2006. – Vol. 6, Issue 3. – P. 21–45.
8. Opitz, D. Popular ensemble methods : An empirical study / D. Opitz, R. Maclin. – DOI 10.1613/jair.614. – Direct text // Journal of Artificial Intelligence Research. – 1999. – Vol. 11. – P. 169–198.
9. Bühlmann, P. Boosting with the L_2 Loss : regression and classification / P. Bühlmann, B. Yu. – DOI 10.1198/016214503000125. – Direct text // Journal of the American Statistical Association. – 2003. – Vol. 98, Issue 462. – P. 324–339.
10. Freund, Y. A Decision-Theoretic Generalization of On-Line Learning and an Application to Boosting / Y. Freund, R. E. Schapire. – DOI 10.1006/jcss.1997.1504. – Direct text // Journal of Computer and System Sciences. – 1997. – Vol. 55, Issue 1. – P. 119–139.
11. CatBoost : unbiased boosting with categorical features / L. Prokhorenkova, G. Gusev, A. Vorobev [et al.]. – DOI 10.48550/arXiv.1706.09516. – Direct text // In Advances in Neural Information Processing Systems. – 2018. – Vol. 31. – P. 6638–6648.
12. Friedman, J. H. Greedy Function Approximation : A Gradient Boosting Machine / J. H. Friedman. – DOI 10.1214/aos/1013203451. – Direct text // The Annals of Statistics. – 2001. – Vol. 1. – P. 1189–1235.
13. Geurts, P. Extremely randomized trees / P. Geurts, D. Ernst, L. Wehenkel. – DOI 10.1007/s10994-006-6226-1. – Direct text // Machine learning. – 2006. – Vol. 63. – P. 3–42.
14. Breiman, L. Random Forests / L. Breiman. – DOI 10.1023/A:1010933404324. – Direct text // Machine Learning. – 2001. – Vol. 45. – P. 5–32.
15. Scikit-learn : Machine learning in Python / F. Pedregosa, G. Varoquaux, A. Gramfort [et al.]. – DOI 10.5555/1953048.2078195. – Direct text // Journal of Machine Learning research. – 2011. – Vol. 12. – P. 2825–2830.

16. The Elements of Statistical Learning : Data Mining, Inference, and Prediction / T. Hastie, R. Tibshirani, J. H. Friedman, J. H. Friedman. – Direct text // New York : Springer. – 2009. – Vol. 2. – P. 1–758.
17. GridSearchCV. – Text : electronic // Scikit-learn : website. – URL: https://scikit-learn.org/stable/modules/generated/sklearn.model_selection.GridSearchCV.html (accessed: 06.02.2024).
18. Biau, G. A random forest guided tour / G. Biau, E. Scornet. – DOI 10.1007/s11749-016-0481-7. – Direct text // Test. – 2016. – Vol. 25. – P. 197–227.
19. Long, P. M. Random classification noise defeats all convex potential boosters / P. M. Long, R. A. Servedio. – DOI 10.1007/s10994-009-5165-zs. – Direct text // Mach Learn. – 2010. – Vol. 78. – P. 287–304.
20. Natekin, A. Gradient boosting machines, a tutorial / A. Natekin, A. Knoll. – Text : electronic // Frontiers in Neurorobotics. – 2013. – Vol. 7, Issue 21. – URL: <https://doi.org/10.3389/fnbot.2013.00021>.

References

1. Amani, M. M. M. (2019). Primenenie metodov geostatistiki v faktorno-regressionnom prognozirovanii poristosti kollektorov po seysmicheskim atributam. *Molodezh' i sovremennye informatsionnye tekhnologii: sbornik trudov XVI Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh*. Tomsk, TPU Publ., pp. 156-157. (In Russian).
2. Tarantola, A. (2005). Inverse problem theory and methods for model parameter estimation. Philadelphia, Society for industrial and applied mathematics, 342 p. (In English). DOI: 10.1137/1.9780898717921
3. Wang, Z., Di, H., Shafiq, M. A., Alaudah, Y., & AlRegib, G. (2018). Successful leveraging of image processing and machine learning in seismic structural interpretation: A review. *The Leading Edge*, 37(6), pp. 451-461. (In English). DOI: 10.1190/tle37060451.1
4. Obinnaya Chikezie Victor, N., & Oghenechodja Daniel, L. (2023). Automated Seismic Interpretation: Machine Learning Technologies are Being Used to Develop Automated Seismic Interpretation to Identify Geological Features, Such as Faults and Stratigraphic Horizons, 3(2), pp. 74-98. (In English). DOI: 10.51483/IJAIML.3.2.2023.74-98
5. Alatefi, S., Abdel Azim, R., Alkough, A., & Hamada, G. (2023). Integration of multiple bayesian optimized machine learning techniques and conventional well logs for accurate prediction of porosity in carbonate reservoirs. *Processes*, 11(5), pp.1339-1361. (In English). DOI: 10.3390/pr11051339
6. Dietterich, T. G. (2000). Ensemble methods in machine learning. In *International workshop on multiple classifier systems*, pp. 1-15. Berlin, Heidelberg, Springer Berlin Heidelberg. (In English). DOI: 10.1007/3-540-45014-9_1
7. Polikar, R. (2006). Ensemble based systems in decision making. *IEEE Circuits and systems magazine*, 6(3), pp. 21-45. (In English). DOI: 10.1109/MCAS.2006.1688199
8. Opitz, D., & Maclin, R. (1999). Popular ensemble methods: An empirical study. *Journal of artificial intelligence research*, 11, pp.169-198. (In English). DOI: 10.1613/jair.614

9. Bühlmann, P., & Yu, B. (2003). Boosting with the L₂ loss: regression and classification. *Journal of the American Statistical Association*, 98(462), pp. 324-339. (In English). DOI: 10.1198/016214503000125
10. Freund, Y., & Schapire, R. E. (1997). A decision-theoretic generalization of on-line learning and an application to boosting. *Journal of computer and system sciences*, 55(1), pp. 119-139. (In English). DOI: 10.1006/jcss.1997.1504
11. Prokhorenkova, L., Gusev, G., Vorobev, A., Dorogush, A. V., & Gulin, A. (2018). CatBoost: unbiased boosting with categorical features. *Advances in neural information processing systems*, 31, pp. 6638-6648. (In English). DOI: 10.48550/arXiv.1706.09516
12. Friedman, J. H. (2001). Greedy Function Approximation: A Gradient Boosting Machine. *The Annals of Statistics*, 1, pp. 1189-1235. (In English). DOI: 10.1214/aos/1013203451
13. Geurts, P., Ernst, D., & Wehenkel, L. (2006). Extremely randomized trees // *Machine learning*, 63, pp. 3-42. (In English). DOI: 10.1007/s10994-006-6226-1
14. Breiman, L. (2001). Random Forests. *Machine Learning*, 45, pp. 5-32. (In English). DOI: 10.1023/A:1010933404324
15. Pedregosa, F., Varoquaux, G., Gramfort, A., Michel, V., Thirion, B., Grisel, O.,... Duchesnay, E. (2011). Scikit-learn: Machine learning in Python. *Journal of machine Learning research*, 12, pp. 2825-2830. (In English). DOI: 10.5555/1953048.2078195
16. Hastie, T., Tibshirani, R., Friedman, J. H., & Friedman, J. H. (2009). *The Elements of Statistical Learning: Data Mining, Inference, and Prediction*. New York, Springer, 2, pp. 1-758. (In English).
17. GridSearchCV. Scikit-learn. (In English). Available at: https://scikit-learn.org/stable/modules/generated/sklearn.model_selection.GridSearchCV.html
18. Biau, G., & Scornet, E. (2016). A random forest guided tour. *Test*, 25, pp. 197-227. (In English). DOI: 10.1007/s11749-016-0481-7
19. Long, P. M., & Servedio, R. A. (2010). Random classification noise defeats all convex potential boosters. *Mach Learn*, 78, pp. 287-304. (In English). DOI: 10.1007/s10994-009-5165-zs
20. Natekin, A., & Knoll, A. (2013). Gradient Boosting Machines, a Tutorial. *Frontiers in Neurorobotics*, 7(21). (In English). DOI: 10.3389/fnbot.2013.00021

Информация об авторах / Information about the authors

Вокина Виктория Руслановна, специалист, Управление развития интеллектуальных технологий, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, магистрант, vrvokina@tnnc.rosneft.ru, ORCID: https://orcid.org/0000-0002-9651-1758	Victoria R. Vokina, specialist, Intelligent Systems Development Department, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Master Student, vrvokina@tnnc.rosneft.ru ; ORCID: https://orcid.org/0000-0002-9651-1758
--	---

Авдюков Алексей Сергеевич, специалист, Управление развития интеллектуальных технологий, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, магистрант, ORCID: <https://orcid.org/0009-0009-5125-7379>

Лесив Анастасия Александровна, специалист, Управление развития интеллектуальных технологий, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, магистрант, ORCID: <https://orcid.org/0009-0007-6897-488X>

Крупкин Игорь Андреевич, специалист, Управление развития интеллектуальных технологий, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, магистрант, ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-9482-929X>

Емельянов Андрей Николаевич, доцент, Тюменский индустриальный университет, ВИШ EG, базовая кафедра ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-4153-6174>

Alexey S. Avdyukov, specialist, Intelligent Systems Development Department, Tyumen Petroleum Research Center LLC; Master Student, ORCID: <https://orcid.org/0009-0009-5125-7379>

Anastasia A. Lesiv, specialist, Intelligent Systems Development Department, Tyumen Petroleum Research Center LLC; Master Student, ORCID: <https://orcid.org/0009-0007-6897-488X>

Igor A. Krupkin, specialist, Intelligent Systems Development Department, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Master Student, ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-9482-929X>

Andrey N. Emelyanov, Associate Professor, Industrial University of Tyumen, EG HES, Basic Department of Tyumen Petroleum Research Center LLC, ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-4153-6174>

Статья поступила в редакцию 05.06.2024; одобрена после рецензирования 12.07.2024; принята к публикации 22.07.2024.

The article was submitted 05.06.2024; approved after reviewing 12.07.2024; accepted for publication 22.07.2024.

УДК 681.5.015

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-5-132-147

Интеллектуальная фильтрация промысловых данных добычи

**Р. Ю. Пономарев*, А. А. Лещенко, Р. Р. Зиязев, М. М. Галиуллин,
Р. Р. Мигманов, М. И. Ивлев**

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

*ryponomarev@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В нефтегазовой отрасли при добыче нефти и газа измеряемые показатели характеризуются наличием шумов, вносящих свой вклад в формирование сложной немонотонной динамики, крайне трудной для ручного анализа и интерпретации, в связи с чем целью работы является разработка алгоритма, способного определять и исключать шумы (изменения сигнала без выраженной причины) в промысловых показателях эксплуатации скважин. В работе рассмотрены существующие методы сглаживания данных, такие как скользящее среднее, экспоненциальное сглаживание, линейный фильтр Калмана, фильтр Винера, метод Савицкого-Голея, преобразование Фурье, вейвлет-преобразование, и выявлены их достоинства и ограничения применения. Предложен альтернативный подход, представляющий синергию методов машинного обучения и стандартных инструментов фильтрации данных. Разработанный алгоритм позволяет восстановить истинную динамику показателей работы скважин, а также отфильтровывает и сглаживает шумы, связанные с техническими неисправностями.

Новизна алгоритма заключается в применении нейронной сети LSTM для выделения трендовой составляющей на зашумленной динамике в зависимости от происходящих событий на самой скважине, так и от событий, происходящих на скважинах окружения.

Ключевые слова: нейронные сети, фильтрация промысловых данных, разработка месторождений

Для цитирования: Интеллектуальная фильтрация промысловых данных добычи. Р. Ю. Пономарев, А. А. Лещенко, Р. Р. Зиязев [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-5-132-147 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 5. – С. 132–147.

Intelligent filtering of field data

**Roman Y. Ponomarev*, Anton A. Leshchenko, Ramil R. Ziazev,
Marat M. Galiullin, Ruslan R. Migmanov, Mikhail I. Ivlev**

Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

*ryponomarev@tnnc.rosneft.ru

Abstract. In the oil and gas industry, the measured parameters during oil and gas production are often affected by noise, which contributes to complex and non-monotonic dynamics. This makes manual analysis and interpretation extremely difficult. Therefore, this article aims to develop an algorithm capable of identifying and removing noise (signal changes without a clear cause) in the production parameters of well operation. The article examines data smoothing methods, including

moving average, exponential smoothing, Kalman filter, Wiener filter, Savitzky-Golay filter, Fourier transform, and wavelet transform. The authors identified advantages and limitations. An alternative approach is proposed, combining machine learning methods with standard data filtering tools. The developed algorithm restores the true dynamics of well performance metrics and filters out and smooths noise related to technical malfunctions. The novelty of the algorithm lies in using an LSTM neural network to extract the trend component from noisy dynamics, taking into account events occurring at the well itself as well as events happening at surrounding wells.

Keywords: neural networks, production data filtering, field development

For citation: Ponomarev, R. Y., Leshchenko, A. A., Ziazev, R. R., Galiullin, M. M., Migmanov, R. R., & Ivlev, M. I. (2024). Intelligent filtering of field data. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 132-147. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-5-132-147

Введение

Задача обработки сигнала от шумов является актуальной и относится к широкому классу задач, решаемых в различных областях наук, технике и информационных технологиях. Зарегистрированную в виде сигналов информацию обрабатывают, хранят и передают в виде дискретных функций и в цифровой форме. Существует множество методов обработки сигналов, основные цели которых заключаются в выделении полезной информации в данных и повышение качества сигнала.

В нефтегазовой отрасли при добыче нефти и газа измеряемые показатели характеризуются наличием шумов. К шумам можно отнести погрешности/неисправности контрольно-измерительного оборудования, некорректный отбор проб скважинной продукции, отражающий человеческий фактор. Все эти шумы вносят свой вклад в формирование сложной немонотонной динамики, крайне трудной для ручного анализа и интерпретации.

В свою очередь немонотонность динамики может быть вызвана не только появлением внешних шумов, а также может быть обусловлена реальными физическими процессами, происходящими в пласте. В работах [1, 2] авторы моделируют немонотонность динамики обводнения скважины за счет учета капиллярных процессов, учета упругости жидкости и деформируемости породы. Стоит отметить, что авторы моделируют фильтрацию в призабойной зоне скважины без учета процессов интерференции соседних скважин, что также может значительно повлиять на динамику обводнения.

Анализ и фильтрация промысловой динамики — сложный и нетривиальный процесс, требующий учета большого количества факторов. В данной работе приводится обзор существующих методов обработки сигналов и предлагается авторский алгоритм выделения некондиционных замеров. Отделение кондиционной динамики от зашумленной достигается за счет разложения исходного сигнала по некоторому базису параметров, с помощью которого можно проинтерпретировать изменения в динамике работы скважин. Базис параметров для интерпретации составлен исключительно для решения задач управления разработкой нефтяных месторожде-

ний и состоит из геолого-технических мероприятий (ГТМ) на анализируемой скважине и из событий, связанных с изменением в режимах работы на соседних скважинах окружения.

Задача идентификации мгновенных флуктуаций в динамике, связанных с локальным физическим изменением характера течения в призабойной зоне (как в работах [1,2]), не рассматривается.

Существующие методы решения поставленной задачи

Распространенными методами, решающими задачу обработки исходных данных, являются методы математической статистики и анализа временных рядов. Рассмотрим преимущества и ограничения применимости таких методов.

Скользящее среднее. Один из наиболее широко известных, подробно изложенных и простых — метод сглаживания временного ряда скользящим средним с различным окном сглаживания. Сглаживание в данном методе представляет собой усреднение данных, при котором несистематические компоненты сигнала взаимно погашают друг друга.

Формальное представление метода скользящего среднего [3], длина которого выражается нечетным числом $p = 2m + 1$, выглядит следующим образом:

$$\bar{y}_t = \frac{1}{p} \sum_{j=t-m}^{t+m} y_j, \quad (1)$$

где $y = y_1, y_2, \dots, y_n$; p — размер окна сглаживания; j — порядковый номер уровня окна сглаживания; m — величина, соответствующая

$$m = \frac{p-1}{2}. \quad (2)$$

Выбор величины окна сглаживания осуществляется экспериментально: чем больше размер окна, тем более гладкий вид будет иметь результирующий сигнал.

Существенным ограничением данного метода является отсутствие возможности распознать шумовую составляющую сигнала в начале и на конце динамики в связи с уменьшением окна сглаживания.

Экспоненциальное сглаживание. Практический метод сглаживания данных временных рядов с применением функции экспоненциального окна носит название метода экспоненциального сглаживания, который также широко распространен и подробно изложен. В отличие от простого метода скользящего среднего, в котором прошлые наблюдения взвешиваются одинаково, в экспоненциальном сглаживании функции применяются для присвоения экспоненциально уменьшающихся весов с течением времени. Данный метод часто применяется для краткосрочного прогнозирования.

Основная формула для применения метода представлена далее:

$$F_t = \alpha y_{t-1} + (1 - \alpha)F_{t-1}, \quad (3)$$

где F_t — прогнозируемое значение для текущего периода времени t ; α — константа сглаживания, изменяющаяся в диапазоне от 0 до 1, чем меньше значение α , тем больше сглаживается временной ряд; y_{t-1} — фактическое значение данных за предыдущий период времени; F_{t-1} — прогнозируемое значение для предыдущего периода времени $t - 1$.

Метод экспоненциального сглаживания обладает таким же существенным ограничением, как и метод скользящего среднего — отсутствует возможность распознать шумовую составляющую сигнала в начале и на конце динамики. Дополнительным ограничением является временное искажение тренда ввиду влияния накопления предыдущих значений.

Линейный фильтр Калмана — эффективный рекурсивный метод сглаживания [4], предполагающий, что измерения являются линейной функцией вектора состояния динамической системы на основе ряда неполных и зашумленных измерений. Вектор состояния определяется в ходе настройки фильтра на исходные данные.

Линейный фильтр Калмана осуществляется в соответствии с уравнением

$$x_t = F_t x_{t-1} + B_t u_t + w_t, \quad (4)$$

где F_t — матрица эволюции системы, которая воздействует на вектор состояния x_{t-1} в момент времени $t - 1$; B_t — матрица управления, которая прикладывается к вектору управляющих воздействий u_t ; w_t — нормальный случайный процесс, описывающий характер эволюции системы. Недостатком метода является необходимость линейности процесса, то есть возможно обнаружение и сглаживание только широкополосных шумов, в то время как тональные игнорируются и считаются достоверной динамикой.

Фильтр Винера. Еще одним методом решения задачи обработки данных от шумов является фильтр Винера, применяемый для получения оценки исходного сигнала или целевого случайного процесса путем линейного, не зависящего от времени сглаживания наблюдаемого зашумленного процесса с учетом известных стационарных спектров сигнала и шума и широкополосного шума. Фильтр Винера минимизирует среднеквадратическую ошибку между предполагаемым процессом и исходным сигналом [5].

Работа фильтра Винера заключается в следующем: входной сигнал $w[n]$ свертывается с фильтром Винера $G(z)$, и результат сравнивается с опорным сигналом $s[n]$ для получения ошибки сглаживания $e[n]$. Основным недостатком работы фильтра Винера заключается в наличии краевых эффектов, оставшихся после обработки сигнала, которые проявляются в виде осциллирующей помехи, такой как рябь и полосы, то есть тональные шумы.

Метод Савицкого-Голея — цифровой фильтр сглаживания данных, осуществляющий свертку сигнала путем подбора последовательных подмножеств смежных точек измерений к полиному низкой степени методом наименьших квадратов [6–8]. Суть метода заключается в построении по $2k + 1$ последовательно равноотстоящим точкам аппроксимирующего полинома n -й степени и применении в качестве сглаженного значения величины полинома в $k + 1$ -й точке. Математически такое значение определяется на основе скользящего взвешенного среднего с весами точек, которые являются положительными в центре окна сглаживания и отрицательными по его периферии.

Метод Савицкого-Голея может быть представлен в виде

$$Y_i = \sum_{j=\frac{1-m}{2}}^{\frac{m-1}{2}} C_j y_{j+i}, \quad (5)$$

где $i, j = 1, \dots, n$; y_j — наблюдаемое значение; m — набор коэффициентов свертки C_i .

Алгоритм требует подбора оптимального значения полинома и окна сглаживания, хорошо справляется с широкополосными шумами, но при этом не улавливает тональные, что может являться ограничением для применения.

Преобразование Фурье. Сглаживание данных с применением преобразования Фурье имеет широкое распространение. Преобразование Фурье позволяет разложить исходный сигнал на базисные синусоидальные функции, которые характеризуют собой гармонические колебания с различными амплитудами, фазами и частотами.

Преимуществом преобразования Фурье является возможность в реальном времени анализировать частотный спектр сигнала, на базе которого гибко подбираются параметры и наблюдается результат сглаживания. Недостатками фильтрации Фурье можно считать ограниченность набора базисных функций (синуса, косинуса, экспоненты), а также необходимость в подборе весовых коэффициентов.

Вейвлет-преобразование осуществляет перевод сигнала из временного представления в частотно-временное. Декомпозиция сигнала осуществляется на два набора коэффициентов: детализации и аппроксимации. Коэффициенты аппроксимации описывают динамику исходного сигнала, в то время как коэффициенты детализации характеризуют детали в исходном сигнале, то есть отвечают за амплитуду и частоту флуктуаций. Для проведения сглаживания шумов в сигнале коэффициенты детализации обнуляются.

Преимущества вейвлет-преобразования заключаются в многообразии базисных функций. Уровень вейвлета отвечает за степень сглаживания данных, а порядок — за распознавание флуктуаций в динамике исходного сигнала. Недостатком метода является то, что для каждой задачи

необходимо индивидуально подбирать вид базисного вейвлета и уровень его разложения.

После анализа преимуществ и недостатков вышеизложенных методов сформирована таблица 1, на основе которой сделаны следующие выводы:

- 1) Линейный фильтр Калмана, фильтр Винера, метод Савицкого-Голея, вейвлет-преобразование являются перспективными алгоритмами для решения задачи подготовки данных из-за своей универсальности.
- 2) Скользящее среднее, экспоненциальное сглаживание в работе не рассматриваются из-за ограниченной области применения.
- 3) Преобразование Фурье — частный случай вейвлет-преобразования.

Таблица 1

Сводная таблица характеристик рассматриваемых методов

Метод	Особенности
Скользящее среднее	Неэффективное сглаживание по краям динамики — шумы в начале и в конце динамики не обрабатываются из малого окна осреднения
Экспоненциальное сглаживание	Возможно временное искажение тренда сигнала ввиду влияния накопления предыдущей информации
Линейный фильтр Калмана	Алгоритм способен учитывать физическую составляющую процесса за счет исторического анализа временного ряда
Фильтр Винера	Сглаживание достигается за счет подгонки моделируемого случайного процесса с реальным процессом
Метод Савицкого-Голея	Сглаживание достигается за счет кусочной аппроксимации сигнала полиномами
Преобразование Фурье	Частный случай вейвлет-преобразования, в качестве базисных функций разложения используется косинус, синус и экспонента
Вейвлет-преобразование	Сглаживание за счет разложения сигнала по базисному вейвлету

В качестве тестирования, для определения наилучшего метода сглаживания данных среди рассмотренных и являющихся перспективными авторами сформирован и рассмотрен синтетический набор данных динамики дебита жидкости (рис. 1).

По результатам выполненного тестирования установлено следующее:

- алгоритмы не способны полностью отфильтровать шумы в динамике, часть из них сглаживается, но сохраняется;
- алгоритмы имеют ряд настроечных параметров, от которых зависит качество сглаживания, подбор осуществляется эмпирическим методом;

- существующие фильтры неприменимы в полной мере к нефтегазовой сфере без модификаций, так как не учитывают динамику работы скважин окружения, события на анализируемой скважине — ГТМ.

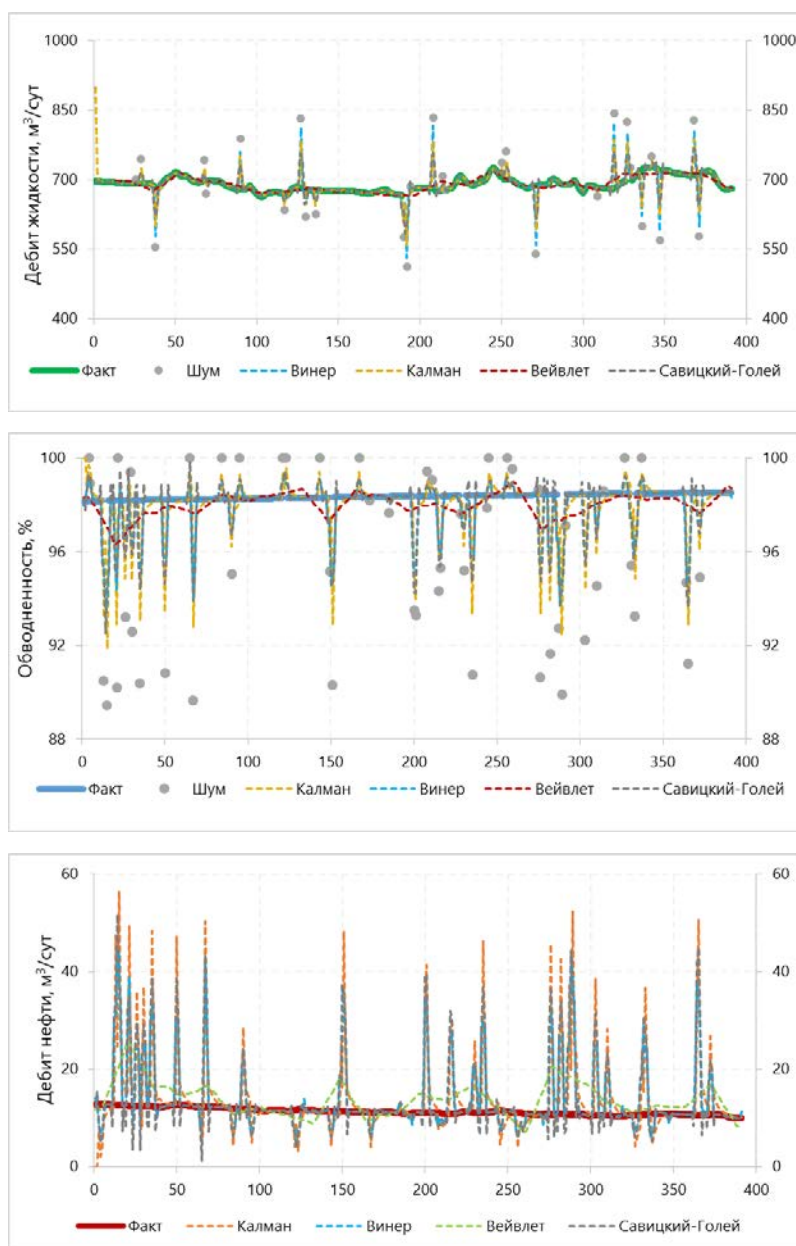


Рис. 1. Результаты сглаживания промыслового набора данных скважинной продукции различными методами

Для нивелирования выявленных ограничений требуется доработка алгоритмов сглаживания. Следует отметить, что вейвлет-преобразование

наиболее универсальный алгоритм, который, благодаря своим возможностям настройки и выбора функции вейвлета, может воспроизводить результаты всех описанных методов. Авторами принято решение разработать собственный алгоритм, применимый для задач нефтегазовой области, на базе метода вейвлет-преобразования.

Описание разработанного алгоритма подготовки данных — интеллектуальный фильтр данных (ИФД)

Для устранения ограничений, выявленных у существующих методов, был разработан алгоритм по нейросетевой фильтрации данных, основанный на методе построения регрессионной связи с помощью нейронной сети (ИНС) LSTM.

ИНС решает задачу регрессии между входными и выходными зашумленными параметрами и воспроизводит коррелируемые события на зашумленной динамике, связанные с работой скважин окружения, выполненными на анализируемой скважине геолого-техническими мероприятиями (ГТМ). Иными словами, производится многофакторный анализ причин изменения каждого замера в динамике работы скважины относительно заранее составленного базиса возможных причин появления данного события. Сам процесс многофакторного анализа производится в момент обучения модели — в период восстановления функциональной регрессионной связи между параметрами. Если у изменения замера нет причин, то с высокой долей вероятности замер некондиционный и при построении регрессионной зависимости не воспроизведется. Такие замеры подлежат фильтрации.

В основу исходного базиса причин изменения входят следующие параметры:

- дебит жидкости за некоторый период времени;
- частота работы установки электроцентробежного насоса за некоторый период времени;
- обводненность продукции добывающих скважин за некоторый период времени;
- забойное давление за некоторый период времени;
- приемистость по нагнетательным скважинам за некоторый период времени;
- факт проведения геолого-технических мероприятий.

Данные параметры составляют входной вектор ИНС. Выходным вектором является дебит жидкости и обводненность добывающей скважины на следующем временном шаге в зависимости от поданных на вход значений промысловых показателей.

Обучение проводится за счет модификации весовых коэффициентов для достижения максимально похожего результата на целевые значения из фактической динамики. Для обучения подается суточная динамика работы скважины и ее окружения за 1,5 года работы скважин. Для нивелирования эффектов переобучения модели выделяется тестовый набор данных — последние 90 дней для проверки прогностной способности модели.

На следующем этапе исходные данные подлежат фильтрации шумовых замеров на основе объяснимых трендов, полученных LSTM с допущением: распределение отклонений от смоделированного тренда имеет вид нормального распределения. Таким образом, фактические точки, отклонение которых от эталонной кривой, полученной в LSTM, больше коридора в 2σ (σ — среднеквадратическое отклонение), являются шумовыми. Вероятность появления такого замера в динамике меньше 5 %, а потому точки подлежат исключению из общей динамики временного ряда.

Заключительным этапом обработки данных является сглаживание отфильтрованной динамики. Процесс сглаживания осуществляется на основе применения вейвлет-преобразования.

Ключевая особенность данного этапа — подбор глубины разложения вейвлет-преобразования, который непосредственно влияет на качество сглаживания. Параметры сглаживания подбираются для достижения максимальной суммарной корреляции итоговой сглаженной динамики с трендами, полученными в LSTM, и с исходной фактической динамикой.

Разработанный алгоритм (интеллектуальный фильтр данных — ИФД) основан на синергии методов машинного обучения и стандартных инструментов по обработке данных.

Применение рекуррентной нейронной сети LSTM для анализа и выделения трендовой составляющей — достаточно распространенное явление в литературе [9]. Однако попытка анализировать кондиционность промысловых замеров и подбирать параметры алгоритмов сглаживания для получения оптимального результата при подготовке данных является уникальным опытом авторов, не имеющим широкого описания в открытых источниках.

Тестирование разработанного алгоритма

Тестирование разработанного алгоритма ИФД осуществлялось на нескольких моделях данных, таких как синтетический пример, основанный на данных из гидродинамической модели и реальный пример, динамика эксплуатации добывающих скважин одного из месторождений Западной Сибири.

Для формирования синтетического набора данных использовалась синтетическая гидродинамическая модель, рассчитывающая дебит жидкости и обводненность от различных уровней закачки на окружающих нагнетательных скважинах.

На результаты расчетов искусственным путем добавлены шумы. Генерация шума осуществилась за счет добавления случайного смещения исходного значения в диапазоне $\pm 50\%$ в случайный момент времени.

Далее зашумленная динамика подана в разработанный алгоритм интеллектуальной фильтрации данных. В качестве примера на рисунке 2 приведены результаты обработки динамики работы двух скважин алгоритмом ИФД в сравнении с существующими методами, такими как линейный фильтр Калмана, фильтр Винера, метод Савицкого-Голея, вейвлет-преобразование.

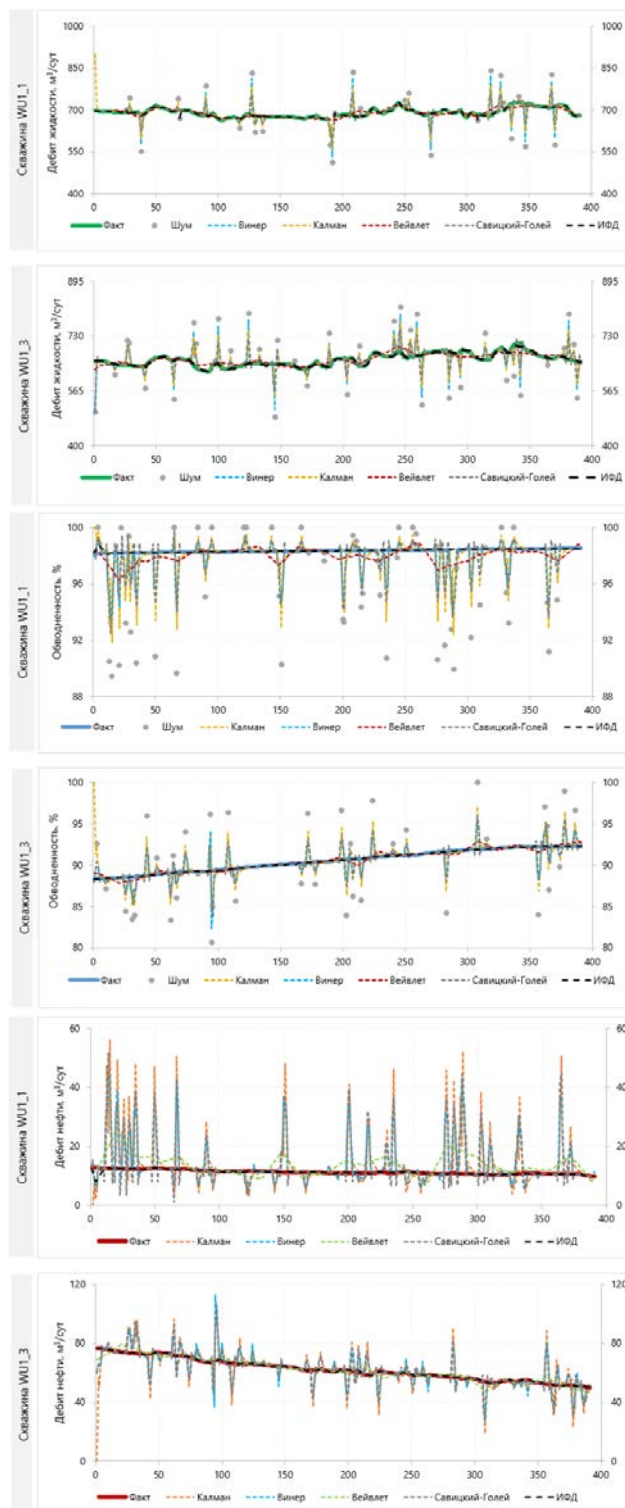


Рис. 2. Сравнение работы существующих методов и разработанного алгоритма на синтетических данных добывающих скважин

В таблице 2 отражены расхождения по дебиту нефти между исходными данными и обработанной различными алгоритмами динамикой. Наименьшее расхождение между данными по каждому примеру (для скважины WU1_1 — 0,67 %, для скважины WU1_3 — 0,44 %) мы видим у разработанного авторами алгоритма ИФД, что характеризует его как наилучший среди рассмотренных. Разработанный алгоритм ИФД позволяет сохранить больше физически обоснованной информации и в отличие от других методов не производит новые флуктуации, которые являются ложными событиями в динамике работы скважин.

Таблица 2

Сравнение работы алгоритмов обработки синтетических наборов данных

Алгоритм	Калман	Винер	Вейвлет	Савицкий-Голей	ИФД
Скважина	Расхождение исходного дебита нефти с обработанной динамикой, %				
WU1_1	35,22	30,09	27,01	37,29	0,67
WU1_3	6,39	5,58	2,79	6,83	0,44

В качестве демонстрации работы алгоритма на реальном примере скважинных данных выбраны промысловые показатели эксплуатации четырех добывающих скважин, где зарегистрирован факт появления внешних шумов в исходной динамике в журнале эксплуатации скважин за счет некорректной работы измерительного оборудования либо за счет проведения ГТМ. Каждый из трех примеров обладает характерной отличительной особенностью. Далее сравнение будет производиться между стандартным алгоритмом вейвлет-преобразования и алгоритмом ИФД, так как вейвлет-преобразование показывает наилучшую сходимость результатов среди существующих алгоритмов сглаживания.

Первым примером служит работа добывающей скважины с неисправным контрольно-измерительным оборудованием, которое характеризуется существенным отклонением замеров дебита жидкости от общего тренда в краткосрочный период времени (в примере — 5 дней).

Исходя из результатов, представленных на рисунке 3, можно сделать вывод о том, что алгоритм ИФД успешно справился с отбраковкой шумовых значений, которые наблюдались на всей динамике и в период краткосрочной неисправности оборудования.

Следующий пример работы добывающей скважины примечателен тем, что в динамике замеров дебита жидкости присутствуют единичные выбросы в замерах дебита жидкости, связанные погрешностью работы контрольно-измерительного прибора, что фиксируется цеховым геологом.

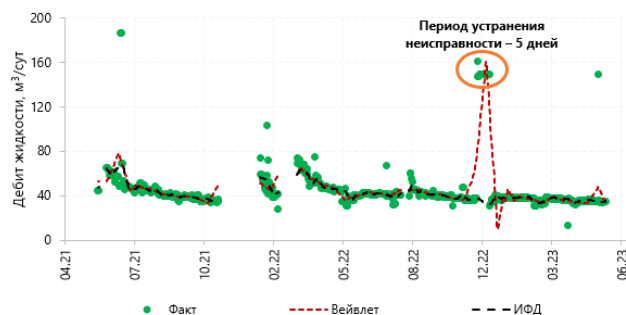


Рис. 3. Пример работы скважины с неисправным контрольно-измерительным оборудованием

Проанализировав результаты обработки данных, изображенных на рисунке 4, отмечается успешность работы ИФД в сравнении с вейвлет-преобразованием. Все фактические изменения в динамике работы скважины, связанные с работой скважин окружения и процессом разработки, корректно определены алгоритмом ИФД.



Рис. 4. Пример единичных выбросов в замерах дебита жидкости добывающей скважины

Следующий пример — скважина, динамика работы которой сопровождается эффектом от выполненного геолого-технического мероприятия (рис. 5).

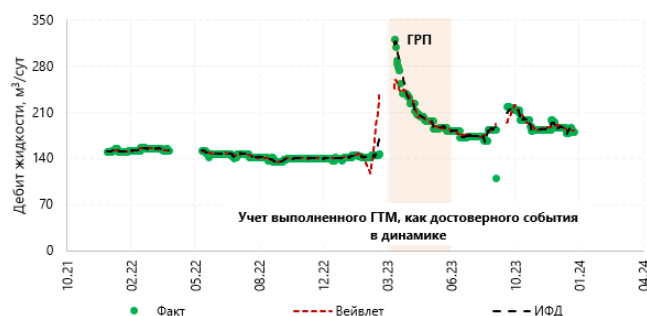


Рис. 5. Пример работы скважины с эффектом от ГТМ

Алгоритм ИФД корректно определяет и учитывает эффект от выполненного ГТМ, в то время как вейвлет-преобразование производит дополнительные шумы в динамике работы скважины, противоречащие физике фактически протекающих процессов.

Отдельным примером для анализа является работа добывающей скважины в периодическом режиме эксплуатации. Особенность динамики для такого режима работы скважины в том, что при ручном отборе проб скважинной продукции обводненность с позиции разработки изменяется хаотично из-за зависимости от момента времени прибытия оператора на скважину и периода цикла работы самой скважины в этот момент. Это вносит в измерения обводненности значительную погрешность, которая связана с периодом цикла работы скважины, но не связана с выработкой запасов [10]. При отборе пробы в начальный период цикла обводненность продукции имеет сниженные значения. В середине цикла процент воды скважинной продукции имеет близкое к истинному значение, так как скважина в этот момент времени работает стабильно, а в конце цикла, наоборот, чаще всего наблюдаются аномально высокие значения обводненности, так как в продукции скважины остается по большей части только водная составляющая.

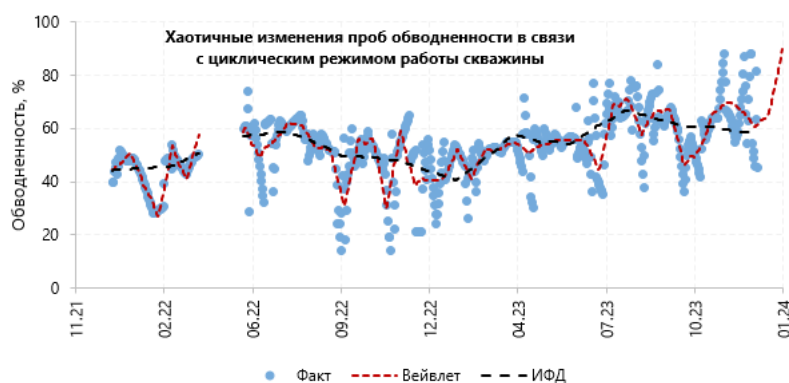


Рис. 6. Пример работы скважины в периодическом режиме

Основываясь на динамике изменения обводненности продукции скважины, представленной на рисунке 6, следует отметить корректность работы алгоритма ИФД с позиции разработки — наиболее точное определение трендов, описывающих среднюю обводненность в призабойной зоне пласта, в то время как вейвлет-преобразование учитывает шумы в динамике. Однако достаточно точно оценить качество работы фильтра при обработке обводненности скважины, работающей в периодическом режиме, не представляется возможным в связи с большим количеством факторов, влияющих на замер.

Выводы

Разработан алгоритм фильтрации данных, который предназначен для устранения шумовой составляющей в динамике дебита жидкости и обводненности продукции добывающих скважин. Алгоритм является синергией методов машинного обучения и стандартных инструментов фильтрации данных. Новизна данного алгоритма заключается в применении нейронной сети LSTM для выделения трендовой составляющей на зашумленной динамике в зависимости от происходящих событий на самой скважине и от событий, происходящих на скважинах окружения.

Работоспособность алгоритма протестирована на синтетических и фактических геолого-промысловых данных. По результатам выполненных тестов алгоритм ИФД успешно восстановил истинную синтетическую динамику показателей, отфильтровывает и сглаживает шумы в реальной динамике, связанные с техническими неисправностями.

Дальнейшее развитие инструмента связано с совершенствованием алгоритма — добавлением возможности фильтрации шумов в динамике работы нагнетательных скважин.

Список источников

1. Иванов, А. В. Математическое моделирование нестационарной работы нефтяной скважины с учетом неравновесности фазовой проницаемости / А. В. Иванов, С. В. Степанов. — Текст : непосредственный // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. — 2017. — Т. 3, № 3. — С. 70–82.
2. Степанов, С. В. Численное исследование влияния капиллярного давления и сжимаемости на динамику обводнения скважины / С. В. Степанов. — Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. — 2008. — № 8. — С. 72–74.
3. Копыркин, К. Динамические скользящие средние / К. Копыркин. — Текст : непосредственный // Современный трейдинг. — 2001. — № 5–6. — С. 8–12.
4. Kalman, R. E. A new approach to linear filtering and prediction problems / R. E. Kalman. — DOI 10.1115/1.3662552. — Direct text // Journal of Basic Engineering — 1960. — Vol. 82, Issue 1. — P. 35–45.
5. Wiener, N. The extrapolation, interpolation and smoothing of stationary time series with Engineering Applications / N. Wiener. — DOI 10.2307/2981007. — Direct text // Journal of the Royal Statistical Society. Series A (General). — 1950. — Vol. 113, Issue 3. — P. 413–414.
6. Каламбет, Ю. А. Доверительные интервалы метода взвешенных наименьших квадратов и стратегия градуировки / Ю. А. Каламбет, С. А. Мальцев, Ю. П. Козьмин. — Текст : непосредственный // Заводская Лаборатория. Диагностика Материалов. — 2015. — Т. 81, № 1–1. — С. 69–76.
7. Enke, C. G. Signal-to-noise ratio enhancement by least-squares polynomial smoothing / C. G. Enke, T. A. Nieman. — DOI 10.1021/ac50002a007. — Direct text // Analytical Chemistry. — 1976. — Vol. 48, Issue 8. — P. 705A–712A.

8. Savitzky, A. Smoothing and differentiation of data by simplified least squares procedures / A. Savitzky, M. J. E. Golay. – DOI 10.1021/ac60214a047. – Direct text // Analytical Chemistry. – 1964. – Vol. 36, Issue 8. – P. 1627–1639.

9. Кондратьева, Т. Н. Прогнозирование тенденции финансовых временных рядов с помощью нейронной сети LSTM / Т. Н. Кондратьева. – Текст : электронный // Интернет-журнал «Науковедение» : электронный журнал. – 2017. – Т. 9, № 4. – URL: <http://naukovedenie.ru/PDF/56TVN417.pdf>.

10. Самойлов, Д. Ю. Информационно-измерительная и управляющая система для интенсификации добычи нефти и определения обводненности продукции скважин : специальность 05.11.16 «Информационно-измерительные и управляющие системы (по отраслям)» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Самойлов Денис Юрьевич ; Уфимский государственный авиационно-технический университет. – Уфа, 2019. – 22 с. – Место защиты : Уфимский государственный авиационно-технический университет. – Текст : непосредственный.

References

1. Ivanov, A. V., & Stepanov, S. V. (2017). Mathematical modeling of non-stationary operation of an oil well, taking into account the imbalance of phase permeability. Bulletin of the Tyumen State University. Physical and mathematical modeling. Oil, gas, energy, 3(3), pp. 70-82. (In Russian).

2. Stepanov, S. V. (2008). Development and operation of oil fields, Numerical research of capillary pressure and compressibility effect on the drowning dynamics. Oil industry, (8), pp. 72-74. (In Russian).

3. Kopyrkin, K. (2001). Dynamic moving averages. Modern trading, (5-6), pp. 8-12. (In Russian).

4. Kalman, R. E. (1960). A new approach to linear filtering and prediction problems. Journal of Basic Engineering, 82(1), pp. 35-45. (In English). DOI: 10.1115/1.3662552

5. Wiener N. (1950). The extrapolation, interpolation and smoothing of stationary time series. Journal of the Royal Statistical Society. Series A (General), 113(3), pp. 413-414. (In English). DOI: 10.2307/2981007

6. Kalambet, Yu. A., Maltsev, S. A., & Kozmin, Yu. P. (2015). Confidence intervals for weighted least squares technique and calibration strategy. Industrial laboratory. Materials diagnostics, 81(1-1), pp. 69-76. (In Russian).

7. Enke, C. G., & Nieman, T. A. (1976). Signal-to-noise ratio enhancement by least-squares polynomial smoothing. Analytical Chemistry, 48(8), pp. 705A-712A. (In English). DOI: 10.1021/ac50002a007

8. Savitzky, A., & Golay, M. J. E. (1964). Smoothing and differentiation of data by simplified least squares procedures. Analytical chemistry, 36(8), pp. 1627-1639. (In English). DOI: 10.1021/ac60214a047

9. Kondratieva, T. N. (2017). Forecasting the trends in financial time series using the LSTM neural network. Naukovedenie, 9(4). (In Russian). Available at: <http://naukovedenie.ru/PDF/56TVN417.pdf>

10. Samoilov, D. Yu. (2019). An information-measuring and control system for the intensification of oil production and the determination of the water content of well products. Avtoref. diss. ... kand. techn. nauk. Ufa, 22 p. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Пономарев Роман Юрьевич, менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, ryponomarev@tnnc.rosneft.ru

Лещенко Антон Александрович, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень

Зязев Рамиль Ришатович, заместитель начальника управления, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень

Галиуллин Марат Мугаммирович, директор по разработке месторождений Ханты-Мансийского автономного округа, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень

Мигманов Руслан Рамилевич, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень

Ивлев Михаил Игоревич, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень

Roman Y. Ponomarev, Manager, Tyumen Petroleum Research Center LLC, ryponomarev@tnnc.rosneft.ru

Anton A. Leshchenko, Chef Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC

Ramil R. Ziazev, Deputy Head of the Department, Tyumen Petroleum Research Center LLC

Marat M. Galiullin, Director of Field Development of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug, Tyumen Petroleum Research Center LLC

Ruslan R. Migmanov, Chef Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC

Mikhail I. Ivlev, Chef Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC

Статья поступила в редакцию 22.05.2024; одобрена после рецензирования 10.06.2024; принята к публикации 05.07.2024.

The article was submitted 22.05. 2024; approved after reviewing 10.06.2024; accepted for publication 05.07.2024.

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 (tumnig.tyuiu.ru) и могут дублироваться по электронной почте (shuvaevanv@tyuiu.ru). Рукопись предоставляется в виде файла, набранного с использованием редактора Microsoft Word.
 - Поля: верхнее — 2,8 см; нижнее — 5,07 см; левое — 4,2 см; правое — 4,2 см; переплет — 0. От края до колонтитула: верхнего — 1,25 см; нижнего — 4,1 см. Размер шрифта — 11 пт (Times New Roman), междустрочный интервал — 1. Абзацный отступ — 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. 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 № 2926.
Дата выхода в свет 16.10.24. Формат 70x108/16.
Уч.-изд. л. 8,00. Усл. печ. л. 13,47.

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 2926.
Date of publishing 16.10.24. Sheet size 70x108/16.
Published sheets 8,00. Conventional printed sheets 13,47.
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.