

# 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

3 (159)  
Май — июнь 2023

3 (159)  
May — June 2023

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  
Альметьевский государственный  
нефтяной институт

#### 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  
National University of Oil and Gas  
"Gubkin University"  
Industrial University of Tyumen  
Ufa State Petroleum Technological  
University  
Ukhta State Technical University  
Almetyevsk State Oil Institute

#### Editorial office

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

e-mail: [shuvaevanv@tyuiu.ru](mailto: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, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень — главный редактор

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

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

**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, 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 нефтяной университет, 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 Еrsaин 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, заведующий кафедрой 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

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

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

**Насыбуллин Арслан Валерьевич**, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

**Нежданов Алексей Алексеевич**, д. г.-м. н., начальник центра по обработке и интерпретации дистанционных методов, филиал «Газпром недра НТЦ» ООО «Газпром недра», 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

**Попов Иван Павлович**, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Рогачев Михаил Константинович**, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург

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

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

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

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

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

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

**Цхадая Николай Денисович**, д. т. н., профессор, президент, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

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

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

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

## EDITORIAL BOARD

**Sergey N. Bastrikov**, Doctor of Engineering, professor, 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", 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)

**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, 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, Almetyeysk State Oil Institute, Almetyeysk

**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, Head of 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

**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)

**Victor G. Martynov**, Candidate of Geology and Mineralogy, Doctor of Economics, Professor, Rector, National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow

**Arslan V. Nasybullin**, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Almeteyevsk State Oil Institute, Almeteyevsk

**Alexey A. Nezhdanov**, Doctor of Geology and Mineralogy, Head of the Center for Processing and Interpretation of Remote Sensing Methods, the branch "Gazprom nedra STC", Gazprom nedra LLC, 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

**Ivan P. Popov**, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, Tyumen

**Mikhail K. Rogachev**, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Saint Petersburg Mining University, St. Petersburg

**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)

**Nikolay D. Tskhadaya**, Doctor of Engineering, Professor, President, Ukhta State Technical University, Ukhta

**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

Абдрашитова Р. Н., Прудченко А. А., Кадыров М. А., Полуянов М. Г.  
**Современный гидрогеохимический облик подземных вод  
среднеюрского гидрогеологического комплекса  
Ляминского нефтегазоносного района** 11

Гладышева Я. И.  
**Продуктивность нетрадиционных коллекторов сенона севера  
Западной Сибири** 24

Катанов Ю. Е., Аристов А. И., Ягафаров А. К., Новрузов О. Д.  
**Цифровой керн: нейросетевое распознавание текстовой  
геолого-геофизической информации** 35

Хворост И. М.  
**Моделирование русловых отложений пермского возраста  
в зоне сочленения Ижма-Печорской синеклизы  
и Верхнепечорской впадины** 55

### БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Шаляпин Д. В., Бакиров Д. Л., Кузнецов В. Г.  
**Оценка эффективности внедрения технологических решений  
по повышению качества крепления скважин, разработанных  
на основе цифровых технологий** 68

### ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Черенцов Д. А., Пирогов С. П.  
**Определение частот свободных колебаний надземных участков  
трубопроводов, транспортирующих несжимаемую жидкость** 84

Янчук В. М., Кузьбожев А. С., Шишкин И. В., Бирилло И. Н., Кузьбожев П. А. <b>Методы снижения тепловых потерь при транспортировке газа по протяженным газопроводам-отводам</b>	<b>95</b>
--	-----------

### **ПОМНИМ**

<b>Памяти выдающегося организатора производства, ученого, педагога, наставника В. В. Салтыкова</b> (30.01.1951 — 02.06.2023)	<b>107</b>
---	------------

### **ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ**

<b>Правила подготовки рукописи (на русском языке)</b>	<b>110</b>
<b>Правила подготовки рукописи (на английском языке)</b>	<b>113</b>

## CONTENTS

### **GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS**

- Abdrashitova R. N., Prudchenko A. A., Kadyrov M. A., Poluyanov M. G.  
**Current hydrogeochemical profile of groundwater  
in the Middle Jurassic hydrogeological complex of the Lyaminsky  
oil and gas field** 11
- Gladysheva Ya. I.  
**Productivity of unconventional Senon reservoirs in the north  
of West Siberia** 24
- Katanov Yu. E., Aristov A. I., Yagafarov A. K., Novruzov O. D.  
**Digital core: neural network recognition of textual geological  
and geophysical information** 35
- Khvorost I. M.  
**Modeling of Permian stream-bed deposits in the Izhma-Pechora  
syncline and the Upper Pechora depression conjunction zone** 55

### **DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT**

- Shalyapin D. V., Bakirov D. L., Kuznetsov V. G.  
**An evaluation of the effectiveness of implementing technological  
solutions based on digital technologies  
to improve well casing quality** 68

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

- Cherentsov D. A., Pirogov S. P.  
**Determination of the natural frequencies of the above-ground  
sections of pipelines transporting an incompressible fluid** 84

Yanchuk V. M., Kuzbozhev A. S., Shishkin I. V., Birillo I. N., Kuzbozhev P. A. <b>Methods to reduce heat losses when transporting gas through long branch pipelines</b>	<b>95</b>
---	-----------

#### **IN MEMORIAM**

<b>In memory of V. V. Saltykov, an outstanding production organizer, scientist, teacher, mentor (30.01.1951 — 02.06.2023)</b>	<b>107</b>
---	------------

#### **INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL**

<b>Manuscripts presentation requirements (In Russian)</b>	<b>110</b>
<b>Manuscripts presentation requirements (In English)</b>	<b>113</b>

**Современный гидрогеохимический облик подземных вод  
среднеюрского гидрогеологического комплекса  
Ляминского нефтегазоносного района**

**Р. Н. Абдрашитова<sup>1\*</sup>, А. А. Прудченко<sup>2</sup>, М. А. Кадыров<sup>1</sup>,  
М. Г. Полуянов<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

<sup>2</sup>ООО «Тюменский институт нефти и газа», Тюмень, Россия

<sup>3</sup>ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых», Москва, Россия

\*[abdrashitovarn@tyuiu.ru](mailto:abdrashitovarn@tyuiu.ru)

**Аннотация.** Цель исследования — выявление влияния некоторых параметров геологической среды на формирование современного гидрогеохимического облика подземных вод среднеюрского гидрогеологического комплекса (пласты Ю2-4) Ляминского нефтегазоносного района Западной Сибири.

На основе литогенетической теории преобразования состава подземных вод в течение геологической эволюции были проанализированы факторы, контролирующие изменения химического состава подземных вод (геотемпературы, влияние неотектоники и т. д.) после процесса седиментации и накопления вод. В процессе исследований были получены коэффициенты корреляции, значения минерализации подземных вод комплекса с современной и палеотемпературами тюменской свиты, коэффициентом пористости и глубиной залегания фундамента. Полученные результаты позволили предположить, что современный гидрогеохимический облик среднеюрского гидрогеологического комплекса — результирующая последовательного воздействия всего комплекса факторов. Результаты анализа показали, что существует довольно большая вероятность влияния неотектонических процессов на современный гидрогеохимический облик. Причинами неоднородности указанных параметров помимо неотектонических процессов могут быть и другие, но так или иначе выявление таких взаимосвязей, как «минерализация — параметр состояния геологической среды», указывает на изменение концентрации солей в подземных водах после их накопления совместно с осадком.

**Ключевые слова:** минерализация подземных вод, юрские отложения, палеотемпература

**Для цитирования:** Современный гидрогеохимический облик подземных вод среднеюрского гидрогеологического комплекса Ляминского нефтегазоносного района / Р. Н. Абдрашитова, А. А. Прудченко, М. А. Кадыров, М. Г. Полуянов. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-3-11-23 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 3. – С. 11–23.

**Current hydrogeochemical profile of groundwater in the Middle  
Jurassic hydrogeological complex of the Lyaminsky oil and gas field**

**Rimma N. Abdrashitova<sup>1\*</sup>, Anastasia A. Prudchenko<sup>2</sup>,  
Marsel A. Kadyrov<sup>1</sup>, Mikhail G. Poluyanov<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*

<sup>2</sup>*Tyumen Institute of Oil and Gas LLC, Tyumen, Russia*

<sup>3</sup>*FBI "State Commission for Mineral Reserves", Moscow, Russia*

\**abdrashitovarn@tyuiu.ru*

**Abstract.** The aim of the study is to identify the influence of some parameters of the geological environment on the formation of the current hydrogeochemical profile in the Middle Jurassic hydrogeological complex (layers YU2-4) of the Lyaminsky oil and gas field in Western Siberia.

The factors controlling the changes in the chemical composition of the groundwater (geotemperatures, influence of neotectonics, etc.) after the process of sedimentation and water accumulation were analysed on the basis of the lithogenetic theory of the transformation of the composition of groundwater during geological evolution. In the course of the research, correlation coefficients were obtained for the value of groundwater mineralisation in the complex with the modern and paleotemperatures of the Tyumen suite, the porosity coefficient and the depth of the foundation. The obtained results allowed assuming that the current hydrogeochemical profile of the Middle Jurassic hydrogeological complex is the result of the consistent action of the whole complex of factors. The results of the analysis showed that the influence of neotectonic processes on the current hydrogeochemical profile is quite probable. The reasons for the heterogeneity of mineralisation, apart from neotectonic processes, may be different, but in any case, the identification of relationships such as "Mineralisation - a parameter of the state of the geological environment" indicates a change in the concentration of salts in groundwater after their accumulation together with sediment.

**Keywords:** groundwater mineralization, Jurassic deposits, paleotemperature

**For citation:** Abdrashitova, R. N., Prudchenko, A. A., Kadyrov, M. A., & Poluyanov, M. G. (2023). Current hydrogeochemical profile of groundwater in the Middle Jurassic hydrogeological complex of the Lyaminsky oil and gas field. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 11-23. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-3-11-23

## **Введение**

Цель исследования — выявление факторов формирования современного гидрогеохимического облика подземных вод среднеюрского гидрогеологического комплекса мезозойского гидрогеологического бассейна Ляминского нефтегазоносного района в пределах Емангальского, Северо-Селияровского и Сыньеганского лицензионных участков Западной Сибири.

Актуальность обозначенной тематики исследования связана с тем, что понимание того, как формируется гидрогеохимический облик подземных вод глубоких нефтегазоносных горизонтов, дает возможность раскрыть вопросы образования, сохранения и разрушения залежей углеводородов, которые происходят в водной среде. В настоящее время это касается в первую очередь малых залежей. Обводненность месторождений Западной Сибири достигает 90 %, а иногда и более. Несмотря на то, что факторам, механизмам, региональным особенностям формирования подземной гидросферы в Западно-Сибирском нефтегазоносном регионе посвящен целый ряд теоретических исследований, многие вопросы до сих пор остаются открытыми и дискуссионными.

Разработка новых подходов к обработке и интерпретации гидрогеохимических данных, отражающих состав подземных вод глубоких нефтегазоносных горизонтов Западной Сибири, является актуальной задачей нефтегазовой гидрогеологии, направленной на решение как фундаменталь-

ных проблем, связанных с пониманием процессов формирования подземных вод, так и прикладных, относящихся к обоснованию гидрогеологических критериев нефтегазоносности и сохранению природного баланса подземной гидросферы в связи с разработкой и эксплуатацией месторождений [1–5].

#### **Объект и методы исследования**

Объектом исследования являются пластовые воды среднеюрского гидрогеологического комплекса (пласты Ю2-4) трех вышеуказанных лицензионных участков. Данный комплекс является основным продуктивным в Ляминском нефтегазоносном районе, нефтяные залежи открыты по всему разрезу. В ходе исследований был выполнен анализ палеогеографических условий формирования подземных вод, изучены особенности геологического строения и гидрогеологических условий объекта, а также произведен анализ регрессионной зависимости минерализации подземных вод и следующих параметров геологической среды: современной и палеотемператур тюменской свиты, глубины залегания кровли фундамента, коэффициента пористости пластов Ю2-4. Данные параметры геологической среды были выбраны в связи с тем, что их определение проводится почти всегда на месторождениях углеводородов Западной Сибири. Подобные исследования возможно повторить и для других районов. Замеры всех параметров выполнены в тех же скважинах и интервалах (пласты Ю2-4), где был выполнен отбор проб пластовых вод. Для оценки тесноты связи применена общеизвестная классификация: коэффициент корреляции менее 0,51 — связь слабая; 0,51–0,70 — умеренная; 0,71–0,90 — тесная; 0,91–1 — очень тесная.

#### *Геологические и гидрогеологические особенности объекта исследований*

Ляминский нефтегазоносный район является одним из старейших нефтегазовых районов Западной Сибири. Геологический разрез рассматриваемой территории (рис. 1) представлен образованиями трех структурно-фациальных этажей: фундамента (PZ), переходного комплекса (доюрские образования) и платформенного чехла.

Исследуемые отложения среднеюрского гидрогеологического комплекса (J2), содержащие опробованные пластовые воды, относятся к верхней подсвите тюменской свиты — пластам Ю2-4 мезозойской группы (на рисунке 1 — YU2-4). В целом верхняя подсвита тюменской свиты, содержащая также пласты Ю5, Ю6, Ю7, Ю9, сложена ритмично чередующимися пластами алеврито-песчаных и алеврито-глинистых пород. Общая толщина подсвиты составляет 80 м. Исследуемые пласты-коллекторы Ю2-4 характеризуются выдержанностью, залегают на глубинах порядка 2 700–2 850 м, состоят из песчаников и алевритов. Общая мощность варьирует в пределах 20–40 м. Эти толщи и формируют среднеюрский гидрогеологический комплекс.

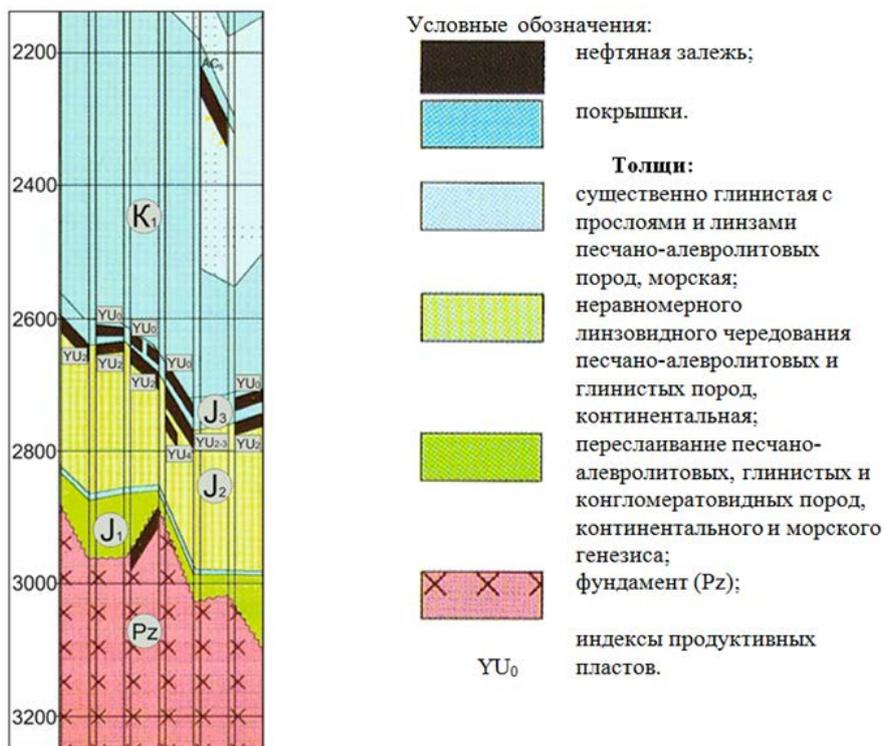


Рис. 1. Схематический геологический разрез Ляминского нефтегазоносного района<sup>1</sup>

Перекрываются юрские осадки неокомским и апт-альб-сеноманским гидрогеологическими комплексами. Неокомский комплекс представлен сложным чередованием песчаников и алевролитов с глинами. Мощность комплекса 500–700 м. Выше неокомского комплекса залегает апт-альб-сеноманский, который является наиболее выдержанным по площади и разрезу среди мезозойских отложений осадочного чехла. В изучаемом районе апт-альб-сеноманский комплекс приурочен к отложениям уватской, хантымансийской и викуловской свит. Мощность комплекса в пределах исследуемого района составляет порядка 800–900 м.

В тектоническом отношении исследуемая территория расположена в пределах Фроловского геоблока, являющегося крупной субмеридиональной шовной зоной Западно-Сибирской геосинеклизы. В мезозое в пределах этой зоны скорость погружения превышала скорости опускания окружающих территорий, что привело к формированию впадин, котловин и разделяющих их террас, а в гидрогеологическом отношении — к формированию участков с застойным режимом. В пределах рассматриваемой

<sup>1</sup> Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа: атлас / Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпилемана; сост. Э. А. Ахпателов [и др.]. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2004. – 148 с.

территории в верхней части фундамента широко развиты триасовые отложения. Данные образования представлены вулканогенно-осадочной туринской серией<sup>2</sup>. Также фундамент здесь характеризуется широким развитием разрывных нарушений (рис. 2).

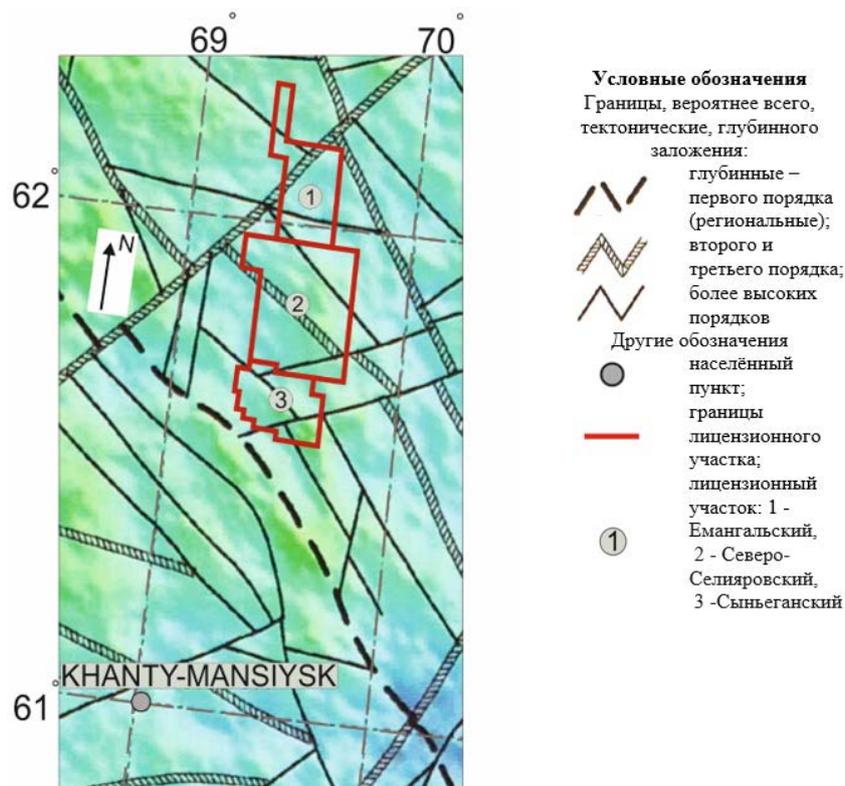


Рис. 2. Фрагмент схемы разломно-блокового строения фундамента<sup>3</sup>

Разломы фундамента, трассируемые в геофизических полях, в пределах района исследований имеют северо-западное, субширотное и северо-восточное направления. Считается, что разломы субширотного простирания являются сравнительно молодыми, развивавшимися синхронно с формированием юрско-мелового осадочного чехла, а позднее в кайнозой — с интенсивной разломно-блочной неотектоникой. На неотектоническом этапе почти все разломные и трещиноватые зоны Западной Сибири испытывали активизацию [2, 6–8].

#### *Гидрогеохимический облик подземных вод пластов Ю2-4*

Химический состав подземных вод пластов Ю2-4 оценен по результатам анализов 33 проб. Следует отметить, что химический состав подземных вод глубоких нефтегазоносных горизонтов Западной Сибири описан в работах многих исследователей [2, 3, 9–11].

<sup>2</sup> Там же. – С. 95.

<sup>3</sup> Там же. – С. 97.

Минерализация подземных вод в пределах рассматриваемых площадей изменяется от 15,5 до 25,3 г/дм<sup>3</sup> (рис. 3).

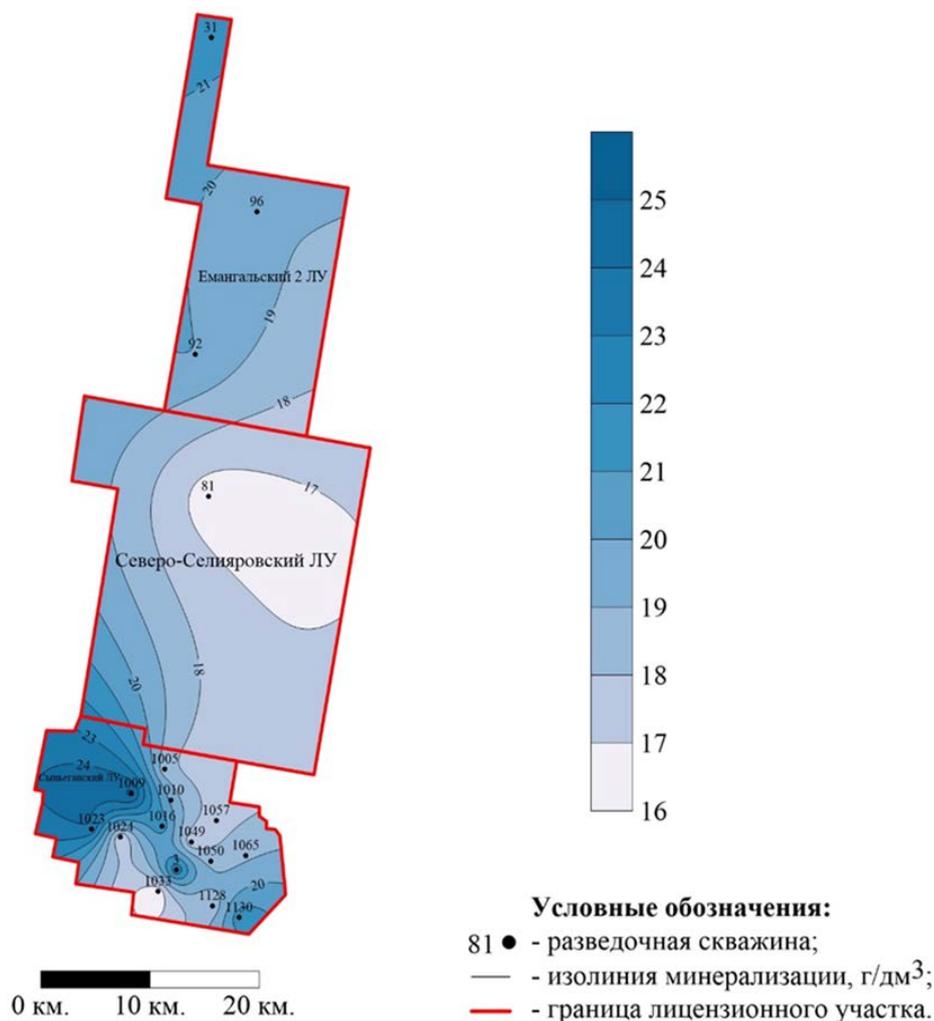


Рис. 3. Схематическая карта распределения минерализации подземных вод среднеюрского гидрогеологического комплекса

Воды относятся к хлоридным натриевым, гидрокарбонатно-натриевому типу по В. А. Сулину. Значения показателей макрокомпонентного состава подземных вод приведены в таблице 1.

Несмотря на единый тип подземных вод — гидрокарбонатно-натриевый по В. А. Сулину, характер распределения параметра минерализации по площади в пределах пласта Ю2-4 достаточно сложный, неоднородный (см. рис. 3). В ионно-солевом составе преобладают ионы натрия + калия (в среднем 7 042,1 мг/дм<sup>3</sup>) и хлора (10 329 мг/дм<sup>3</sup>). Степень метаморфизации вод, характеризующаяся натрий-хлорным генетическим коэф-

фициентом, достаточно высокая (в среднем  $r_{Na/rCl}$  составляет 1,05). Состав водорастворенных газов метановый.

Таблица 1

**Значения показателей состава подземных вод  
среднеюрского гидрогеологического комплекса**

Показатель	Единица измерения	Минимальное значение	Максимальное значение	Среднее значение
М	г/дм <sup>3</sup>	15,5	25,3	18,7
Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	5 149,1	9 220,7	7 042,1
Ca <sup>2+</sup>		8	397	149,1
Mg <sup>2+</sup>		2	100	45,7
Cl <sup>-</sup>		7 507	13 964	10 329
HCO <sup>3-</sup>		976	2 306	15 82,9
Br <sup>-</sup>		36,9	61,94	50,0
Формула ионно-солевого состава	$\frac{Cl\ 91\ HCO_3\ 8\ SO_4\ 1}{(Na + K)96\ Ca\ 3\ Mg\ 1}\ pH7,6$			

*Некоторые параметры геологической среды пластов Ю2-4*

Исходя из общих представлений об основных факторах, контролирующих изменение химического состава подземных вод после накопления осадка, были проанализированы взаимосвязи минерализации подземных вод среднеюрского гидрогеологического комплекса и следующих параметров: современной и палеотемператур тюменской свиты, глубины залегания кровли фундамента, коэффициента пористости пластов Ю2-4 (табл. 2). Представленные значения параметров геологической среды в целом отвечают зоне погружения фундамента Западной Сибири от бортов к центру.

Таблица 2

**Значения параметров состояния геологической среды среднеюрского гидрогеологического комплекса**

Параметр	Объем выборки, шт.	Единица измерения	Минимальное значение	Максимальное значение	Среднее значение
Современная температура тюменской свиты	33	°С	92	112	98,3
Палеотемпература тюменской свиты			117,5	133,2	120,2
Коэффициент пористости		д.ед.	0,145	0,165	0,151
Глубина залегания фундамента		м	2 700	2 850	2 750

### Результаты и обсуждение

Согласно результатам палеогеографических исследований [12], в Ляминском районе осадконакопление в течение среднеюрского времени происходило в условиях аккумулятивных равнин с озерами, болотами и реками. Территорию Емангальского лицензионного участка в среднеюрское время занимала палеогеографическая область денудационно-аккумулятивных равнин и озерно-аллювиальных аккумулятивных равнин, основную часть территории Северо-Селияровского и весь Сыньеганский участок — палеогеографическая область эрозионно-денудационных пологоувалистых равнин. В целом обстановка формирования среднеюрского гидрогеологического комплекса оценивается как континентальная, климат этого времени был охарактеризован как теплый и влажный.

В отложениях накапливались воды инфильтрационного генезиса. В классическом представлении этим и объясняется современный гидрокарбонатно-натриевый тип исследуемых вод по В. А. Сулину.

Для более полного понимания формирования современного гидрогеохимического облика далее приведены значения коэффициентов корреляции, отражающих тесноту связи значения минерализации подземных вод среднеюрского комплекса с современной температурой и палеотемпературами тюменской свиты, коэффициентом пористости и глубины залегания фундамента (табл. 3).

Таблица 3

#### **Корреляционный анализ связи минерализации подземных вод среднеюрского гидрогеологического комплекса и параметров геологической среды**

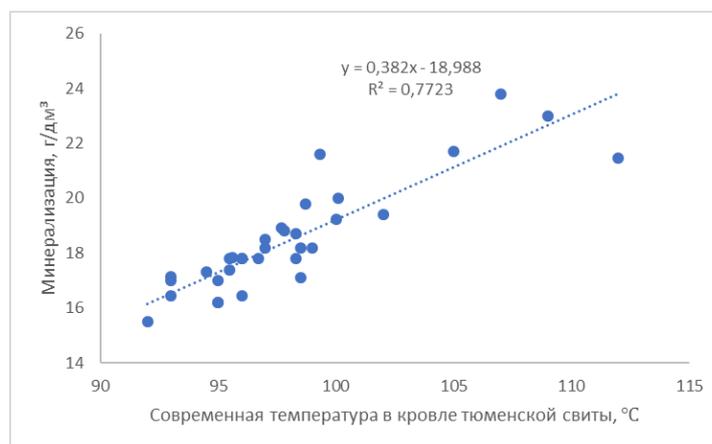
Параметр	Коэффициент корреляции R	Теснота связи
Современная температура тюменской свиты	0,77	Тесная
Палеотемпература тюменской свиты	0,75	Тесная
Коэффициент пористости	0,85	Тесная
Глубина залегания фундамента	0,12	Слабая

Тесная положительная связь зафиксирована между значениями минерализации и современной и палеотемпературами в кровле тюменской свиты (коэффициент корреляции равен 0,77 и 0,75, соответственно), а также минерализацией и коэффициентом пористости (коэффициент корреляции равен 0,85) (рис. 4). Более высокие значения минерализации соответствуют более высоким современной и палеотемпературам и более высоким значениям коэффициента пористости отложений.

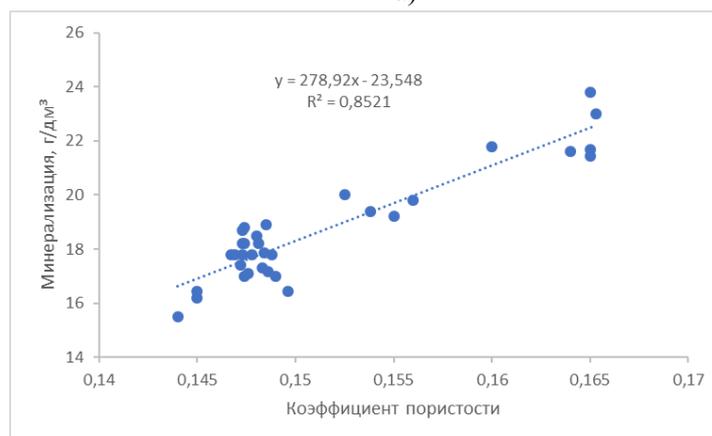
Одной из возможных причин этого является активизация процессов ионного обмена в системе «вода — порода» при повышении

геотемператур [2, 5, 13], например, при поступлении эндогенных флюидов из разломов фундамента.

Следствием таких неотектонических процессов также часто является растворение пород, переход ионов из породы в воду, изменение структуры порового пространства. Повышение геотемператур — одна из главных причин увеличения скоростей реакций в системе «вода — порода».



а)



б)

**Рис. 4. Зависимости между величиной минерализации подземных вод среднеюрского гидрогеологического комплекса и современной температурой тюменской свиты (а), а также коэффициентом пористости (б)**

Связь «минерализация — глубина залегания фундамента» классифицируется как «слабая» ( $R = 0,12$ ). Низкое значение коэффициента корреляции, вернее всего, объясняется тем, что на характер изменения гидрогеохимического облика подземных вод с глубиной накладываются дополнительные процессы, усложняющие взаимодействие в системе «вода — порода».

Как было указано ранее, фундамент в пределах изучаемого района характеризуется наличием большого количества разломов (см. рис. 2).

По результатам исследований соседнего с изучаемым районом — Красноленинского [3, 14, 15] — установлено, что с большой вероятностью глубинные флюиды, поступающие по разломам, зонам дробления в юрские коллекторы в западной части Западной Сибири (к которой относится и Ляминский район), характеризуются именно низкими минерализациями и высоким содержанием углекислого газа. Внедрение таких флюидов приводит к изменению состава седиментационных вод, чаще всего в сторону опреснения и переходу хлоридно-кальциевого типа в гидрокарбонатно-натриевый тип [10]. Исследования «следов» внедрения высокотемпературных глубинных флюидов выполнены для нескольких районов Западной Сибири [3, 10, 14, 15], но методика таких исследований не является широко распространенной и не входит в состав стандартных анализов вод и пород, выполняемых при разведке, разработке и эксплуатации месторождений.

На данном этапе развития гидрогеодинамики и гидрогеохимии глубоких горизонтов оценить количественно объемы внедрения эндогенных флюидов достаточно сложно. О принципиальном их присутствии в регионе можно судить по наличию широких масштабов аутигенного преобразования пород, палиологическим данным, газовым аномалиям, площадным аномалиям содержания таких компонентов, как ртуть, литий, в подземных водах [10, 15].

### **Выводы**

Результаты выполненного анализа показали, на наш взгляд, что существует довольно большая вероятность влияния неотектонических процессов на современный гидрогеохимический облик (поступления из фундамента глубинных флюидов) среднеюрского гидрогеологического комплекса мезозойского гидрогеологического бассейна Ляминского нефтегазоносного района в пределах Емангальского, Северо-Селияровского и Сыньеганского лицензионных участков. Этот фактор является «периодически проявляющимся». В Западной Сибири влияние глубинных флюидов в первую очередь затрагивает низы осадочного чехла — юрские отложения. Эти отложения залегают непосредственно на фундаменте и, следовательно, с одной стороны, являются максимально перекрытыми от воздействия «сверху», с другой стороны, испытывают значимое влияние тепловых потоков, высоких температур и давлений. Причинами неоднородности минерализации среднеюрского гидрогеологического комплекса и всего характера наблюдаемого гидрогеохимического облика помимо неотектонических процессов могут быть и другие, но так или иначе выявление таких взаимосвязей «минерализация — параметр состояния геологической среды» указывает на существенное изменение концентрации солей в подземных водах уже после их накопления совместно с осадком.

### Список источников

1. Матусевич, В. М. Геодинамика водонапорных систем Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / В. М. Матусевич, О. В. Бакуев. – Текст : непосредственный // Советская геология. – 1986. – № 2. – С. 117–122.
2. Матусевич, В. М. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна / В. М. Матусевич, А. В. Рыльков, И. Н. Ушатинский. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2005. – 225 с. – Текст : непосредственный.
3. Abdrashitova, R. N. Causes of Variability in Groundwater Salinity of the Lower Jurassic Sediments in the Talinskoye Oilfield of West Siberia / R. N. Abdrashitova, M. A. Kadyrov. – Text : electronic // Sustainability. – 2022. – Vol. 14, Issue 13. – URL: <https://doi.org/10.3390/su14137675>. – Published: June, 23, 2022.
4. Абукова, Л. А. Флюидодинамика глубокопогруженных зон нефтегазонакопления осадочных бассейнов / Л. А. Абукова, Ю. А. Волож. – DOI 10.15372/GiG2021132. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62, № 8. – С. 1069–1080.
5. Курчиков, А. Р. Современные представления о гидрогеохимических условиях глубоких горизонтов Западно-Сибирского мегабассейна / А. Р. Курчиков, А. Г. Плавник. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2016. – № 5–6 (144–145). – С. 74–85.
6. Бембель, Р. М. Геосолитоны : функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов / Р. М. Бембель, В. М. Мегеря, С. Р. Бембель. – Тюмень : Вектор Бук, 2003. – 344 с. – Текст : непосредственный.
7. Радченко, А. В. Динамически напряженные зоны литосферы — активные каналы энерго-массопереноса / А. В. Радченко, О. С. Мартынов, В. М. Матусевич. – Тюмень : Тюменский дом печати, 2009. – 240 с. – Текст : непосредственный.
8. Матусевич, В. М. Геодинамическая концепция в современной гидрогеологии на примере Западно-Сибирского мегабассейна / В. М. Матусевич, Р. Н. Абдрашитова. – Текст : непосредственный // Фундаментальные исследования. – 2013. – № 4–5. – С. 1157–1160.
9. Гидрогеология СССР. Том XVI. Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области) / Под редакцией В. А. Нуднера. – Москва : Недра, 1970. – 367 с. – Текст : непосредственный.
10. Дюнин, В. И. Гидродинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов / В. И. Дюнин ; Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова. – Москва : Научный мир, 2000. – 472 с. – Текст : непосредственный.
11. Гидрогеохимия доюрских комплексов Западной Сибири / Д. А. Новиков, Ф. Ф. Дульцев, А. В. Черных [и др.]. – DOI 10.15372/GiG2019145. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2020. – Т. 61, № 11. – С. 1561–1576.
12. Мухер, А. Г. Геологическое строение и нефтегазоносность юры Западной Сибири. Избранные труды / А. Г. Мухер ; под редакцией В. А. Волкова. – Тюмень : ИздатНаукаСервис, 2018. – 524 с. – Текст : непосредственный.
13. Abdrashitova, R. N. Structure of the hydrogeological field of the Krasnoyarsk arch / R. N. Abdrashitova, Y. I. Salnikova. – Text : electronic // IOP Conference Series : Earth and Environmental Science, September, 28–29, 2018. – Tyumen. – Vol. 181. – URL: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/181/1/012001>.

14. Лукин, А. Е. Литогенез и нефтеносность юрских терригенных отложений Среднеширотного Приобья / А. Е. Лукин, О. М. Гарипов. – Текст : непосредственный // Литология и полезные ископаемые. – 1994. – № 5. – С. 65–85.

15. Чепиков, К. Р. К вопросу о самостоятельности палеозойского комплекса Западной Сибири по данным палинологического анализа нефтей / К. Р. Чепиков, Л. П. Климушина, А. М. Медведева. – Текст : непосредственный // Породы-коллекторы нефти и газа. – Москва : Наука, 1980. – С. 84–94.

### **References**

1. Matusevich, V. M., & Bakuev, O. V. (1986). Geodinamika vodonapornykh sistem Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo basseyna. *Sovetskaya geologiya*, (2), pp. 117-122. (In Russian).

2. Matusevich, V. M., Ryl'kov, A. V., & Ushatinskiy, I. N. (2005). Geoflyuidal'nye sistemy i problemy neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskogo megabasseyna. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 225 p. (In Russian).

3. Abdrashitova, R. N., & Kadyrov, M. A. (2022). Causes of Variability in Groundwater Salinity of the Lower Jurassic Sediments in the Talinskoye Oilfield of West Siberia. *Sustainability*, 14(13). (In English). Available at: <https://doi.org/10.3390/su14137675>

4. Abukova, L. A., & Volozh, Y. A. (2021). Fluid geodynamics of deeply buried zones of oil and gas accumulation in sedimentary basins. *Russian Geology and Geophysics*, 62(8), pp. 878-886. (In English). DOI: 10.2113/RGG20214348

5. Kurchikov, A. R., & Plavnik, A. G. (2016). Sovremennye predstavleniya o gidrogeokhimicheskikh usloviyakh glubokikh gorizontov Zapadno-Sibirskogo megabasseyna. *Gornye vedomosti*, (5-6(144-145)), pp. 74-85. (In Russian).

6. Bembel, R. M., Megerya, V. M., & Bembel, S. R. (2003). Funktsional'naya sistema Zemli, kontseptsiya razvedki i razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov. Tyumen, Vektor Buk Publ., 344 p. (In Russian).

7. Radchenko, A. V., Martynov, O. S., & Matusevich, V. M. (2009). Dinamicheski napryazhennye zony litosfery - aktivnye kanaly energo-massoperenosa. Tyumen, Tyumenskiy dom pečati Publ., 240 p. (In Russian).

8. Matusevich, V. M., & Abdrashitova, R. N. (2013). Geodynamic concept in modern hydrogeology (illustrated West Siberian megabasin). *Fundamental Research*, (4-5), pp. 1157-1160. (In Russian).

9. Nudner, V. A. (1970). *Gidrogeologiya SSSR. Tom XVI. Zapadno-Sibirskaya ravnina (Tyumenskaya, Omskaya, Novosibirskaya i Tomskaya oblasti)*. Moscow, Nedra Publ., 368 p. (In Russian).

10. Dyunin, V. I. (2000). *Gidrodinamika glubokikh gorizontov neftegazonosnykh basseynov*. Moscow, Nauchnyy mir Publ., 472 p. (In Russian).

11. Novikov, D. A., Dultsev, F. F., Chernykh, A. V., Khilko, V. A., Yurchik, I. I., & Sukhorukova, A. F. (2020). Hydrogeochemistry of pre-Jurassic aquifers in West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 61(11), pp. 1561-1576. (In Russian). DOI: 10.15372/GiG2019145

12. Mukher, A. G. (2018). *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' yury Zapadnoy Sibiri. Izbrannye trudy*. Tyumen, IzdatNaukaServis Publ., 524 p. (In Russian).

13. Abdrashitova, R. N., & Salnikova, Y. I. (2018). Structure of the Hydrogeological Field of the Krasnoleninsky Arch. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Vol. 181, September, 28-29, 2018. Tyumen. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/181/1/012001>

14. Lukin, A. E., & Garipov, O. M. (1994). Litogenez i neftenosnost' yurskikh terrigennykh otlozheniy Sredneshirotnogo Priob'ya. Litologiya i poleznye iskopaemye, (5), pp. 65-85. (In Russian).

15. Chepikov, K. R., Klimushina, L. P., & Medvedeva, A. M. (1980). K voprosu o samostoyatel'nosti paleozoyskogo kompleksa Zapadnoy Sibiri po dannym palinologicheskogo analiza neftey. Porody-kollektory nefti i gaza. Moscow, Nauka Publ., pp. 84-94. (In Russian).

#### **Информация об авторах**

**Абдрашитова Римма Наильевна**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, ведущий научный сотрудник лаборатории нефтепромышленной химии НОЦ РНК, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, [abdrashitovarn@tyuiu.ru](mailto:abdrashitovarn@tyuiu.ru), ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7060-0701>

**Прудченко Анастасия Александровна**, инженер, ООО «Тюменский институт нефти и газа», г. Тюмень

**Кадыров Марсель Алмазович**, аспирант кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5387-4236>

**Полюянов Михаил Григорьевич**, руководитель сектора подземных сооружений, заместитель начальника отдела подземных вод и подземных сооружений, ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых», г. Москва, ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-6380-2422>

#### **Information about the authors**

**Rimma N. Abdrashitova**, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Leading Researcher, Laboratory of Petroleum Chemistry, Scientific and Educational Center for the Development of Scientific Competencies, Industrial University of Tyumen, [abdrashitovarn@tyuiu.ru](mailto:abdrashitovarn@tyuiu.ru), ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7060-0701>

**Anastasia A. Prudchenko**, Engineer, Tyumen Institute of Oil and Gas LLC, Tyumen

**Marsel A. Kadyrov**, Postgraduate at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5387-4236>

**Mikhail G. Poluyanov**, Head of the Sector of Underground Structures, Deputy Head of the Department of Groundwater and Underground Structures, FBI "State Commission for Mineral Reserves", Moscow, ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-6380-2422>

Статья поступила в редакцию 22.05.2023; одобрена после рецензирования 31.05.2023; принята к публикации 02.06.2023.

The article was submitted 22.05.2023; approved after reviewing 31.05.2023; accepted for publication 02.06.2023.

УДК 553.98(571.12)+551.762  
DOI: 10.31660/0445-0108-2023-3-24-34

## Продуктивность нетрадиционных коллекторов сенона севера Западной Сибири

**Я. И. Гладышева**

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

**Аннотация.** На современном этапе проведения геологоразведочных работ все чаще открываются залежи углеводородов в сложных «нетрадиционных» коллекторах. В частности, на Медвежье месторождении по данным интерпретации сейсморазведочных работ и бурения поисковых скважин открыта газовая залежь в сенонских отложениях нижнеберезовской свиты верхнемеловых отложений. Особенностью газовой залежи пласта НБ Медвежьего месторождения являются продуктивные отложения, представленные большей частью аргиллитами и опоковидными глинами. Эти породы характеризуются низкими фильтрационными параметрами. Промышленные притоки газа при вторичном вскрытии пласта указывают на наличие трещиноватости пород, что подтверждается исследованиями керна, механического каротажа. Комплексный анализ гидродинамических исследований промысловых параметров, таких как пластовое давление, депрессия, дебит, позволяют рассчитать фильтрационные характеристики продуктивного пласта. По индукционным диаграммам и кривым восстановления давления определена работа трещинных и смешанных порово-трещинных пород, уточняются гидродинамическая модель залежи и методы улучшения разработки в сложных «нетрадиционных» коллекторах.

**Ключевые слова:** сенонские породы, трещиноватый коллектор, промысловые исследования, месторождения углеводородов

**Для цитирования:** Гладышева, Я. И. Продуктивность нетрадиционных коллекторов сенона севера Западной Сибири / Я. И. Гладышева. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-3-24-34 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 3. – С. 24–34.

## Productivity of unconventional Senon reservoirs in the north of West Siberia

**Yana I. Gladysheva**

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

**Abstract.** At the current stage of geological exploration, hydrocarbon deposits have been discovered in complex reservoirs that are "unconventional" in nature. In particular, at the Medvezhye field, according to the interpretation of seismic surveys and the drilling of exploratory wells, a gas deposit was discovered in the Senonian deposits of the Nizhneberozovskaya suite of Upper Cretaceous deposits. The gas deposit of the NB formation of the Medvezhye field is characterised by

productive reservoirs, mostly represented by mudstones and opoka-like clays. These rocks are characterized by low filtration parameters. Commercial gas inflows from secondary reservoir openings indicate the presence of fractured rock, as confirmed by core testing, mechanical logging. A comprehensive analysis of hydrodynamic studies of field parameters, such as reservoir pressure, drawdown, flow rate, allows calculating the filtration characteristics of a productive formation. The performance of fractured and mixed pore-fractured reservoirs is determined using induction diagrams and pressure recovery curves, the reservoir hydrodynamic model and methods for improving development in complex "unconventional" reservoirs are refined.

*Keywords:* Senonian rocks, fractured reservoir, field research, hydrocarbon deposits

*For citation:* Gladysheva, Ya. I. (2023). Productivity of unconventional Senon reservoirs in the north of West Siberia. Oil and Gas Studies, (3), pp. 24-34. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-3-24-34

### **Введение**

Последнее десятилетие XXI века отмечено новыми открытиями в геологии, как в теоретической, так и в практической частях. Одно из таких открытий — это уникальная по запасам залежь углеводородов сенонских отложений пласта НБ (березовская свита) Медвежьего месторождения [1–4]. Большая роль в этом открытии принадлежит геологу А. А. Нежданову и его коллегам, которые доказали необходимость геологоразведочных работ на перспективные объекты в «нетрадиционных» коллекторах севера Западной Сибири [5]. Опираясь на данные интерпретации сейсморазведочных работ 3D, анализа динамической аномалии сейсмического отражающего горизонта  $S_3$  и прямых методов изучения скважин, они закартировали и смоделировали значительные по размерам, подготовленные сенонские ловушки углеводородов на многих площадях севера Западной Сибири. Результаты этих новых исследований подтвердили необходимость совершенствования теоретического обоснования таких понятий, как коллектор, флюидоупор, природный резервуар, нефтегазоносная система [6, 7].

### **Объект и методы исследования**

Геологический разрез Западной Сибири большей частью представлен терригенными осадками песчано-глинистых отложений, которые характеризуются цикличностью. Цикличность пород связана, прежде всего, с условиями осадконакопления, тектоническими процессами, палеогеографией, изменением уровня палеоморя и многими другими факторами. Мезозойско-кайнозойские осадочные отложения подразделяются на резервуары различных рангов: от локальных до мегарегиональных [8]. В пределах резервуаров выделяют проницаемый комплекс (тело коллектора) и флюидоупор (тело неколлектора). Проницаемый комплекс состоит из пород, фильтрационно-емкостные свойства которых позволяют вмещать и циркулировать флюидам. В геологическом разрезе с учетом прямых и косвенных методов исследований выделяют породы коллектора и неколлектора, где к коллекторам относят породы, способные пропускать и отдавать флюид при перепаде давлений. В Западной Сибири коллектора — это породы пре-

имущественно песчано-алевролитового состава, которые обладают фильтрационно-емкостными свойствами (параметры более установленных граничных значений пористости и проницаемости). В противоположность коллекторам неколлектора — породы, удерживающие флюид, с низкими фильтрационными свойствами (параметры менее установленных граничных значений пористости и проницаемости), сохраняющие скопления углеводородов в залежах [9–14].

В среднем по месторождениям севера Западной Сибири граничные значения раздела коллектор — неколлектор соотносятся для нефтяных залежей следующим образом: значение открытой пористости составляет около 12 %, проницаемости —  $1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, для газовых залежей граничные значения параметров меньше, чем в нефтяных, на 20–25 %.

При геологическом моделировании осадочных резервуаров и построении трехмерного куба литологии рассматриваются породы коллектора (значение параметра 1) и неколлектора (значение параметра 0). Некоторые литологи обозначают неколлектор как антиколлектор и выделяют породы полукolleктора (с учетом фильтрационных характеристик) [15]. Однако такие обозначения пород не получили широкого распространения на практике [16].

Флюидоупоры (экран или крышка) проницаемых комплексов резервуаров Западно-Сибирской равнины соотносят с тонкодисперсными глинами, образованными в глубоководной части палеоморя во время морской трансгрессии. По данным исследований геолога В. Д. Наливкина установлено, что удерживающая способность флюидоупора сохраняется при содержании в глинистой крышке песчано-алевролитового материала до 25 % над нефтяными залежами и до 15 % над газовыми залежами. Если песчаных пород в глинистых крышках больше 15–25 %, то эти отложения относят к «аномальным». Аномальные разрезы флюидоупоров в пределах осадочного разреза Западной Сибири встречаются в ряде нефтегазоносных районов. Такие примеры отмечены в верхнеюрских отложениях (баженовская свита), в верхнемеловом разрезе кузнецовской свиты. Баженовские аргиллиты — это региональный репер, к которому приурочен региональный сейсмический отражающий горизонт «Б» [17]. Кузнецовские глины также являются региональным флюидоупором, к подошве которого приурочен сейсмический отражающий горизонт «Г», а к кровле — региональный отражающий горизонт «С<sub>4</sub>».

В Надым-Пурской нефтегазоносной области, на северо-востоке Медвежьего месторождения, верхнеюрские отложения бажена представлены неравномерным переслаиванием песчано-алевролитовых пород и аргиллитов. Такой «аномальный» разрез некоторые ученые объясняют внедрением потоков песчаных осадков в низзалегавшие глинистые породы при тектонических процессах в позднем меловом времени. Общая толщина такого «аномального» разреза возрастает в два–три раза (60–90 м), по сравнению со среднестатистическими значениями (около 30 м).

В Сургутском нефтегазоносном районе на ряде площадей выявлен «аномальный» разрез баженовской свиты. Например, на части Федоров-

ского месторождения отложения баженовской свиты характеризуются как «аномальные», где общая толщина свиты достигает 120 м за счет переслаивания песчано-алевролитовых пропластков [18].

Обычный разрез кузнецовской свиты (верхний мел) представлен тонкоотмученными плотными глинами, где общая толщина свиты изменяется от 40 до 70 м. Это региональный флюидоупор сеноманских залежей углеводородов, которые на севере Западной Сибири по насыщению — газовые. Однако в Пур-Тазовской нефтегазоносной области на некоторых месторождениях (Заполярное, Харампурское, Южно-Русское и др.) выделен опесчаненный разрез кузнецовских глин с продуктивной песчано-алевритовой газсалинской пачкой (пласты группы Т).

Ряд исследователей отмечают условность разделения пород на коллектора и неколлектора, так как при определенных физико-химических условиях, в зависимости от свойства флюидов и применения новых технологий воздействия, породы могут преобразовываться из коллектора в неколлектор и наоборот. Такие породы получили название сложных — «нетрадиционных» [19].

К «нетрадиционным» коллекторам в Западной Сибири отнесены плитчатые аргиллиты баженовской свиты (верхняя юра), где открыты залежи нефти в пласте Ю<sub>0</sub>. Особенность этих отложений — тонкая горизонтальная слоистость (плитчатость), тонколистовая структура. Предполагается, что такая слоистость вызвана горизонтальными напряжениями в аномальных зонах при структурообразовании, с относительными сжатиями и растяжениями. Залежи нефти пласта Ю<sub>0</sub> открыты на ряде площадей Западной Сибири. Значительные дебиты нефти из слоистых аргиллитов продуктивного пласта Ю<sub>0</sub> получены на Салымском месторождении [19].

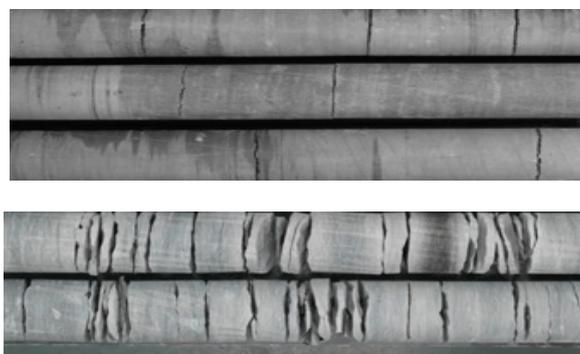
Примером продуктивности «нетрадиционных» коллекторов в России могут служить майкопские глинистые отложения Предкавказья, залежи углеводородов в Ставрополье (Журавская площадь) [20]. И как отмечено ранее, сюда можно отнести открытие уникальной газовой залежи в глинистых отложениях нижнеберезовской подсвиты (пласт НБ) Медвежьего месторождения севера Западной Сибири.

Газовая залежь пласта НБ приурочена к Медвежьему мегавалу — структуре первого порядка, состоящего из пяти локальных поднятий (Медвежье, Приразломное, Средне-Медвежье, Северо-Медвежье, Ныдинское). Медвежий мегавал характеризуется унаследованной структурой, где коэффициент унаследованности равен 1. Основной рост структур происходил на раннемеловом этапе. По отражающему сейсмическому горизонту «Г» амплитуда поднятий по абсолютной отметке кровли минус 980 м варьирует от 180 до 220 м. Общая толщина пласта НБ в пределах Медвежьей площади изменяется от 70 м на юге Медвежьего купола до 120 м на севере (Ныдинское поднятие). В среднем общая толщина пласта НБ составила около 90 м, меньшие значения отмечены в сводовых частях локальных поднятий. По-видимому, на момент формирования осадков сенона после кузнецов-

ской трансгрессии северная часть Медвежьего поднятия была опущена по сравнению с приподнятой южной. На крыльях структур не зафиксировано значительного увеличения толщин.

Сенонские породы по данным исследования керна (скв. 1, интервал глубин 985–1 002 м) представлены аргиллитами серыми, темно-серыми, слоистыми, алевритистыми с включениями серых опоковидных аргиллитов, приуроченных преимущественно к плоскостям напластования. Встречаются прослои алевролитов серых, мелкозернистых, неясно слоистых. Отмечаются включения сульфидов, развитых преимущественно в виде псевдоморфоз по органическим остаткам, также следы илоедов, выполненные сульфидами. Кластический материал представлен редкими обломками серых алевролитов и темно-серых аргиллитов, мелкими включениями темноцветного минерала, зернами кварца, скелетными остатками микроорганизмов. В минералогическом составе глинистых пород (опок) выделены кварц, кальцит, опал-кристобалит-тридимит, монтмориллонит, слюды, хлорит, где преобладают кварц и глинистые минералы. В структуре порового пространства по материалам исследования керна выделены поры капиллярных и субкапиллярных размеров [21–23].

Пласт НБ был условно разделен на три части, с общими толщинами около 30 м. По керну и объемной плотности пород в разрезе пласта можно выделить два типа пород — монолитные и плитчатые. К монолитным относятся тонкоотмученные глины и опоки, а к плитчатым — неравномерное чередование мелкозернистого песчаника, алевролита и аргиллита (рис. 1).



*Рис. 1. Пример керна типов пород сенонских отложений пласта НБ Медвежьего месторождения (скв. 1С)*

### **Результаты**

При испытании пласта НБ в скв. 1 (интервал глубин 992–1 055 м) был получен фонтанный приток газа. Пластовое давление на глубине 1 024 м составило 103 физ. атм., пластовая температура — 27 °С. Общая пористость (пласт НБ), по данным геофизических исследований скважин, изменяется от 22 до 34 %, проницаемость — менее  $0,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. На Медвежем месторождении в ряде расконсервированных сеноманских скважи-

нах были проведены испытания в пласте НБ и получены притоки газа. Большинство скважин на сенонские отложения расположены в сводовой части локальных структур и испытаны неравномерно в различных частях пласта. Закономерности в работах разных интервалов разреза при испытании не было выявлено. Отмечена корреляционная зависимость между параметрами плотности прострела и дебитом: при увеличении плотности прострела увеличивался и дебит газа.

Наличие промышленного притока углеводородов из сенонских «нетрадиционных» коллекторов свидетельствует о том, что в породах помимо порового пространства существует и трещиноватость (большой частью горизонтальная). Трещиноватость может быть как естественной, так и искусственной при вскрытии пород. Ряд геологов отводят трещинам в породе подчиненное значение по сравнению с поровым пространством [22]. Автор считает, что кроме макропор и капилляров в матрице пород горизонтальные микротрещины в опоквидных глинистых отложениях являются проводником движения газа, существенно изменяя структуру пород. По данным интерпретации сейсморазведочных работ 3D, в верхнемеловых отложениях на Медвежьей площади выделена горизонтальная сдвиговая тектоника, которая могла повлиять на структуру пород и вторичную пористость. Микротрещиноватость пород фиксируется при анализе керна, объемной плотности пород и механического каротажа [4, 21].

И. П. Попов и Н. П. Запывалов считают важным учет трещиноватости пород при геологическом моделировании и оценку промыслово-геологических параметров на основе графиков индикаторных кривых и кривых восстановления давлений (КВД) [11]. Автором данной статьи были проведены гидродинамические исследования по промыслово-геологическим параметрам сенонской газовой залежи пласта НБ (пример по скв. 1С, рис. 2), где расчетная проницаемость составила  $9,6 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

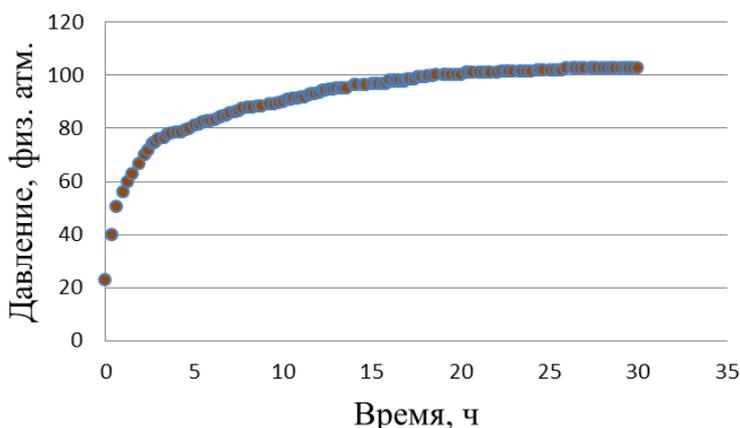


Рис. 2. График КВД сенонских отложений пласта НБ Медвежьего месторождения (скв. 1С)

### **Обсуждение**

Открытие залежей углеводородов в «нетрадиционных» коллекторах позволяет расширить понятия «коллектор» и «неколлектор», так как промышленные притоки углеводородов из низкопроницаемых пород указывают на наличие трещиноватости в породах. Ограниченный отбор керна из скважин не позволяет провести всесторонний анализ продуктивных отложений и оценить трещиноватость, например, на больших шлифах. Сенонские продуктивные отложения Медвежьего месторождения тому пример, так как глины, содержащие минералы монтмориллонита, при лабораторных исследованиях подвержены набуханию и разрушению. Часто на практике изучают фильтрационно-емкостные параметры пористости и проницаемости, пренебрегая трещинной емкостью [11]. Однако широкое использование методов увеличения дебитов углеводородов, и в частности применение гидроразрыва пласта (ГРП), где создаются системы искусственных трещин, ставит задачи изучения и учета трещин в породах.

Мониторинг гидродинамических исследований в течение всего времени работы эксплуатационных скважин является основой уточнения фильтрационных и промысловых характеристик залежи углеводородов при гидрогеологическом моделировании [19].

### **Выводы**

Продуктивность сенонских отложений нижеберезовской подсвиты подтверждена на ряде месторождений севера Западной Сибири. Освоение газовых залежей из «нетрадиционных» коллекторов требует применения новых технологических решений и анализа их эффективности. Гидродинамическое моделирование разработки залежей газа в низкопроницаемых коллекторах должно проводиться с учетом как порового пространства, так и трещинной емкости (как природной, так и искусственной).

Новые методы исследований, такие как закачка специальных реагентов при проведении ГРП, позволяют судить о работах трещин при мероприятиях увеличения дебитов углеводородов. Автор считает, что наличие горизонтальных трещин в продуктивных породах сенона на Медвежьем месторождении и формирование плитчатого коллектора оказывают влияние на коэффициент газоотдачи и величину дебита газа. Создание вертикальных трещин в горизонтальных скважинах на сенон с помощью метода гидроразрыва пласта приводит к ограниченной проводимости, в отличие от скважин с вертикальным вскрытием, где создаются высоко проводящие горизонтальные каналы. Увеличение депрессии на пласт вызывает смыкание трещин, что сказывается также на добыче углеводородов. Все эти факторы необходимо контролировать при мониторинге разработки залежи углеводородов.

### Список источников

1. Разработка технологии освоения нетрадиционных коллекторов надсеноманских отложений на этапе геологоразведочных работ с целью вовлечения ресурсной базы газовых месторождений ОАО «Газпром» в Ямало-Ненецком автономном округе / В. В. Черепанов, Ю. И. Пятницкий, Д. Я. Хабибуллин [и др.]. – DOI 10.18599/grs.59.4.10. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2014. – № 4 (59). – С. 59–64.
2. Скоробогатов, В. А. Распространение, генезис, ресурсы и перспективы освоения «надсеноманского» газа Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири / В. А. Скоробогатов. – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2018. – № 3 (35). – С. 132–143.
3. Скоробогатов, В. А. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала / В. А. Скоробогатов, Л. В. Строганов, В. Д. Копеев. – Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 352 с. – Текст : непосредственный.
4. Гладышева, Я. И. Нефтегазовый потенциал севера Западной Сибири (район Надым-Пурского междуречья) : монография / Я. И. Гладышева ; Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2021. – 204 с. – Текст : непосредственный.
5. Пережогин, А. С. Перспективы освоения сенонского газоносного комплекса севера Западной Сибири / А. С. Пережогин, А. А. Нежданов, А. С. Смирнов. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 6 (52). – С. 42–45.
6. Кунин, Н. Я. Основы стратегии поисков месторождений нефти и газа (на примере Западной Сибири). В 2 частях / Н. Я. Кунин, В. С. Сафонов, Б. Н. Луценко. – Москва : ОИФЗ РАН, 1995. – Ч. I. – 132 с. – Текст : непосредственный.
7. Мкртчян, О. М. Состояние и проблемы воспроизводства запасов углеводородов / О. М. Мкртчян. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2006. – № 3. – С. 14–18.
8. Конторович, А. Э. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазонаосность Западной Сибири / А. Э. Конторович. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2009. – № 4. – С. 461–474.
9. Ежова, А. В. Литология : учебное пособие / А. В. Ежова. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 336 с. – Текст : непосредственный.
10. Большаков, Ю. Я. Теория капиллярности нефтегазонакопления / Ю. Я. Большаков ; под редакцией А. Э. Конторовича ; Российская академия наук, Сибирское отделение, Институт проблем освоения Севера. – Новосибирск : Наука, 1995. – 180 с. – Текст : непосредственный.
11. Попов, И. П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа / И. П. Попов, Н. П. Запывалов. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. – 186 с. – Текст : непосредственный.
12. Дэвис, Дж. С. Статистический анализ данных в геологии. В 2 кн. / Дж. С. Дэвис ; перевод с английского, под редакцией Д. А. Родионова. – Москва : Недра, 1990. – Кн. 1. – 319 с. – Перевод изд.: Statistics and data analysis in geology / John C. Davis. New York, 1986. – Текст : непосредственный.

13. Рейнек, Г.-Э. Обстановки терригенного осадконакопления (с рассмотрением терригенных кластических осадков) / Г.-Э. Рейнек, И. Б. Сингх ; перевод с английского А. О. Смилкстына [и др.], под редакцией А. В. Коченова. – Москва : Недра, 1975. – 439 с. – Перевод изд.: *Depositional sedimentary environments (with reference to terrigenous clastics)* / Hans Erich Reineck, Inda Beer Singh. Berlin – Heidelberg – New York, 1975. – Текст : непосредственный.
14. Марковский, Н. И. Палеогеографический прогноз нефтегазоносности / Н. И. Марковский. – Москва : Недра, 1981. – 224 с. – Текст : непосредственный.
15. Кузнецов, В. Г. Природные резервуары нефти и газа карбонатных отложений / В. Г. Кузнецов. – Москва : Недра, 1992. – 240 с. – Текст : непосредственный.
16. Македонов, А. В. Методы литофациального анализа и типизация осадков гумидных зон / А. В. Македонов. – Ленинград : Недра, 1985. – 243 с. – Текст : непосредственный.
17. Нежданов, А. А. Аномальные разрезы баженовской свиты и их сейсмогеологическая характеристика / А. А. Нежданов, Н. Н. Туманов, В. А. Корнев. – Текст : непосредственный // Сейсморазведка для литологии и стратиграфии : сборник научных трудов. – Тюмень : ЗапсибНИГНИ, 1985. – С. 64–71.
18. Соколовский, А. П. Аномальные типы разрезов баженовской и тутлеймской свит в Западной Сибири / А. П. Соколовский, Р. А. Соколовский. – Текст : непосредственный // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2002. – № 11. – С. 64–67.
19. Попов, И. П. Новые технологии в нефтегазовой геологии и разработке месторождений : учебное пособие / И. П. Попов. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. – 319 с. – Текст : непосредственный.
20. Сиротенко, Л. В. Геологические факторы нефтегазоносности глинистых толщ на больших глубинах / Л. В. Сиротенко, О. И. Сиротенко. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2001. – № 5. – С. 13–24.
21. Гладышева, Я. И. Анализ макронеоднородности сенонских отложений Медвежьего месторождения / Я. И. Гладышева. – Текст : непосредственный // Тюмень 2017 EAGE : научно-практическая конференция (Тюмень, 19–21 апреля 2017 г.). – Тюмень, 2017. – С. 16–20.
22. Родивилов, Д. Б. Нетрадиционный коллектор нижнеберезовской подсвиты и критерии его выделения / Д. Б. Родивилов, П. Н. Кокарев, В. Г. Мамяшев. – DOI 10.31660/0445-0108-2018-3-37-44. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 3. – С. 37–44.
23. Перспективы разработки содержащих газогидраты залежей Медвежьего месторождения (Западная Сибирь) / С. В. Нерсесов, А. А. Нежданов, В. В. Огибенин, Д. Б. Родивилов. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2019. – № 8 (788). – С. 48–55.

### **References**

1. Cherepanov, V. V., Pyatnitskiy, Yu. I., Khabibullin, D. Ya., Sitdikov, N. R., Varyago, S. A., Nersesov, S. V., & Oglodkov, D. Yu. (2014). Development of Above-Cenomanian Unconventional Reservoirs during Exploration Stage. Involvement of Resource Base of Gazprom Gas Fields in Yamal-Nenets Autonomous District. *Geosursy*, (4(59)), pp. 59-64. (In Russian). DOI: 10.18599/grs.59.4.10

2. Skorobogatov, V. A. (2018). Expansion, genesis, resources and prospects for development of "over-cenomanian" gas in Nadym-Pur-Taz region of Western Siberia. *Vesti gazovoy nauki*, (3(35)), pp. 132-143. (In Russian).
3. Skorobogatov, V. A., Stroganov, L. V., & Kopeev, V. D. (2003). *Geologicheskoe stroenie i gazoneftenosnost' Yamala*. Moscow, Nedra-Biznestsentr LLC Publ., 352 p. (In Russian).
4. Gladysheva, Ya. I. (2021). *Neftegazovyy potentsial severa Zapadnoy Sibiri (rayon Nadym-Purskogo mezhdurech'ya)*. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 204 p. (In Russian).
5. Perezhogin, A. S., Nezhdanov, A. A., & Smirnov, A. S. (2016). Gas potential of Senonian deposits in the north of Western Siberia. *Exposition Oil & Gas*, (6(52)), pp. 42-45. (In Russian).
6. Kunin, N. Ya., Safonov, V. S., & Lutsenko, B. N. (1995). *Osnovy strategii poiskov mestorozhdeniy nefi i gaza (na primere Zapadnoy Sibiri). V 2 chastyakh. Chast' 1*, Moscow, OIFZ RAN Publ., 132 p. (In Russian).
7. Mkrtychyan, O. M. (2006). The state and problems of hydrocarbons reservesreproduction. *Oil and gas geology*, (3), pp. 14-18. (In Russian).
8. Kontorovich, V. A. (2009). The Meso-Cenozoic tectonics and petroleum potential of West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, (50(4)), pp. 346-357. (In English).
9. Ezhova, A. V. (2008). *Litologiya*. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 336 p. (In Russian).
10. Bol'shakov, Yu. *Teoriya kapillyarnosti neftegazonakopleniya*. (1995). Novosibirsk, Nauka Publ., 180 p. (In Russian).
11. Popov, I. P., & Zapivalov, N. P. (2013). *Flyuidodinamicheskie modeli zalezhey nefi i gaza*. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 186 p. (In Russian).
12. Davis, J. C. (1986). *Statistics and data analysis in geology*. New York, John Wiley & Sons, Inc., 656 p. (In English).
13. Reineck, H.-E., & Singh, I. B. (1975). *Depositional sedimentary environments (with reference to terrigenous clastics)*. Berlin - Heidelberg - New York, Springer-Verlag, 439 p. (In English).
14. Markovskiy, N. I. (1981). *Paleogeograficheskiy prognoz neftegazonosnosti*. Moscow, Nedra Publ., 224 p. (In Russian).
15. Kuznetsov, V. G. (1992). *Prirodnye rezervuary nefi i gaza karbonatnykh otlozheniy*. Moscow, Nedra Publ., 240 p. (In Russian).
16. Makedonov, A. V. (1985). *Metody litofatsial'nogo analiza i tipizatsiya osadkov gumidnykh zon*. Leningrad, Nedra Publ., 243 p. (In Russian).
17. Nezhdanov, A. A., Tumanov, N. N., & Kornev, V. A. (1985). *Anomal'nye razrezy bazhenovskoy svity i ikh seysmogeologicheskaya kharakteristik. Seysmorazvedka dlya litologii i stratigrafii*. Tyumen, ZapsibNIGNI Publ., pp. 64-71. (In Russian).
18. Sokolovskiy, A. P., & Sokolovskiy, R. A. (2002). *Anomal'nye tipy razrezov bazhenovskoy i tutleymskoy svit v Zapadnoy Sibiri. Vestnik nedropol'zovatelya Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga*, (11), pp. 64-67. (In Russian).
19. Popov, I. P. (2013). *Novye tekhnologii v neftegazovoy geologii i razrabotke mestorozhdeniy*, Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 319 p. (In Russian).

20. Sirotenko, L. V., & Sirotenko, O. I. (2001). Geologicheskie faktory nefte-gazonosnosti glinistykh tolshch na bol'shikh glubinakh. *Geologiya nefti i gaza*, (5), pp. 13-24. (In Russian).

21. Gladysheva, Ya. I. (2017). Analysis of the macroheterogeneity of the Senonian deposits of the Medvezhye field. Tyumen 2017 EAGE: scientific and practical conference, April, 19-21, 2017. Tyumen, pp. 16-20. (In Russian).

22. Rodivilov, D. B., Kokarev, P. N., & Mamyashev, V. G. (2018). Non-traditional reservoir of the Lower-Berezovskaya subformation and its searching criteria. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 37-44 (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2018-3-37-44

23. Nersesov, S. V., Nezhdanov, A. A., Ogibenin, V. V., & Rodivilov, D. B. (2019). Gas hydrate containing formations of the Medvezhye field (West Siberia): development prospects. *Gas Industry*, (8(788)), pp. 48-55. (In Russian).

#### **Информация об авторе**

#### **Information about the author**

**Яна Игоревна Гладышева,** кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, GladyshevaYI@gmail.com, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8019-5554>

**Yana I. Gladysheva,** Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, GladyshevaYI@gmail.com, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8019-5554>

Статья поступила в редакцию 21.04.2023; одобрена после рецензирования 27.04.2023; принята к публикации 02.05.2023.

The article was submitted 21.04.2023; approved after reviewing 27.04.2023; accepted for publication 02.05.2023.

УДК 550.812.1  
DOI: 10.31660/0445-0108-2023-2-35-54

## Цифровой керн: нейросетевое распознавание текстовой геолого-геофизической информации

Ю. Е. Катанов\*, А. И. Аристов, А. К. Ягафаров, О. Д. Новрузов

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

**Аннотация.** Представлен алгоритм аналого-цифрового преобразования первичной геолого-геофизической информации (на примере идентификации литотипов горных пород на базе текстового описания физического керна).

В рамках работы реализовано комплексирование трех видов научных исследований — поисковое, междисциплинарное и прикладное при формировании исходной базы качественных данных.

Описаны распространенные алгоритмы для классификации текстовой информации и механизм предобработки исходных данных с использованием токенизации.

Концепция распознавания текстовых образов реализована с привлечением методов искусственного интеллекта.

Для создания нейросетевой модели распознавания текстовой геолого-геофизической информации использован язык программирования Python в сочетании с технологиями сверточных нейросетей для классификации текста (TextCNN), сетей двунаправленной длительной-кратковременной памяти (BiLSTM) и сетей представлений двунаправленного кодера (BERT).

Стек данных технологий и языка программирования Python, после разработки и апробации базового варианта нейросетевой модели распознавания качественной информации, обеспечили приемлемый уровень работы алгоритма цифровой трансформации текстовых данных.

Наилучший результат (текущая версия нейросетевой модели 1.0; более 3 000 примеров для обучения и тестирования) достигнут при использовании алгоритма распознавания текстовых данных на базе BERT с точностью на валидационном сете (Validation Accuracy) ~0.830173 (25 эпоха), с потерями на валидационном сете (Validation Loss) ~0.244719, с потерями во время обучения (Training Loss) ~0.000984 и вероятностью распознавания исследуемых литотипов горных пород более 95 %.

Определены механизмы модификации кода для дальнейшего улучшения точности текстового прогноза на базе созданной нейросети.

**Ключевые слова:** распознавание символов, кластеризация текста, контекстная информация, интерпретация, токенизация, нейросеть, выборка

**Для цитирования:** Катанов, Ю. Е. Цифровой керн: нейросетевое распознавание текстовой геолого-геофизической информации / Ю. Е. Катанов, А. И. Аристов, А. К. Ягафаров, О. Д. Новрузов. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-3-35-54 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 3. – С. 35–54.

## Digital core: neural network recognition of textual geological and geophysical information

Yuri E. Katanov\*, Artyom I. Aristov, Alik K. Yagafarov, Orchan D. Novruzov

**Abstract.** The algorithm of analog-to-digital conversion of primary geological and geophysical information (on the example of identification of rock lithotypes based on the text description of the physical core) is presented.

As part of the work, a combination of three types of scientific research - prospecting, interdisciplinary and applied, in the formation of the initial base of qualitative data is implemented.

Common algorithms for textual information classification and mechanism of initial data preprocessing using tokenization are described.

The concept of text pattern recognition is implemented using artificial intelligence methods.

For creation of the neural network model of textual geological and geophysical information recognition the Python programming language is used in combination with the convolutional neural network technologies for text classification (TextCNN), bi-directional long-short-term memory networks (BiLSTM) and bi-directional coder representation networks (BERT).

The stack of these technologies and the Python programming language, after developing and testing the basic version of the neural network model of qualitative information recognition, provided an acceptable level of performance of the algorithm of digital transformation of text data.

The best result (the current version of neural network model is 1.0; more than 3000 examples for training and testing) was achieved when using the algorithm of text data recognition based on BERT with an accuracy on the validation network (Validation Accuracy) ~0.830173 (25<sup>th</sup> epoch), with Validation Loss ~0.244719, with Training Loss ~0.000984 and probability of recognition of the studied rock lithotypes more than 95 %.

The mechanisms of code modification for further improvement of textual prediction accuracy based on the created neural network were determined.

**Keywords:** character recognition, text clustering, content information, interpretation, tokenization, neural network, sampling

**For citation:** Katanov, Yu. E., Aristov, A. I., Yagafarov, A. K., & Novruzov, O. D. (2023). Digital core: neural network recognition of textual geological and geophysical information. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 35-54. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-3-35-54

## **Введение**

Первичная геолого-геофизическая информация, полученная в процессе испытания скважин, может быть представлена различным образом: в буквенном виде, в символьном и графическом описании, в виде звуковой и видеоинформации.

Поскольку информатизация нефтегазовых месторождений является первоочередным фактором, то возникает необходимость корректной обработки получаемой разнородной информации для формирования комплексных отчетов.

Для существенного увеличения производительности информационно-аналитических работ необходимо привлечение определенных цифровых технологий и методов искусственного интеллекта (ИИ). Это дает возможности повышения информации, как на уровне ретроспективного анализа, так и при минерагенической/прогнозной интерпретации первичных геолого-геофизических данных.

При сопоставлении данных геофизических исследований скважин (ГИС) и данных опробования зачастую наблюдается явная расходимость, даже на уровне лабораторных испытаний. Это возникает при увеличении

объема выборок по петрофизическим характеристикам кернового материала, что в очередной раз подчеркивает нелинейность распределения геологических «помех» и соответствующих им физико-химических неоднородностей.

Лабораторные исследования кернового материала не ограничиваются только лишь классическими методами статистики, геохимии, геофизики и пр. Также они могут включать средства анализа цифровой информации — изображения керна и его текстовое описание; привязка методов ГИС к глубинам пласта и т. п. с привлечением алгоритмов глубокого и машинного обучения.

Стоит отметить, что нельзя избавиться от геологической неоднородности горных пород, как и от неопределенности их структурно-вещественных изменений по глубине/по простиранию пласта — это факт. Но можно разработать серию таких эволюционно-генетических (цифровых) алгоритмов, которые позволят минимизировать случайные высокоэнтропийные изменения петрофизических и литофациальных характеристик горных пород, описанных на качественном и количественном уровнях [1].

Серия цифровых алгоритмов позволит системно идентифицировать и спрогнозировать следующие закономерности: кросс-корреляции петрографических данных при создании литолого-седиментационной модели; качественное описание текстуры матрицы горных пород; предварительную качественную оценку открытой/закрытой пористости, проницаемости пластового флюида ( $\parallel$  и  $\perp$  напластованию) [2].

Актуальность исследования состоит в исключении рисков неопределенности при трактовке результатов интерпретации первичной геолого-геофизической информации, что немаловажно в управлении геолого-технологическим проектом на всех стадиях, при должном обеспечении гарантий информационной безопасности.

Автоматизирование процесса качественной интерпретации разнородных данных позволяет не только сократить время исследований, но и снизить диссипативную характеристику петрофизических особенностей горных пород при соответствующей идентификации их керновых материалов.

#### **Объект и методы исследования**

Изучение кернового материала — это дорогой и долгий процесс, требующий большого количества лабораторных экспериментов.

Существенный недостаток лабораторного исследования физического керна состоит в том, что изучение этих образцов, как правило, небезопасно для них самих — они теряют текущие физико-механические свойства, и в дальнейшем не будет возможности воспроизведения их истинных петрофизических, литофациальных и фильтрационных особенностей.

Поэтому формирование цифровой базы разнородных керновых данных, а также создание эволюционно-генетических алгоритмов их обработки и интерпретации является важной основой для многократного проведения экспериментов в виртуальном пространстве [3].

С целью уменьшения влияния человеческого фактора при обработке ядерных данных и принятии оптимального решения в условиях информационной неопределенности используются методы глубокого и машинного обучения — технологии компьютерного зрения, сверточные нейросети и т. п.

Согласно исследованию Deloitte, цифровизация ядерных данных посредством привлечения искусственного интеллекта осуществляется не только в количественном и графическом описаниях, но и в текстовом виде для повышения производительности и технологической трансформации ИИ [4–6].

При создании модуля нейросетевого распознавания первичной текстовой геолого-геофизической информации была выбрана специализированная среда (IDE) PyCharm, тесно интегрированная с Python, Web и Data Science [7–9].

PyCharm обеспечивает интеллектуальное завершение и инспекцию кода; выделение ошибок в реальном режиме времени и их быстрое исправление; автоматический рефакторинг кода и различные возможности навигации; интеграцию с IPython Notebook; поддержку NumPy, matplotlib и других научных пакетов [10–12].

PyCharm доступен в трех редакциях:

- Community (бесплатная): для интеллектуальной разработки на Python, включая помощь в работе с кодом, рефакторинг, визуальную отладку и интеграцию контроля версий;
- Professional (платная): для профессиональной разработки на Python, Web и Data Science, включая помощь в работе с кодом, рефакторинг, визуальную отладку, интеграцию контроля версий, удаленные конфигурации; развертывание и поддержку популярных веб-фреймворков, таких как Django и Flask; поддержку баз данных и научных инструментов (включая поддержку Jupyter notebook); инструменты для работы с большими данными;
- Edu (бесплатная): для изучения языков программирования и связанных с ними технологий в сочетании с интегрированными образовательными инструментами.

В качестве фреймворка искусственного интеллекта (ИИ) выбрана технология Transformers, представляющая современное машинное и глубокое обучение для PyTorch, TensorFlow и JAX, предоставляющая API легкую загрузку и возможность обучения современных, предварительно обученных моделей. Использование предварительно обученных моделей позволяет снизить затраты на вычисления и сэкономить время на обучение модели «с нуля» [13].

Предобученные модели могут использоваться в различных модальностях: текстовые данные более чем на 100 языках; классификация изображений, обнаружение графических объектов и их сегментация; распознавание речи и классификация аудиоинформации; комплексирование текстовой, символьной и графической информации.

Общая библиотека поддерживает бесшовную интеграцию между тремя наиболее популярными библиотеками глубокого обучения: PyTorch, TensorFlow и JAX.

Каждая архитектура Transformers определена в отдельном модуле Python, поэтому любой ее вариант можно легко настроить для исследований и экспериментов.

В качестве метода проектирования модуля распознавания первичной текстовой геолого-геофизической информации использовался подход нисходящего проектирования.

Процедура кодирования не может быть начата до тех пор, пока не будет достигнут минимально необходимый уровень детализации хотя бы части вычислительной системы в базовом проекте [14].

### **О методическом подходе исследования текстовой геолого-геофизической информации**

Для нейросетевого распознавания первичной геолого-геофизической информации был выбран язык программирования Python по нескольким причинам:

- Python зарекомендовал себя как один из самых эффективных языков программирования для получения решений на базе технологий AI (Artificial Intelligence) и ML (Machine Learning);
- лучшая экосистема библиотек (группы модулей с заранее написанным набором кода) для совместной работы с другими приложениями при сосредоточении на продвижении функциональности разрабатываемого вычислительного модуля;
- возможность сочетания различных стилей программирования благодаря гибкой платформе;
- оптимальный вариант визуализации результатов моделирования (например, библиотека matplotlib);
- платформенная независимость Python на Unix, Linux, macOS, Windows и других операционных системах;
- быстрая разработка системы скриптов и меньшая процедура кодирования при создании прототипов ИИ;
- приемлемая скорость исполнения работы ИИ и машинного обучения.

Результатом использования языка программирования Python было создание единой платформы исследования следующих нейросетевых подходов: сверточная нейронная сеть для классификации текста (TextCNN); сеть двунаправленной длительной-кратковременной памяти (BiLSTM); сеть представлений двунаправленного кодера (BERT).

Идея использования CNN для классификации текста была впервые представлена в работе Юн Ким «Конволюционные нейронные сети для классификации предложений» (Convolutional Neural Networks for Sentence

Classification). Центральная концепция этой идеи заключается в том, чтобы рассматривать документы как изображения.

Изображения также имеют матрицу, отдельные элементы которой являются значениями пикселей. Но вместо пикселей изображения входными данными для задачи являются предложения или документы, представленные в матричном виде с учетом свертки. Каждая строка матрицы соответствует однословному вектору.

TextCNN хорошо работает для классификации текстов, потому что она учитывает слова, находящиеся на близком расстоянии друг к другу. Например, данная нейросеть может «видеть» слово «физико-химический» вместе (слитно). Однако она все еще не может проследить такие сочетания слов во всем контексте, представленном в конкретной текстовой последовательности. Эта нейросеть не будет изучать последовательную структуру данных, где каждое слово зависит от предыдущего слова или слова в предыдущем предложении.

Для решения этой особенности обрабатываемой информации можно использовать рекуррентные нейронные сети (РНС, RNN), которые запоминают предыдущую информацию, используя скрытые состояния, и связывают ее с текущей задачей.

Сети с долговременной памятью (LSTM) — это подкласс RNN, специализирующийся на запоминании информации на длительные периоды времени.

Двунаправленная LSTM сохраняет контекстную информацию в обоих направлениях, что весьма полезно в задачах классификации текстов. Однако она не подходит для задач прогнозирования временных рядов, поскольку в этом случае нет возможности «заглянуть в будущее».

Для простого объяснения двунаправленной РНС можно представить ячейку РНС как «черный ящик», принимающий на вход скрытое состояние (Hidden State) и вектор слов (Word Vector) и выдающий на выходе вектор (Output) и следующее скрытое состояние (Next Hidden State). Этот «черный ящик» имеет определенные весовые функции, которые необходимо настроить с помощью обратного распространения информационных потерь. Кроме того, одна и та же ячейка применяется ко всем словам, так что веса будут распределены между словами во всем предложении. Это явление называется процедурой распределения весов.

Сеть представлений двунаправленного кодера BERT (Bidirectional Encoder Representations from Transformers) улучшает стандартные трансформеры, устраняя ограничение однонаправленности с помощью цели предварительного обучения модели языка с некоторой маской (MLM).

Маскированная языковая модель случайным образом скрывает некоторые лексемы из входных данных, и задача состоит в том, чтобы предсказать исходный словарный идентификатор замаскированного слова, основываясь только на содержащем его контексте (рис. 1).

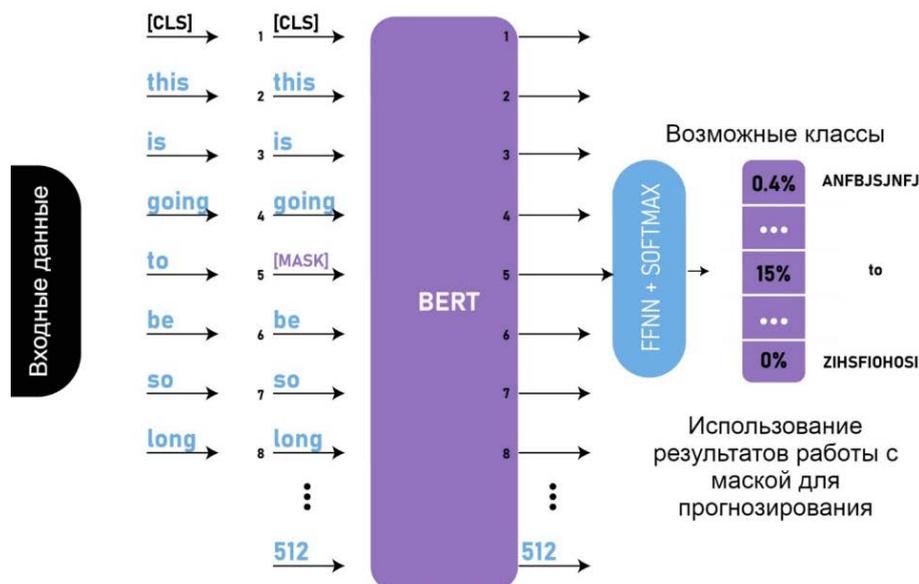


Рис. 1. Пример маскированной языковой модели

В отличие от предварительного обучения лево-правой языковой модели, MLM позволяет объединить левый и правый контекст, что дает возможность предварительного обучения глубокого двунаправленного трансформатора.

Полученные выходные векторы данных пропускаются через ряд плотных слоев и, наконец, слой softmax для построения классификатора текста.

В дополнение к маскированной языковой модели BERT использует задачу предварительного предсказания следующего предложения при совместном обучении представлений различных текстовых пар [15].

BERT достигает двунаправленного обучения посредством использования двух методов: MLM (Masked Language Modelling) и NSP (Next Sentence Prediction).

В заданной текстовой последовательности случайным образом маскируется некоторый процент слов, заменяя их маркером [MASK]. Для данной научной работы было замаскировано 15 % входных слов.

Нейросеть обучается предсказывать эти замаскированные слова, используя контекст оставшихся слов.

Последовательность создания нейросетей была выполнена в соответствии с проработанными действиями [16–24].

1. Импортированы библиотеки Pandas, NumPy, Torch, Tqdm, Transformers.

2. Из библиотек импортировать зависимости BertTokenizer и BertForSequenceClassification.

BertTokenizer — токенизатор, который базируется на алгоритме WordPiece (токенизация на основе субслов). WordPiece используется в таких языковых моделях, как BERT.

BertForSequenceClassification — трансформатор модели BERT для задач классификации/регрессии (наличие линейного слоя поверх объединенного вывода).

Когда происходит работа с текстом, выполняется ряд шагов предварительной обработки, чтобы преобразовать текст в числа. Эти шаги имеют решающее значение в любом процессе разработки модели или даже при анализе текстов. В этом многоэтапном процессе предварительной обработки, одним из важных пунктов является токенизация, которая опять же может быть разных типов.

Токенизация — это процесс получения необработанных текстов и разделения их на токены, которые представляют собой числовые данные для представления слов.

Токенизация на основе субслов — это решение между токенизацией на основе слов и токенизацией на основе символов. Основная идея заключается в решении проблем, с которыми сталкиваются токенизация на основе слов (очень большой объем словаря, большое количество лексем OOV и различное значение очень похожих слов) и токенизация на основе символов (очень длинные последовательности и менее значимые отдельные лексемы).

Алгоритм токенизации на основе подслов разбивает редкие слова на более мелкие значимые подслова. Например, слово «пласт» не разбивается, а слово «пласты» разбивается на «пласт» и «ы». Это помогает модели узнать, что слово «пласты» образовано с помощью слова «пласт» с немного разным значением, но с одним и тем же корневым словом.

3. Импортировать входные данные для обучения и тестирования нейросетевой модели через библиотеку Pandas в формате CSV. Разделителем входных данных является знак «точка с запятой».

4. Извлечение уникальных кластеров из всех меток данных — каждому описанию горной породы присвоена метка «кластер».

5. Обучение и тестирование модели первичной классификации геолого-геофизической информации будут производиться с использованием вычислительных ядер NVIDIA CUDA в графическом процессоре.

6. Создание словаря кластеров в виде связки «идентификатор + кластер».

7. Установление индивидуальной метки кластеров для каждого описания на базе словаря меток.

8. Импорт из библиотеки sklearn средства разделения входных данных на обучающую и тестовую выборки — `train_test_split`.

Чтобы разделение выборок было сбалансированным, была произведена стратификация выборок по кластерам.

9. Кодирование входных данных токенизатором BERT, преобразование их в соответствующее числовое представление.

Модель BERT ожидает на вход последовательность лексем (слов).

В каждой последовательности лексем есть две специальные лексемы, которые BERT ожидает получить на вход:

- [CLS]: это первый токен каждой последовательности, который обозначает классификационный токен;
- [SEP]: это отдельный маркер, который позволяет BERT узнать, какой из системных маркеров принадлежит к определенной последовательности. Этот специальный токен в основном важен для задачи предсказания следующего предложения или задачи ответа на вопрос.

Если в наборе данных только одна последовательность, то этот маркер будет добавлен в ее конец.

Допустим, что имеется некоторое предложение.

В качестве первого шага его необходимо преобразовать в последовательность лексем (слов). Несмотря на то, что была проведена токенизация этого входного предложения, необходимо сделать еще один шаг — нужно переформатировать эту последовательность лексем, добавив лексемы [CLS] и [SEP], прежде чем использовать ее в качестве входных данных для модели BERT.

Важно также отметить, что максимальный размер токенов, которые могут быть поданы в модель BERT, составляет 512.

Если токенов в последовательности меньше 512, то можно использовать «прокладку», чтобы заполнить неиспользуемые слоты токенов отдельным токеном [PAD].

Если токены в последовательности длиннее 512, то необходимо выполнить усечение.

Затем модель BERT выдаст вектор встраивания размером 768 в каждую из лексем.

Далее можно использовать эти векторы в качестве входных данных для различных NLP-приложений, будь то классификация текста, предсказание следующего предложения, распознавание именованных существ (NER) или ответы на вопросы.

Для задачи классификации текста в данной научной работе внимание было сосредоточено на векторе встраивания, полученном из специального токена [CLS].

Это означает, что будет использован вектор встраивания размером 768 из токена [CLS] в качестве входа для текущего классификатора, который затем выведет вектор размером с количество классов в данной задаче классификации.

Для токенизации использовалась предобученная модель RuBERT на русской части Википедии и новостных данных (русский язык, cased, 12-слойная, 768–hidden, 12–heads, 180 миллионов параметров) [24].

BERT разработана для предварительного обучения глубоких двунаправленных представлений на основе немаркированного текста путем совместного учета левого и правого контекста во всех слоях. Поэтому предва-

рительно обученная модель BERT может быть точно настроена с помощью всего одного дополнительного выходного слоя для создания самых современных моделей распознавания текстовой информации без существенных изменений архитектуры, специфичных для конкретной задачи.

10. Импортирование предобученной модели RuBERT для дальнейшего переобучения с целью классификации первичной текстовой геолого-геофизической информации.

Каждое геолого-геофизическое описание рассматривается как уникальная последовательность, которая будет отнесена к одному из девяти кластеров (то есть к названию исследуемой горной породы).

11. Для загрузки обучающей и тестовой выборки используются специальные загрузчики данных. DataLoader объединяет набор данных и семплер и предоставляет итерабельную выборку по заданному набору данных. RandomSampler используется для обучения, а SequentialSampler — для проверки.

12. Чтобы сконструировать оптимизатор (optimizer), необходимо передать ему итерабельную переменную, содержащую параметры для оптимизации. Затем можно задать специфические для оптимизатора параметры, такие как скорость обучения, флаг разогрева и т. д.

Алгоритм разогрева (scheduler) создается со скоростью обучения, которая линейно уменьшается от начальной скорости обучения, установленной в оптимизаторе, до 0.

После периода разминки, в течение которого она будет линейно увеличиваться от 0 до начальной скорости обучения, значение которой установлено в оптимизаторе.

13. В качестве показателей эффективности используются «F1-мера» и точность (Accuracy) на каждый кластер.

14. Задаются seed-значения перед процедурой обучения нейросети для подготовки случайных весов.

15. Процесс обучения сети итеративный. Для каждой эпохи на вход сети подаются входные примеры, маски внимания (это двоичные маски для идентификации лексем в виде настоящих слов или просто случайных/произвольных заполнений).

Если лексема содержит [CLS], [SEP] или любое другое реальное слово, то маска будет равна 1; если же лексема представляет собой просто набивку или [PAD], то маска будет равна 0 (эталонные метки); на выходе выдаются целевые метки; вычисляются потери (loss) для тренировочного и тестового наборов данных; пересчитываются параметры оптимизатора (optimizer) и алгоритма разогрева (scheduler); вычисляется взвешенное значение метрики качества прогноза «F1-мера». Каждую эпоху переобученная модель сохраняется на локальный диск в отдельный файл (весом в среднем 600–700 МБ).

16. Для оценки модели на определенной эпохе была определена функция “evaluate”. Таким же образом подаются входные данные тестовой выборки и выводятся значения потерь, а также предсказанные и эталонные метки в связке с входными примерами.

17. Производится оценка (“evaluate”) и выводится точность прогноза на каждый кластер (“accuracy\_per\_class”).

18. Для визуальной оценки модели классификации выполняется построение графика Confusion Matrix. Он показывает расхождения между предсказанными и фактическими метками. Подавляющее большинство предсказаний должно оказаться на диагонали (предсказанная метка = фактическая метка). Тем не менее может быть несколько ошибочных классификаций.

### **Результаты и обсуждение**

В процессе составления перечня исходных данных и их загрузки в алгоритм классификации нейросетью (при обучении и тестировании) выявлены следующие ключевые особенности, соблюдение которых необходимо для достижения наилучшего результата прогноза: большой объем описания каждого примера; отсутствие цифр в описании каждого примера; отсутствие знаков препинания, диакритических знаков и прочих символов (точки, запятые, точка с запятой, двоеточие, восклицательные и вопросительные знаки, верхние и нижние подчеркивания, знаки вектора).

Выявлено, что на качество результата прогноза не влияет наличие в описании «скобок» и «тире».

В качестве исходных данных для обучения и отладки алгоритма описания текстовой геолого-геофизической информации использовался категориально разделенный перечень описаний (специализированные метрики качества прогноза; более 3 000 примеров для обучения).

Каждому описанию присвоен один из девяти условных кластеров: «Полимиктовый песчаник», «Мономиктовый песчаник», «Олигомиктовый песчаник», «Глинистая порода (глинистый сланец)», «Песчано-глинистая порода (хлоритовый сланец — филлит)», «Глинисто-иловая порода (аргиллит)», «Глинисто-карбонатная порода (мергель)», «Известняк», «Илистая порода (алевролит)».

Формат исходных данных представлен в виде файла с расширением .csv, что соответствует основному формату загрузки текстовой информации в синтаксисе языка Python.

Предварительно задан заголовок в начале содержимого матрицы результатов, отражающий «столбцы» вида «description; cluster». Далее, каждый пример (описание) представлен построчно, с указанием класса в виде «текст; класс» с разделителем «точка с запятой».

Обучение каждого алгоритма выполнялось в 25 итераций. Объем обучающей выборки составил 75 %, тестовой выборки — 25 %. Производительность алгоритмов определялась на тестовой выборке (“validation accuracy”). В качестве метрик оценки классификации использовалась F-мера (“F1-Score”) (рис. 2).

Графики функции потерь алгоритмов для трех нейросетей (TextCNN; BiLSTM; BERT) на тестовой и обучающей выборках представлены на рисунках 3, 4.

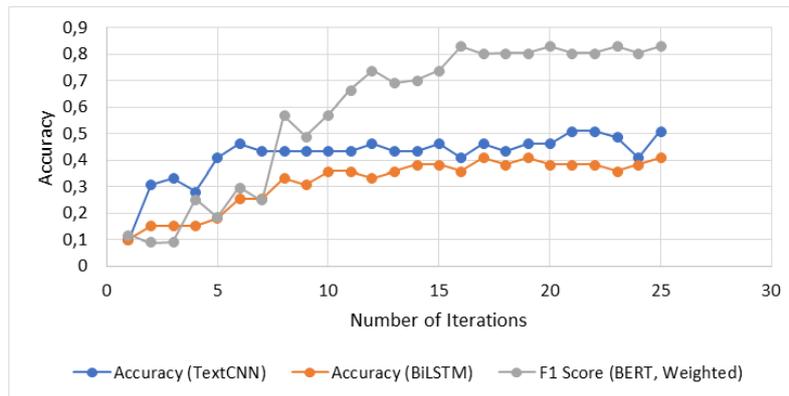


Рис. 2. Графики точности прогноза

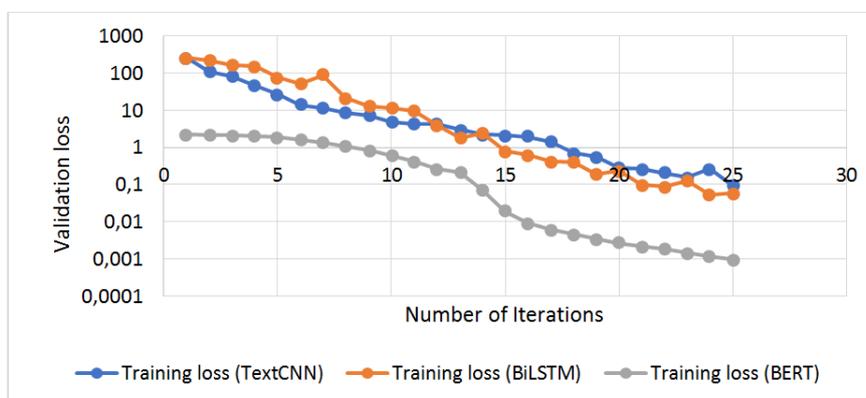


Рис. 3. График функции потерь на обучающей выборке

Из рисунков 2, 3 видна достаточно хорошая тенденция к обучению для алгоритма на базе нейросети BERT-потери, начиная с 10 эпохи, стремительно уменьшаются почти к 0.

Сети TextCNN и BiLSTM, скорее всего, чрезмерно подгоняются нейросетью, поскольку доля потерь возрастает — возможно, они изучают закономерности с учетом ошибок первого рода — то есть те закономерности, которые случайно оказываются верными в обучающих данных, но не имеют под собой оснований в реальности и поэтому неверны в тестовых данных.

В нейросети BERT подобный эффект не наблюдается, поскольку она является уже предобученной на большом объеме текстовой информации и имеет базовую высокую точность.

Несмотря на вышеперечисленные особенности алгоритмов TextCNN и BiLSTM, общая тенденция к обучению/тестированию свидетельствует об улучшении результатов прогноза (необходимо еще увеличить количество примеров для обучения).

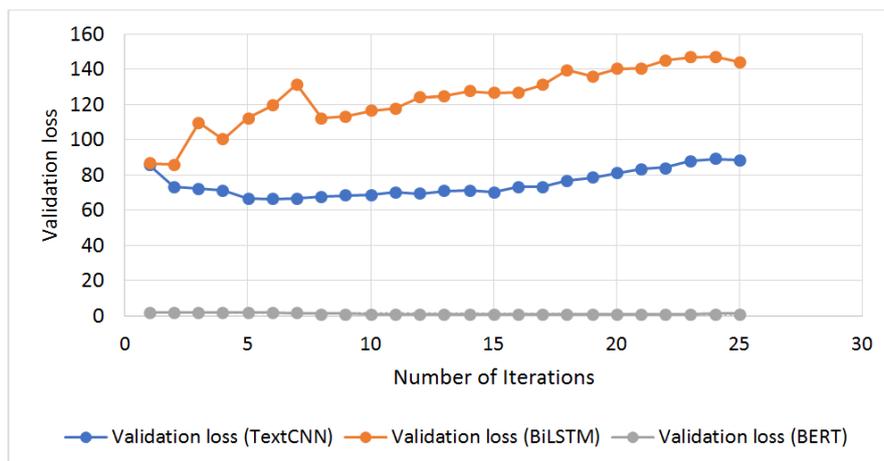


Рис. 4. График функции потерь на тестовой выборке

Подробное разделение точности прогноза наборов геолого-геофизического описания по классам (на тестовой выборке) приведено в таблице. Относительная точность прогноза для каждого класса вычисляется как отношение числа правильно спрогнозированных случаев на их общее количество в пределах тестовой выборки.

**Относительная точность прогноза по классам  
(BERT, 25 эпоха, тестовая выборка)**

Кластер	Относительная точность прогноза
Полимиктовый песчаник	4/4
Мономиктовый песчаник	1/2
Олигомиктовый песчаник	1/2
Глинистая порода (глинистый сланец)	1/2
Песчано-глинистая порода ряда (хлоритовый сланец — филлит)	4/4
Глинисто-иловая порода (аргиллит)	2/3
Глинисто-карбонатная порода (мергель)	3/3
Известняк	6/7
Илистая порода (алевролит)	3/3

В области вывода исходных данных, после их обработки, выводится матрица данных с результатами присвоения каждому описанию соответствующего кластера.

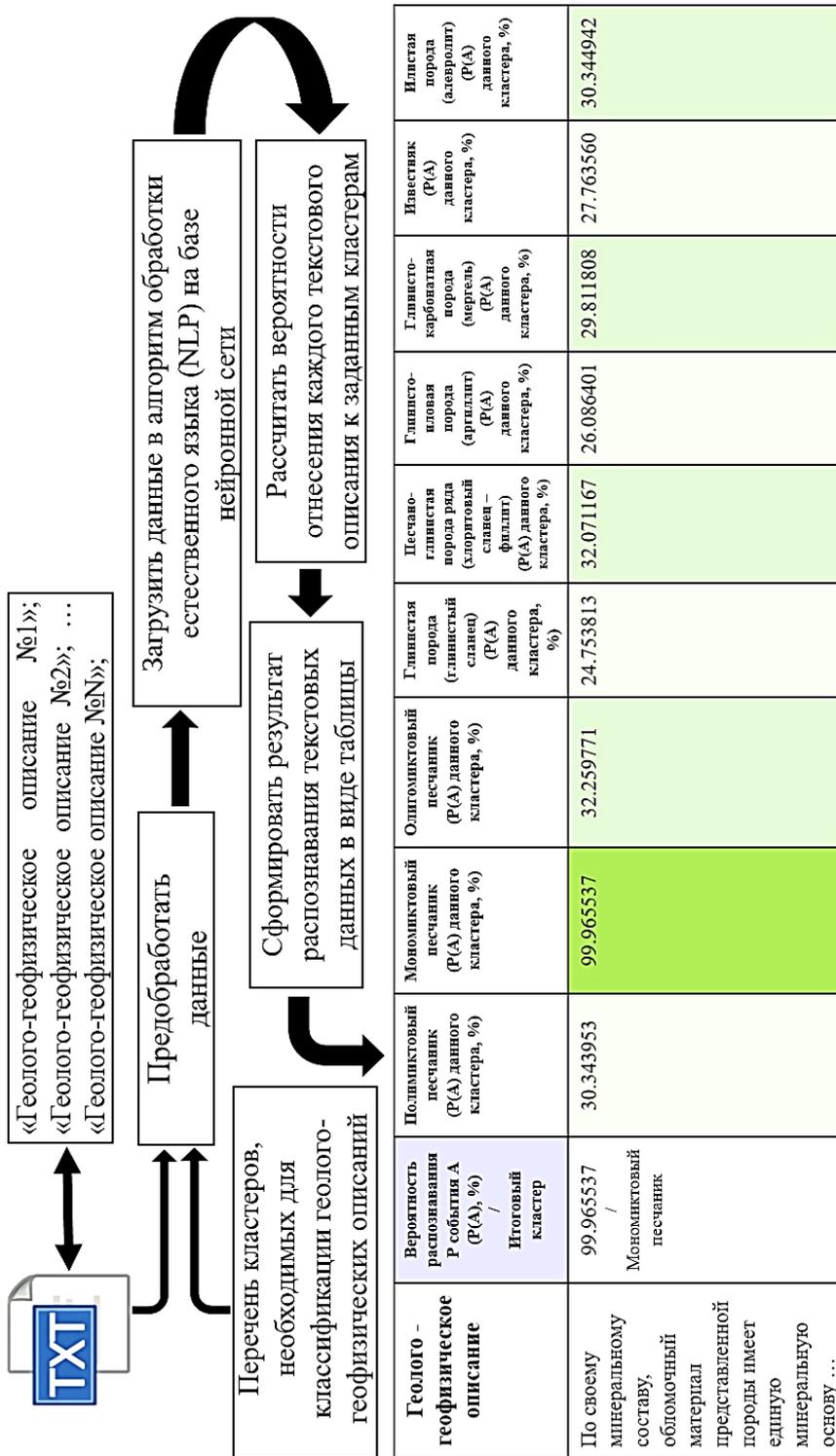


Рис. 5. Структура разработанной нейросетевой модели распознавания текстовой геолого-геофизической информации

Наилучший результат достигнут при использовании алгоритма распознавания текстовых данных на базе BERT с точностью на валидационном сете (Validation Accuracy) ~0.830173 (25 эпоха), с потерями на валидационном сете (Validation Loss) ~0.244719, с потерями во время обучения (Training Loss) ~0.000984.

Вывод данных возможен в визуальном формате, а также в виде отдельных документов с расширениями .txt или .csv.

Область ввода исходных данных позволяет ввести входную информацию как вручную, так и с помощью средства загрузки файлов (рис. 5).

Данная матрица включает в себя следующие столбцы для вывода результатов распознавания:

- «геолого-геофизическое описание» — новые наборы геолого-геофизической информации для обработки;
- «вероятность распознавания, % / Итоговый кластер» — идентифицированный литотип (согласно данным из столбца «Описание») с соответствующей наибольшей вероятностью распознавания;
- ряд столбцов по каждому из исходных кластеров (с соответствующими вероятностями распознавания), в каждом из которых представлены частные вероятности отнесения новых текстовых наборов (эти значения вероятностей формируются при совпадении каких-то отдельных текстовых фрагментов исходных наборов при обучении и новых наборов при тестировании).

Каждое описание выделяется отдельно (построчно) по нижней границе с использованием соответствующего стиля оформления — чем темнее цвет ячеек при отнесении нового текстового набора к исходным девяти кластерам, тем вероятнее результат распознавания.

### **Выводы**

Определен стек технологий для разработки модуля распознавания текстовой геолого-геофизической информации, в том числе описано ключевое ядро разработки.

Выявлены основные закономерности, по которым необходимо производить подготовку входных данных для использования разработанного пилотного варианта модуля (версия 1.0).

Получен нейросетевой классификатор (вычислительный модуль) первичной текстовой геолого-геофизической информации в условиях информационно-логической неопределенности, схема функционирования которого представлена на рисунке 5.

Для проверки нейросетевой модели на новых данных были использованы три новых текстовых набора, каждый из которых был идентифицирован корректно с вероятностью более 99 %.

Результаты разработки алгоритмической части вычислительного модуля и его апробация показывают, что необходимо дальнейшее совершенствование качества нейросетевого прогнозирования при решении задачи

классификации первичной текстовой геолого-геофизической информации с целью достижения планируемого показателя точности на валидационном сете (Validation Accuracy) ~0.9-1.0.

#### **Список источников**

1. Катанов, Ю. Е. Исследование влияния капиллярных явлений при фильтрации двухфазных несмешивающихся жидкостей в пористых средах / Ю. Е. Катанов, А. К. Ягафаров, И. И. Клещенко [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-1-19-29. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 1. – С. 19–29.
2. Katanov, Yu. E. A probabilistic and statistical model of rock deformation / Yu. E. Katanov. – Text : electronic // E3S Web of Conferences. – 2021. – Vol. 266. – URL: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202126603011>. – Published: June, 04, 2021.
3. Katanov, Yu. E. Geological and mathematical description of the rocks strain during behavior of the producing solid mass in compression (Tension) / Yu. E. Katanov, Yu. V. Vaganov, M. V. Listak. – DOI 10.33271/mining15.04.091. – Direct text // Journal of Mines, Metals & Fuels. – 2020. – Vol. 68, Issue 9. – P. 285–293.
4. Ломов, П. А. Аугментация обучающего набора при обучении нейросетевой языковой модели для наполнения онтологии / П. А. Ломов, М. Л. Малоземова. – DOI 10.37614/2307-5252.2021.5.12.002 – Текст : непосредственный // Труды Кольского научного центра РАН. Информационные технологии. – 2021. – Вып. 12. – Т. 12, № 5. – С. 22–34.
5. Сайгин, А. А. Векторизация нормативно-справочной информации с помощью модели нейронной сети BERT / А. А. Сайгин, Н. П. Плотникова. – Текст : электронный // Информационные технологии и математическое моделирование в управлении сложными системами : электронный журнал. – 2021. – № 2. – С. 52–59. – URL: [https://doi.org/10.26731/2658-3704.2021.2\(10\).52-59](https://doi.org/10.26731/2658-3704.2021.2(10).52-59).
6. Соломин, А. А. Современные подходы к мультиклассовой классификации интенгов на основе предобученных трансформеров / А. А. Соломин, Ю. А. Иванова. – DOI 10.17586/2226-1494-2020-20-4-532-538. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник информационных технологий, механики и оптики. – 2020. – Т. 20, № 4. – С. 532–538.
7. Text classification models for the automatic detection of nonmedical prescription medication use from social media / M. A. Al-Garadi, Y. C. Yang, H. Cai [et al.]. – Text : electronic // BMC medical informatics and Decision Making. – 2021. – Vol. 21. – URL: <https://doi.org/10.1186/s12911-021-01394-0>. Published: January, 26, 2021.
8. Comparison of Pre-Trained Language Models for Multi-Class Text Classification in the Financial Domain / Y. Arslan, K. Allix, L. Veiber [et al.]. – DOI 10.1145/3442442.3451375. – Direct text // Companion Proceedings of the Web Conference. – 2021. – P. 260–268.
9. Çelikten, A. Turkish Medical Text Classification Using BERT / A. Çelikten, H. Bulut. – Text : electronic // 2021 29<sup>th</sup> Signal Processing and Communications Applications Conference (SIU). IEEE. – 2021. – URL: <https://doi.org/10.1109/SIU53274.2021.9477847>.

10. Das, S. Identification of Cognitive Learning Complexity of Assessment Questions Using Multi-class Text Classification / S. Das, S. K. D. Mandal, A. Basu. – DOI 10.30935/cedtech/8341. – Text : electronic // Contemporary Educational Technology. – 2020. – Vol. 12, Issue 2. – URL: <https://doi.org/10.30935/cedtech/8341>.
11. Auto-labelling entities in low-resource text : a geological case study / M. Enkhsaikhan, W. Liu, E. J. Holden, P. Duurin. – DOI: 10.1007/s10115-020-01532-6. – Direct text // Knowledge and Information Systems. – 2021. – Vol. 63. – P. 695–715.
12. Gao, X. Named entity recognition in material field based on Bert-BILSTM-Attention-CRF / X. Gao, Q. Li. – DOI 10.1109/TOCS53301.2021.9688665. – Direct text // 2021 IEEE Conference on Telecommunications, Optics and Computer Science (TOCS). – 2021. – P. 955–958.
13. Glazkova, A. A Comparative study of Feature Types for Age-Based Text Classification / A. Glazkova, Yu. Egorov, M. Glazkov. – DOI 10.1007/978-3-030-72610-2\_9. – Direct text // International Conference on Analysis of Images, Social Networks and Texts. – 2020. – P. 120–134.
14. Evaluating Transformer-Based Multilingual Text Classification / S. Groenwold, S. Honnavalli, L. Ou [et al.]. – Text : electronic // arXiv:2004.13939v2 [cs.CL]. – 2020. – URL: <https://doi.org/10.48550/arXiv.2004.13939>.
15. Research on a geological entity relation extraction model for gold mine based on BERT / X. Huang, Y. Zhu, L. Fu [et al.]. – DOI 10.12090/j.issn.1006-6616.2021.27.03.035. – Direct text // Journal of Geomechanics. – 2021. – Vol. 27, Issue 3. – P. 391–399.
16. BERT for Russian news clustering / A. S. Kabaev, S. V. Khaustov, N. E. Gorlova, A. V. Kalmykov. – Text : electronic // Computational Linguistics and Intellectual Technologies. – 2021. – URL: <https://doi.org/10.28995/2075-7182-2021-20-385-390>.
17. Chinese named entity recognition in the geoscience domain based on BERT / X. Lv, Z. Xie, D. Xu [et al.]. – Text : electronic // Earth and Space Science. – 2022. – Vol. 9, Issue 3. – URL: <https://doi.org/10.1029/2021EA002166>. – Published: February, 14, 2022.
18. What is this article about? Generative summarization with the BERT model in the geosciences domain / K. Ma, M. Tian, Y. Tan [et al.]. – DOI 10.1007/s12145-021-00695-2. – Direct text // Earth Science Informatics. – 2022. – Vol. 15. – P. 21–36.
19. Piao, G. Scholarly Text Classification with Sentence BERT and Entity Embeddings / G. Piao. – DOI 10.1007/978-3-030-75015-2\_8. – Direct text // PAKDD 2021 : Trends and Applications in Knowledge Discovery and Data Mining. – 2021. – P. 79–87.
20. Prabhu, S. Multi-class Text Classification using BERT-based Active Learning / S. Prabhu, M. Mohamed, H. Misra. – Text : electronic // arXiv:2104.14289v2 [cs.IR]. – 2021. – URL: <https://doi.org/10.48550/arXiv.2104.14289>.
21. A Fine-Tuned BERT-Based Transfer Learning Approach for Text Classification / R. Qasim, W. H. Bangyal, M. A. Alqarni, A. Ali Almazroi. – Text : electronic // Journal of Healthcare Engineering. – 2022. – URL: <https://doi.org/10.1155/2022/3498123>. – Published: January, 07, 2022.
22. Text classification on software requirements specifications using transformer models / D. Kici, A. Bozanta, M. Cevik. [et al.]. – DOI 10.5555/3507788.3507811. – Direct text // Proceedings of the 31<sup>st</sup> Annual International Conference on Computer Science and Software Engineering. – 2021. – P. 163–172.

23. Lun, C. H. Extracting Knowledge with NLP from Massive Geological Documents / C. H. Lun, T. Hewitt, S. Hou // 82<sup>nd</sup> EAGE Annual Conference & Exhibition. European Association of Geoscientists & Engineers. – 2021. – URL: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202112807>.

24. Smetanin, S. I. Toxic comments detection in Russian / S. I. Smetanin. – DOI 10.28995/2075-7182-2020-19-1149-1159. – Direct text // Computational Linguistics and Intellectual Technologies. – 2020. – P. 1149–1159.

### **References**

1. Katanov, Yu. E., Yagafarov, A. K., Kleshchenko, I. I. Savina, M. E., Shlein, G. A., & Yagafarov, A. K. (2020). Studying the influence of capillary phenomena in two-phase filtration of immiscible fluids in porous media. *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 19-29. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-1-19-29

2. Katanov, Yu. E. (2021). A probabilistic and statistical model of rock deformation. *E3S Web of Conferences*, 266. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202126603011>

3. Katanov, Yu. E., Vaganov, Yu. V., & Listak, M. V. (2020). Geological and mathematical description of the rocks strain during behavior of the producing solid mass in compression (Tension). *Journal of Mines, Metals & Fuels*, 68(9), pp. 285-293. (In English). DOI: 10.33271/mining15.04.091

4. Lomov, P. A., & Malozemova, M. L. (2021). Training set augmentation in training neural-network language model for ontology population. *Transactions of the Kola Science Centre. Information technologies. Series 12*, 12(5), pp. 22-34. (In Russian). DOI: 10.37614/2307-5252.2021.5.12.002

5. Saygin, A. A., & Plotnikova, N. P. (2021). Vectorization of regulatory-reference information using the BERT neural network. *Information technology and mathematical modeling in the management of complex systems*, (2), pp. 52-59. (In Russian). Available at: [https://doi.org/10.26731/2658-3704.2021.2\(10\).52-59](https://doi.org/10.26731/2658-3704.2021.2(10).52-59)

6. Solomin, A. A., & Ivanova, Yu. A. (2020). Modern approaches to multiclass intent classification based on pre-trained transformers. *Scientific and Technical Journal of Information Technologies, Mechanics and Optics*, 20(4), pp. 532-538. (In Russian). DOI: 10.17586/2226-1494-2020-20-4-532-538

7. Al-Garadi, M. A., Yang, Y. C., Cai, H., Ruan, Y., O'Connor, K., Graciela, G. H., & Sarker, A. (2021). Text classification models for the automatic detection of nonmedical prescription medication use from social media. *BMC medical informatics and Decision Making*, 21. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1186/s12911-021-01394-0>

8. Arslan, Y., Allix, K., Veiber, L., Lothritz, C., Bissyandé, T. F., Klein, J., & Goujon, A. (2021). Comparison of Pre-Trained Language Models for Multi-Class Text Classification in the Financial Domain. *Companion Proceedings of the Web Conference*. pp. 260-268. (In English). DOI: 10.1145/3442442.3451375

9. Çelikten, A., & Bulut, H. Turkish Medical Text Classification Using BERT. (2021). 2021 29<sup>th</sup> Signal Processing and Communications Applications Conference (SIU). IEEE. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1109/SIU53274.2021.9477847>

10. Das, S., Mandal, S. K. D., & Basu, A. (2020). Identification of Cognitive Learning Complexity of Assessment Questions Using Multi-class Text Classification. *Contemporary Educational Technology*, 12(2). (In English). Available at: <https://doi.org/10.30935/cedtech/8341>
11. Enkhsaikhan, M., Liu, W., Holden, E. J., & DURING, P. (2021). Auto-labelling entities in low-resource text: a geological case study. *Knowledge and Information Systems*, 63, pp. 695-715. (In English). DOI: 10.1007/s10115-020-01532-6
12. Gao, X., & Li, Q. (2021). Named entity recognition in material field based on Bert-BILSTM-Attention-CRF. 2021 IEEE Conference on Telecommunications, Optics and Computer Science (TOCS), pp. 955-958. (In English). DOI: 10.1109/TOCS53301.2021.9688665
13. Glazkova, A., Egorov, Y., & Glazkov, M. (2020). A Comparative study of Feature Types for Age-Based Text Classification. *International Conference on Analysis of Images, Social Networks and Texts*, pp. 120-134. (In English). DOI: 10.1007/978-3-030-72610-2\_9
14. Groenwold, S., Honnavalli, S., Ou, L., Parekh, A., Levy, S., Mirza, D., & Wang, W. Y. (2021). Evaluating Transformer-Based Multilingual Text Classification. *arXiv:2004.13939v2 [cs.CL]*. (In English). Available at: <https://doi.org/10.48550/arXiv.2004.13939>
15. Huang, X., Zhu, Y., Fu, L., Liu, Y., Tang, K., & Li, J. (2021). Research on a geological entity relation extraction model for gold mine based on BERT. *Journal of Geomechanics*, 27(3), pp. 391-399. (In English). DOI: 10.12090/j.issn.1006-6616.2021.27.03.035
16. Kabaev, A. S., Khaustov, S. V., Gorlova, N. E., & Kalmykov, A. V. (2021). BERT for Russian news clustering. (In English). Available at: <https://doi.org/10.28995/2075-7182-2021-20-385-390>
17. Lv, X., Xie, Z., Xu, D., Jin, X., Ma, K., Tao, L., Qiu, Q., & Pan, Y. (2022). Chinese named entity recognition in the geoscience domain based on BERT. *Earth and Space Science*, 9(3). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1029/2021EA002166>
18. Ma, K., Tian, M., Tan, Y., Xie, X., & Qiu, Q. (2022). What is this article about? Generative summarization with the BERT model in the geosciences domain. *Earth Science Informatics*, (15) pp. 21-36. (In English). DOI: 10.1007/s12145-021-00695-2
19. Piao, G. (2021). Scholarly Text Classification with Sentence BERT and Entity Embeddings. *PAKDD 2021: Trends and Applications in Knowledge Discovery and Data Mining*, pp. 79-87. (In English). DOI: 10.1007/978-3-030-75015-2\_8
20. Prabhu, S., Mohamed, M., & Misra, H. (2021). Multi-class Text Classification using BERT-based Active Learning. *arXiv:2104.14289v2 [cs.IR]*. (In English). Available at: <https://doi.org/10.48550/arXiv.2104.14289>
21. Qasim, R., Bangyal, W. H., Alqarni, M. A., & Ali Almazroi, A. (2022). A Fine-Tuned BERT-Based Transfer Learning Approach for Text Classification. *Journal of Healthcare Engineering*. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1155/2022/3498123>
22. Kici, D., Bozanta, A., Cevik, M., Parikh, D., & Başar, A. (2021). Text classification on software requirements specifications using transformer models. *Proceedings of the 31<sup>st</sup> Annual International Conference on Computer Science and Software Engineering*, pp. 163-172. (In English). DOI: 10.5555/3507788.3507811

23. Lun, C. H., Hewitt, T., & Hou, S. (2021). Extracting Knowledge with NLP from Massive Geological Documents. 82<sup>nd</sup> EAGE Annual Conference & Exhibition. European Association of Geoscientists & Engineers. (In English). Available at: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202112807>

24. Smetanin, S. I. (2020). Toxic comments detection in Russian. Computational Linguistics and Intellectual Technologies, pp. 1149-1159. (In English). DOI: 10.28995/2075-7182-2020-19-1149-1159

#### **Информация об авторах**

**Катанов Юрий Евгеньевич**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры прикладной геофизики, ведущий научный сотрудник лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, [katanov-juri@rambler.ru](mailto:katanov-juri@rambler.ru), ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5983-4040>

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

**Аристов Артем Игоревич**, лаборант лаборатории цифровых исследований в нефтегазовой отрасли, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Новрузов Орхан Джаннолад оглы**, лаборант лаборатории цифровых исследований в нефтегазовой отрасли, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

#### **Information about the authors**

**Yuri E. Katanov**, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Applied Geophysics, Leading Researcher at Well Workover Technology and Production Stimulation Laboratory, Industrial University of Tyumen, [katanov-juri@rambler.ru](mailto:katanov-juri@rambler.ru), ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5983-4040>

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

**Artyom I. Aristov**, Assistant at the Laboratory of Digital Research in the Oil and Gas Industry, Industrial University of Tyumen

**Orchan D. Novruzov**, Assistant at the Laboratory of Digital Research in the Oil and Gas Industry, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 10.03.2023; одобрена после рецензирования 16.04.2023; принята к публикации 21.04.2023.

The article was submitted 10.03.2023; approved after reviewing 16.04.2023; accepted for publication 21.04.2023.

УДК 553.98

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-3-55-67

## Моделирование русловых отложений пермского возраста в зоне сочленения Ижма-Печорской синеклизы и Верхнепечорской впадины

**И. М. Хворост**

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Пермь, Россия  
Irina.Hvorost@pnn.lukoil.com

**Аннотация.** В Ижма-Печорской синеклизе открыт ряд месторождений, приуроченных к песчаным отложениям руслового генезиса. Однако сложный характер их распространения, большое количество разрывных нарушений в пермском терригенном интервале разреза затрудняют поиски литологических ловушек на основе сейсмических данных. В работе предпринята попытка смоделировать континентальные обстановки осадконакопления, существовавшие в зоне сочленения Ижма-Печорской синеклизы и Верхнепечорской впадины в уфимском, казанском и татарском веках пермского периода с целью восстановления истории развития территории и прослеживания распространения песчаных отложений аллювиального и озерно-аллювиального генезиса. В специальном программном комплексе Dionisos Flow создана трехмерная модель развития территории, смоделированы процессы седиментации целевого интервала, построены прогнозные карты распространения песчаников, алевролитов и глин. В западной части моделируемой площади подтверждено существование слабоизвилистых русел северо-восточного направления и их небольших ответвлений. В юго-восточной части территории во временном интервале, соответствующем уфимскому веку, прослеживаются дельтовые отложения. Предлагается использовать метод прогнозирования распространения русловых отложений на основе седиментационного моделирования на территориях, не изученных съемкой 3D, с целью локализации областей развития коллекторов и планирования сейсморазведочных работ на данных территориях.

**Ключевые слова:** Ижма-Печорская синеклиза, Верхнепечорская впадина, пермские терригенные отложения, седиментационное моделирование

**Для цитирования:** Хворост, И. М. Моделирование русловых отложений пермского возраста в зоне сочленения Ижма-Печорской синеклизы и Верхнепечорской впадины / И. М. Хворост. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-3-55-67 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 3. – С. 55–67.

## Modeling of Permian stream-bed deposits in the Izhma-Pechora syncline and the Upper Pechora depression conjunction zone

**Irina M. Khvorost**

PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Perm, Russia  
Irina.Hvorost@pnn.lukoil.com

**Abstract.** In the Izhma-Pechora syncline, several fields have been discovered that are limited to sand deposits deposits of stream-bed genesis. However, it is difficult to find lithological traps us-

ing seismic data due to the complex nature of the distribution of sandy deposits and many discontinuous faults in the Permian terrigenous section. The article attempts to model the continental depositional environment that existed in the Izhma-Pechora syncline and the Upper Pechora depression conjunction zone during the Ufimsky, Kazansky and Tatar ages of the Permian period. It aims to reconstruct the history of the development of the area and to trace the distribution of alluvial and lacustrine-alluvial sand deposits. DionisosFlow's unique industrial package helps to create a 3-dimensional model of the development of the area, to simulate the process of sedimentation of the target area, and to construct predictive maps of sandstone, siltstone and clay spread. The western part of the modeled area demonstrates the existence of slightly wandering north-easterly directed beds and their small offshoots. The south-eastern part of the area, dated to the Ufimsky age, shows deltaic deposits. The method of predicting the distribution of channel deposits based on sedimentological modeling is supposed to be used for territories uninvestigated by 3D survey. The aim is to locate the source of the reservoir and plan the seismic survey.

*Keywords:* Izhma-Pechora syncline, Upper Pechora depression, Permian terrigenous deposits, sedimentation modeling

*For citation:* Khvorost, I. M. (2023). Modeling of Permian stream-bed deposits in the Izhma-Pechora syncline and the Upper Pechora depression conjunction zone. Oil and Gas Studies, (3), pp. 55-67. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-3-55-67

### **Введение**

В советские годы в Ижма-Печорской нефтегазоносной области был открыт ряд месторождений (Лемъюское, Сунаельское, Исаковское, Безымянное, Мичаюское, Северо-Мичаюское, Среднекосьюское и др.), приуроченных к песчаным отложениям руслового генезиса. Большой вклад в изучение распространения песчаных пластов внесли Н. И. Никонов и А. А. Алабушин. Никоновым Н. И. на основе детальной корреляции верхнепермских песчаников по скважинам ряда площадей Велью-Тэбукской и Лемью-Ираельской ступеней Ижма-Печорской синеклизы установлено, что отдельные пласты песчаников распространены в виде меандрирующих полос [1]. Данное предположение подтверждают конфигурации сейсмических аномалий типа «врез», выделенных сейсморазведочными работами.

Несмотря на достаточно большой объем проведенных на территории геологоразведочных работ, распространение русловых и предполагаемых дельтовых фаций пока до конца не изучено, что связано со сложным характером распространения песчаных тел и большим количеством разрывных нарушений в пермском терригенном интервале разреза. Данный факт затрудняет поиски литологических ловушек на основе сейсмических данных, поэтому в данной работе предпринята попытка седиментационного моделирования в программном комплексе Dionisos Flow с целью восстановления истории развития территории и прослеживания распространения песчаных отложений аллювиального и озерно-аллювиального генезиса для последующего выделения перспективных объектов на поиски скоплений залежей углеводородов на исследуемой территории. Задачей данной работы является прослеживание распространения русловых и предполагаемых дельтовых отложений в пределах Верхнепечорской впадины, где почти отсутствует скважинная информация с учетом изученности

характера распространения русловых тел на территории восточной части Ижма-Печорской синеклизы.

#### **Объект и методы исследования**

Известный геолог Ч. Э. Б. Конибир обратил внимание на то, что «в наши дни ЭВМ может обрабатывать большой объем разнообразной информации, строить карты и профили и другие геологические документы, являющиеся важным и нужным вспомогательным материалом, но они не могут заменить геолога в его интерпретационной работе. Более того, большой объем информации без четких идей его использования при поисках нефти и газа может даже завести в тупик» [2].

Соглашаясь со словами этого выдающегося ученого, предпринята попытка, насколько позволили геологический опыт и наличие геологической информации, до построения седиментационной модели проанализировать имеющиеся данные и разработать определенную концепцию, которая помогла в выборе направления работы. Неоценимую помощь оказали труды таких выдающихся геологов, как В. А. Жемчугова, Р. Ч. Селли, О. Серра, В. С. Муромцев, Х. Реддинг, В. Г. Кузнецов, И. В. Попов, результаты работ которых помогли при создании модели [3–9].

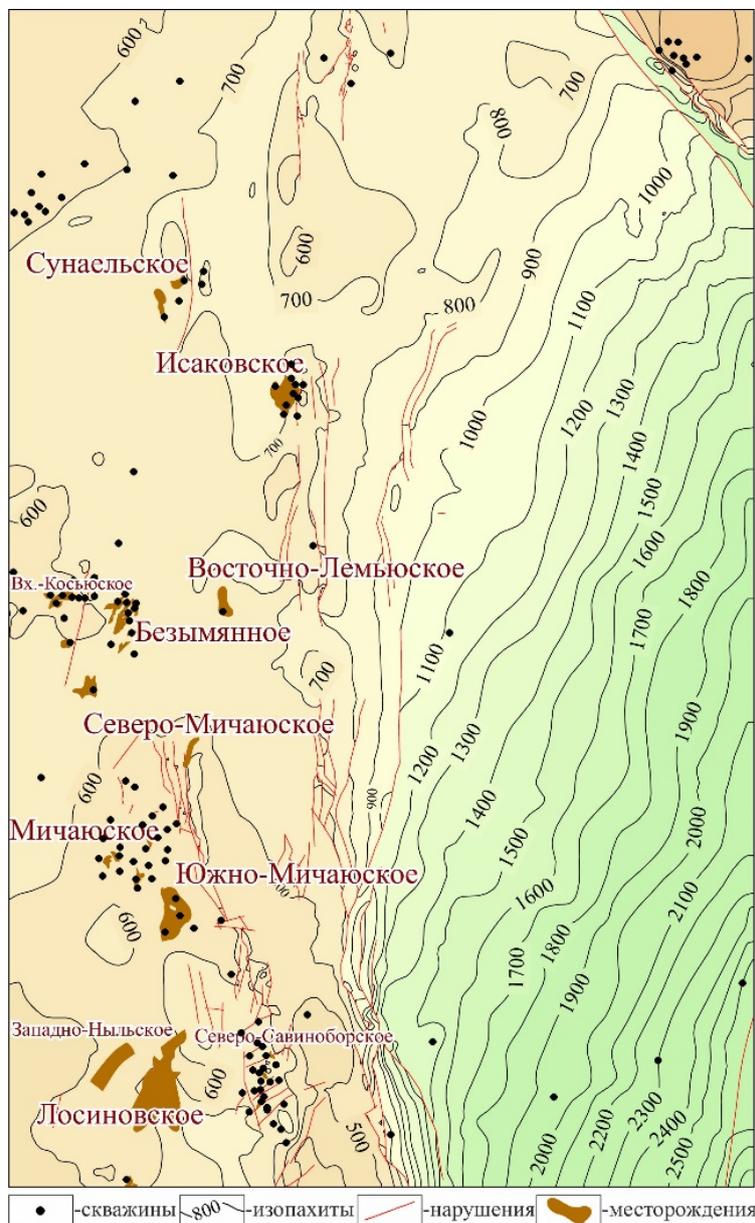
Для начала были проанализированы региональные работы, выполненные на исследуемой территории ООО «Тимано-Печорский научно-исследовательский центр» [10], и доступные материалы сейсморазведочных работ. Согласно общепринятой схеме тектонического районирования Тимано-Печорской провинции, площадь располагается в зоне сочленения двух крупных тектонических элементов: Ижма-Печорской синеклизы, входящей в состав Тиманского мегаблока Тимано-Печорской эпипайкальской плиты, и Верхнепечорской впадины Предуральского передового прогиба Урало-Новоземельской складчатой системы.

Сейсморазведочными работами, проводившимися в области исследования специалистами ООО «ГЕОНИС» в 2009 году Н. С. Борисовым, Л. К. Тарасовой, К. А. Кривцовым и автором статьи, в зоне сочленения Ижма-Печорской синеклизы и Верхнепечорской впадины выделена переходная зона, получившая название «зона промежуточных дислокаций». В данную зону включены Мичаю-Пашнинский вал и Ронаельская ступень Ижма-Печорской синеклизы, а также восточная дислоцированная часть Верхнепечорской впадины.

Следует отметить, что влияние Илыч-Чикшинской зоны разломов в области промежуточных дислокаций прослеживается не только по поверхности фундамента, но и на протяжении всего геологического развития изучаемой территории. Не являются исключением и исследуемые в данной работе пермские терригенные отложения.

На начало формирования осадочного чехла вся территория «промежуточных дислокаций» унаследовала от предшествующего тектонического периода высокую тектоническую активность. На всем протяжении геоло-

гического развития территории происходила последовательная смена инверсионных нисходящих и восходящих движений, которые совместно с трансгрессивно-регрессивными циклами оказали большое влияние на процессы осадконакопления.



**Рис. 1. Мощность пермских терригенных отложений**

В начале уфимского века раннепермской эпохи на смену геосинклинальному этапу развития осадочного чехла пришел орогенный этап, связанный с формированием терригенных озерно-болотных, аллювиальных и при-

брежно-морских терригенных образований. В пределах исследуемой территории наименьшими толщинами комплекса характеризуется юго-западная часть, в восточном направлении происходит постепенное увеличение мощности до 2 500 м (скв. 1-Еджибельская). Наибольший градиент приращения мощности отмечается на границе перехода в Верхнепечорскую впадину в районе Шорьельского блока (рис. 1).

Предполагается, что инверсионные движения в области Мичаю-Пашнинского вала оказали влияние на особенность распределения осадков пермского терригенного комплекса. Во время очередного подъема территории Верхнепечорской впадины оказывалась ниже Мичаю-Пашнинского вала, и весь грубозернистый материал оставался за пределами территории инверсии. Данное предположение постарались учесть при седиментационном моделировании.

При создании структурного каркаса площади исследования использовались региональные карты ООО «Тимано-Печорский научно-исследовательский центр» [10] и структурные карты, построенные сейсморазведочными партиями, работавшими на исследуемой территории в различные годы. Выполнены оцифровка и увязка структурных карт по целевым горизонтам моделируемого интервала.

Следующим этапом стало изучение каротажных кривых и керновых данных по пробуренным скважинам. Отмечено, что в скважинах в верхнепермском интервале разреза прослеживаются достаточно уверенно коррелируемые границы, соответствующие общепризнанным в Тимано-Печорской провинции реперам К-0, К-I и К-II. Они также хорошо фиксируются и прослеживаются на временных разрезах. Формирование преимущественно глинистых пластов-реперов К-I и К-II происходило в условиях высокого стояния и недостатка песчаного материала.

Глинисто-карбонатный пласт-репер К-II, согласно исследованиям А. А. Алабушина, представляет собой кору выветривания уфимского яруса нижнего отдела пермской системы. Литологически пласт представлен переслаиванием глин и алевролитов с карбонатными стяжениями и тонкими прослоями песчаников.

Уфимский интервал разреза характеризуется чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Песчаники имеют аллювиальный генезис и мощность 5–10 м.

Вышезалегающие отложения казанского яруса стратиграфически подразделяются на верхний и нижний подъярусы. Кровля нижнеказанского подъяруса проводится по подошве репера К-I, сложенного красновато-коричневыми глинами, сильно известковистыми до мергелей, в разной степени алевролитистых с микроконкрециями и стяжениями мергелей и известняков. В Ижма-Печорской впадине в верхнепермском интервале основной продуктивной толщей являются нижнеказанские отложения, имеющие четкое микроритмичное строение, представленное переслаиванием аргиллитов, алевролитов коричневатых и серых и песчаников.

Песчаники граувакковые от мелко- до крупнозернистых с гравием, в различной степени глинистые, пористые.

На кривых КС реперы КI и КII характеризуются как локальные максимумы и достаточно хорошо прослеживаются по скважинам, расположенным в пределах Ижма-Печорской синеклизы, в отличие от скважин, пробуренных в западной части Верхнепечорской впадины, где они не так выражены.

Верхнеказанский подъярус также сложен песчано-алевритовыми отложениями, в верхней части прослеживается репер К-0, представленный переслаиванием зеленовато-серых известковистых аргиллитов. На каротажных кривых он прослеживается не так уверенно, как реперы К-I и К-II.

В связи с тем, что в пермском терригенном интервале открытые месторождения сосредоточены в уфимских и нижеказанских песчаниках, а верхняя граница структурных построений на исследуемой территории связана с подошвой триасовых отложений, для построения седиментационной модели выбран интервал от кровли кунгурских до подошвы триасовых отложений. Выполнены уточнение стратиграфических разбивок по скважинам, участвующих в последующем построении модели, и корректировка структурных поверхностей в программе Isoline.

Чтобы создать седиментационную модель в программном комплексе Dionisos Flow, необходимо построить карты палеобатиметрии. Для достижения этой цели использовались региональные литолого-фациальные карты ООО «Тимано-Печорский научно-исследовательский центр» и построенные в программном комплексе Isoline карты толщин между целевыми горизонтами. На основе карт изменения толщин между построенными поверхностями отмечено, что на всех исследуемых этапах западная и северная части были приподняты относительно юго-восточной моделируемой площади. Однако прослеживались погруженные участки, которые могли служить каналами для фаций русел.

Так как карты мощности построены от условной горизонтальной плоскости, то они отражают только относительное превышение формы рельефа целевого горизонта и характеризуют степень его расчлененности [11]. Поэтому следующим этапом выполнена реконструкция палеовысот с учетом регионального наклона территории и литолого-фациальных карт.

При построении карт палеобатиметрии также учитывались фациальные особенности территории. На исследуемой территории в уфимское и казанское время были развиты палеореки меандрирующего типа. Е. Ю. Барбошкиным отмечено, что данный тип «характерен для равнинных областей и пенепленов с влажным климатом и развитым растительным покровом, где сезонные расходы воды относительно постоянны, а аккумуляция низка из-за малых градиентов уклона и замедляющего эффекта растительности как в отношении почв, так и боковой эрозии в руслах» [12].

В Ижма-Печорской впадине в верхнепермском интервале можно выделить следующие фации: русловые, пойменные и отмерших русел.

Пойменные отложения представлены песчано-алевритово-глинистой толщей, характеризующейся тонкой слоистостью пород, присутствием знаков ряби и трещин высыхания.

Русловые фации сложены полимиктовыми песчаниками, мелко- и среднезернистыми, тонкослоистыми, наклон слоистости под углом 10°. Слоистость связана со сменой гранулометрического состава. Вниз по разрезу зернистость песчаников увеличивается. В нижней части отмечаются конгломераты, состоящие из галек черного, молочно-белого кварца и других черных пород, сцементированных грубозернистым песчаным материалом. Контакт с подстилающими глинами резкий под углом 40°.

Фации отмерших русел сложены мелкозернистыми отложениями. Они «близки осадкам поймы, но отличаются от них геометрией и непосредственным залеганием (с резким контактом) на русловых конгломератах без промежуточных слоев отмелевых песков, а также обычным присутствием остатков корневых систем или воронкообразных следов их присутствия, развитием торфяников и углей» [12].

В восточной части исследуемой территории предполагается развитие дельтовых отложений.

Построенные карты палеобатиметрии в дальнейшем использовались для построения седиментационной модели.

Для лучшего понимания алгоритма работы программы Dionisos Flow изучены опубликованные материалы Французского института нефти [13, 14] и Реннского университета [15].

В программном комплексе Dionisos Flow каждой структурной поверхности и картам палеобатиметрии были присвоены временные интервалы в соответствии с геохронологической шкалой. На основе кривой Хака, характеризующей глобальное изменение уровня моря, построена эвстатическая кривая для исследуемой территории [16].

Следующим этапом определены направление источников сноса терригенного материала и их удаленность от моделируемого участка. Согласно региональным исследованиям, к юго-западу от моделируемой территории располагалась зона аллювиальной равнины высотой до 200 м, с которой сносился обломочный материал. Оценен объем привносимого речным потоком материала, объемное соотношение грубозернистых и мелкозернистых песков, алевролитов и глин [17, 18].

При создании модели также подобраны процентное соотношение литологических разностей осадочных отложений и объем привносимого речным потоком осадочного материала, чтобы в построенной модели объем накопленного осадка не превышал тот объем, который накопился на данной территории.

Полученную модель осадконакопления планировалось откалибровать по данным каротажа выбранных опорных скважин. Однако в программном комплексе Dionisos Flow калибровка скважинных данных проводится по кривой ГК. Следует отметить, что русловые песчаники хорошо

коррелируются по кривой ПС [19], но на каротажной диаграмме ГК они практически не отличаются от вмещающих пород, поэтому выполнить калибровку по скважинным данным в данной работе не представлялось возможным. Полученная модель осадконакопления откалибрована с учетом известных по сейсмическим данным литолого-фациальных особенностей исследуемой территории.

### **Результаты**

В работе предпринята попытка смоделировать континентальные обстановки осадконакопления, существовавшие на исследуемой территории в уфимском, казанском и татарском веках пермского периода. В западной части моделируемой площади подтверждено существование слабоизвилистых русел северо-восточного направления и их небольших ответвлений. По очертанию в плане русла палеорек представляют собой разбросанные тела [20], постоянно меняющие свою форму и пространственное положение, сохраняя при этом преимущественно северо-западное направление. Формирование палеорек происходило в условиях аккумулятивной равнины, характеризующейся небольшими углами наклона территории. Согласно выполненным построениям, энергия потока палеорек в среднем составляла 25–50 м<sup>3</sup>/с, что характерно для равнинных рек с низкой энергией.

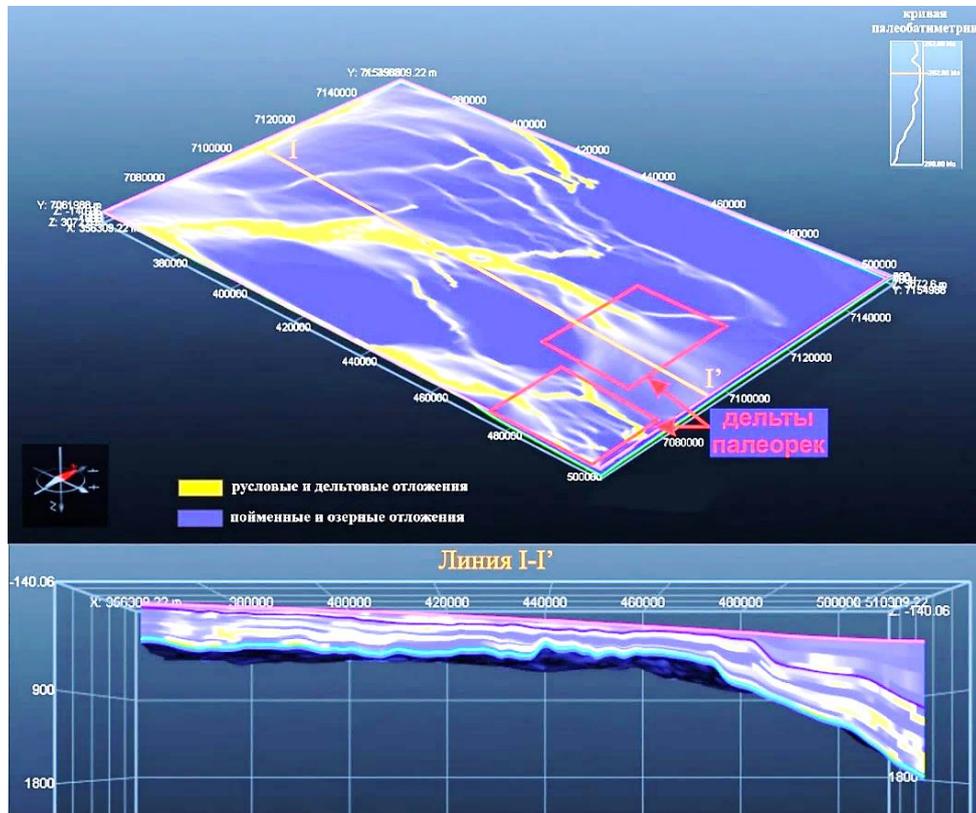
В уфимском веке в юго-восточной части территории существовала пониженная область рельефа, в которой происходило накопление озерных осадков. По очертаниям в плане в данном интервале разреза можно проследить дельты палеорек. К началу татарского века озерная низменность заполнилась осадками, в плане прослеживаются меандры блуждающей палеореки.

На основе отстроенных прогнозных карт распространения песчаников, алевролитов и глин отмечено, что мощность песчаных тел в контуре предполагаемого русла достигает 20 метров, пойменные отложения характеризуются увеличенными значениями мощности глин и алевролитов. Длительность существования русел в геологическом времени, согласно построенной седиментационной модели, составляет 0,5 млн лет. В области распространения дельтовых отложений мощность песчаных пластов уменьшается в восточном направлении и не превышает 10 м.

Построенная седиментационная модель подтверждает высказанное в диссертационной работе Н. И. Никонова предположение о существовании дельтовых отложений в зоне сочленения Ижма-Печорской синеклизы и Верхнепечорской впадины.

Следует отметить, что нефтеносность русловых отложений в северной части Ижма-Печорской синеклизы и в Верхнепечорской впадине пока не доказана. Однако выделенные по промыслово-геофизическим данным нефтенасыщенные пласты в скважинах 1-Юбилейная, 1-Динью, 1-Шоръель и 1-Еджидьельская указывают на возможное наличие залежей как в уфимских, так и казанско-татарских отложениях пермской системы.

Построенная модель распространения русловых отложений пермского возраста (рис. 2), отстроенные прогнозные карты распространения песчаников, алевролитов и глин могут использоваться для оценки ресурсного потенциала исследуемой территории, которая слабо изучена сейсморазведочными работами.



*Рис. 2. Модель распространения русловых и дельтовых отложений пермского возраста*

### **Выводы**

В заключение хотелось бы отметить, что моделирование седиментационных процессов в программном комплексе Dionisos Flow не сможет заменить детальность и точность изучения русловых отложений сейсморазведочными работами МОГТ-3D, но вследствие их дороговизны невозможно охватить всю территорию такими исследованиями. Предлагается использовать метод прогнозирования распространения русловых отложений на основе седиментационного моделирования на территориях, не изученных съемкой 3D, с целью локализации областей развития коллекторов и планирования сейсморазведочных работ на данных территориях.

Подобные работы также имеют значимость для повышения достоверности оценок ресурсного потенциала. Прослеживание палеорусловых

отложений остается достаточно сложным процессом. Не всегда даже наличие сейсморазведочных работ МОГТ-3D позволяет выделить и проследить русловые отложения (например, Изъяшорская площадь), тем более это невозможно, имея только профили 2D. Часто приходится сталкиваться с тем, что при оценке прогнозных ресурсов слабо изученной сейсморазведочными работами территории приходится использовать метод сравнительных аналогий, что не всегда корректно и не дает полной картины перспективности той или иной оцениваемой площади. Седиментационное моделирование позволяет отделить ловушки, где прогнозируется развитие русловых фаций, от малоперспективных ловушек в неблагоприятных фациальных условиях и выполнить дифференцированную оценку качества коллекторов и ресурсов.

Седиментационное моделирование помогает понять геологические процессы, существовавшие в прошлом, и проверить правильность той или иной концепции, что в конечном итоге приводит к снижению неопределенности при постановке поисковых работ и оценке прогнозных ресурсов нефти и газа.

#### **Список источников**

1. Никонов, Н. И. Прогноз зон размещения нефтегазоносных рифовых и аллювиально-дельтовых природных резервуаров Тимано-Печорской провинции : специальность 04.00.17 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Никонов Николай Иванович. – Москва, 1984. – 207 с. – Текст : непосредственный.
2. Конибир, Ч. Э. Б. Палеогеоморфология нефтегазоносных песчаных тел / Ч. Э. Б. Конибир ; перевод с английского, под редакцией М. М. Грачевского, Е. В. Кучерука. – Москва : Недра, 1979. – 256 с. – Перевод изд.: *Geomorphology of Oil and Gas Fields in Sandstone Bodies* / С. Е. В. Conybeare. Amsterdam – Oxford – New York, 1976. – Текст : непосредственный.
3. Жемчугова, В. А. Практическое применение резервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем = *Practical Application of Reservoir Sedimentology in Modeling Hydrocarbon Systems* : учебное пособие / В. А. Жемчугова. – Москва : РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2014. – 344 с. – Текст : непосредственный.
4. Селли, Р. Ч. Древние обстановки осадконакопления / Р. Ч. Селли ; перевод с английского А. А. Никонова, К. И. Никоновой. – Москва : Недра, 1989. – 293 с. – Перевод изд.: *Ancient sedimentary environments and their sub-surface diagnosis* / Richard C. Selley. London, 1985. – Текст : непосредственный.
5. Серра, О. Восстановление условий осадконакопления по данным геофизических исследований скважин / О. Серра ; перевод с английского. – Москва : Schlumberger Limited, 1985. – 366 с. – Перевод изд.: *Sedimentary environments from wireline logs* / Oberto Serra. New York, 1969. – Текст : непосредственный.

6. Муромцев, В. С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа / В. С. Муромцев – Ленинград : Недра, 1984. – 260 с. – Текст : непосредственный.
7. Обстановки осадконакопления и фации. В 2 томах. Т. 1 / Под редакцией Х. Рединга ; перевод с английского И. С. Барсакова [и др.]. – Москва : Мир, 1990. – 352 с. – Перевод изд.: *Sedimentary environments and facies* / H. G. Reading. Oxford, 1986. – Текст : непосредственный.
8. Кузнецов, В. Г. Литология. Основы общей (теоретической) литологии : учебное пособие / В. Г. Кузнецов – Москва : Научный мир, 2011. – 360 с. – Текст : непосредственный.
9. Попов, И. В. Загадки речного русла / И. В. Попов. – Ленинград : Гидрометеоздат, 1977. – 168 с. – Текст : непосредственный.
10. Тимано-Печорский седиментационный бассейн (объяснительная записка к «Атласу геологических карт», 2000) / З. В. Ларионова, В. И. Богацкий, Е. Г. Довжикова [и др.]. – Ухта : ТП НИЦ, 2002. – 122 с. – Текст : непосредственный.
11. Методика палеогеоморфологических исследований нефтегазоносных областей СССР / Под редакцией А. Н. Золотова [и др.]. – Москва : Недра, 1985. – 190 с. – (Труды ВНИГНИ). – Текст : непосредственный.
12. Барабошкин, Е. Ю. Практическая седиментология (терригенные коллектора) / Е. Ю. Барабошкин ; Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела (Хериот-Ватт Центр), Томский политехнический университет. – Томск : ТПУ, 2007. – 154 с. – Текст : непосредственный.
13. Granjeon, D. 3D forward modelling of the impact of sediment transport and base level cycles on continental margins and incised valleys / D. Granjeon. – DOI 10.1002/9781118920435.ch16. – Direct text // *Depositional Systems to Sedimentary Successions on the Norwegian Continental Margin* / Edited by A. W. Martinius [et al.]. – Georgia : Wiley, 2014. – P. 453–472.
14. Csato, I. Millennial-Scale Sequence Stratigraphy : Numerical Simulation with Dionisos / I. Csato, O. Catuneanu, D. Granjeon. – DOI 10.2110/jsr.2014.36. – Direct text // *Journal of Sedimentary Research*. – 2014. – Vol. 84, Issue 5. – P. 394–406.
15. Plio-Pleistocene sequence stratigraphic architecture of the eastern Niger Delta : A record of eustasy and aridification of Africa / P. Jermannaud, D. Rouby, C. Robin [et al.]. – DOI 10.1016/j.marpetgeo.2009.12.005. – Direct text // *Marine and Petroleum Geology*. – 2010. – Vol. 27, Issue 4. – P. 810–821.
16. Зорина, С. О. Механизмы осадконакопления в эпиконтинентальных бассейнах : учебно-методическое пособие / С. О. Зорина. – Казань : Казанский университет, 2011. – 32 с. – Текст : непосредственный.
17. Рейнек, Г. Э. Обстановки терригенного осадконакопления (с рассмотрением терригенных кластических осадков) / Г. Э. Рейнек, И. Б. Сингх ; перевод с английского. – Москва : Недра, 1981. – 439 с. – Перевод изд.: *Depositional Sedimentary Environments : with Reference to Terrigenous Clastics* / H.-E. Reineck, I. B. Singh. Berlin – Helderberg – New York, 1975. – Текст : непосредственный.
18. Фациальные модели / Перевод с английского, под редакцией Р. Уолкера, Н. Джеймса. – Москва – Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2017. – 916 с. – (Нефтегазовый инжиниринг). – Перевод изд.: *Facies models : Response to sea level change* / R. G. Walker, N. P. James. St. John's, 1992. – Текст : непосредственный.

19. Белозёров, В. Б. Роль седиментационных моделей в электорофациальном анализе терригенных отложений / В. Б. Белозёров. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 319, № 1. – С. 116–123.

20. Геологический словарь : в 2 томах / Под редакцией К. Н. Паффенгольца [и др.]. – 2-е изд., испр. – Москва : Недра, 1978. – Том 1. – 487 с. – Текст : непосредственный.

### **References**

1. Nikonov, N. I. (1984). Prognoz zon razmeshcheniya neftegazonosnykh rifo-  
vykh i allyuvial'no-del'tovykh prirodnykh rezervuarov Timano-Pechorskoy provintsii. Diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Moscow, 207 p. (In Russian).

2. Conybeare, C. E. B. (1976). Geomorphology of Oil and Gas Fields in Sand-  
stone Bodies. Amsterdam - Oxford - New York, Elsevier Scientific Publishing Compa-  
ny, 341 p. (In English).

3. Zhemchugova, V. A. (2014). Practical Application of Reservoir Sedimen-  
tology in Modeling Hydrocarbon Systems. Moscow, Russian University of Oil and Gas  
named after I. M. Gubkin Publ., 344 p. (In Russian).

4. Selley, R. C. (1985). Ancient sedimentary environments and their sub-  
surface diagnosis. 3<sup>rd</sup> edition. London, Chapman and Hall, 300 p. (In Russian).

5. Serra, O. (1969). Sedimentary environments from wireline logs. New York,  
Schlumberger, 300 p. (In English).

6. Muromtsev, V. S. (1984). Elektrometricheskaya geologiya peschanykh  
tel - litologicheskikh lozushkek nefti i gaza. Leningrad, Nedra Publ., 260 p. (In Russian).

7. Reading, H. G. (1986). Sedimentary environments and facies. 2<sup>nd</sup> edition.  
Volume 1. Oxford, University of Oxford, 350 p. (In English).

8. Kuznetsov, V. G. (2011). Litologiya. Osnovy obshchey (teoreticheskoy)  
litologii. Moscow, Nauchnyy mir Publ., 360 p. (In Russian).

9. Popov, I. V. (1977). Zagadki rechnogo rusla. Leningrad, Gidrometeoizdat  
Publ., 168 p. (In Russian).

10. Larionova, Z. V., Bogatsky, V. I., Dovzhikova, E. G., Galkina, L. V., Erma-  
kova, O. L., Kostygova, ... Shabanova, G. A. (2002). Timan-Pechora sedimentary basin  
(explanatory note to the Atlas of Geological Maps, 2000). Ukhta, Timan-Pechora Re-  
search Center Publ., 122 p. (In Russian).

11. Zolotov, A. N., Pronicheva, M. V., & Rozhdestvensky, A. P. (Eds) (1985).  
Metodika pelegeomorfologicheskikh issledovaniy neftegazonosnykh oblastey SSSR.  
Moscow, Nedra Publ., 190 p. (In Russian).

12. Baraboshkin, E. Yu. (2007). Prakticheskaya sedimentologiya (terrigennye  
kollektora). Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 154 p. (In Russian).

13. Granjeon, D. (2014). 3D forward modelling of the impact of sediment  
transport and base level cycles on continental margins and incised valleys. Depositional  
Systems to Sedimentary Successions on the Norwegian Continental Margin, Georgia,  
Wiley, pp. 453-472. (In English).

14. Csato, I., Catuneanu, O., & Granjeon, D. (2014). Millennial-Scale Sequence  
Stratigraphy: Numerical Simulation with Dionisos. Journal of Sedimentary Research,  
84(5), pp. 394-406. (In English). DOI: 10.2110/jsr.2014.36

15. Jermannaud, P., Rouby, D., Robin, C., Nalpas, T., Guillocheau, F., & Rilllard, S. (2010). Plio-Pleistocene sequence stratigraphic architecture of the eastern Niger Delta: A record of eustasy and aridification of Africa. *Marine and Petroleum Geology*, 27(4), pp. 810-821. (In English). DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2009.12.005
16. Zorina, S. O. (2011). *Mekhanizmy osadkonakopleniya v epikontinental'nykh basseynakh*. Kazan, Kazan University Publ., 32 p. (In Russian).
17. Reineck, H. E., & Singh, I. B. (1975). *Depositional Sedimentary Environments: with Reference to Terrigenous Clastics*. Berlin - Helderberg - New York, Springer-Verlag, 551 p. (In English).
18. Walker, R. G., & James, N. P. (Eds) (1992). *Facies models: Response to sea level change*. St. John's, Geological Association of Canada, 454 p. (In English).
19. Belozеров, V. B. (2011). Rol' sedimentatsionnykh modeley v elektorofatsial'nom analize terrigennykh otlozheniy. *Bulletin of the Tomsk Politechnic University*, 319(1), pp. 116-123. (In Russian).
20. Paffengolts, K. N., Borovikov, L. I., & Shatalov, E. T. (Eds) (1978). *Geologicheskiy slovar': v 2 tomakh. 2<sup>nd</sup> edition, revised. Tom 1*. Moscow, Nedra Publ., 487 p. (In Russian).

**Информация об авторе**

**Information about the author**

*Хворост Ирина Михайловна, геолог 1 категории, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИ нефть», г. Пермь, Irina.Hvorost@pnn.lukoil.com*

*Irina M. Khvorost, Geologist of the 1<sup>st</sup> category, PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Perm, Irina.Hvorost@pnn.lukoil.com*

Статья поступила в редакцию 10.03.2023; одобрена после рецензирования 29.05.2023; принята к публикации 06.06.2023.

The article was submitted 10.03.2023; approved after reviewing 29.05.2023; accepted for publication 06.06.2023.

**Оценка эффективности внедрения технологических решений  
по повышению качества крепления скважин,  
разработанных на основе цифровых технологий**

**Д. В. Шаляпин<sup>1,2\*</sup>, Д. Л. Бакиров<sup>3</sup>, В. Г. Кузнецов<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

<sup>2</sup>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия

<sup>3</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия

\*Denis.Shalyapin@lukoil.com

*Аннотация.* В статье показан процесс формирования мероприятий на основе цифровых технологий с целью повышения качества цементирования скважин на месторождениях Западной Сибири. Выявлена и решена проблема, связанная с низким качеством входной информации, за счет привлечения нескольких независимых источников. Обоснована экономическая эффективность разработанных методов сокращения трудозатрат на сбор данных для моделирования с использованием алгоритмов машинного обучения. Приведены перспективы сокращения затрат на проведение ремонтно-изоляционных работ в случае внедрения разработанных решений. Представлена ключевая информация по сформированным гипотезам и целям реализации каждой из них. Описана методика анализа результатов опытно-промышленных работ с использованием различных математических алгоритмов. Дана оценка эффективности разработанных решений путем сравнения результатов цементирования опытных скважин и скважин, построенных по базовой технологии. В качестве обобщающего результата приведена динамика роста качества цементирования на месторождениях Западной Сибири. На основе собранной опытной информации скорректированы решения, которые повторно внедряются для окончательной оценки эффективности.

*Ключевые слова:* цементирование скважин, крепь скважины, цифровые технологии, адгезия

*Для цитирования:* Шаляпин, Д. В. Оценка эффективности внедрения технологических решений по повышению качества крепления скважин, разработанных на основе цифровых технологий / Д. В. Шаляпин, Д. Л. Бакиров, В. Г. Кузнецов. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-3-68-83 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 3. – С. 68–83.

**An evaluation of the effectiveness of implementing technological  
solutions based on digital technologies to improve well casing quality**

**Denis V. Shalyapin<sup>1,2\*</sup>, Daniyar L. Bakirov<sup>3</sup>, Vladimir G. Kuznetsov<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

<sup>2</sup>KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia

<sup>3</sup>LUKOIL-Engineering LLC, Moscow, Russia

\* Denis.Shalyapin@lukoil.com

**Abstract.** The article presents the process of forming measures based on digital technologies to improve the quality of well cementing at the fields of Western Siberia. The problem associated with the low quality of input information due to the use of several independent sources was identified and solved. The economic efficiency of the developed methods for reducing the labour costs of data collection for modelling using machine learning algorithms is demonstrated. If the solutions developed are implemented, there is a prospect of reducing the cost of repair and insulation work. Key information is provided about the hypotheses generated and their objectives. The authors of the article describe the method of using various mathematical algorithms to analyze the results of industrial experimental work. The efficiency of the developed solutions is evaluated by comparing the results of cementing experimental wells and wells built using the basic technology. The dynamics of cement quality growth in the fields of Western Siberia are summarised as a general result. As a result of the experience gained, the solutions have been adapted and are in the process of being re-implemented in order to make a final assessment of their effectiveness.

**Keywords:** well cementing, well casing, digital technologies, adhesion

**For citation:** Shalyapin, D. V., Bakirov, D. L., & Kuznetsov, V. G. (2023). An evaluation of the effectiveness of implementing technological solutions based on digital technologies to improve well casing quality. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 68-83. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-3-68-83

## **Введение**

Процесс цементирования скважин включает проведение комплекса технологических операций, от эффективности выполнения которых зависит качество крепи скважины. На данном этапе развития промышленности в области цементирования скважин наблюдается отсутствие положительной или отрицательной динамики изменения сплошности контакта цементного камня с обсадной колонной и однородности вещества в затрубном пространстве, несмотря на разрабатываемые отдельные технологические решения [1]. Это свидетельствует о необходимости изменения подхода к улучшению процесса цементирования. Одним из способов является цифровизация процесса анализа данных с последующей разработкой решений по повышению эффективности проведения цементирования скважин. Использование современных математических методов позволяеткратно увеличить объем анализируемой информации и передать математические итерации машинному алгоритму, который разрабатывается и оптимизируется под контролем экспертов. На основе приведенной информации была создана и применена методика по повышению качества цементирования скважин с использованием цифровых технологий. В результате чего были сформированы и внедрены 24 мероприятия на скважинах, построенных во втором полугодии 2022 года.

## **Объект и методы исследования**

Основываясь на поставленной проблеме, мы провели анализ подходов и методов повышения качества цементирования скважин. Согласно

собранной информации [2–5], можно сделать вывод о том, что производственные предприятия в основном делают упор на оптимизацию технологии цементирования или совершенствование состава тампонажного раствора. Однако предпринимаемые усилия не приносят значительного улучшения состояния крепи скважины, что наглядно показано на рисунке 1, построенном по аппроксимированным данным нескольких нефтегазодобывающих предприятий.



**Рис. 1. Динамика изменения качества цементирования за период 2012–2022 гг.**

Нивелирования субъективности и проблемы малой выборки исходной информации при принятии решений возможно достичь путем применения алгоритмов машинного обучения, благодаря которым человеческий разум может охватить кратно больший спектр данных. Цифровизация подхода к решению задачи по повышению качества цементирования скважин начата с анализа научно-технической литературы на предмет использования математического моделирования на основе алгоритмов машинного обучения в области бурения скважин. В результате чего установлен ряд направлений, по которым идет развитие: предупреждение аварий и осложнений при бурении скважин [6], оптимизация траектории ствола скважины [7] и идентификация горных пород по изменению режимов бурения [8]. На основе собранной информации определены подходы к решению различных задач, установлена методология по созданию моделей и их оптимизации.

После проведенного анализа научно-технической литературы была сформирована и внедрена на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» методика [9] моделирования процесса цементирования скважин, в основе которой лежат методы машинного обучения, созданные и оптимизированные с учетом мнений нескольких экспертов в области крепления скважин.

## Результаты и обсуждение

### Основные положения работы

Разработанная методика повышения качества цементирования скважин включает 3 основных этапа: сбор информации, моделирование и формирование конкретных решений.

На начальном этапе организован сбор информации из разрозненных источников: отчет супервайзеров, ежедневная сводка по бурению, акты по итогам цементирования, меры обсадных колонн, сводки подрядных организаций. На формирование базы данных, в среднем состоящей из 300 скважин, таким образом затрачивалось до 222 часов рабочего времени. В целях снижения временного фактора в информационной системе организовано создание матриц, которые содержали всю информацию из дел скважин. Данное решение позволило сократить время на формирование базы данных до 48 часов. Но в ходе выборочной проверки были установлены неточности и ошибки в исходных данных, что негативно сказалось на получаемых результатах при моделировании — найденные зависимости и наиболее важные факторы вызвали сомнения у ряда экспертов. Данная ситуация потребовала изменить подход к сбору информации и ее проверке. Для этого были составлены специальные таблицы, которые заполняются непосредственно после проведения цементирования представителями ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» и содержат следующую информацию: режимы бурения и проработки, реология бурового раствора, параметры тампонажного раствора, режимы промывки, технология закачки цемента, параметры буферных жидкостей, элементы оснастки. Данное решение позволило повысить качество исходных данных и сократить время формирования матрицы по сравнению с изначальным вариантом до 99 часов.

Дополнительно проведена аналитическая работа по обоснованию целевых показателей качества крепления скважин. Для этого исследованы результаты акустического и плотностного каротажей скважин, на которых были зафиксированы заколонные циркуляции жидкостей в 2018–2022 гг. (рис. 2).

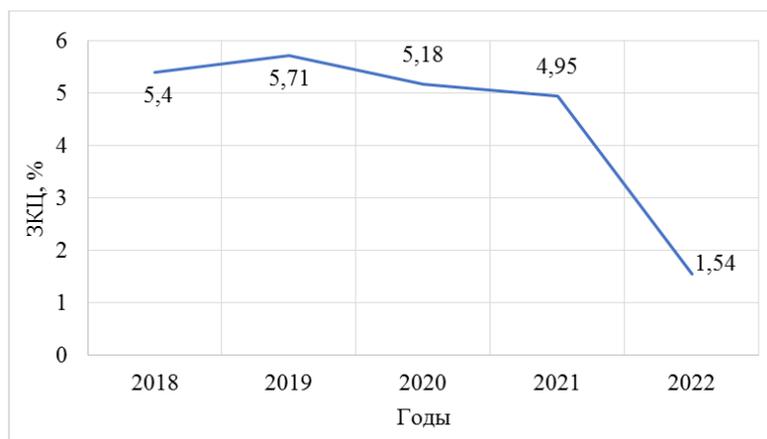
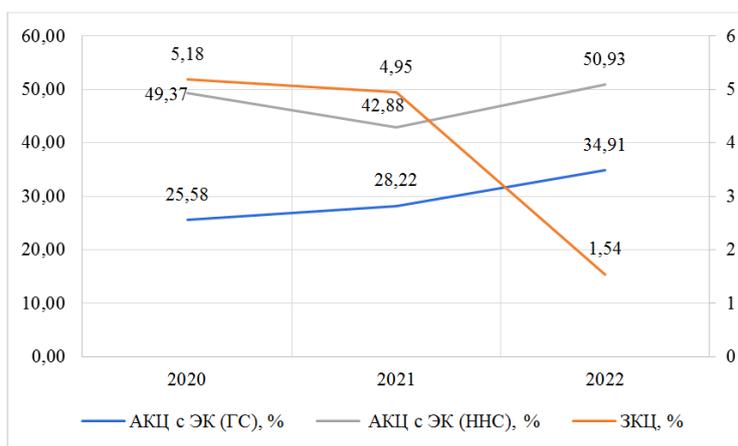


Рис. 2. Динамика изменения количества заколонных циркуляций за период 2018–2022 гг.

В среднем проведение ремонтно-изоляционных работ (РИР) необходимо на более чем 500 скважинах в год. Согласно информации по количеству РИР за 2022 г., на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» установлен факт проведения более 160 ремонтных работ.

Анализ влияния изменения качества крепления наклонно направленных скважин с горизонтальным окончанием (ГС) и наклонно направленных скважин (ННС) на вероятность возникновения заколонных циркуляций за период 2020–2022 гг. показал, что увеличение доли сплошного контакта с колонной свыше 28 и 43 % для ГС и ННС, соответственно, что приводит к кратному снижению вероятности появления заколонной циркуляции (рис. 3).



**Рис. 3. Динамика влияния изменения качества цементирования и количества скважин с заколонной циркуляцией**

На втором этапе на основе собранной информации были проведены расчеты с использованием программного комплекса Statistica и языка программирования C++. При моделировании были применены 3 алгоритма машинного обучения: «Лес случайных решений», Байесовский классификатор и нейронные сети. Модели, полученные на базе данных из информационной системы, имели качество на уровне 80–83 %, на основе верифицированной информации — более 93 %. В результате расчетов были выявлены наиболее важные факторы и получены неявные взаимосвязи между входными параметрами.

На третьем этапе на основе результатов предыдущего шага сформированы решения по повышению качества цементирования скважин с учетом мнений нескольких экспертов [10]. На основе решений созданы мероприятия, регулирующие основные этапы строительства скважин, запланированных во втором квартале 2022 года. Для технологического улучшения дополнительно разработаны 10 гипотез, оптимизирующих бурение, подготовку ствола, промывку и цементирование, для внедрения которых разработана план-программа опытно-промышленных работ для 25 скважин.

### *Мероприятия и план-программа опытно-промышленных работ*

Сформированные мероприятия состоят из 24 пунктов, разделенных на 19 блоков. Обобщенно данные решения можно представить в следующем виде.

1. Провести разработку план-программы опытно-промышленных работ по проверке выдвинутых 10 гипотез, направленных на повышение качества цементирования скважин.

2. Обеспечить эксцентриситет эксплуатационной колонны на уровне 80 % в интервале цемента нормальной плотности. Пересмотреть методику проведения расчетов необходимого количества центраторов.

3. Предусмотреть применение дополнительных буферных жидкостей на основе полимеров или абразивных реагентов. Разработать технологию приготовления жидкостей на кустовых площадках. Увеличить объем буферных пачек до 10 м<sup>3</sup>.

4. Увеличить высоту подъема цемента нормальной плотности до 300 м по стволу над кровлей продуктивного пласта.

5. Пересмотреть рецептуры тампонажных растворов с возможностью раздельного ввода понизителя водоотдачи, пластификатора и замедлителя схватывания. Оптимизировать параметры тампонажного раствора.

6. Подрядчику по цементированию предусмотреть формирование отдельных флотов для эксплуатационной колонны и для кондуктора.

7. Производить закачку тампонажного раствора в эксплуатационную колонну после накопления не менее 8 м<sup>3</sup> раствора заданной плотности. Обеспечить непрерывность закачки.

8. Обеспечить подачу не менее 25 л/с воды с буровой для нужд тампонажного флота.

9. Супервайзерским службам обеспечить контроль всего процесса цементирования путем проведения контрольных замеров плотности тампонажных растворов, проверки соблюдения схем расстановки тампонажной техники, отбора контрольных проб цементов, проверки режимных параметров цементирования.

10. Исключить проведение гидроразрыва пласта на кустовой площадке на период проведения цементирования.

План-программа разработана с целью проверки эффективности следующих 10 гипотез.

1. Включение калибрующих элементов в состав компоновки низа буровой колонны (КНБК) для обеспечения цилиндричности ствола скважины.

2. Увеличение скорости вращения КНБК и расхода промывочной жидкости при бурении интервала цемента нормальной плотности для повышения эффективности очистки ствола скважины и обеспечения его цилиндричности.

3. Проведение промывки сразу после добурирования интервала под эксплуатационную колонну для повышения эффективности очистки ствола скважины.

4. Увеличение режимов проработки для повышения эффективности очистки ствола скважины.

5. Проведение окончательной промывки перед цементированием через цементировочную головку для минимизации временного разрыва между промывкой и цементированием.

6. Снижение реологии бурового раствора, применяемого для окончательной промывки перед цементированием с целью повышения эффективности вымыва застойных зон.

7. Корректировка технологии промывки во время спуска эксплуатационной колонны для повышения эффективности вымыва застойных зон и удаления глинистого слоя со стенок обсадных труб.

8. Использование дополнительных буферных растворов для повышения эффективности замещения бурового раствора тампонажными и обеспечения вымыва застойных заглеленных зон.

9. Корректировка параметров тампонажного раствора для получения минимально возможного времени схватывания цемента.

10. Обеспечение эксцентриситета не более 0,2 в интервале цемента нормальной плотности для повышения эффективности замещения бурового раствора тампонажными и достижения однородности вещества в затрубном пространстве.

#### *Анализ результатов опытно-промышленных работ*

Реализация разработанных мероприятий началась с февраля 2022 года, поэтому возможно провести сравнение результатов цементирования скважин, законченных в 2021 и 2022 годах (рис. 4, 5). Установлено, что в ННС в интервале цементного раствора нормальной плотности доля сплошного контакта с колонной увеличилась на 7,0 %, с породой — на 7,3 %; в ГС рост контакта с колонной — на 2,0 %, с породой — на 2,0 %. Однородность заполнения затрубного пространства в ГС выросла на 7,8 %, в ННС — на 10,0 %.

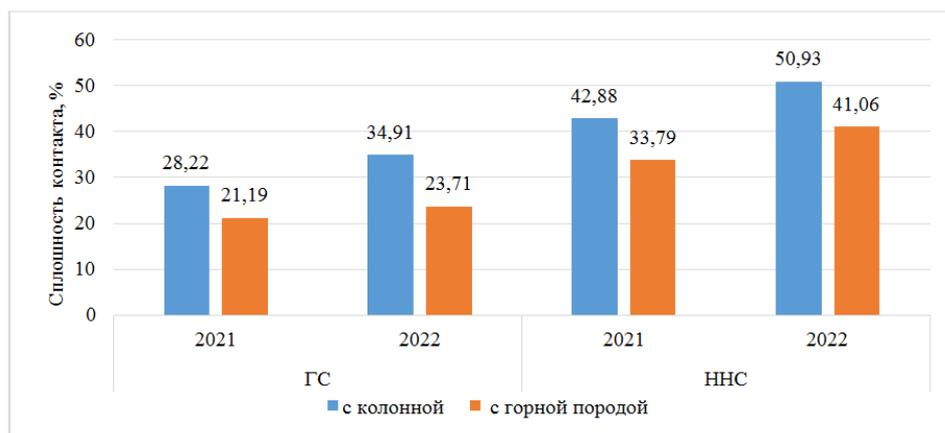
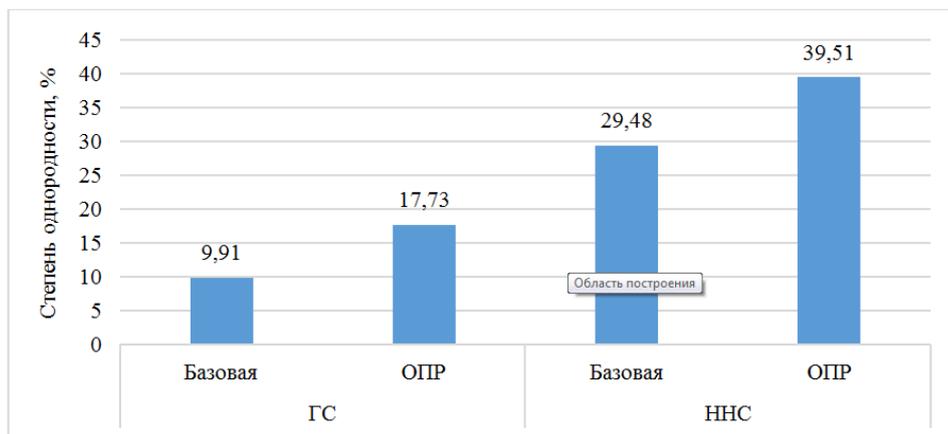
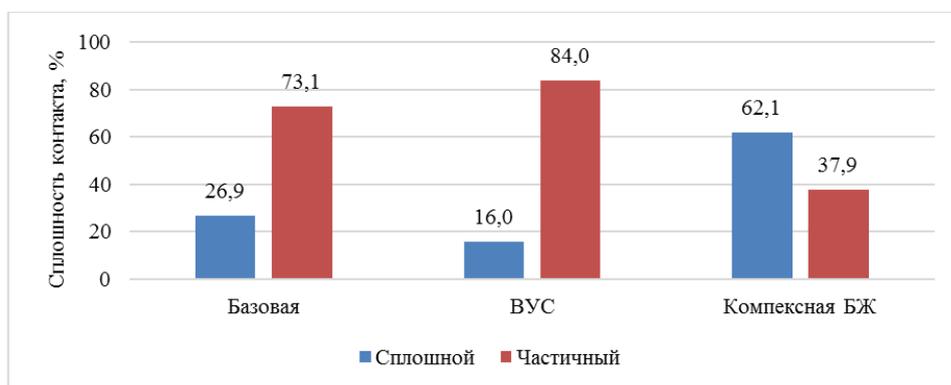


Рис. 4. Динамика изменения сплошности контакта в 2021–2022 гг.



**Рис. 5. Динамика изменения однородности вещества в затрубном пространстве в 2021–2022 гг.**

В рамках реализации мероприятий отдельно проходили испытания дополнительных буферных жидкостей на 6 скважинах, в качестве которых использовались вязкоупругие составы или абразивные химические реагенты. В результате установлено, что применение полимерных веществ способствует значительному ухудшению качества сцепления цементного камня с обсадной колонной, использование абразивных реагентов улучшает качество контакта (рис. 6).



**Рис. 6. Зависимость сплошности контакта от типа применяемой буферной жидкости**

По итогу проведения опытно-промышленных работ по применению разработанных 10 гипотез на 25 скважинах получены противоречивые результаты: с одной стороны, зафиксировано снижение сплошности контакта в пределах 10 %, с другой стороны, отмечен кратный рост степени однородности вещества в затрубном пространстве по сравнению со скважинами, построенными по базовой технологии (рис. 7).

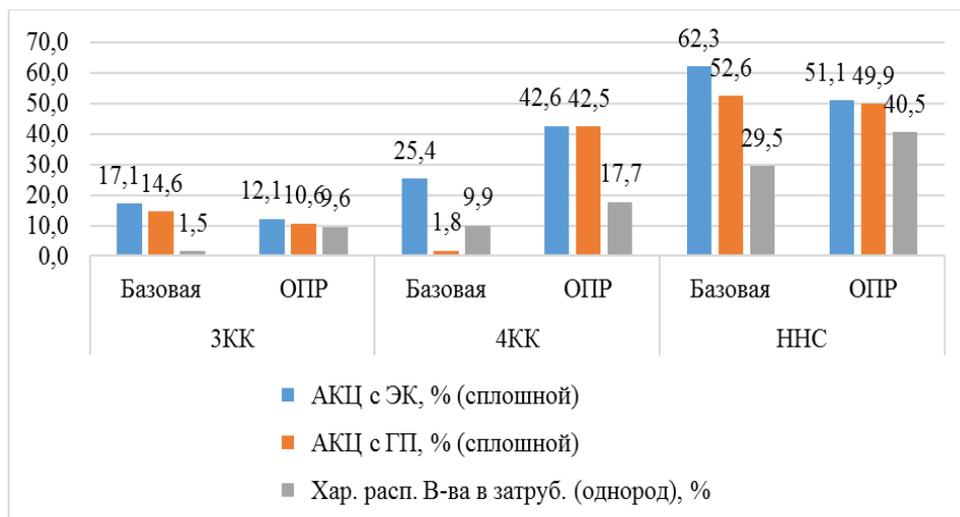


Рис. 7. Результаты цементирования, проведенного согласно план-программе

Для установления причин неоднозначности результатов был проведен анализ технологических операций, которые могли повлиять на результаты акустической цементометрии (АКЦ) и селективной гамма-дефектометрии-толщинометрии (СГДТ). В результате определено, что основной негативный вклад в снижение сплошности контакта внесло применение в качестве буферной жидкости вязкоупругих составов на основе полимеров. Данный тезис подтверждается как данными, представленными на рисунке 5, так и проведенными расчетами согласно закону Снеллиуса для звуковых волн. Из него следует, что при переходе из одной намного более плотной среды (металлическая труба со скоростью звука до 6 500 м/с) в другую (глинисто-полимерная пленка со скоростью звука до 500 м/с) угол преломления звука значительно возрастает вплоть до полного непрохождения границы раздела двух фаз. Данная ситуация характерна для внутрискважинных условий, при которых прокачанная вязкая жидкость помимо оставления полимерной пленки на стенках обсадной колонны поднимает глинистую взвесь с забоя скважины, тем самым дополнительно способствуя образованию низкопроницаемого для звука слоя.

Другим фактором, способствующим снижению сплошности контакта цемента со стенкой эксплуатационной колонны, стал повышенный диаметр опытных скважин (рис. 8). Анализ причин увеличения коэффициента кавернозности показал, что высокие значения механической скорости на опытных скважинах оказали негативное влияние на геометрию ствола. Это подтверждается направлением линии тренда (рис. 9), построенной по данным, полученным в ходе проведения опытно-промышленных работ.

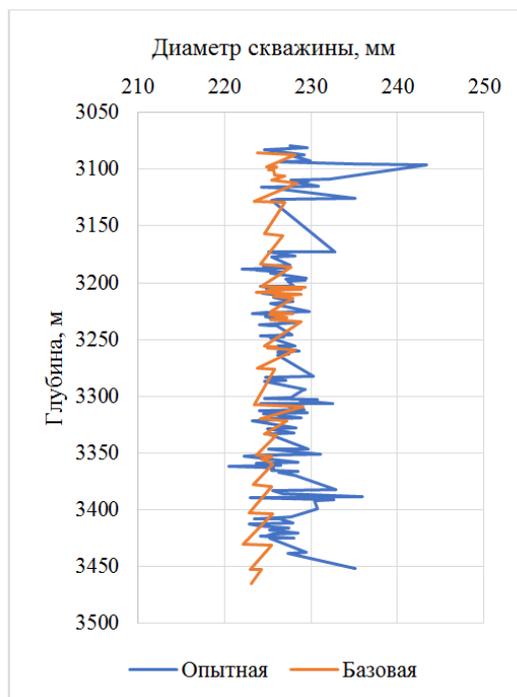


Рис. 8. Сравнение профилеметрий опытной и базовой скважин

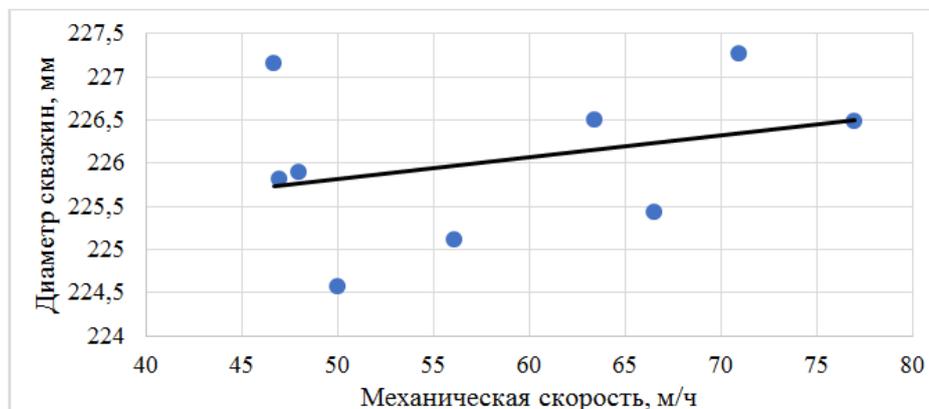
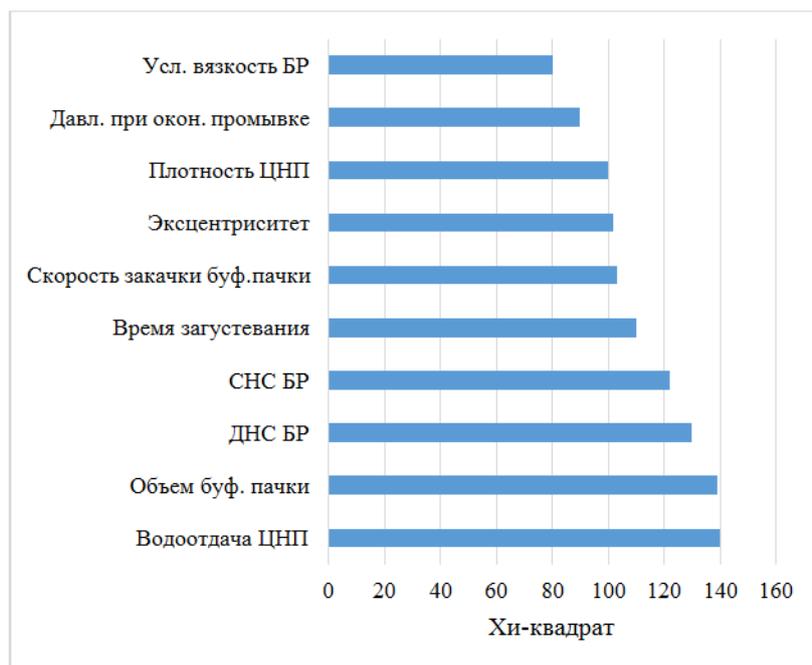


Рис. 9. Влияние механической скорости на диаметр скважины

После установления негативных факторов, повлиявших на результаты цементирования опытных скважин, при помощи цифровых технологий был проведен анализ. Для повышения качества математических исследований к 25 опытным скважинам были добавлены данные по 76 ННС и 78 скважинам, построенным по трехколонной конструкции. Далее собранная информация была разбита по ключевым параметрам: целевой

пласт и конструкция. Таким образом, получилось 3 базы данных: наклонно направленные скважины, горизонтальные скважины с четырехколонной и трехколонной конструкциями. Из-за малого количества базовых горизонтальных скважин с четырехколонной конструкцией для сравнения анализ проведен только для двух других групп.

На основе собранной информации установлены наиболее важные параметры, часть из которых представлена на рисунке 10. График получен в результате расчета критерия Хи-квадрат, суть которого заключается в определении математического веса критерия относительно целевой переменной.

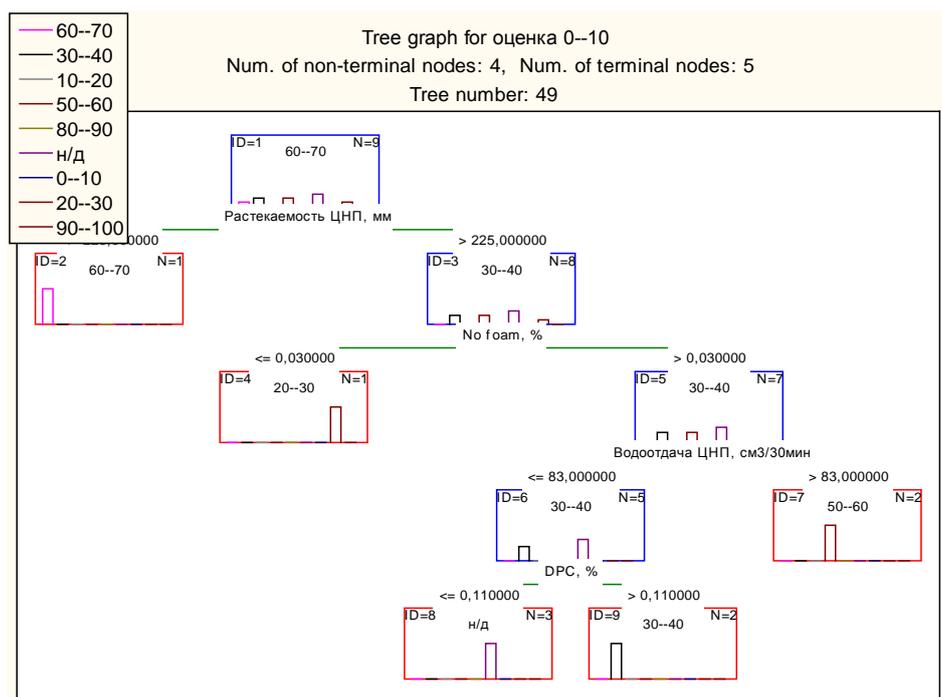


*Рис. 10. Наиболее важные параметры, влияющие на качество цементирования скважин*

Исходя из результатов, представленных на рисунке 10, наиболее значимы следующие параметры: реология бурового раствора на всех этапах бурения, параметры тампонажного раствора, центрирование колонны, тип буферных жидкостей и режимы цементирования. Остальные группы параметров внесли синергетический эффект в степень улучшения цементирования крепления.

Далее был исследован каждый параметр с помощью алгоритма «Лес случайных решений» и построения точечных графиков, отражающих одновременно зависимость между показателями качества цементирования и анализируемым фактором. В качестве примера ниже рассмотрено исследование параметров тампонажного раствора.

Для исследования комплексного влияния параметров были построены 56 деревьев решений в программном комплексе Statistica, качество полученной модели составило 86 %. На рисунке 11 показано взаимное влияние параметров тампонажного раствора ННС на качество цементирования. Распределение информации на графике происходит путем поэтапного разделения данных по ключевым признакам в порядке убывания их математической значимости относительно целевого показателя. Видно, что целесообразно поддерживать растекаемость ниже 225 мм, при невозможности обеспечить данное значение содержание пеногасителя должно быть более 0,03 %, водоотдача — выше 83 см<sup>3</sup>/30 мин.



**Рис. 11. Распределение параметров тампонажного раствора относительно результатов акустической цементометрии**

После анализа синергетического воздействия параметров на качество цементирования скважин были построены точечные графики с целью создания регрессионных кривых с помощью метода наименьших квадратов для определения направления корректировки исследуемых величин. На рисунке 12 в качестве наглядного примера показано влияние селективной плотности цемента в ННС на СГДТ. Видно, что увеличение плотности свыше 1 850 кг/м<sup>3</sup> оказывает положительное влияние. Подобные графики были построены для каждого параметра ННС и ГС с трехколонной конструкцией.

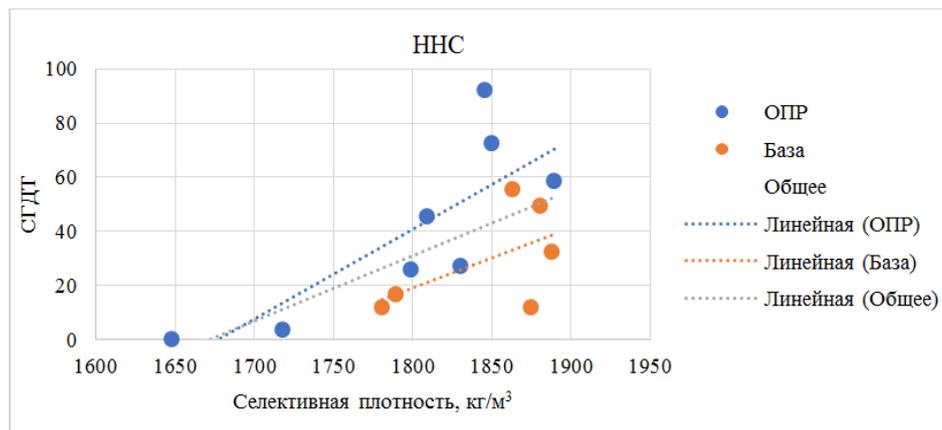


Рис. 12. Зависимость селективной гамма-дефектометрии-толщинометрии от селективной плотности в наклонно направленных скважинах

На основании анализа деревьев решений и точечных графиков были скорректированы рекомендуемые параметры и исключены факторы, которые усложняют процесс цементирования и негативно влияют на качество.

#### Экономический эффект

Как было отмечено, сокращение трудозатрат достигается за счет оптимизации процесса сбора и подготовки информации для моделирования процесса крепления скважин с использованием цифровых технологий. В таблице собраны сравнительные данные по разным способам создания матриц.

#### Сравнение трудозатрат на сбор информации для моделирования процесса крепления скважин

Способ сбора информации	Затраты времени, ч/скв.	Снижение относительно ручного способа, %	Примечание
Ручной	0,74	–	Большое количество источников информации
Автоматизированный	0,16	78	Наличие ошибок в выгружаемых данных
Оптимизированный ручной	0,33	55	Уменьшено количество источников информации

Исходя из полученных результатов геофизических исследований скважин (АКЦ и СГДТ), установлен рост сплошности контакта с обсадной колонной в 2022 году в ГС с 28 до 35 %, в ННС — с 42 до 51 %. Потенци-

ально реализация разработанных мероприятий позволила сократить в 2022 году долю скважин, требующих проведения РИР, до 1,5 %.

### **Выводы**

1. На основе математических моделей, построенных с использованием цифровых технологий, сформированы мероприятия и план-программа их внедрения для повышения качества цементирования скважин.

2. Оптимизирована методика сбора и подготовки информации для моделирования. Достигнуты сокращения трудозатрат на 55 % или на 407 тыс. руб. по сравнению с первоначальным способом. Качество математических моделей возросло с 80 до 93 %.

3. Осуществлено внедрение мероприятий на скважинах, построенных во втором полугодии 2022 года, и отдельно проведены опытные работы на 25 скважинах по апробации 10 гипотез, разработанных с целью повышения качества цементирования. Установлено, что в ННС в интервале цементного раствора нормальной плотности доля сплошного контакта с колонной увеличилась на 7,0 %, с породой — на 7,3 %; в ГС рост контакта с колонной — на 2,0 %, с породой — на 2,0 %. Однородность заполнения затрубного пространства в ГС выросла на 7,8 %, в ННС — на 10,0 %.

4. На основании собранной информации по опытным скважинам скорректированы технологические решения и сформированы новые план-программы отдельно для разных профилей скважин.

### **Список источников**

1. Оптимизация технико-технологических решений для строительства сложнопрофильных скважин / Д. Л. Бакиров, Э. В. Бабушкин, В. А. Бурдыга [и др.]. – DOI 10.30713/0207-2351-2019-8(608)-39-44. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 8 (608). – С. 39–44.

2. Оптимизация затрат на бурение и обустройство месторождения в условиях геологической неопределенности / Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов, Я. И. Баранников [и др.]. – DOI 10.30713/0130-3872-2018-10-22-28. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 10. – С. 22–28.

3. Галкин, В. И. Статистическое моделирование расширяющегося тампонажного состава / В. И. Галкин, А. А. Куницких. – DOI 10.15593/2224-9923/2017.3.2. – Текст : непосредственный // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т. 16, № 3. – С. 215–224.

4. Development and Characterization of Smart Cement for Real Time Monitoring of Ultra-Deepwater Oil Well Cementing Applications / C. Vipulanandan, R. Krishnamoorti, R. Saravanan [et al.]. – Text : electronic // Offshore Technology Conference, Texas, USA, 5–8 May, 2014. – URL: <https://doi.org/10.4043/25099-MS>. – Published: May, 05, 2014.

5. Application of Machine Learning to accidents detection at directional drilling / E. Gurina, N. Klyuchnikov, A. Zaytsev [et al.]. – Text : electronic // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 184. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106519>.

6. Machine Learning as New Approach for Dogleg Severity Prediction / A. Fakhrylgayanov, A. A. J. Soh, A. Osman. – Text : electronic // SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, 25–27 May, 2021. – URL: <https://doi.org/10.2118/202160-MS>.
7. Using Drilling and Logging Data for Developing 1D Mechanical Earth Model for a Mature Oil Field to Predict and Mitigate Wellbore Stability Challenges / M. Afsari, M. Amani, S. M. Razmgir [et al.] // International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, Beijing, China, 8–10 June, 2010. – URL: <https://doi.org/10.2118/132187-MS>. – Published: June, 08, 2010.
8. Совершенствование методики анализа данных по креплению скважин / Д. В. Шаляпин, Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов, В. Г. Кузнецов. – DOI 10.33285/0130-3872-2022-5(353)-36-39.– Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 5 (353). – С. 36–39.
9. Применение методов машинного обучения для повышения качества крепления скважин / Д. В. Шаляпин, Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-5-81-93. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 5. – С. 81–93.
10. Исследование фактической информации по креплению скважин с применением машинного обучения и нейронных сетей / Д. В. Шаляпин, Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2021-3-108-119. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2021. – № 3 (147). – С. 108–119.

### **References**

1. Bakirov, D. L., Babushkin, E. V., Burdyga, V. A., Fattahov, M. M., Shherbakov, A. V., & Dobrochasov, A. I. (2019). Optimization of technical-technological solutions for construction of complex-profile wells. *Oilfield Engineering*, (8(608)), pp. 39-44. (In Russian). DOI: 10.30713/0207-2351-2019-8(608)-39-44
2. Bakirov, D. L., Fattakhov, M. M., Barannikov, Ya. I., Vityaz, A. V., & Abdrahmanov, R. R. (2018). Optimization of drilling costs and construction of a field facilities in conditions of geological uncertainty. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, (10), pp. 22-28. (In Russian). DOI: 10.30713/0130-3872-2018-10-22-28
3. Galkin, V. I., & Kunitskikh, A. A. (2017). Statistical modelling of expanding cement slurry. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 16(3), pp. 215-224. (In Russian). DOI: 10.15593/2224-9923/2017.3.2
4. Vipulanandan, C., Krishnamoorti, R., Saravanan, R., Liu, J., Qu, Q., Narvaez, G.,... Pappas, J. M. (2014). Development and Characterization of Smart Cement for Real Time Monitoring of Ultra-Deepwater Oil Well Cementing Applications. *Offshore Technology Conference*, Texas, USA, May, 5-8, 2014. (In English). Available at: <https://doi.org/10.4043/25099-MS>
5. Gurina, E., Klyuchnikov, N., Zaytsev, A., Romanenkova, E., Antipova, K., Simon, I., Makarov, V., & Koroteev, D. (2020). Application of Machine Learning to accidents detection at directional drilling. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 184. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106519>

6. Fakhrylgayanov, A., Soh, A. A. J., & Osman, A. (2021). Machine Learning as New Approach for Dogleg Severity Prediction. SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conf. and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, May, 25-27, 2021. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/202160-MS>

7. Afsari, M., Amani, M., Razmgir, S. M., Karimi, H., & Yousefi, S. (2010). Using Drilling and Logging Data for Developing 1D Mechanical Earth Model for a Mature Oil Field to Predict and Mitigate Wellbore Stability Challenges. International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, Beijing, China, June, 8-10. (In English). Available: <https://doi.org/10.2118/132187-MS>

8. Shalyapin, D. V., Bakirov, D. L., Fattakhov, M. M., & Kuznetsov, V. G. (2022). Improvement of the method of well cementing data analysis. Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea (5(353)), pp. 36-39. (In Russian). DOI: 10.33285/0130-3872-2022-5(353)-36-39

9. Shalyapin, D. V., Bakirov, D. L., Fattakhov, M. M., Shalyapina, A. D., Mel'ekhov, A. V., Sherbakov, A. V., & Kuznetsov, V. G. (2020). The applying of machine learning methods to improve the quality of well casing. Oil and Gas Studies, (5), pp. 81-93. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-5-81-93

10. Shalyapin, D. V., Bakirov, D. L., Fattakhov, M. M., Shalyapina, A. D., & Kuznetsov, V. G. (2021). Research of actual information on well casing using machine learning and neural networks. Oil and Gas Studies, (3), pp. 108-119. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2021-3-108-119

#### **Информация об авторах**

#### **Information about the authors**

**Шалыпин Денис Валерьевич**, аспирант, Тюменский индустриальный университет, научный сотрудник отдела разработки рабочих проектов управления проектирования строительства скважин, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, [Denis.Shalyapin@lukoil.com](mailto:Denis.Shalyapin@lukoil.com)

**Бакиров Данияр Лябинович**, кандидат технических наук, заместитель генерального директора по научной работе в области строительства скважин, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва

**Кузнецов Владимир Григорьевич**, доктор технических наук, профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Denis V. Shalyapin**, Postgraduate, Industrial University of Tyumen, Researcher in the Work Design Department of the Well Design Department, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, [Denis.Shalyapin@lukoil.com](mailto:Denis.Shalyapin@lukoil.com)

**Daniyar L. Bakirov**, Candidate of Engineering, Deputy Director General for Well Construction Research, LUKOIL-Engineering LLC, Moscow

**Vladimir G. Kuznetsov**, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 21.04.2023; одобрена после рецензирования 27.04.2023; принята к публикации 02.05.2023.

The article was submitted 21.04.2023; approved after reviewing 27.04.2023; accepted for publication 02.05.2023.

# Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта

---

## Designing, construction and operation of pipeline transport system

2.8.5. Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ  
(технические науки)

УДК 662.691.4

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-3-84-94

### Определение частот свободных колебаний надземных участков трубопроводов, транспортирующих несжимаемую жидкость

Д. А. Черенцов, С. П. Пирогов\*

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

\*pirogovsp@tyuiu.ru

**Аннотация.** При определенных условиях надземные участки трубопроводов подвергаются колебаниям. Рост амплитуд колебаний выше предельных значений может привести к разрушению объекта. Для оценки вибропрочности трубопроводов и поиска самых эффективных способов отстройки от резонансных частот возмущения необходимо определять собственные частоты колебаний и характеристики колебательных процессов. Разработана математическая модель определения частоты свободных колебаний надземных участков трубопроводов, учитывающая влияние внутреннего давления и скорости перекачиваемой жидкости. Получено численное решение на основе метода Бубнова — Галеркина, определено достаточное количество элементов ряда в приближенном решении. Проведены численные эксперименты, показано, что для каждого участка частоты должны определяться при конкретных условиях, соответствующих режиму перекачки.

**Ключевые слова:** частоты свободных колебаний, собственные частоты, надземный трубопровод, несжимаемая жидкость, математическая модель, численные методы

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

**Для цитирования:** Черенцов, Д. А. Определение частот свободных колебаний надземных участков трубопроводов, транспортирующих несжимаемую жидкость / Д. А. Черенцов, С. П. Пирогов. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-3-84-94 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 3. – С. 84–94.

### Determination of the natural frequencies of the above-ground sections of pipelines transporting an incompressible fluid

Dmitry A. Cherentsov, Sergey P. Pirogov\*

**Abstract.** Under certain conditions, above-ground sections of pipelines are subject to vibration. Increasing the vibration amplitudes beyond the limits can cause the object to fail. In order to assess the vibration resistance of pipelines and to find the most effective ways of detuning from the resonant frequencies of disturbances, it is necessary to determine the natural frequencies of oscillations and the characteristics of the oscillation processes. The authors of the article developed a mathematical model to determine the frequency of free vibrations of above-ground pipeline sections, taking into account the influence of internal pressure and the velocity of the pumped fluid. As a result, a numerical solution based on the Bubnov-Galerkin method was obtained and a sufficient number of series elements in the approximate solution was determined. The authors performed numerical experiments. These showed that the frequencies should be determined for each section under specific conditions according to the pumping mode.

**Keywords:** frequencies of free oscillations, natural frequencies, above-ground pipeline, incompressible fluid, mathematical model, numerical methods

**Acknowledgements:** The authors are grateful to the National Project "Science and Universities" of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (grant No. FEWN-2021-0012) for supporting this research.

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

## **Введение**

При определенных условиях надземные участки трубопроводов подвергаются колебаниям. Рост амплитуд колебаний выше предельных значений может привести к разрушению объекта. Требования к расчетам на вибрации надземных трубопроводов представлены в нормативной документации<sup>1</sup>. Для оценки вибропрочности трубопроводов и поиска самых эффективных способов отстройки от резонансных частот возмущения необходимо определять собственные частоты колебаний и характеристики колебательных процессов. При оценке собственных частот трубопровод рассматривается как стержень, перекачиваемая жидкость при этом учитывается только как дополнительная масса<sup>2</sup>. В работах [1–11] исследовано влияние внутреннего давления и скорости перекачиваемой жидкости на частоты свободных колебаний. Предложенные зависимости получены на основе различных предпосылок и с помощью различных теорий (стержневой теории и теории тонких оболочек) и по-разному учитывают давление и скорость перекачиваемой жидкости.

---

<sup>1</sup> СА 03-003-07. Расчеты на прочность и вибрацию стальных технологических трубопроводов: нормативные документы межотраслевого применения по вопросам промышленной безопасности и охраны недр / Российская ассоциация экспертных организаций техногенных объектов повышенной опасности. – Введ. 2006-11-27. – М.: Стандартинформ, 2007. – 72 с.

<sup>2</sup> Там же. – С. 48.

В данной работе представлен подход к определению частот свободных колебаний прямолинейного участка трубопровода с учетом давления и скорости перекачиваемой несжимаемой жидкости.

### Объект и методы исследования

Объектом исследования является прямолинейный участок надземного трубопровода постоянного диаметра, перекачивающего несжимаемую жидкость с постоянным начальным давлением  $P_H$  и расходом жидкости  $Q$  (рис. 1).

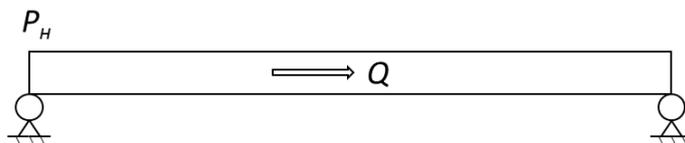


Рис. 1. Объект исследования

При моделировании колебаний трубопровод рассматривается в виде прямого стержня. В качестве уравнения, описывающего колебания, используется дифференциальное уравнение поперечных деформаций стержня при воздействии продольных усилий [12]

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

где  $\rho_{\text{тр}}$ ,  $\rho_{\text{ж}}$  — плотности материала трубопровода и жидкости;  $S_{\text{тр}}$ ,  $S_{\text{ж}}$  — площади сечения трубопровода и жидкости;  $E$  — модуль упругости материала трубопровода;  $J$  — момент инерции сечения трубопровода;  $F$  — растягивающие усилия;  $w$  — смещение оси трубопровода в поперечном направлении.

Суммарное растягивающее усилие может быть представлено в виде

$$F = (\mu\sigma_{\text{кц}} - \alpha E \Delta t + E \varepsilon_x) S_{\text{тр}}, \quad (2)$$

где  $\mu$  — коэффициент Пуассона материала трубы;  $\alpha$  — коэффициент линейного расширения материалы трубы;  $\Delta t$  — температурный перепад,  $\varepsilon_x$  — дополнительная деформация в продольном направлении;  $\sigma_{\text{кц}}$  — кольцевые напряжения, возникающие в стенках трубопровода, определяются как  $Pd_{\text{вн}}/2\delta$ , где  $P$  — давление,  $d_{\text{вн}}$  — внутренний диаметр трубопровода,  $\delta$  — толщина стенки трубопровода.

В случае отсутствия температурного перепада и дополнительной деформации в продольном направлении уравнение, описывающее колебания трубопровода с учетом внутреннего давления, будет иметь следующий вид:

$$(\rho_{\text{тр}}S_{\text{тр}} + \rho_{\text{ж}}S_{\text{ж}}) \frac{\partial^2 w}{\partial t^2} + \frac{\partial^2}{\partial x^2} \left( EJ \frac{\partial^2 w}{\partial x^2} \right) - P_x \left( \mu \frac{S_{\text{тр}} d_{\text{вн}}}{2\delta} \right) \frac{\partial^2 w}{\partial x^2} = 0. \quad (3)$$

Скорость перекачиваемой несжимаемой жидкости может быть учтена с помощью уравнения Бернулли для несжимаемой жидкости [13], рассмотренного для следующих сечений: в начале участка и на расстоянии  $x$  от начала рассматриваемого участка

$$\frac{P_H}{\rho_{жg}} + \frac{v_H^2}{2g} + z_H = \frac{P_x}{\rho_{жg}} + \frac{v_x^2}{2g} + z_x + \frac{dp}{dx} x, \quad (4)$$

где  $P_H, P_x$  — давление в начале участка и на расстоянии  $x$ ;  $v_H, v_x$  — скорость жидкости в начале участка и на расстоянии  $x$ ;  $z_H, z_x$  — геодезические отметки в начале участка и на расстоянии  $x$ ;  $\frac{dp}{dx}$  — градиент давления.

Рассматриваемый участок является горизонтальным, поэтому гидростатическим напором в этом случае можно пренебречь ( $z_H = z_x$ ). Согласно уравнению неразрывности потока, на участке трубопровода постоянного сечения с постоянным расходом средняя скорость потока является постоянной величиной. Таким образом, давление в каждой точке  $x$  может быть определено как

$$P_x = P_H - \frac{dp}{dx} x. \quad (5)$$

Градиент давления для трубопроводов, транспортирующих несжимаемую жидкость, определяется с помощью уравнения Дарси — Вейсбаха

$$\frac{dp}{dx} = \lambda \frac{1}{d_{вн}} \frac{v^2}{2} \rho_{ж}, \quad (6)$$

где  $\lambda$  — коэффициент гидравлического трения, характеризующий режим течения жидкости.

Скорость жидкости характеризует снижение начального давления по длине трубопровода, влияние давления можно представить в виде распределенной нагрузки, причем согласно уравнению (6) для несжимаемой жидкости распределенная нагрузка будет линейной.

При подстановке (5) и (6) в (3) получим уравнение для прямолинейного участка трубопровода постоянного диаметра

$$(\rho_{тр} S_{тр} + \rho_{ж} S_{ж}) \frac{\partial^2 w}{\partial t^2} + \frac{\partial^2}{\partial x^2} (EJ \frac{\partial^2 w}{\partial x^2}) - (P_H - \lambda \frac{\rho_{ж} v^2}{2 d_{вн}} x) \left( \mu \frac{S_{тр} d_{вн}}{2 \delta} \right) \frac{\partial^2 w}{\partial x^2} = 0. \quad (7)$$

Полученное уравнение (7) учитывает внутреннее давление и скорость перекачиваемой жидкости и в совокупности с граничными условиями представляет собой математическую модель колебаний трубопровода.

Решение может быть получено с помощью метода Бубнова — Галеркина. В качестве граничных условий рассматривается жесткое защемление границ трубопровода (неподвижные опоры)  $\mathcal{G} = w = 0$ .

Приближенное решение задается в виде ряда

$$w(x, t) = w(x) \sin(kt + \beta), \quad (8)$$

где  $w(x)$  — функция перемещений в поперечном направлении, зависящая только от координаты  $x$ ;  $k$  — круговая частота колебаний;  $\beta$  — сдвиг фаз.

После подстановки (8) в (7), дифференцирования и сокращения на  $\sin(kt + \beta)$  получим характеристическое уравнение

$$-(\rho_{\text{тр}}S_{\text{тр}} + \rho_{\text{ж}}S_{\text{ж}})w(x)k^2 + \frac{\partial^2}{\partial x^2} \left( EJ \frac{\partial^2 w(x)}{\partial x^2} \right) \left( P_{\text{н}} - \lambda \frac{\rho v^2}{2d} x \right) \left( \mu \frac{S_{\text{тр}} d_{\text{вн}}}{2\delta} \right) \frac{\partial^2 w(x)}{\partial x^2} = 0. \quad (9)$$

Функция  $w(x)$  может быть представлена в виде ряда

$$w(x) = \sum_{i=1}^n a_i w_i = a_1 w_1 + a_2 w_2 + \dots + a_n w_n. \quad (10)$$

Так как (10) не является точным решением (9), то получим невязку решения (отличие от нуля), существенно зависящую от значений неопределенных коэффициентов  $a_i$ . Базисная функция  $w_i$  представляет собой систему линейно независимых функций, удовлетворяющую главным граничным условиям, и имеет вид

$$w_i(x) = \sin \left( i\pi \frac{x}{l} \right). \quad (11)$$

Условие ортогональности невязки решения и линейно независимой функции записывается в виде

$$\begin{aligned} & -a_1 \int_0^L \left( (\rho_{\text{тр}}S_{\text{тр}} + \rho_{\text{ж}}S_{\text{ж}})k^2 w_1 - \frac{\partial^2}{\partial x^2} \left( EJ \frac{\partial^2 w_1}{\partial x^2} \right) \right. \\ & \quad \left. + \left( P_{\text{н}} - \lambda \frac{\rho v^2}{2d} x \right) \left( \mu \frac{S_{\text{тр}} d_{\text{вн}}}{2\delta} \right) \frac{\partial^2 w_1}{\partial x^2} \right) w_1 dx + \dots \\ & -a_n \int_0^L \left( (\rho_{\text{тр}}S_{\text{тр}} + \rho_{\text{ж}}S_{\text{ж}})k^2 w_n - \frac{\partial^2}{\partial x^2} \left( EJ \frac{\partial^2 w_n}{\partial x^2} \right) \right. \\ & \quad \left. + \left( P_{\text{н}} - \lambda \frac{\rho v^2}{2d} x \right) \left( \mu \frac{S_{\text{тр}} d_{\text{вн}}}{2\delta} \right) \frac{\partial^2 w_n}{\partial x^2} \right) w_n dx = 0. \end{aligned} \quad (12)$$

...

$$\begin{aligned} & -a_1 \int_0^L \left( (\rho_{\text{тр}}S_{\text{тр}} + \rho_{\text{ж}}S_{\text{ж}})k^2 w_1 - \frac{\partial^2}{\partial x^2} \left( EJ \frac{\partial^2 w_1}{\partial x^2} \right) \right. \\ & \quad \left. + \left( P_{\text{н}} - \lambda \frac{\rho v^2}{2d} x \right) \left( \mu \frac{S_{\text{тр}} d_{\text{вн}}}{2\delta} \right) \frac{\partial^2 w_1}{\partial x^2} \right) w_n dx + \dots \\ & -a_n \int_0^L \left( (\rho_{\text{тр}}S_{\text{тр}} + \rho_{\text{ж}}S_{\text{ж}})k^2 w_n - \frac{\partial^2}{\partial x^2} \left( EJ \frac{\partial^2 w_n}{\partial x^2} \right) \right. \\ & \quad \left. + \left( P_{\text{н}} - \lambda \frac{\rho v^2}{2d} x \right) \left( \mu \frac{S_{\text{тр}} d_{\text{вн}}}{2\delta} \right) \frac{\partial^2 w_n}{\partial x^2} \right) w_n dx = 0. \end{aligned}$$

Удерживая различное количество членов в (10), получим систему уравнений порядка  $n$  относительно неизвестных  $a_1, \dots, a_n$ . Данная система уравнений имеет ненулевое решение только в том случае, если определитель матрицы этой системы равен нулю. Условие равенства нулю определителя является уравнением для определения частот колебаний  $k$ .

Оценка устойчивости решения произведена для следующих параметров перекачки и характеристик участка трубопровода:

- начальное давление — 5 МПа;
- расход жидкости — 300 м<sup>3</sup>/сут;
- длина пролета — 10 м;
- диаметр и толщина стенки — 159 × 8 мм.

Оценка устойчивости решения по первой собственной частоте колебаний показала, что с увеличением количества базисных функций значение частоты стремится к предельному значению (рис. 2).



Рис. 2. Оценка устойчивости решения

Для получения удовлетворительных результатов в приближенном решении (10) достаточно удерживать 3 члена в ряде.

### Результаты

С помощью полученной математической модели возможно оценить влияние внутреннего давления и скорости перекачиваемой жидкости на частоты свободных колебаний надземных участков трубопроводов.

Сравнительный анализ частот свободных колебаний производился на примере надземного трубопровода протяженностью 1 км, для различных значений диаметров и длин пролетов. Частоты определялись для первого и последнего участков при различных режимах перекачки жидкости для следующих вариантов:

- вариант 1 — по нормативному документу<sup>3</sup>;
  - вариант 2 — по разработанной модели с учетом номинального давления  $P$  (постоянного вдоль всей длины трубопровода);
  - вариант 3 — по разработанной модели с учетом падения  $P$ .
- Результаты оценки приведены в таблицах 1–4.

Таблица 1

**Сравнительный анализ частот свободных колебаний при перекачке в ламинарном режиме для первого участка**

Характеристика участка	Значения свободных частот		
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
$D \times \delta$ — 114 × 7 мм Длина пролета — 4,9 м $Q$ — 60 м <sup>3</sup> /сут	10,5	11,1	11,1
$D \times \delta$ — 219 × 7 мм Длина пролета — 9,9 м $Q$ — 180 м <sup>3</sup> /сут	4,4	4,9	4,9
$D \times \delta$ — 426 × 10 мм Длина пролета — 17,7 м $Q$ — 350 м <sup>3</sup> /сут	2,5	2,8	2,8

Таблица 2

**Сравнительный анализ частот свободных колебаний при перекачке в ламинарном режиме для последнего участка**

Характеристика участка	Значения свободных частот		
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
$D \times \delta$ — 114 × 7 мм Длина пролета — 4,9 м $Q$ — 60 м <sup>3</sup> /сут	10,5	11,1	10,9
$D \times \delta$ — 219 × 7 мм Длина пролета — 9,9 м $Q$ — 180 м <sup>3</sup> /сут	4,4	4,9	4,8
$D \times \delta$ — 426 × 10 мм Длина пролета — 17,7 м $Q$ — 350 м <sup>3</sup> /сут	2,5	2,8	2,7

<sup>3</sup>СА 03-003-07. – С. 55.

Таблица 3

**Сравнительный анализ частот свободных колебаний при перекачке  
в турбулентном режиме для первого участка**

Характеристика участка	Значения свободных частот		
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
D × δ — 114 × 7 мм Длина пролета — 4,9 м Q — 110 м <sup>3</sup> /сут	10,5	11,1	11,1
D × δ — 219 × 7 мм Длина пролета — 9,9 м Q — 700 м <sup>3</sup> /сут	4,4	4,9	4,9
D × δ — 426 × 10 мм Длина пролета — 17,7 м Q — 3 000 м <sup>3</sup> /сут	2,5	2,8	2,8

Таблица 4

**Сравнительный анализ частот свободных колебаний при перекачке  
в турбулентном режиме для последнего участка**

Характеристика участка	Значения свободных частот		
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
D × δ — 114 × 7 мм Длина пролета — 4,9 м Q — 110 м <sup>3</sup> /сут	10,5	11,1	10,5
D × δ — 219 × 7 мм Длина пролета — 9,9 м Q — 700 м <sup>3</sup> /сут	4,4	4,9	4,6
D × δ — 426 × 10 мм Длина пролета — 17,7 м Q — 3 000 м <sup>3</sup> /сут	2,5	2,8	2,7

**Обсуждение**

Анализ результатов сравнения частот свободных колебаний, определенных различными способами, показал, что внутреннее давление повышает частоты на 5–10 % в зависимости от характеристик трубопровода и объемов перекачиваемой жидкости. Скорость, влияющая на снижение давления вдоль длины трубопровода, оказывает наибольшее влияние на последний участок при турбулентном режиме течения (режим, при котором наблюдаются наибольшие потери), где отклонение частот от первого участка достигает значений 3–7 %.

Таким образом, частота свободных колебаний для каждого участка должна определяться при конкретных условиях, соответствующих режиму перекачки (начальное давление и скорость перекачиваемой жидкости).

### **Выводы**

Разработана математическая модель определения частоты свободных колебаний надземных участков трубопроводов, учитывающая влияние внутреннего давления и скорости перекачиваемой жидкости. Получено численное решение на основе метода Бубнова — Галеркина, определено достаточное количество элементов ряда в приближенном решении. Проведены численные эксперименты, показано, что для каждого участка частоты должны определяться при конкретных условиях, соответствующих режиму перекачки.

### **Список источников**

1. Феодосьев, В. И. О колебаниях и устойчивости трубы при протекании через нее жидкости / В. И. Феодосьев. – Текст : непосредственный // Инженерный сборник. – Москва : Изд-во АН СССР. – 1951. – Т. 10. – С. 169–170.
2. Ефимов, А. А. Свободные колебания подводных нефтепроводов / А. А. Ефимов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2008. – № 1 (67). – С. 49–55.
3. Ильин, В. П. Исследование свободных колебаний кривой трубы с потоком жидкости / В. П. Ильин, В. Г. Соколов. – Текст : непосредственный // Успехи строительной механики и теории сооружений : сборник научных статей : к 75-летию со дня рождения В. В. Петрова / Российская академия архитектуры и строительных наук, Саратовский государственный технический университет. – Саратов : СГТУ, 2010. – С. 88–93.
4. Соколов, В. Г. Уравнения движения криволинейного участка трубопровода с потоком жидкости / В. Г. Соколов, А. В. Березнев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – Текст : непосредственный. – 2004. – № 6. – С. 76–80.
5. Соколов, В. Г. Решение задачи о свободных колебаниях криволинейных участков трубопроводов с протекающей жидкостью / В. Г. Соколов, А. В. Березнев. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2005. – № 1(49). – С. 80–84.
6. Зарипов, Д. М. Нелинейные колебания трубопровода под действием внутреннего ударного давления жидкости / Д. М. Зарипов. – Текст : непосредственный // Труды Института механики Уфимского научного центра РАН. – Уфа : Гилем, 2016. – Вып. 11. – С. 136–140.
7. Миронов, М. А. Вынужденные изгибные колебания трубы с потоком жидкости / М. А. Миронов, П. А. Пятаков, А. А. Андреев. – Текст : непосредственный // Акустический журнал. – 2010. – Т. 56, № 5. – С. 684–692.
8. Шакирьянов, М. М. Пространственные хаотические колебания трубопровода в сплошной среде под действием переменного внутреннего давления / М. М. Шакирьянов. – Текст : непосредственный // Известия Уфимского научного центра РАН. – 2016. – № 4. – С. 35–47.

9. Пространственные непериодические колебания трубопровода под действием переменного внутреннего давления / Р. Ф. Ганиев, М. А. Ильгамов, А. Г. Хакимов, М. М. Шакирьянов. – Текст : непосредственный // Проблемы машиностроения и надежности машин. – 2017. – № 2. – С. 3–12.

10. Черенцов, Д. А. Математическая модель манометрической пружины в вязкой среде / Д. А. Черенцов, С. П. Пирогов, С. М. Дорофеев. – Текст : непосредственный // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2014. – № 7. – С. 234–241.

11. Чуба, А. Ю. Определение собственных частот колебаний изогнутых труб некругового поперечного сечения / А. Ю. Чуба, Н. И. Смолин, С. П. Пирогов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2007. – № 1 (61). – С. 77–82.

12. Пирогов, С. П. Уравнения математической физики в задачах трубопроводного транспорта нефти и газа : учебное пособие / С. П. Пирогов, Д. А. Черенцов, К. С. Воронин ; Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2019. – 96 с. – Текст : непосредственный.

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

### **References**

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

2. Efimov, A. A. (2008). Svobodnye kolebaniya podvodnykh nefteprovodov. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz, (1(67)), pp. 49-55. (In Russian).

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

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

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

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

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

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

9. Ganiev, R. F., P'gamov, M. A., Khakimov, A. G., & Shakiryanov, M. M. (2017). Spatial aperiodic vibrations of the pipelines under transient internal pressure. *Journal of Machinery Manufacture and Reliability*, 46(2), pp. 87-95. (In English).
10. Cherentsov, D. A., Pirogov, S. P., & Dorofeyev, S. M. (2014). Mathematical model of manometric spring in a viscous medium. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, (7), pp. 234-241. (In Russian).
11. Chuba, A. Yu., Smolin, N. I., & Pirogov, S. P. (2007). Opredelenie sobstvennykh chastot kolebaniy izognutykh trub nekrugovogo poperechnogo secheniya. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz*, (1(61)), pp. 77-82. (In Russian).
12. Pirogov, S. P., Cherentsov, D. A., & Voronin, K. S. (2019). Uravneniya matematicheskoy fiziki v zadachakh truboprovodnogo transporta nefti i gaza. *Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ.*, 96 p. (In Russian).
13. Rabinovich, E. Z. (1974). *Gidravlika*. Moscow, Nedra Publ., 296 p. (In Russian).

#### **Информация об авторах**

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

**Пирогов Сергей Петрович**, доктор технических наук, профессор кафедры прикладной механики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, [pirogovsp@tyuiu.ru](mailto:pirogovsp@tyuiu.ru), ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5171-8942>

#### **Information about the authors**

**Dmitry A. Cherentsov**, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

**Sergey P. Pirogov**, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Applied Mechanics, Industrial University of Tyumen, [pirogovsp@tyuiu.ru](mailto:pirogovsp@tyuiu.ru), ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5171-8942>

Статья поступила в редакцию 22.05.2023; одобрена после рецензирования 01.06.2023; принята к публикации 05.06.2023.

The article was submitted 22.05.2023; approved after reviewing 01.06.2023; accepted for publication 05.06.2023.

УДК 622.692.4.076:662.998  
DOI: 10.31660/0445-0108-2023-3-95-106

## Методы снижения тепловых потерь при транспортировке газа по протяженным газопроводам-отводам

**В. М. Янчук<sup>1</sup>, А. С. Кузьбожев<sup>2</sup>, И. В. Шишкин<sup>2\*</sup>, И. Н. Бирилло<sup>2</sup>,  
П. А. Кузьбожев<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>ООО «Газпром трансгаз Ухта», Ухта, Россия

<sup>2</sup>ООО «Газпром ВНИИГАЗ», филиал в г. Ухте, Россия

\*i.shishkin@sng.vniigaz.gazprom.ru

**Аннотация.** В работе рассматриваются варианты снижения тепловых потерь, сопровождающих процесс трубопроводной транспортировки природного газа по протяженным газопроводам-отводам. Выполнено расчетное моделирование процесса охлаждения газа в протяженном газопроводе-отводе, связывающем магистральный газопровод и газораспределительную станцию. Показано, что при большой протяженности газопровода-отвода, особенно в условиях пониженного расхода, температура газа на входе газораспределительной станции будет соответствовать температуре грунта. Разработаны и обоснованы варианты снижения интенсивности охлаждения газа в газопроводе-отводе, предполагающие повышение глубины его заложения. Выполнено расчетное обоснование технического решения, предполагающего регулирование давления на входе в газопровод-отвод. Полученные результаты могут быть использованы газотранспортными предприятиями. Реализация разработанных решений по снижению тепловых потерь позволит сократить расход энергоносителя, используемого для подогрева газа на газораспределительных станциях, снизить объемы выбросов продуктов сгорания.

**Ключевые слова:** газопровод, грунт, температура, охлаждение, теплообмен, редуцирование, клапан, расход, подогреватель

**Для цитирования:** Методы снижения тепловых потерь при транспортировке газа по протяженным газопроводам-отводам / В. М. Янчук, А. С. Кузьбожев, И. В. Шишкин [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-3-95-106 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 3. – С. 95–106.

## Methods to reduce heat losses when transporting gas through long branch pipelines

**Vitaly M. Yanchuk<sup>1</sup>, Alexander S. Kuzbozhev<sup>2</sup>, Ivan V. Shishkin<sup>2\*</sup>,  
Igor N. Birillo<sup>2</sup>, Pavel A. Kuzbozhev<sup>2</sup>**

Gazprom transgaz Ukhta LLC, Ukhta, Russia

Branch office of Gazprom VNIIGAZ LLC in Ukhta, Russia

\*i.shishkin@sng.vniigaz.gazprom.ru

*Abstract.* The article considers options to reduce heat losses accompanying the process of pipeline transportation of natural gas through long branch pipelines. Computational modeling of the gas cooling process in an extended off-take gas pipeline connecting the main gas pipeline and the gas distribution station has been performed. It is shown that when the length of the gas branch pipeline is long, especially in conditions of reduced flow, the gas temperature at the inlet of the gas distribution station will correspond to the ground temperature. We have developed and substantiated options to reduce the intensity of gas cooling in the off-take gas pipeline, involving an increase in its depth, the use of thermal insulation coatings, as well as the regulation of pressure at the inlet using special technical means. The calculation justification of the technical solution, which involves regulating the pressure at the inlet to the gas pipeline outlet, is performed. The results can be used by gas transportation companies. The implementation of the developed solutions to reduce heat losses will reduce the consumption of energy used for gas heating at gas distribution stations and reduce emissions of combustion products.

*Keywords:* gas pipeline, ground, temperature, cooling, heat exchange, reduction, valve, flow, heater

*For citation:* Yanchuk, V. M., Kuzbozhev, A. S., Shishkin I. V., Birillo, I. N., & Kuzbozhev, P. A. (2023). Methods to reduce heat losses when transporting gas through long branch pipelines. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 95-106. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-3-95-106

## **Введение**

Процесс транспортировки больших объемов природного газа по магистральным газопроводам характеризуется значительным энергопотреблением, в том числе обусловленным недостаточно высокой степенью проработки методов реализации основных технологических процессов в части ресурсосбережения. Известно, что под магистральными газопроводами понимают связанные в единую технологическую сеть объекты и оборудование, относящиеся к двум основным целевым категориям<sup>1</sup>: компрессорным станциям, содержащим в своем составе оборудование для компримирования газа, а также линейной части, объединяющей компрессорные станции (КС) в единую газотранспортную систему [1]. Компримирование газа обычно выполняется с помощью групп центробежных нагнетателей, входящих в состав компрессорных цехов [2]. Процесс компримирования представляет собой адиабатическое сжатие газа, при котором происходит уменьшение его объема с одновременным повышением температуры и давления. Допустимая температура транспортируемого газа определяется с учетом требований к организации процесса транспортировки, обеспечению сохранности изоляционных покрытий, обеспечению прочности, устойчивости и надежности газопровода. Регулирование температуры газа осуществляется за счет применения специального оборудования, работающего на принципах естественного теплообмена, или с использованием специальных систем принудительного охлаждения. В процессе трубопроводной транспортировки природного газа между компрессорными станциями его

---

<sup>1</sup>ГОСТ Р 55989-2014. Магистральные газопроводы. Нормы проектирования на давление свыше 10 МПа. – Введ. 2014-12-01. – М.: Стандартинформ, 2015. – 106 с.

охлаждение также обусловлено теплообменом с окружающей газопровод средой, например, грунтом, воздухом, водой, а также вследствие адиабатического расширения, связанного с проявлением фактора гидравлических потерь.

Из магистральных газопроводов природный газ по газопроводам-отводам подается на газораспределительные станции (ГРС), откуда направляется в газораспределительные сети высокого (0,6–1,2 МПа), среднего (0,005–0,3 МПа) и низкого (до 0,005 МПа) давления. Основным технологическим процессом ГРС является процедура редуцирования, заключающаяся в уменьшении давления газа с поддержанием его на одном уровне вне зависимости от величины его отбора потребителями. В основе процедуры редуцирования лежит эффект дросселирования, в общем виде описываемый как процесс перехода газообразной среды через канал с локальным сужением или дросселем, в качестве которого выступают клапаны-регуляторы различных конструкций [3]. Ключевой особенностью процесса дросселирования является сопутствующее охлаждение газа разной степени интенсивности, в том числе с достижением отрицательных температур.

Транспортировка охлажденного до отрицательных температур сжатого природного газа связана с рисками гидратообразования, отказами оборудования вследствие переохлаждения, повреждаемостью газопроводов по причине развития процессов морозного пучения грунтов [4]. Для предотвращения переохлаждения газа в технологическое оборудование ГРС включены подогреватели [3], обычно использующие в качестве энергоносителя газ, отбираемый из газопроводов ГРС.

В результате процесс трубопроводной транспортировки природного газа сопровождается значительными тепловыми потерями, обусловленными:

- отбором тепловой энергии от газа после компримирования в оборудовании для охлаждения КС;
- отводом тепловой энергии в грунт;
- отводом тепловой энергии при адиабатическом расширении газа в газопроводе;
- подводом тепловой энергии к газу на ГРС для предотвращения возможных отказов оборудования ГРС, а также оборудования газораспределительных сетей и газораспределительных пунктов (ГРП).

Охлаждение газа в магистральных газопроводах вследствие значительных объемов транспортировки обычно имеет малую величину, и на входе в КС газ сохраняет положительную температуру. В то же время газ, проходящий через протяженные газопроводы-отводы к ГРС, особенно в условиях пониженного потребления, охлаждается до температуры грунта, которая в зимний период может достигать околонулевых и даже отрицательных значений.

Особенности изменения температурного режима природного газа в процессе трубопроводной транспортировки между КС, а также между магистральным газопроводом и ГРС показаны в виде графика (рис. 1). На рисунке 1 тепловые потери, обусловленные отводом тепловой энергии в грунт, обозначены как  $Q_{гр}$ , тепловые потери, обусловленные отводом тепла воздуха с помощью устройств охлаждения КС, обозначены как  $Q_{АВО}$ , подводимая к газу тепловая энергия на ГРС обозначена как  $Q_{н}$ , температура газа в магистральном газопроводе обозначена как  $T_{мг}$ , температура газа в газопроводе-отводе обозначена как  $T_{от}$ . Показано, что отбираемый из магистрального газопровода по газопроводу-отводу газ, особенно в случаях низкого уровня потребления, будет охлаждаться за счет теплообмена с грунтом, далее нагреваться на ГРС с помощью подогревателей, после чего подаваться в газораспределительные сети. В газораспределительных сетях охлаждение газа также будет обусловлено теплообменом с внешней средой, а также при редуцировании на ГРП, на которых также может быть предусмотрен подогрев газа. Минимально допустимая температура подаваемого потребителям газа является нормируемой величиной [3, 4].

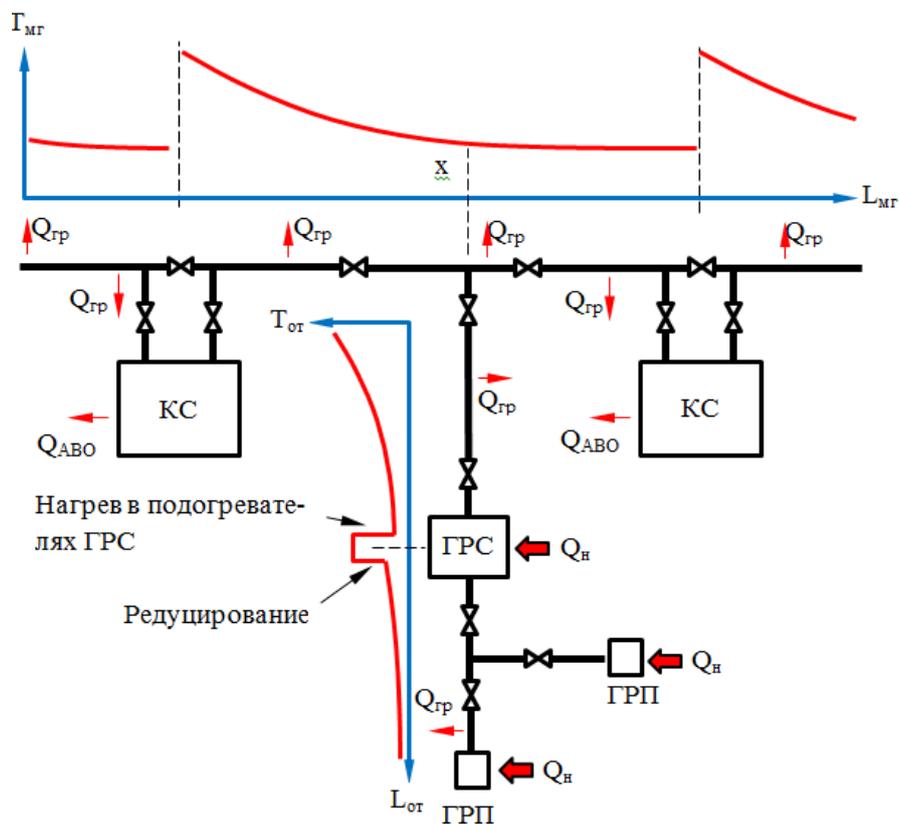


Рис. 1. Особенности измерения температуры газа в магистральном газопроводе и газопроводе-отводе

На основании вышеизложенного могут быть получены следующие выводы. Значительные тепловые потери при трубопроводной транспортировке газа обусловлены его интенсивным охлаждением за счет реализации предусмотренных технологических процедур (например, охлаждение с помощью аппаратов воздушного охлаждения компрессорных цехов), а также при взаимодействии газопроводов с окружающей средой [5]. Мероприятия по компенсации тепловых потерь, выполняемые с целью предотвращения охлаждения газа на ГРС и ГРП, заключающиеся в подводе к газу тепловой энергии, обычно получаемой при сгорании газообразного топлива, дополнительно снижают энергетическую эффективность системы газоснабжения потребителей.

Разработка и внедрение технических решений, направленных на уменьшение тепловых потерь при компримировании и трубопроводной транспортировке природного газа, позволяющих уменьшить потребление топливного газа, и, как следствие, снизить расход топливного газа на ГРС и ГРП, являются актуальной задачей, решение которой позволит повысить энергоэффективность процесса газоснабжения потребителей, снизить экологические риски.

#### **Объект и методы исследования**

В качестве объекта исследований выступают подземные магистральные газопроводы, а также газопроводы-отводы, с помощью которых выполнено подключение ГРС. Исследования выполнены с использованием расчетных методик, представленных в нормативной документации<sup>2</sup>. Также использованы фактические данные, определяющие температурные режимы транспортировки газа по действующим газопроводам.

Температура газа в любой точке газопровода ( $T$ ) может быть определена по следующему выражению:

$$T = T_0 + (T_n - T_0) \cdot e^{ax} - D_i \cdot \frac{p_n^2 - p_k^2}{2 \cdot a \cdot L \cdot p_{cp}} \cdot (1 - e^{-ax}), \quad (1)$$

где  $T_0$  — температура грунта на глубине заложения газопровода, К;  $T_n$  — температура газа в начале участка газопровода, К;  $a$  — коэффициент, определяющий режим теплового взаимодействия газопровода с окружающим грунтом;  $x$  — расстояние от начала газопровода до рассматриваемой точки (протяженность газопровода), км;  $D_i$  — среднее на участке значение коэффициента Джоуля — Томсона, К/МПа;  $p_n$ ,  $p_k$  — начальное и конечное абсолютные давления газа на участке, МПа;  $L$  — протяженность газопровода, км;  $p_{cp}$  — среднее давление в газопроводе, МПа.

---

<sup>2</sup>СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов (с изменениями № 1, 2). – Введ. 2006-07-03. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2006. – 104 с.

Коэффициент, определяющий режим теплового взаимодействия газопровода с окружающим грунтом (а), рассчитывается согласно следующему выражению:

$$a = 225,5 \cdot \frac{K_{cp} \cdot d_n}{q \cdot \Delta \cdot C_p \cdot 10^6}, \quad (2)$$

где  $K_{cp}$  — средний на участке общий коэффициент теплопередачи от газа в окружающую среду,  $Вт/м^2 \cdot К$ ;  $d_n$  — наружный диаметр газопровода, м;  $q$  — пропускная способность газопровода, млн  $м^3/сут$ ;  $\Delta$  — относительная плотность газа по воздуху при нормальных условиях;  $C_p$  — средняя изобарная теплоемкость газа,  $кДж/(кг \cdot К)$ .

Особенности теплового взаимодействия подземного газопровода с окружающим грунтом определяются коэффициентом теплопередачи от газа в окружающую среду ( $K_{cp}$ ), который рассчитывается по следующему выражению:

$$K_{cp} = \left( R_{из} + \frac{1}{\alpha_{гр}} \right)^{-1}, \quad (3)$$

где  $R_{из}$  — тепловое сопротивление противокоррозионного (теплоизоляционного) покрытия газопровода,  $м^2 \cdot К/Вт$ ;  $\alpha_{гр}$  — коэффициент теплоотдачи от газопровода в грунт,  $Вт/м^2 \cdot К$ .

Тепловое сопротивление противокоррозионного или теплоизоляционного покрытия газопровода составляет

$$R_{из} = \frac{2}{3} \cdot \frac{d_n}{2 \cdot \lambda_{из}} \cdot \ln \frac{d_{из}}{d_n}, \quad (4)$$

где  $d_{из}$  — наружный диаметр трубы с противокоррозионным или теплоизоляционным покрытием, м;  $\lambda_{из}$  — коэффициент теплопроводности противокоррозионного или теплоизоляционного покрытия газопровода,  $Вт/м \cdot К$ .

Коэффициент теплоотдачи от газопровода в грунт составляет

$$\alpha_{гр} = \frac{\lambda_{гр}}{d_{из}} \left[ 0,65 + \left( \frac{d_{из}}{h_{0э}} \right) \right], \quad (5)$$

где  $\lambda_{гр}$  — коэффициент теплопроводности грунта (в среднем для всех типов грунтов в пределах вмещающего объема),  $Вт/м \cdot К$ ;  $h_{0э}$  — эквивалентная глубина заложения газопровода от поверхности грунта (в м), рассчитываемая по выражению

$$h_{0э} = h_0 + \lambda_{гр} \cdot \left( \frac{1}{\alpha_в} + \frac{\delta_{сн}}{\lambda_{сн}} \right), \quad (6)$$

где  $h_0$  — глубина заложения оси газопровода от поверхности грунта, м;  $\lambda_{\text{сн}}$  — коэффициент теплопроводности снежного покрова, Вт/м · К;  $\delta_{\text{сн}}$  — толщина снежного покрова, м;  $\alpha_{\text{в}}$  — коэффициент, учитывающий среднюю скорость ветра, характерную для территории прокладки газопровода, определяемый по выражению

$$\alpha_{\text{в}} = 6,2 + b \cdot v, \quad (7)$$

где  $v$  — среднее значение скорости ветра, м/с;  $b$  — коэффициент, составляющий  $4,2 \text{ (м/с)}^{-1}$ .

В соответствии с выражениями (3)–(7) изменение режима теплообмена между газопроводом и грунтом может быть обеспечено за счет увеличения глубины заложения газопровода и за счет использования теплоизоляционных покрытий.

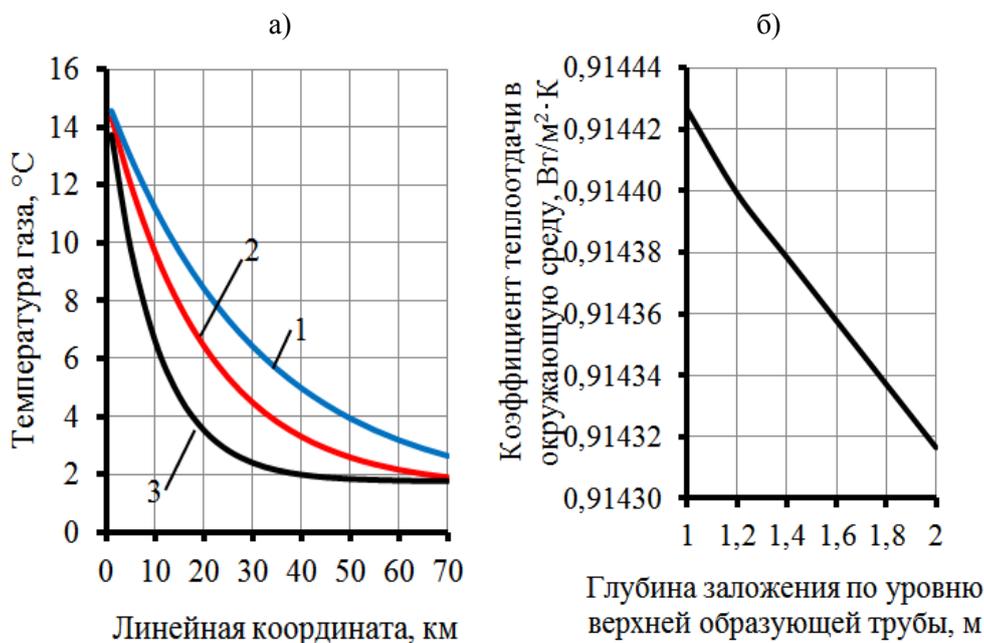
Указанные методы могут быть реализованы при сооружении новых или при реконструкции уже существующих газопроводов, при этом ключевыми недостатками подобных технических решений будут являться повышение стоимости сооружения или реконструкции объекта и недостаточная эффективность решений на протяженных газопроводах с малыми объемами транспортировки (что характерно для газопроводов-отводов к ГРС).

Предполагается с использованием приведенных выше расчетных выражений проверить условия эффективного использования технических решений по снижению тепловых потерь. В качестве объекта, для которого определяются температурные режимы транспорта газа, принят газопровод-отвод к ГРС диаметром 700 мм, протяженностью 70 км, эксплуатируемый при давлении 5,4 МПа, трасса которого пролегает по преимущественно равнинным формам рельефа. В качестве объекта трубопроводной транспортировки выступает природный газ усредненного состава с содержанием метана на уровне 96,0 %. Глубина заложения газопровода варьируется от 1 до 2 м (по уровню верхней образующей труб). В качестве теплоизоляции используется покрытие на основе пенополиуретана, имеющее толщину 50 и 100 мм. Газопровод эксплуатируется в природно-климатических условиях, характерных для северо-запада европейской части Российской Федерации, сезон осенне-зимний. Рассматриваются три уровня загрузки газопровода: 150 000 м<sup>3</sup>/ч («проектный»), 100 000 м<sup>3</sup>/ч («фактический») и 50 000 м<sup>3</sup>/ч («минимальный»). Расход газа приведен к нормальным условиям (давление 0,1013 МПа, температура 273,15 К).

### Результаты

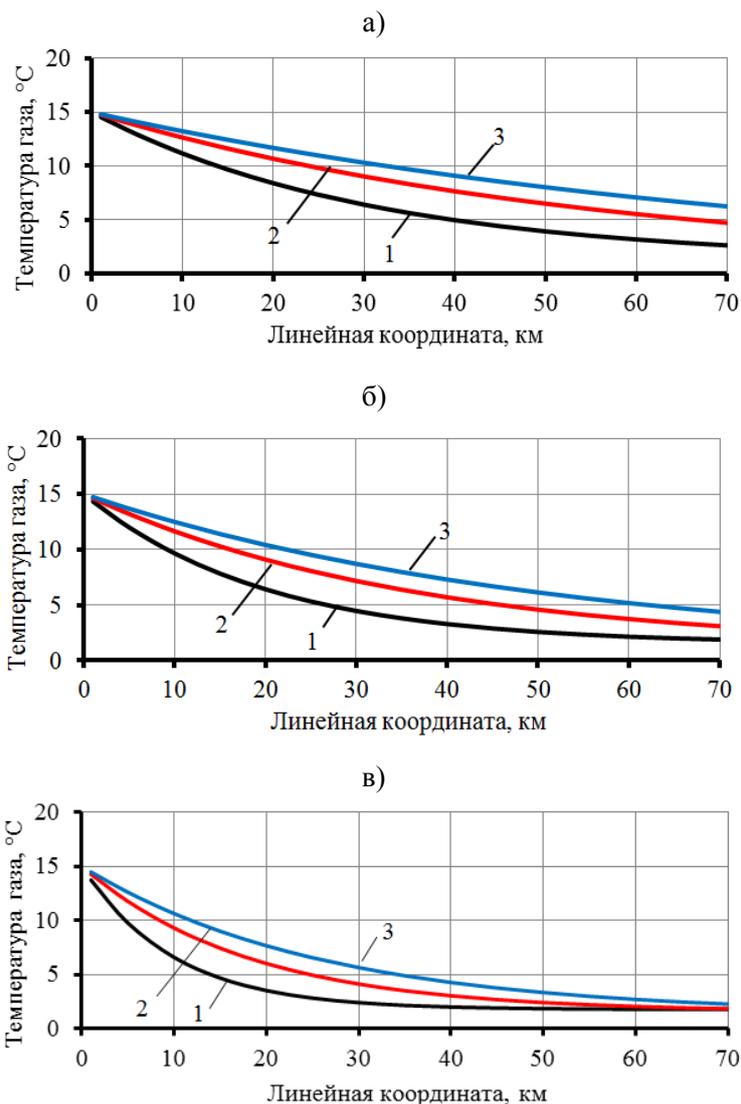
На первом этапе была выполнена оценка степени влияния на интенсивность охлаждения газа от объемов его транспортировки. Также был определен коэффициент теплоотдачи газопровода в окружающую среду в зависимости от его заглубления. В результате было установлено, что уменьшение объема транспортировки от «проектного» до «фактического»

и далее до «минимального» уровня способствует повышению интенсивности охлаждения газа в газопроводе. Так, в режиме «проектной» загрузки охлаждения газа происходит в пределах полной длины газопровода по экспоненциальному закону. При уменьшении расхода в три раза до «минимального» уровня охлаждения газа до температуры грунта будет иметь место на половине протяженности газопровода (рис. 2 а). Увеличение заглубления газопровода на глубину от 1 до 2 м не оказывает существенного влияния на термобарические режимы транспортировки (рис. 2 б).



**Рис. 2. Результаты расчетной оценки степени охлаждения газа в газопроводе-отводе к ГРС (а) при расходе 150 000 м<sup>3</sup>/ч (кривая 1), 100 000 м<sup>3</sup>/ч (кривая 2), 50 000 м<sup>3</sup>/ч (кривая 3), коэффициент теплоотдачи в окружающую среду в зависимости от заглубления газопровода (б)**

Результаты расчетной оценки эффективности технических решений, предполагающих использование теплоизолированных труб, показаны на рисунке 3. Установлено, что использование теплоизоляционных покрытий не позволяет значительно уменьшить охлаждение газа в газопроводе и положительный эффект использования теплоизоляции будет проявляться при обеспечении высоких расходов. В условиях «минимальной» загрузки газопровода подводимый к ГРС газ будет иметь температуру, соответствующую температуре грунта вне зависимости от толщины теплоизоляционного внешнего слоя (50 или 100 мм).



**Рис. 3. Результаты расчета интенсивности охлаждения газа в газопроводе-отводе с при расходе:** а)  $150\,000\text{ м}^3/\text{ч}$ ; б)  $100\,000\text{ м}^3/\text{ч}$ ; в)  $50\,000\text{ м}^3/\text{ч}$  в случае использования теплоизоляционных покрытий на основе пенополиуретана толщиной 50 мм (кривая 2) и 100 мм (кривая 3), в качестве опорной кривой (кривая 1) использован график охлаждения газа в газопроводе без теплоизоляции

### Обсуждение

В результате проведенной расчетной оценки установлено, что эффективность стандартных решений, обычно применяемых для уменьшения интенсивности теплообмена транспортируемого газа в зависимости от толщины теплоизоляционного внешнего слоя (50 или 100 мм) по трубопроводу продукта с окружающей средой, при значительной протяженности

маршрута и малых объемах поставки оказывается на достаточно низком уровне. Кроме указанных методов снижения тепловых потерь в газопроводах-отводах, к рассмотрению может также быть принято техническое решение, предполагающее уменьшение давления газа на входе в газопровод-отвод. Как было указано ранее, принцип снижения давления на ГРС основан на эффекте дросселирования, реализация которого кроме уменьшения давления газа способствует его охлаждению.

Интенсивность охлаждения газа при дросселировании определяется коэффициентом Джоуля — Томсона, величина которого зависит от компонентного состава газа. В среднем при снижении давления газа на 1 МПа его температура снизится на  $\approx 4,5$  °С. Таким образом, подаваемый на ГРС газ, имеющий температуру, соответствующую температуре грунта (например, 2 °С), и давление 5,4 МПа, после редуцирования обладающий давлением 0,6 МПа, охладится до температуры  $\approx -20$  °С. Для уменьшения рисков транспортировки охлажденного газа необходим его предварительный подогрев, выполняемый с помощью подогревателей в составе технологического оборудования ГРС.

Уменьшение давления газа на входе в газопровод-отвод может быть выполнено с помощью стандартных клапанов-регуляторов или специальной запорно-регулирующей аппаратуры. Степень редуцирования определяется в зависимости от температуры газа в точке отбора из магистрального газопровода, а также предельно допустимой скоростью потока. Например, газ в точке отбора имеет температуру 15 °С и давление 5,4 МПа. Допустимая температура после редуцирования должна примерно соответствовать температуре грунта (например, 2 °С). В результате давление газа после редуцирования должно составлять  $\approx 2,5$  МПа. При редуцировании на ГРС давление газа уменьшится с 2,5 до 0,6 МПа, при этом он охладится до температуры  $\approx -6,5$  °С.

В результате применения технического решения, предполагающего подачу газа в протяженные газопроводы-отводы при пониженном давлении, расход топливного газа, используемого в подогревателях ГРС (для рассматриваемых условий), уменьшится примерно в 2,5–3,0 раза.

Также необходимо отметить, что регулирование давления газа на входе в газопроводы-отводы является стандартным решением в случае технической возможности отбора газа из проложенных в одном технологическом коридоре газопроводов, эксплуатируемых при разном рабочем давлении. Например, на 0 км газопровода-отвода к ГРС г. Сыктывкара (ООО «Газпром трансгаз Ухта») смонтирован линейный узел редуцирования, включающий несколько клапанов-регуляторов, позволяющий выполнять отбор газа из магистральных газопроводов, работающих при рабочем давлении 7,5 и 5,4 МПа, при этом давление в газопровод-отводе поддерживается на уровне 4,5 МПа.

## **Выводы**

Выполнена расчетная оценка технических решений, направленных на уменьшение тепловых потерь, обусловленных охлаждением газа в магистральных газопроводах и газопроводах-отводах с последующим их восполнением на ГРС с помощью подогревателей. Установлено, что стандартные методы снижения интенсивности теплообмена между газом и окружающей средой при значительной протяженности газопровода и низких объемах транспортировки, предполагающие увеличение заглубления, а также использование теплоизоляции неэффективны. Предложен метод снижения тепловых потерь за счет уменьшения давления газа, подаваемого в газопроводы-отводы.

## **Список источников**

1. Трубопроводный транспорт нефти и газа : учебник для вузов / Р. А. Алиев, В. Д. Белоусов, А. Г. Немудров [и др.]. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Недра, 1988. – 368 с. – Текст : непосредственный.
2. Эксплуатация магистральных газопроводов : учебное пособие / Под редакцией Ю. Д. Земенкова. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2002. – 525 с. – Текст : непосредственный.
3. Данилов, А. А. Газораспределительные станции / А. А. Данилов, А. И. Петров. – Санкт-Петербург : Недра, 1997. – 240 с. – Текст : непосредственный.
4. Капыш, В. В. Предупреждение гидратообразования в газопроводах-отводах и на газораспределительных станциях / В. В. Капыш, Н. В. Кулемин, В. А. Истомин. – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2013. – № 4. – С. 125–131.
5. Метод моделирования температуры газа при транспортировке по магистральному газопроводу / В. А. Грабовец, А. И. Данилушкин, И. А. Данилушкин [и др.]. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2016. – № 9 (743). – С. 92–96.

## **References**

1. Aliev, R. A., Belousov, V. D., Nemudrov, A. G., Yufin, V. A., & Yakovlev, E. I. (1988). *Truboprovodnyy transport nefi i gaza*. 2<sup>nd</sup> edition, revised and expanded. Moscow, Nedra Publ., 368 p. (In Russian).
2. Zemenkov, Yu. D. (2002). *Ekspluatatsiya magistral'nykh gazoprovodov*. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 525 p. (In Russian).
3. Danilov, A. A., & Petrov, A. I. (1997). *Gazoraspredeitel'nye stantsii*. St. Petersburg, Nedra Publ., 240 p. (In Russian).
4. Kapyshev, V. V., Kulemin, N. V., & Istomin, V. A. (2013). *Preduprezhdenie gidratoobrazovaniya v gazoprovodakh-otvodakh i na gazoraspredeitel'nykh stantsiyakh*. *Vesti gazovoy nauki*, (4), pp. 125-131. (In Russian).
5. Grabovets, V. A., Danilushkin, A. I., Danilushkin, I. A., Zimin L. S., & Shabanov, K. Y. (2016). Method for simulation of gas temperature during the transportation by main pipeline. *Gas Industry Journal*, (9(743)), pp. 92-96. (In Russian).

### **Информация об авторах**

**Янчук Виталий Михайлович**,  
начальник производственного отдела  
по эксплуатации ГРС, ООО «Газпром  
трансгаз Ухта», г. Ухта

**Кузьбожжев Александр Сергеевич**,  
доктор технических наук, начальник  
отдела надежности и ресурса Северного  
коридора газотранспортной системы,  
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», филиал  
в г. Ухте

**Шишкин Иван Владимирович**,  
кандидат технических наук, ведущий  
научный сотрудник лаборатории  
надежности объектов газотранспортной  
системы отдела надежности и  
ресурса Северного коридора газотранспортной  
системы, ООО «Газпром  
ВНИИГАЗ», филиал в г. Ухте,  
i.shishkin@sng.vniigaz.gazprom.ru

**Бирилло Игорь Николаевич**,  
кандидат технических наук, начальник  
лаборатории надежности объектов  
газотранспортной системы отдела  
надежности и ресурса Северного коридора  
газотранспортной системы, ООО  
«Газпром ВНИИГАЗ», филиал в г. Ухте

**Кузьбожжев Павел Александрович**,  
кандидат технических наук, старший  
научный сотрудник лаборатории  
надежности объектов газотранспортной  
системы отдела надежности и  
ресурса Северного коридора газотранспортной  
системы, ООО «Газпром  
ВНИИГАЗ», филиал в г. Ухте

### **Information about the authors**

**Vitaly M. Yanchuk**, Head of the  
Production Department for Operation of  
Gas Distribution Stations, Gazprom  
transgaz Ukhta LLC

**Alexander S. Kuzbozhev**, Doctor of  
Engineering, Head of the Department of  
Reliability and Service Life of the Northern  
Corridor of the Gas Transmission System,  
Branch office of Gazprom VNIIGAZ  
LLC in Ukhta

**Ivan V. Shishkin**, Candidate of  
Engineering, Leading Researcher of the  
Laboratory of Reliability of Gas Transmission  
System Facilities of the Department of  
Reliability and Service Life of the Northern  
Corridor of the Gas Transmission System,  
Branch office of Gazprom VNIIGAZ  
LLC in Ukhta, i.shishkin@sng.vniigaz.gazprom.ru

**Igor N. Birillo**, Candidate of Engineering,  
Head of the Laboratory of Reliability of Gas  
Transmission System Facilities of the Department  
of Reliability and Service Life of the Northern  
Corridor of the Gas Transmission System,  
Branch office of Gazprom VNIIGAZ LLC in Ukhta

**Pavel A. Kuzbozhev**, Candidate of  
Engineering, Senior Researcher of the  
Laboratory of Reliability of Gas Transmission  
System Facilities of the Department of  
Reliability and Service Life of the Northern  
Corridor of the Gas Transmission System,  
Branch office of Gazprom VNIIGAZ  
LLC in Ukhta

Статья поступила в редакцию 21.04.2023; одобрена после рецензирования 27.04.2023; принята к публикации 02.05.2023.

The article was submitted 21.04.2023; approved after reviewing 27.04.2023; accepted for publication 02.05.2023.

**Памяти выдающегося организатора производства, ученого,  
педагога, наставника В. В. Салтыкова**

(30.10.1951 — 02.06.2023)



2 июня 2023 года после продолжительной болезни ушел из жизни **Владимир Валентинович Салтыков**, доктор технических наук, профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Тюменского индустриального университета (ТИУ), член-корреспондент РАЕН.

Владимир Валентинович родился 30 октября 1951 года в г. Грозном. В 1977 году окончил Грозненский нефтяной институт по специальности «Технология и комплексная механизация разработки нефтяных и газовых скважин», квалификация — горный инженер. В этом же году начал свой трудовой путь в Ямало-Ненецком автономном округе оператором Тазовской нефтегазоразведочной экспедиции (НГРЭ). Далее — старший инженер, начальник производственной базы, главный инженер УПТОиК ПО «Уренгойнефте-

газгеология», заместитель начальника Тазовской НГРЭ, начальник УБР-2 ПО «Тюменбургаз».

1988–1996 гг. — начальник Новоуренгойской НГРЭ. 1996–2001 гг. — генеральный директор ЗАО «Роспан Интернешнл» (г. Новый Уренгой). 2001–2002 гг. — директор департамента по освоению ачимовских отложений газоконденсатных месторождений «ИТЕРА Холдинг». 2003–2004 гг. — зам. председателя правления — начальник управления освоения и эксплуатации месторождений «Нефтяная компания «ИТЕРА» (г. Москва). 2005–2006 гг. — вице-президент Фондовой биржи высоких технологий (г. Москва). 2006–2007 гг. — генеральный директор ОАО «Надымнефтегаз». 2008–2011 гг. — директор департамента ЗАО «НК «Руснефтехим». 2011–2015 гг. — генеральный директор ООО «СКМ НефтеГазИнвест». 2015–2017 гг. — зам. генерального директора по бурению и геологии ГУП РК «Черноморнефтегаз», с 2018 года — профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» ТИУ.

Владимир Валентинович, умело сочетая богатый производственный опыт, знания и квалификацию инженера, всегда старался применять современные инновационные технологии, высокоэффективные научные разработки. Такие черты его волевого характера, как настойчивость, целеустремленность, творческая активность, стремление к постоянному получению новых знаний, помогли ему в 2001 году защитить кандидатскую диссертацию на тему «Разработка и исследование промывочной жидкости для вскрытия продуктивных пластов с повышенным содержанием глинистых минералов», в 2008 г. — докторскую диссертацию на тему «Теория и практика вскрытия высокоглинистых терригенных коллекторов нефти и газа биополимерсолевыми растворами». В последующие годы его работы в Тюменском индустриальном университете эти направления исследований под его руководством и при активном участии получили дальнейшее продолжение в трудах его многих учеников. Он был великолепным наставником, требовательным и мудрым руководителем.

В 1991–1993 гг. Владимир Валентинович был избран депутатом Тюменского областного Совета народных депутатов, возглавлял комиссию по промышленности и энергетике, был членом Президиума областного Совета. С 2001 по 2005 гг. — депутат Государственной думы Ямала, член комиссии по недропользованию и энергоресурсам.

Владимиру Валентиновичу за заслуги в развитии топливно-энергетического комплекса Министерством энергетики Российской Федерации присвоено звание «Почетный работник газовой промыш-

ленности», за многолетний добросовестный труд в Главтюменьгеологии он награжден медалью «75 лет тюменской геологии», Почетной грамотой Министерства энергетики, неоднократно был отмечен благодарностями и почетными грамотами губернатора и думы Ямало-Ненецкого автономного округа, а также многими другими высокими наградами.

Ушел из жизни, но не из нашей памяти замечательный человек, выдающийся организатор производства, ученый, великолепный педагог, наставник Владимир Валентинович Салтыков, имя которого навсегда будет вписано в историю становления и развития геологоразведочной, нефтегазодобывающей отраслей и высшего специального образования России.

Выражаем искренние соболезнования родным, близким и коллегам в связи с тяжелой утратой, светлая память о Владимире Валентиновиче Салтыкове навсегда останется в наших сердцах.

*Ректорат ТИУ, кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин», коллеги, друзья, редакция журнала «Известия высших учебных заведений. Нефть и газ»*

#### **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](http://tumnig.tyuiu.ru)) и могут дублироваться по электронной почте ([shuvaevanv@tyuiu.ru](mailto: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), интервал — одинарный, абзац — 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: обычный — 12 пт; крупный индекс — 8 пт; мелкий индекс — 7 пт; крупный символ — 12 пт; мелкий символ — 8 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. Подрисовочные 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 не допускается без расшифровки. 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:

- индекс УДК, заглавие статьи (10–12 слов), инициалы и фамилии авторов, наименование учреждения, откуда исходит рукопись;
- ключевые слова (не более 10 слов; отражают специфику темы, объект и результаты исследования) — на русском и английском языках;
- реферат объемом от 120 слов. Включает актуальность темы исследования, постановку проблемы, цели исследования, методы исследования, результаты и ключевые выводы — на русском и английском языках;
- сведения об авторах (полные ФИО, должность, ученая степень, звание, место работы, телефон, e-mail) — на русском и английском языках.

8. **Структура статьи** должна включать следующие рубрики (согласно стандарту IMRAD): введение (Introduction); объект и методы исследования (Methods); экспериментальная часть/постановка эксперимента (Experiment); результаты (Results and Discussion); обсуждение (Discussion); выводы (Conclusion); приложения (Acknowledgement); библиографический список (References). 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.

- **Приложения.** Необязательный раздел. 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.

- **Библиографический список.** 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]»). Библиографический список должен быть представлен на русском (Библиографический список, оформляется согласно ГОСТ Р 7.0.100–2018) и английском (References, оформляется в соответствии с APA 6<sup>th</sup> Edition) языках. Библиографический список и References необходимо разделить на две независимые части, расположенные друг под другом.

Ссылаться нужно в первую очередь на оригинальные источники из научных журналов, включенных в глобальные индексы цитирования. Состав источников должен быть актуальным.

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 Министерства науки и высшего образования Российской Федерации при поступлении в редакцию соответствующего запроса.

12. Плата за опубликование рукописей не взимается.

**Перепечатка материалов или их фрагментов возможна  
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. 11 pt size (Times New Roman), interline interval — 1, paragraph indention — 0,5 cm.

- The input of formulas and symbols used in the text is to be made only in Math Type or Microsoft Equation formulas editor. Type style of the formulas has to be close to Times New Roman. Symbols in the article's formulas are typed: regular — 12 pt; large index — 8 pt; small index — 7 pt; large symbol — 12 pt; small symbol — 8 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 CMEA 1052-78 (Construction standard 528-80). 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.
- Key words (no more than 10 words; they reflect the specifics of the topic, the object and the results of the research) — in Russian and English.

- The abstract (no less than 120 words). It includes the relevance of the research topic, the statement of the problem, the research objectives, research methods, results and key findings — in Russian and English.

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

- **Acknowledgment.** An optional section. It can include information about grant support, in which the research was carried out, and also contain gratitude to other scientists and/or enterprises that assisted in the implementation of the study.

- **References.** The authors are responsible for the reliability of each link. All sources must be sequentially numbered. References are presented in the text in square brackets (for example "as mentioned in [9, 10]"). References should be presented in Russian (they must be arranged in accordance with Russian National Standard R 7.0.100–2018) and English (they must be arranged in accordance with APA 6<sup>th</sup> Edition). Both versions of references should be divided into two independent parts, which are located under each other.

It would be desirable to refer to papers published in indexed journals with impact factor. References must be relevant.

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. The manuscripts which do not meet the above listed requirements are not accepted to consideration and are sent back 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/](https://www.akc.ru/itm/izvestiy_a-vy_iss_hih-uc_hebny_ih-zavedeniy-neft-i-gaz/)

Редактор — А. С. Коленникова  
Редактор, дизайнер — Н. В. Шуваева

Тираж 500 экз. Заказ № 2666.  
Дата выхода в свет 03.07.23. Формат 70x108/16.  
Уч.-изд. л. 6,32. Усл. печ. л. 10,15.

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 — Anastasia S. Kolennikova  
Editor, designer — Natalya V. Shuvaeva

Number of copies 500. Order No 2666.  
Date of publishing 03.07.23. Sheet size 70x108/16.  
Published sheets 6,32. Conventional printed sheets 10,15.  
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.