

# 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

4 (160)  
Июль — август 2023

4 (160)  
July — August 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  
Алметьевский 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)

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

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

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

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

**Грачев Сергей Иванович**, д. т. н., профессор, 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 геологоразведочных 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 Газы, г. Краков (Польша)

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

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

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

**Шакуликова 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)

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

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

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

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

**Sergey I. Grachev**, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, Tyumen

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

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

**Aleksandr A. Dyakonov**, Doctor of Engineering, Associate Professor, Rector, Almet'yevsk State Oil Institute, Almet'yevsk

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

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

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

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

**Ilya M. Kovenskiy**, Doctor of Engineering, Professor, 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)

**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

Слово главного редактора	11
--------------------------	----

## ЮБИЛЕЙ

Нашему коллеге, другу, крупному ученому В. П. Овчинникову — 75 лет!	12
--	----

М. И. Корабельникову, кандидату технических наук, доценту кафедры «Нефтегазовое дело» филиала Тюменского индустриального университета в г. Нижневартовске — 80 лет	15
---	----

## БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Алекберов Р. Р., Вольф А. А. Авто-ГРП или «Two-Step-Rate-Test» для повышения приемистости пластов	17
---	----

Ахметзянов Р. Р. Обзор некоторых методик и результатов исследований в системе «скважина — пласт»	27
--	----

Мамбетов С. Ф., Земцов Ю. В. Исследование устойчивости дисперсных систем для физико-химических методов увеличения нефтеотдачи в присутствии гидрофобного наполнителя	42
---	----

Фоминых О. В., Леонтьев С. А., Халин А. Н. Оценка объема газа в водоносной части сеноманских газовых залежей на примере Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения	52
--	----

## **ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА**

Янчук В. М., Кузьбожев А. С., Шишкин И. В., Бирилло И. Н.,  
Кузьбожев П. А.

**Разработка технологии каскадного понижения  
давления газа в протяженных газопроводах-отводах  
газораспределительных станций** 63

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

Соколов И. С., Хасанов М. М., Шириев А. К.

**Производственная адаптация и инноваторство:  
от обыденного к прогрессу** 75

## **ПОМНИМ**

**Памяти известного российского ученого А. С. Оганова  
(09.03.1956 — 22.08.2023)** 80

**К 100-летию известного российского ученого Н. Д. Щербюка  
(26.08.1923 — 12.06.1999)** 84

## **ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ**

**Правила подготовки рукописи (на русском языке)** 87

**Правила подготовки рукописи (на английском языке)** 90



## CONTENTS

<b>Editorial materials</b>	<b>11</b>
----------------------------	-----------

## ANNIVERSARY

<b>V. P. Ovchinnikov: 75 Years of Advancing Science and Knowledge</b>	<b>12</b>
---	-----------

<b>Honoring 80 Years of Innovation: The Scientific Legacy of M. I. Korabelnikov</b>	<b>15</b>
---	-----------

## DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

Alekberov R. R., Volf A. A. <b>Waterflood-induced fracture or "Two-Step-Rate-Test" to improve reservoir injectivity</b>	<b>17</b>
--	-----------

Akhmetzyanov R. R. <b>A review of some methods and results of studies in the "well - reservoir" system</b>	<b>27</b>
---	-----------

Mambetov S. F., Zemtsov Yu. V. <b>Stability studies of dispersed systems for physicochemical methods to enhance oil recovery in the presence of a hydrophobic filler</b>	<b>42</b>
---	-----------

Fominykh O. V., Leontiev S. A., Khalin A. N. <b>An estimation of gas volume in the water-saturated part of Cenomanian gas reservoirs: a case study of the Medvezhye oil and gas condensate field</b>	<b>52</b>
---	-----------

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

Yanchuk V. M., Kuzbozhev A. S., Shishkin I. V., Birillo I. N.,  
Kuzbozhev P. A.

**Development of technology for cascade gas pressure reduction  
in long gas pipelines of gas distribution stations 63**

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

Sokolov I. S., Khasanov M. M., Shiriev A. K.

**Industrial adaptation and innovation: from the conventional  
to progress 75**

## **IN MEMORIAM**

**In memory of A. S. Oganov, the famous Russian scientist  
(09.03.1956 — 22.08.2023) 80**

**The 100<sup>th</sup> anniversary of the birth of N. D. Scherbyuk,  
the famous Russian scientist (26.08.1923 — 12.06.1999) 84**

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

**Manuscripts presentation requirements (In Russian) 87**

**Manuscripts presentation requirements (In English) 90**

Уважаемые читатели журнала, авторы публикаций, члены редакционной коллегии и редакторы, все представители той значительной части нашего общества, чья деятельность непосредственно связана с нефтегазодобывающей и смежными отраслями, включая и научно-образовательную. Этот номер журнала выходит накануне профессионального праздника — **Дня работников нефтяной и газовой промышленности**, который у нас в России отмечается ежегодно в первое воскресенье сентября.

Поздравляю Вас всех, особенно ветеранов, чьим самоотверженным трудом были открыты и освоены такие нефтегазодобывающие регионы, как «первое Баку», Урало-Поволжье (второе Баку), Сахалин, Западно-Сибирская и Тимано-Печорская нефтегазоносные провинции. Желаю всем вам, вашим родным и близким крепкого сибирского здоровья, кавказского долголетия, дальнейших побед и удач на жизненном пути!

Нефтегазодобывающая отрасль по праву считается локомотивом и одним из государствообразующих секторов отечественной экономики, в которой трудятся сотни тысяч человек, высококлассных специалистов, многие из которых получили профессиональное образование в наших высших учебных заведениях нефтегазового профиля. Хочется выразить уверенность, что и в современных условиях реформирования системы высшего образования в наших вузах подготовка специалистов технических направлений для отраслей промышленности будет осуществляться на новом качественном уровне. Чтобы это произошло, наверное, полезно услышать предложения от вузов, нефтегазодобывающих предприятий и сервисных организаций, как они видят возрождение специалитета в сочетании с бакалавриатом и магистратурой, о возможном сотрудничестве на ранней стадии обучения, о прохождении практики на промыслах. Наш журнал открыт для обсуждения данной темы.

Благодарю членов редколлегии, которые активно помогают журналу развиваться, обретая новых авторов из разных регионов и стран, вовлекая молодых исследователей в научные дискуссии.

Поздравляю всех с новым учебным годом, желаю удачи!

*С уважением, главный редактор журнала, д. т. н., профессор,  
академик РАН Бастриков Сергей Николаевич*



**Нашему коллеге, другу, крупному ученому  
В. П. Овчинникову — 75 лет!**

Овчинников Василий Павлович родился 17 июля 1948 г. в городе Бугуруслане Оренбургской области. В 1968 г. с отличием окончил Бугурусланский нефтяной техникум по специальности «Техник по бурению нефтяных и газовых скважин», в 1973 г. с отличием окончил Уфимский нефтяной институт (УНИ) по специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин» (квалификация — горный инженер). 1975–1978 гг. — учеба в аспирантуре, защита кандидатской диссертации с присуждением ученой степени кандидата технических наук в 1979 году. Начало научно-преподавательской деятельности связано с кафедрой бурения УНИ: младший, старший научный сотрудник, ассистент, старший преподаватель, доцент. В 1987 году в соответствии с постановлением ЦК КПСС и Совета министров СССР от 13.03.87 № 327 вместе с группой своих коллег переведен из Уфимского нефтяного института в Тюменский индустриальный институт (ТИИ, позднее — Тюменский государственный нефтегазовый университет (ТГНГУ), тюменский индустриальный университет (ТИУ)), где работал профессором, заведующим кафедрой; с 2003 по 2008 гг. — директор Института нефти и газа ТГНГУ. После успешной защиты докторской

диссертации по научной специальности 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» решением ВАК от 17 июля 1992 года Василию Павловичу была присуждена ученая степень доктора наук, а в 1994 году решением Госкомитета по высшему образованию присвоено ученое звание «профессор». С 2018 г. является руководителем проектной образовательной программы «Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки»; с 2021 г. по настоящее время — заведующий кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин.

В течение своей работы в университете Василий Павлович внес достойный вклад в развитие научно-образовательной деятельности. С его активным участием и под общей редакцией вышло в свет более 600 публикаций, в их числе 30 монографий, 16 учебников и 75 патентов.

Под руководством В. П. Овчинникова подготовлено более 2 500 специалистов, 105 магистров успешно завершили учебную деятельность по направлению «Нефтегазовое дело», защищено 25 кандидатских и 9 докторских диссертаций.

Его научно-технические разработки успешно внедрены на нефтегазодобывающих предприятиях Республики Башкортостан, Пермской области, Западной и Восточной Сибири, шельфа Арктики и Сахалина. С учетом научных достижений, опыта и уровня знаний с 2017 года он был включен в состав членов секции по законодательному регулированию вопросов нефтегазосервисной деятельности Экспортного совета при Комитете по энергетике Государственной Думы Федерального Собрания РФ.

Василий Павлович является Заслуженным деятелем науки Российской Федерации (2001 г.), Почетным работником высшего профессионального образования Российской Федерации (2008 г.), лауреатом Государственной премии (2013 г.), действительным членом академии РАЕН (Российская академия естественных наук) и МАИ (Международная академия информатизации), лауреатом областной премии имени В. И. Муравленко (1998 г.), входит в состав редколлегий журналов «Бурение и нефть» и «Вестник Ассоциации буровых подрядчиков». Награжден Благодарственным письмом Государственной Думы (2018 г.), Почетной грамотой Тюменской областной Думы (2006 г.), Почетной грамотой ПО ОАО «Газпром» (2005 г.). Неоднократно был отмечен наградами университета: почетными грамотами (2008, 2013, 2018 гг.), благодарностью (2011 г.). Ему присвоено звание «Почетный работник Тюменского государственного нефтегазового университета» (2009 г.), награжден нагрудным знаком «Ветеран Тюменского индустриального университета» (2018 г.), лауреат премии имени А. Н. Косухина. Награжден медалью «50 лет Самотлору», медалью Г. В. Лейбница Европейской академии.

Благодаря глубокой профессиональной компетентности, личным и деловым качествам волевого, честного и деятельного человека, инициативного, ответственного и принципиального специалиста с аналитическим складом ума, умеющего отстаивать свою позицию, Василий Павлович пользуется заслуженным авторитетом и уважением среди коллег, специалистов нефтегазодобывающей отрасли и научного сообщества.

**Уважаемый Василий Павлович!**  
**Примите наши самые искренние поздравления**  
**с Вашим замечательным юбилеем.**  
**От всей души желаем Вам крепкого здоровья, благополучия,**  
**творческих успехов, энтузиазма, неиссякаемой**  
**жизненной энергии и бодрости!**  
**Желаем новых достижений, открытий и изобретений,**  
**перспективных проектов, осуществления всех замыслов,**  
**надежных партнеров, талантливых учеников и последователей,**  
**вдохновленных Вашими идеями.**  
**Пусть Ваши замечательные качества человека и ученого будут**  
**залогом успеха дальнейшей плодотворной работы**  
**и уверенного движения вперед!**

*Ректорат, коллеги, друзья, редакционная коллегия и коллектив  
редакции журнала «Известия высших учебных заведений. Нефть и газ»*

**М. И. Корабельникову, кандидату технических наук, доценту  
кафедры «Нефтегазовое дело» филиала Тюменского индустриального университета в г. Нижневартовске — 80 лет!**



Михаил Иванович родился 3 августа 1943 г. в Челябинской области, станция Еманжелинская. В 1970 г. окончил Тюменский индустриальный институт. В 1978 г. защитил кандидатскую диссертацию «Исследование и разработка устройств импульсно-динамического воздействия для ликвидации прихватов бурильного инструмента» по специальности 05.15.10 «Бурение скважин». Научно-педагогический стаж — 34 года, из них 14 лет работал в филиале Тюменского индустриального университета в г. Нижневартовске.

Корабельников Михаил Иванович — специалист нефтегазового промыслового дела, стаж — более 50 лет в области бурения скважин, ликвидации аварий при бурении скважин, механизированной добычи нефти, конструирования нефтепромыслового оборудования, инструмента. Автор 28 научных статей, в том числе 12 статей в журналах, рецензируемых ВАК и 3 статей, индексируемых в базе Scopus и Web of Science, 1 монографии и 1 учебного пособия.

М. И. Корабельников является дипломированным специалистом в области патентной работы по специальности «Патентование», им разработано 30 технических решений на уровне изобретений.

За достигнутые успехи в развитии народного хозяйства СССР, Главным комитетом ВДНХ СССР Михаил Иванович награжден серебряной и бронзовой медалями. За заслуги в развитии топливно-энергетического комплекса РФ в 1998 г. награжден почетной грамотой Министерства топлива и энергетики. Имеет почетные грамоты Московского государственного университета им. М. В. Ломоносова, Тюменского индустриального университета, ученого совета ТИУ и благодарности. За значительные заслуги в сфере образования и добросовестный труд М. И. Корабельников награжден в 2023 г. почетной грамотой Министерства науки и высшего образования РФ.

Под руководством Михаила Ивановича в сборниках международных конференций опубликованы 24 статьи. Студенты, подготовленные Михаилом Ивановичем, ежегодно принимают участие и становятся победителями в региональной научно-практической конференции АО «Самотлорнефтегаз», АО «Варьеган-нефтегаз», Молодежном научно-практическом форуме «Нефтяная столица» (г. Нижневартовск), международной конференции ТИУ «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса», Международной научно-практической конференции им. Д. И. Менделеева и др.

Под руководством М. И. Корабельникова выигран грант «НК «Роснефть» на выполнение научно-исследовательской работы по теме «Исследование новых подходов и конструкций при строительстве нефтегазовых скважин». Он является руководителем группы экспертов при выполнении договоров на экспертизу для ООО «НефтеСервис», АО «Самотлорнефтегаз».

За последний год под руководством Михаила Ивановича по его изобретениям изготовлены опытные образцы оборудования: клапан опрессовочный многократного действия (КОМД-15.00); разъединитель буровой колонны (РБК-110); клапан обратный противофонтанный (КОП-168.00); ключ для сбора колонной головки (ключ арматурный — 245.00); резьбовое коническое соединение для буровых труб. В настоящее время проведены промысловые испытания и получены положительные результаты, о чем имеются акты испытаний КОМД-15.00 и РБК-110. Устройства были представлены на выставке международного научно-практического форума «Нефтяная столица» в г. Нижневартовске.

#### **Уважаемый Михаил Иванович!**

**Сердечно поздравляем Вас с замечательным юбилеем!**

**Мы искренне благодарны Вам за высоту планки в Ваших научных работах, за широту научного поиска, за оригинальность технических изобретений. Мы равняемся на Вас и благодарны за все, что Вы подарили отечественной науке. Желаем новых достижений, открытий и изобретений, удачи и творческого вдохновения в сфере педагогического воспитания и наставничества. Здоровья Вам и Вашим близким, любви, поддержки и взаимопонимания, стабильности мира вокруг Вас, возможности оставаться самим собой и сохранять верность выбранным ценностям, привязанностям, призванию. А также бодрости духа, пусть задуманное превращается в реальность, и чтобы в жизни все складывалось наилучшим образом!**

*Ректорат, коллеги, друзья, редакционная коллегия и коллектив редакции журнала «Известия высших учебных заведений. Нефть и газ»*



**Авто-ГРП или «Two-Step-Rate-Test»  
для повышения приемистости пластов**

**Р. Р. Алекберов<sup>1, 2\*</sup>, А. А. Вольф<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>ООО «ЭПУ-Сервис», Когалым, Россия

<sup>2</sup>Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

\*1a2s3d4f5gw@mail.ru

**Аннотация.** Разработка низкопроницаемых коллекторов (менее 1 мД) ведется с интенсивным заводнением. Нагнетание агента осуществляется при давлении выше давления гидроразрыва пласта, поэтому практически в каждой скважине, задействованной в проведении данной процедуры, происходит самопроизвольный рост (нагнетания) искусственных трещин в различные направления с разными характеристиками и т. д. Актуальность темы обусловлена новой процедурой, называемой двухэтапным повышением приемистости пластов с использованием нескольких режимов нагнетания, данная технология применяется для определения пробного давления нагнетания жидкости, при котором будет происходить рост трещины. Проблемой данного исследования является повышение приемистости нагнетательной скважины, увеличение добычи по жидкости. Целью и задачами работы является процесс повышения приемистости нагнетательных скважин «ступеньками» (step-rate-test — SRT) на примере Тевлинско-Рускинского месторождения. Момент авто-ГРП определяется именно SRT, а не приемистостью. Способ интерпретации — построение графика. Рассмотрено отличие SRT от 2-SRT, произведена обработка скважины 2-SRT, показаны эффективность применяемого метода, результаты проведения работ.

**Ключевые слова:** давление нагнетания, приемистость, step-rate-test, Two-Step-Rate-Test

**Для цитирования:** Алекберов, Р. Р. Авто-ГРП или «Two-Step-Rate-Test» для повышения приемистости пластов / Р. Р. Алекберов, А. А. Вольф. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-4-17-26 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 4. – С. 17–26.

**Waterflood-induced fracture or "Two-Step-Rate-Test"  
to improve reservoir injectivity**

**Rashit R. Alekberov<sup>1, 2\*</sup>, Albert A. Volf<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>*EPU Service LLC, Kogalym, Russia*

<sup>2</sup>*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*

*\*1a2s3d4f5gw@mail.ru*

**Abstract.** Low permeability reservoirs (less than 1 mD) are developed by intensive waterflooding. The agent is injected at pressures higher than the fracturing pressure, so that in almost every well involved in this procedure, there is spontaneous growth (injection) of artificial fractures in different directions with different characteristics, and so on. The relevance of the topic is due to a new procedure called two-stage reservoir injectivity enhancement using multiple injection modes, this technique is used to determine the test fluid injection pressure at which fracture growth will occur. The problem of this study is to increase the injectivity of the injection well in order to increase fluid production. The aim and purpose of the work is the process of increasing the injectivity of injection wells by "steps" (Step-Rate-Test is SRT): a study of the Tevlinsko-Ruskinskoye field. The moment of autofracturing is determined by SRT and not by injectivity. The method of interpretation is plotting. The difference between SRT and 2-SRT is considered, the 2-SRT well treatment is carried out, the efficiency of the applied method and the results of the work are presented.

**Keywords:** discharge pressure, injectivity, step-rate-test, Two-Step-Rate-Test

**For citation:** Alekberov, R. R., & Volf, A. A. (2023). Waterflood-induced fracture or "Two-Step-Rate-Test" to improve reservoir injectivity. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 17-26. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-4-17-26

## **Введение**

Еще в начале 1990-х гг. гидроразрыв пласта (ГРП) применялся почти исключительно для низкопроницаемых коллекторов. Большой расход жидкости и слабоконсолидированные коллектора являлись основной проблемой при проведении данной процедуры. Более того, характеристики трещины зачастую основываются на данных, полученных при геофизических исследованиях скважин (ГИС), но ни одно исследование не скажет вам, что эти данные верны на 100 %.

Ключевой прорыв водной фракции, связанный с достижением высокой проницаемости, связан с проведением ГРП на объекте.

Гидроразрыв пласта — это концевой экран, который останавливает латеральный рост трещины и позволяет «увеличить и упаковать» ее в различных интервалах. В результате получаются короткие, но широкие или исключительно широкие трещины. В то время как при традиционном неограниченном росте разлома средний разлом, ширина которого около 0,25 мм, будет считаться нормальным при проведении работ, иногда ожидается ширина в 1 мм или даже больше.

В таких местах, как США и Канада, гидроразрыв пласта может быть применен почти ко всем нефтяным месторождениям.

Контроль количества выноса песка (песок, который изначально находился на забое) на поверхность (после проведения ГРП) можно осуществлять в два совершенно разных подхода, которые в принципе можно выполнять вблизи любой скважины: 1) контроль осуществляется по мере

НКТ (длины насосно-компрессорных труб) при проведении работ по восстановлению забоя; 2) контроль вынесенного песка по объему проходки в зоне перекрытия. Бывает, в борьбе с пескопроявлением помогают бороться различного рода забойные фильтры. «Гравийная набивка», исторически предпочтительный метод заканчивания скважины для устранения выноса песка, является одним из методов в борьбе с пескопроявлением. Эти методы не предотвращают попадание песка, «мигрировавшего» в резервуаре, поэтому мелкие частицы мигрируют и оседают вблизи перфорации или призабойной зоны пласта (ПЗП), вызывая большие эффекты повреждения породы. Производительность скважин прогрессивно ухудшается и часто необратимо. Попытки остановить потерю производительности скважин при увеличении просадки давления часто усугубляют проблему и потенциально могут привести к обрушению ствола скважины. Более надежным подходом является контроль разуплотнения песка (то есть предотвращение миграции песка в источнике-резервуаре).

На самом деле есть три фактора, которые способствуют разуплотнению песка: 1) падение давления и «поток», создаваемый результирующую добычу жидкости; 2) прочность породы и целостность естественной цементации; 3) напряженное состояние пласта.

Параллельно с ГРП применялся еще один метод стимуляции трещин — «ступенчатое нагнетание давления».

После получения первых успешных результатов опробования в середине 1950-х гг. и значительного применения в середине 1980-х гг. «ступенчатый тест на приемистость» (SRT — step rate test) превратился в один из значимых методов оценки и повышения нефтеотдачи пластов, в первую очередь для низкопроницаемых коллекторов, скважин с низкой (отсутствующей) приемистостью в Северной Америке.

К 1993 году 20 % новых нефтяных скважин и 42 % нагнетательных скважин в Соединенных Штатах подвергались данному исследованию и обработке.

Благодаря улучшенным современным возможностям нагнетания и появлению пластов с высокой проницаемостью SRT надежно закрепился как один из основных видов исследования скважин.

SRT находит применение, даже когда рядом находятся водонефтяной и газонефтяной контакт, поскольку рост трещины можно контролировать и вовремя предпринять корректирующие действия.

Философия этого метода основывается на главенствующей общности в конструкции трещины, которая превосходит значение проницаемости коллектора.

Существует значительный потенциал для внедрения и использования SRT в других странах. Подсчитано, что SRT может добавить несколько сотен м<sup>3</sup> в сутки из существующих скважин в ряде стран. Обеспечивая

грамотный подход к проведению данного исследования, можно значительно повлиять на общую экономику. Есть два часто встречающихся препятствия для масштабного применения данного исследования: 1) распространено заблуждение, что процесс пока только для коллекторов с низкой проницаемостью (менее 1мД); 2) последнее решение для повышения производительности скважины. Второй вариант несет за собой часто необоснованную критику, якобы нагнетание опасно прорывом водной фракции, газовой шапки. Более серьезной проблемой является то, что использование SRT в качестве стимуляции трещины порой приводит к другим проблемам из-за ряда причин (например, отклонение скважины и неадекватная перфорация), что, в свою очередь, может почти гарантировать неутешительные результаты.

Иногда инженеры в различных компаниях за пределами Северной Америки действительно пробовали проводить SRT, но, к сожалению, не очень часто. SRT представляет собой не слишком затратную операцию с очень малым комплектом оборудования.

Ни одна подобная операция не проводилась в России. Среди областей, где оно применялось широко и массово, следует отметить Северную Америку и шельф в Северном море.

Примерно прикинем: 100 обработок SRT в США на момент написания этой работы стоит менее 100 тыс. долларов. С почти тем же оборудованием и той же сервисной компанией любые другие исследования, например, в Венесуэле или Омане, вероятно, будут стоить не менее 1 млн долларов. От сотен тысяч до миллионов м<sup>3</sup>/сут закачки, которую мы прогнозируем, предполагаем, что процент существующих скважин, где производилось SRT, приближается к значению в США (около 45 %), а дополнительная закачка в каждую скважину составляет всего 10 % по сравнению с состоянием до проведения манипуляций. Последнее также говорит о том, что все существующие скважины продолжают работать и что SRT приведет к очень достижимому среднему «скину», равному –2. Фактически дополнительная производственная мощность от массивной стимуляции.

Эффект проведения SRT отчасти является важной причиной обводнения продукции скважин. Гидродинамические исследования скважин являются хорошим способом для подтверждения наличия трещин после SRT. Исходя из данных, полученных при проведении SRT, можно отследить динамику роста трещины SRT.

На промысле Тевлинско-Русскинского месторождения удалось установить, что трещина от SRT может достигать в длину более 1 000 м. В данной работе представлены примеры, подтверждающие, что, в случае, если нагнетательная скважина ориентирована перпендикулярно минимальным напряжениям, как и добывающая скважина, рост трещины от нагнета-

тельной скважины до добывающей скважины вызывает обводнение до 95 %. Траектория трещины SRT может быть направлена в любую сторону.

Кроме того, подтверждением влияния трещины может служить ограничение закачки или полная остановка нагнетательной скважины. В этом случае должно произойти снижение обводненности добывающей скважины.

Также имеются исследования, подтверждающие возможность смыкания незакрепленной части трещины при изменении режима работы нагнетательной скважины. Таким образом, путем ограничения закачки и снижения давления на забое можно добиться смыкания трещин SRT.

В зависимости от дельты порового давления траектория развития трещины будет выявлена полем напряжений.

Знание геометрии трещины также иногда помогает при оптимизации системы разработки. Предполагая, куда простернется трещина SRT, можно также сократить количество скважин в рядах нагнетания и максимально сблизить зоны отбора и нагнетания.

### **Объект исследования**

Быстрый прорыв воды в добывающие скважины, как одно из прямых следствий превышения определенного критического давления нагнетания, наблюдался еще в 1945 году. Это критическое давление нагнетания иначе называется давлением разрыва трещины (FFP — Formation Fracture Pressure) и эквивалентно давлению расширения/распространения трещины в различной степени. Ранее проведенные исследования показали, что увеличение трещины будет происходить до тех пор, пока давление нагнетания будет больше давления разрыва трещины. Однако в дополнение к этому иногда происходит неконтролируемое расширение трещины выше/ниже кровли подошвы объекта разработки. Это может привести в первую очередь к преждевременному прорыву закачиваемых жидкостей в добывающие скважины, как следствие, это снизит коэффициент охвата и коэффициент извлечения нефти [1].

С другой стороны, закачка жидкостей с давлением намного ниже FFP может привести к невыполнению плана по закачке жидкости и уменьшению объемов добычи. Поэтому оценка FFP имеет важное значение при проведении исследований образования и развития трещин. В течение нескольких лет для определения FFP используется метод ступенчатого (пошагового) нагнетания жидкости с определенным значением давления нагнетания — SRT.

### **Метод исследования**

Для того чтобы качественно выполнить определение FFP из SRT, достаточно ступенчато нагнетать жидкость при четырех режимах (рис. 1) [2].

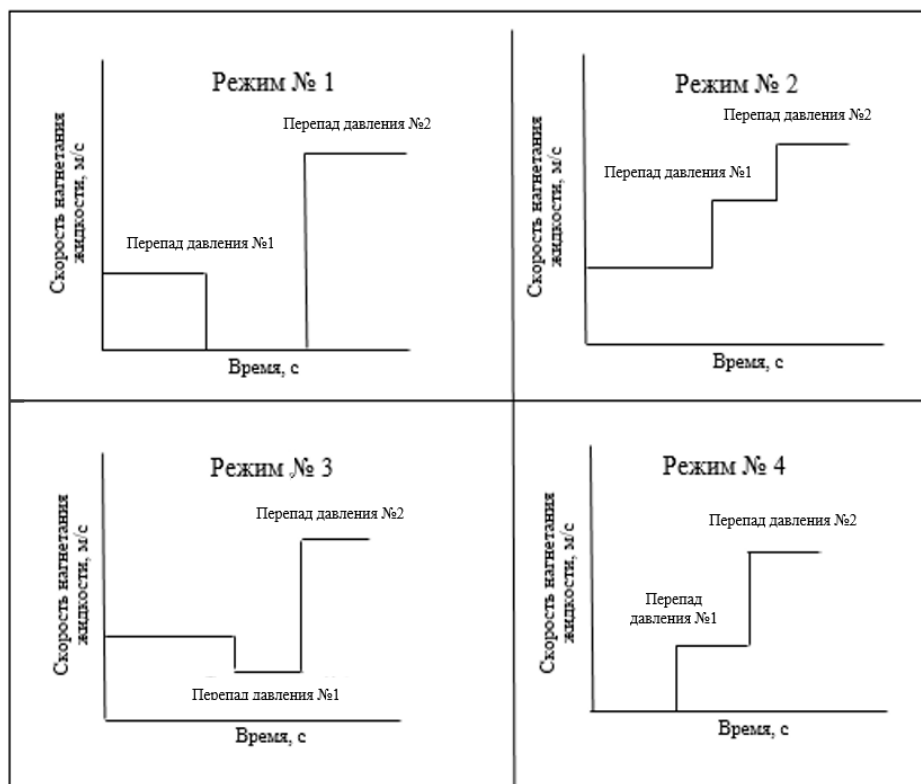


Рис. 1. Схемы проведения SRT при различных режимах

*Режим 1.* Нагнетательная скважина остановлена. Производится запуск с нагнетанием при высокой постоянной скорости с превышением FFP (давление разрыва трещины).

*Режим 2.* Нагнетательная скважина в работе. Увеличивается давление нагнетания, например, с помощью одной ЦА-320, превышая давление разрыва трещины.

*Режим 3.* Нагнетательная скважина в работе. Уменьшается давление закачки до определенного давления (как правило, на 40 % меньше от текущего), и в какой-то момент времени производятся 2 резких скачка давления с помощью ЦА-320 [2].

*Режим 4.* Нагнетательная скважина останавливается до стабилизации давления. Далее производится запуск со ступенчатым нагнетанием. При этом скорость закачки для SRT выбирают таким образом, чтобы давление нагнетания превышало FFP на начальном этапе. Необходимым условием этого режима является поддержание постоянных значений скорости закачки, частоты шагов и интенсивности давления до и во время каждого шага.

Отметим, что для получения максимального эффекта время проведения каждого шага нагнетания давления должно быть достаточно продол-

жительным. В среднем время для проведения каждого нагнетания давления составляет порядка 150–160 мин.

### **Обсуждение**

Для определения FFP предлагается новая усовершенствованная процедура тестирования — Two-Step-Rate-Test (2-SRT), при проведении которой требуются только два резких скачка давления в течение определенного промежутка времени. В отличие от обычного SRT, 2-SRT проводится с помощью увеличенного числа режимов обработки, что, в свою очередь, повышает эффективность работы. Аналогично обычному SRT, 2-SRT можно также провести 4 разными режимами. Для каждого режима скважина либо закрывается, либо эксплуатируется с непрерывной закачкой и стабилизированным давлением нагнетания. В любом случае стабилизированное давление перед 2-SRT должно быть ниже давления разрыва трещины. Скорость и время стабилизации давления во все временные промежутки должны быть четко зафиксированы и отражены в соответствующей документации.

Для определения FFP получаемые в результате проведения 2-SRT данные об изменении давления нагнетания в разные промежутки времени анализируются по методике Агарвала с применением метода суперпозиции [3].

Необходимый состав бригады для проведения 2-SRT определяется узким кругом лиц. Экипаж может состоять от 1 до 3 человек, в зависимости от количества насосных агрегатов и дополнительных единиц техники на месте. Многие из этих людей обучены осуществлять несколько видов деятельности, таких как вождение грузовиков, подключение оборудования, а также установка и обслуживание контрольно-измерительных приборов [4].

В дополнение к обучению на каждой единице оборудования, на котором они будут работать, каждый член бригады для проведения 2-SRT должен быть осведомлен с характеристикой объекта, на котором будет проводиться обработка, также не стоит забывать про планирование расстановки техники и т. д. [5].

### **Результат**

Рассмотрим процесс проведения 2-SRT на примере опытно-промышленных работ на объекте БС10(1) + БС10(2) Тевлинско-Русскинского месторождения на исследуемой нагнетательной скважине № 250. По результатам исследований средняя эффективная мощность объекта составляет 8,3 м, а коэффициент проницаемости — 86,7 мД. Длина трещины, согласно ГИС, на скв. № 250 составила порядка 39,7 м (рис. 2). Скважина эксплуатировалась с начальным дебитом закачки жидкости 180 м<sup>3</sup>/сут. С течением времени (6 месяцев) произошло снижение дебита, согласно расходомеру, установленному на устье, до 130 м<sup>3</sup>/сут. Был произведен комплекс мероприятий по определению причин снижения дебита (ревизия штуцера, запорной арматуры, определение приемистости от передвижного агрегата ЦА-320 и т. д.). Закачка жидкости в скважину не осуществлялась в течение

7 дней. Приемистость скважины перед остановкой составляла 130 м<sup>3</sup>/сут, данный дебит подтвердился при проведении комплекса мероприятий по определению причин снижения дебита. Был согласован для опробования обработки ПЗП 2-SRT (режим 4) ввиду большей целесообразности. Произвели двухчасовое нагнетание жидкости при высоком давлении, затем, после отстоя в пределах 8 ч, произвели запуск скважины, открыв закачку на блоке-гребенке и устье скважины с дальнейшим ожиданием заполнения ствола и определением приемистости после обработки, приемистость составила 180 м<sup>3</sup>/сут. По вновь проведенным ГИС (см. рис. 2) удалось определить, что длина трещины увеличилась в конечном итоге до 48,8 м.

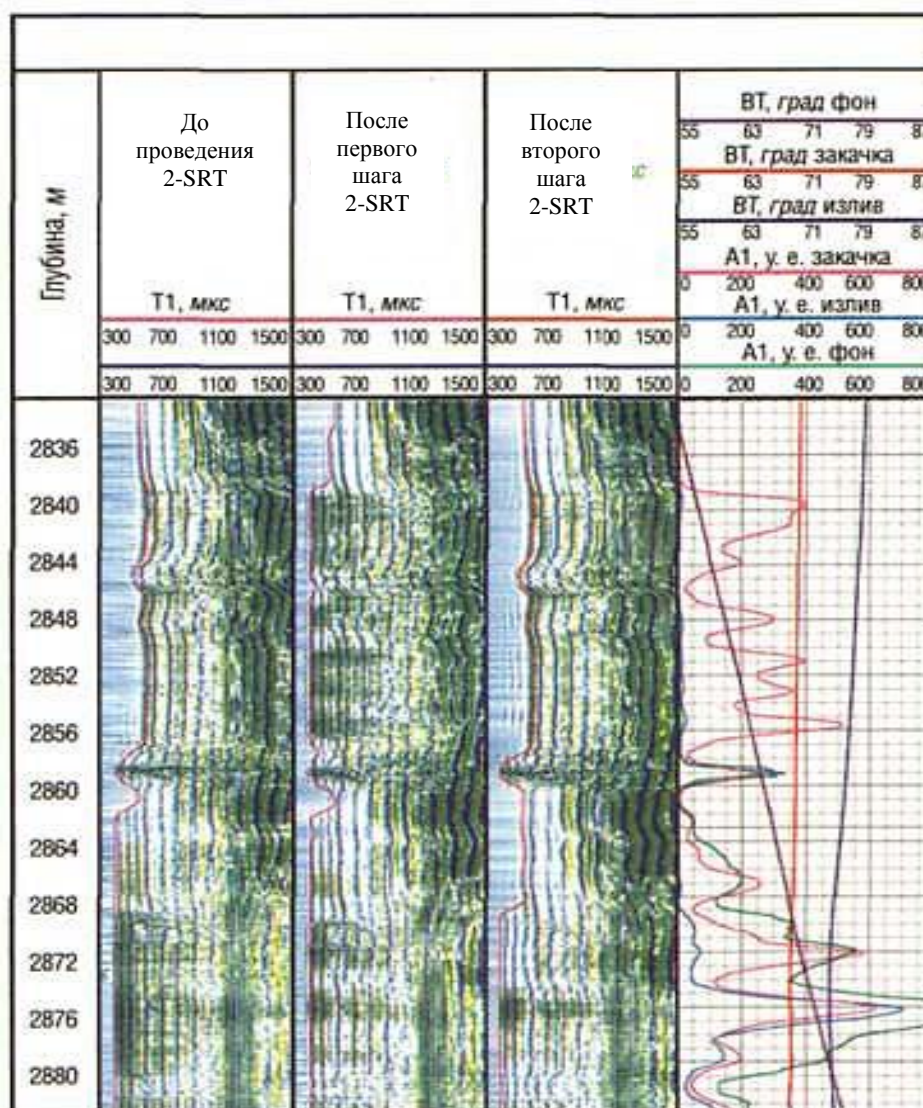


Рис. 2. ГИС по скв. № 250



На рисунке 3 изображена зависимость давления (при нагнетании) от времени. На графике видно, как происходит увеличение трещины.

Точка перелома (расширения) была отмечена в точке 15,7 МПа, она также должна соответствовать FFP (давлению разрыва трещины).

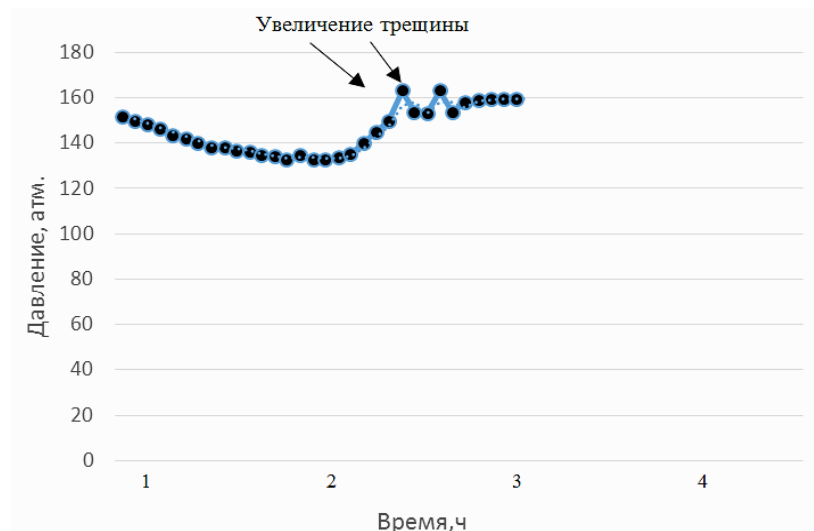


Рис. 3. Давление в скважине в зависимости от времени при проведении Two-Step-Rate-Test

### Выводы

1. Произведена обработка скважины 2-SRT (режим 4), эффективность метода подтверждается увеличением количества закачиваемой жидкости и, как следствие, увеличением добычи жидкости.
2. Удалось увеличить количество обработок скважин и повысить производительность скважин с помощью 2-SRT. Аналогично обычному SRT, 2-SRT можно также провести 4 разными режимами.
3. В данной работе предлагается новая усовершенствованная процедура стимуляции пласта и трещин в данном объекте разработки — Two-Step-Rate-Test (2-SRT), при проведении которой требуются только два резких скачка давления в течение определенного промежутка времени, что, в свою очередь, снижает количество обработок кратно.

### Список источников

1. Справочный материал по добыче нефти / Под редакцией Ш. К. Гимадуинова. – Москва : Недра, 1974. – 520 с. – Текст : непосредственный.
2. Nolte, K. G. Principles for Fracture Design Based on Pressure Analysis / K. G. Nolte. – DOI 10.2118/10911-PA. – Direct text // SPE Production Engineering. – 1988. – Vol. 30, Issue 01. – P. 22–30.

3. Lacy, L. L. New Step-Rate Test Analysis for Fracture Evaluation / L. L. Lacy, H. G. Hudson. – Text : electronic // Low Permeability Reservoirs Symposium, Denver, Colorado, March, 1995. – URL: <https://doi.org/10.2118/29591-MS>.
4. Хагурт, Дж. Моделирование распространения трещины / Дж. Хагурт, Б. Д. Уэзерилл, А. Сеттари. – 1980. – 310 с. – Текст : непосредственный.
5. Сингх, П. Two-Step-Rate-Test : новая процедура для определения давления раскрытия трещины / П. Сингх, Р. Г. Агарвал. – Текст : непосредственный // SPE. – 1990. – С. 25–50.

### References

1. Gimatudinov, Sh. K. (Ed.) (1974). Spravochnyy material po dobyche nefi. Moscow, Nedra Publ., 520 p. (In Russian).
2. Nolte, K. G. (1988). Principles for Fracture Design Based on Pressure Analysis. SPE Production Engineering, 30(01), pp. 22-30. (In English). DOI: 10.2118/10911-PA
3. Lacy, L. L., & Hudson, H. G. (1995). New Step-Rate Test Analysis for Fracture Evaluation. Low Permeability Reservoirs Symposium, Denver, Colorado, March, 1995. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/29591-MS>
4. Hagurt, J., Wetherill, B. D., & Settari, A. (1980). Modeling of crack propagation. 310 p. (In Russian).
5. Singh, P., & Agarwal, R. G. (1990). Two-Step Rate Test: A New Procedure for Determination of Fracture Opening Pressure. SPE, pp. 25-50. (In Russian).

### Информация об авторах

**Алекберов Рашид Расимович**, инженер-технолог, ООО «ЭПУ-Сервис», г. Когалым, магистрант, соискатель к. т. н., Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, [1a2s3d4f5gw@mail.ru](mailto:1a2s3d4f5gw@mail.ru)

**Вольф Альберт Альбертович**, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

### Information about the authors

**Rashit R. Alekberov**, Process Engineer, EPU Service LLC, Kogalym, Master's Student, Applicant Candidate of Engineering, Industrial University of Tyumen, [1a2s3d4f5gw@mail.ru](mailto:1a2s3d4f5gw@mail.ru)

**Albert A. Volf**, Candidate of Physics and Mathematics, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 04.07.2023; одобрена после рецензирования 10.07.2023; принята к публикации 13.07.2023.

The article was submitted 04.07.2023; approved after reviewing 10.07.2023; accepted for publication 13.07.2023.

УДК 622.244.5

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-4-27-41

## **Обзор некоторых методик и результатов исследований в системе «скважина — пласт»**

**Р. Р. Ахметзянов**

*Тюменское отделение «СургутНИПИнефть» ПАО «Сургутнефтегаз», Тюмень,  
Россия  
tonipi-ext@surgutneftegas.ru*

***Аннотация.*** Повышенный интерес исследователей в области бурения нефтяных и газовых скважин вызывают физико-химические взаимодействия, происходящие в системе «скважина — пласт» между буровым раствором, горными породами и насыщающими их флюидами. Основной задачей проводимых исследований, как правило, является разработка оптимального бурового раствора, позволяющего одновременно безаварийно провести ствол скважины, снизить непроизводительное время на устранение различных осложнений и осуществить качественное первичное вскрытие продуктивных пластов в определенных горно-геологических условиях. История исследований в этом направлении насчитывает не один десяток лет, однако, учитывая сложности воспроизведения в лаборатории реальных горно-геологических условий, а также характерную привязанность к ним ранее полученных результатов, здесь имеется достаточный нереализованный потенциал. Цель данной статьи — литературный обзор применяемых методик исследований для выявления уровня научно-технического развития, оценки достигнутых результатов исследований, возможности их распространения на интересующие объекты и дальнейшего развития.

***Ключевые слова:*** буровой раствор, осмотические и капиллярные явления, устойчивость стенок скважины, первичное вскрытие

***Для цитирования:*** Ахметзянов, Р. Р. Обзор некоторых методик и результатов исследований в системе «скважина — пласт» / Р. Р. Ахметзянов. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-4-27-41 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 4. – С. 27–41.

## **A review of some methods and results of studies in the "well - reservoir" system**

**Ratmir R. Akhmetzyanov**

*Tyumen Branch of SurgutNIPIneft, Surgutneftegas PJSC, Tyumen, Russia  
tonipi-ext@surgutneftegas.ru*

***Abstract.*** The physicochemical interactions between drilling mud, rock and in-situ fluids in the "well - reservoir" system are of increasing interest to oilfield drilling researchers. Usually, the main aim of research is development of an optimal drilling fluid that provides trouble-free drilling,

reducing non-productive time to eliminate various problems, and effectively exposes of oil and gas reservoirs under certain geological conditions. The history of research in this area goes back more than a dozen years. However, given the difficulties of modeling real geological conditions in the laboratory, and the characteristic attachment of previous results to them, there is still plenty of untapped potential. The purpose of this article is a literature review of the applied research methods to assess the level of scientific and technical development, evaluate the achieved research results, a possibility of their distribution to the target objects and further development.

**Keywords:** drilling mud, osmotic and capillary phenomena, well wall stability, primary opening

**For citation:** Akhmetzyanov, R. R. (2023). A review of some methods and results of studies in the "well - reservoir" system. Oil and Gas Studies, (4), pp. 27-41. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-4-27-41

Одной из весьма сложных тем, имеющей большое практическое значение в бурении, является физическая сущность процессов, происходящих в системе «скважина — пласт». Буровой раствор (БР) в процессе бурения скважины контактирует с флюидами, насыщающими горные породы, непосредственно находящимися в объеме выбуренной породы и переходящими затем в объем БР. При углублении забоя скважины контакт БР с пластовыми флюидами осуществляется, как правило, через систему пор, трещин, каверн и сформировавшийся фильтрационный барьер («глинистая корка»). Существует динамическая система взаимодействия, в которой БР, горные породы и пластовые флюиды оказывают взаимное влияние друг на друга. Некоторый объем БР и его фильтрата (Ф) проникает в пласты. Тип жидкости, объем и глубина проникновения обусловлены такими факторами, как величина репрессии, состав и свойства БР, пластовых флюидов и горных пород. Перечисленные факторы определяют механизмы проникновения БР (и/или Ф) в проницаемый пласт: 1) репрессия; 2) осмос; 3) капиллярная пропитка.

Неблагоприятные последствия для проницаемости коллекторов по нефти и газу из-за высокой репрессии достаточно хорошо описаны в литературе [1–7]. При этом повышенный интерес также вызывают физико-химические взаимодействия, происходящие между БР, горными породами и насыщающими их флюидами. В условиях существенной разницы в минерализациях пластовой воды и водной основы БР возникает достаточно высокое осмотическое давление [8–10], превышающее по некоторым данным 20 МПа. Вполне сопоставимым может быть и капиллярное давление [4, 11]. Кроме того, при движении жидкости по капиллярам и порам при наличии концентрационного потенциала может возникнуть капиллярный осмос [12]. Осмотические и капиллярные силы могут совпадать по направлению действия с градиентом давления от столба БР либо быть противоположно направлены. Осмотическое и/или капиллярное проникновение жидкостей в пласт могут стать определяющими механизмами при относительном равновесии давлений в системе «скважина — пласт» на стенках скважины, либо на некотором удалении в глубине пласта, где репрессия стремится к нулю [9].

Значительный объем исследований направлен на изучение осмоса, определяемого как важнейшая причина потери устойчивости стенок скважины, сложенных глинистыми породами [8, 10, 13–20]. Повышению качества первичного вскрытия продуктивных пластов с учетом происходящих осмотических процессов уделили внимание некоторые исследователи [1, 5, 8, 9, 13]. В работах [4, 8, 10, 20, 21–25] рассматриваются осмотические процессы через естественную полупроницаемую мембрану, представленную проницаемым пространством продуктивного коллектора. Такое допущение возможно по причинам формирования низкопроницаемого фильтрационного барьера в поровых каналах и неравномерности сечения поровых каналов, снижающихся в «горле» пор [5, 26] до таких размеров, при которых возможно проникновение только молекул воды. Вводится понятие эффективности мембраны, которая равна 1, когда поток, обусловленный осмотическим давлением, представлен только растворителем (вода) и в нем отсутствуют ионы растворенного вещества. Для большинства коллекторов эффективность мембраны существенно ниже, что определяется их составом и свойствами. Важную роль в создании мембраны играют размер и конфигурация пор; глинистые породы, присутствующие в коллекторе, как в матрице, так и в поровом пространстве; начальная водонасыщенность и двойной электрический слой; состав и вязкость взаимодействующих жидкостей. Например, в условиях продуктивных пластов осинского, ботуобинского, хамакинского и талахского горизонтов Восточной Сибири, характеризующихся высокоминерализованной пластовой водой (более 300 г/л), вектор действия осмотического давления, как правило, направлен в сторону пласта. К фактической репрессии от столба БР, составляющей порядка 4–6 МПа, может добавиться осмотическая сила, достигающая, согласно расчетам, до 3 МПа, направленная в продуктивный пласт и способствующая более глубокому проникновению Ф [9].

Теоретическое обоснование и закономерности действия капиллярных сил, а также их прикладное значение, в том числе капиллярная пропитка, подробно рассмотрены в работе [11]. Особенности капиллярной пропитки насыщенных образцов керна горных пород водными растворами электролитов описаны также в [2, 10, 13, 24, 27–29]. Как правило, наибольшее капиллярное давление характерно для нефтенасыщенной части залежи. С ростом начальной водонасыщенности коллектора капиллярное давление для воды снижается. Мелкие поры по сравнению с крупными впитывают большее количество воды, так же как и образцы керна, содержащие больше глинистой фракции. Хлориднокалиевые водные растворы пропитывают образцы таких пород более интенсивно, чем, например, хлоридномагние-вые, благодаря размерам, заряду и особенностям гидратации катионов. Вместе с тем более вязкие хлоридномагние-вые и подобные растворы затрудняют как капиллярную пропитку, так и осмотический поток.

При изучении осмотических и капиллярных явлений в системе «скважина — пласт» используются различные методики и инструментарий, зача-

стую разработанные или усовершенствованные самими авторами работ. Так, в работах советских исследователей, приуроченных к 80-м годам XX века [30–32], для изучения влияния осмотических явлений применялся осмометр (рис. 1), представляющий собой разъемную двухкамерную форму.

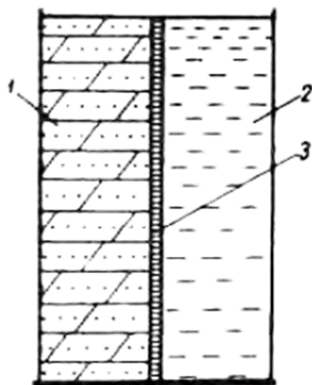


Рис. 1. Осмометр

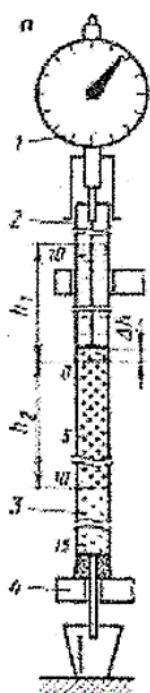


Рис. 2. Трубчатый измеритель набухания:

- 1 — индикатор;
- 2 — трубка;
- 3 — измельченная порода;
- 4 — штатив

Одна из камер (1) имитирует пространство скважины, заполненное либо БР, либо цементным раствором, вторая (2) — флюидонасыщенный пласт. Для реализации осмотического эффекта камеры были разделены инертной металлокерамической полупроницаемой перегородкой (3) с проницаемостью по воздуху, равной 20–25 мД. Были изучены основные закономерности осмотического переноса при бурении скважин и намечены пути и методы его регулирования, такие как изменение соотношения минерализации водной фазы БР и поровой воды и модификации структуры полупроницаемой перегородки.

В работе [13] исследования особенностей взаимодействия слабоувлажненных глин с различными жидкостями проводились с применением трубчатого измерителя набухания, представляющего собой вертикально установленную прозрачную трубку, заполненную до определенного уровня измельченной породой (рис. 2).

Сверху в свободное пространство трубки заливалась испытуемая жидкость. Измеряли во времени уровень жидкости над породой, глубину проникновения жидкости в породу и приращение высоты образца породы из-за набухания индикатором с помощью системы «перфорированная шайба — шток». Определяли компонентный состав вытекающего снизу трубки Ф для оценки ионного обмена. Очевидно, что движущими в этих экспериментах были гравитационные и капиллярные силы. Результаты исследований показали наибольший темп пропитки образцов глинистых пород (палыгорскит, бентонит, каолинит) водными растворами хлорида калия. Растворы хлорида натрия показали меньший темп пропитки, за исключением палыгорскита. Наименьшим темпом пропитки характеризовались

растворы хлорида магния и сульфата магния. Моделирование прискважинной области пласта не выполнялось.

В другой работе [33] предложена экспресс-методика определения физико-химического взаимодействия БР с горной породой. Принципиальная схема используемого прибора приведена на рисунке 3.

Образцами могут быть бентонитовые глинопорошки, либо измельченный керн из неустойчивых глинистых отложений. Образец запрессовывали в пресс-форму, которую устанавливали на вращающийся столик прибора СНС-2. На поверхность образца устанавливали индикатор на штоке, который нагружали, и после установки шкалы индикатора часового типа в нулевое положение заливали исследуемый БР в свободную часть пресс-формы. Одновременно включали секундомер. При взаимодействии БР с образцом происходит разупрочнение поверхностного слоя. Нагруженный индентор погружается в образец на глубину проникновения  $\Phi$ , упираясь в неразупрочненную поверхность образца. Через 4 мин снимали показание индикатора. Критерием оценки качества БР является предлагаемый авторами коэффициент устойчивости образцов породы в исследуемой среде, показывающий, во сколько раз начальная скорость разупрочнения образцов в исследуемом БР будет меньше, чем в дистиллированной воде.

В настоящее время повышению эффективности ингибирования глинистых пород путем управления минерализацией БР была посвящена одна из работ [22], где также использовался экспресс-метод, но с применением прибора для определения скорости схватывания цемента. Образцы хлорит-гидрослюдистой породы готовились в виде шайб методом формования влажной глины в кольцевидных формах. Образец, высушенный на воздухе, помещался в специальный стакан с растворами различного состава, устанавливался на столик прибора, и по шкале отмечалась глубина погружения индентора, находящегося под давлением. В результате работы получили сравнительную характеристику воздействия различных растворов на скорость увлажнения глинистого образца, оценку скорости капиллярной про-

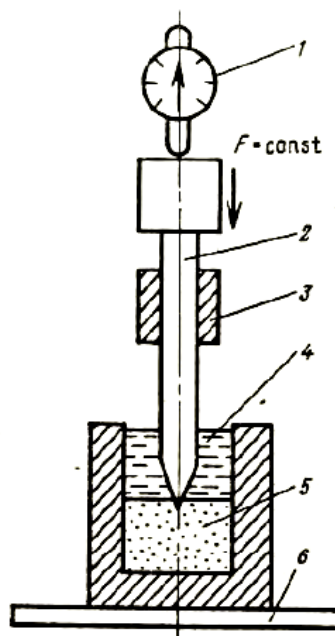


Рис. 3. Прибор для количественной оценки физико-химических свойств бурового раствора:

- 1 — индикатор;
- 2 — шток с индентором;
- 3 — направляющая втулка;
- 4 — буровой раствор;
- 5 — образец;
- 6 — основание



питки и относительную интенсивность влагопереноса раствора. Были конкретизированы и дополнены сведения о происходящих процессах. Например, было установлено, что действие одновалентных катионов сказывается на достаточно большой глубине их проникновения: разрушается сразу целый слой породы при том что механизм разрушения для солей калия и натрия различен. А действие поливалентных катионов ограничивается поверхностным слоем глины.

Авторы работ [3, 27] целенаправленно исследовали влияние различных  $\Phi$  (пресных, минерализованных, с добавлением поверхностно-активных веществ), проникающих в породу в результате капиллярной пропитки, на продуктивность. Исследования выполнялись «весовым методом» с естественными и искусственными гидрофильными и гидрофобными образцами керна на установке прецизионной регистрации веса образца, помещенного в жидкость. Образцы кернов насыщались в разных соотношениях изовязкой моделью нефти и моделью остаточной воды на установке УИПК-1М. Сущность исследования заключается в регистрации увеличения веса образца от капиллярного проникновения воды и водных растворов, вытесняющих керосин (рис. 4). Был принят условный параметр скорости всесторонней капиллярной пропитки, основанный на изменении массы образца во времени. В результате было установлено, что скорость капиллярной пропитки газонасыщенных образцов существенно выше, чем нефтенасыщенных. Наличие связанной воды в образцах уменьшает скорость пропитки и величину водонасыщения. Минерализация  $\Phi$  способствует снижению уровня водонасыщенности, особенно в образцах с относительно высокой начальной водонасыщенностью.

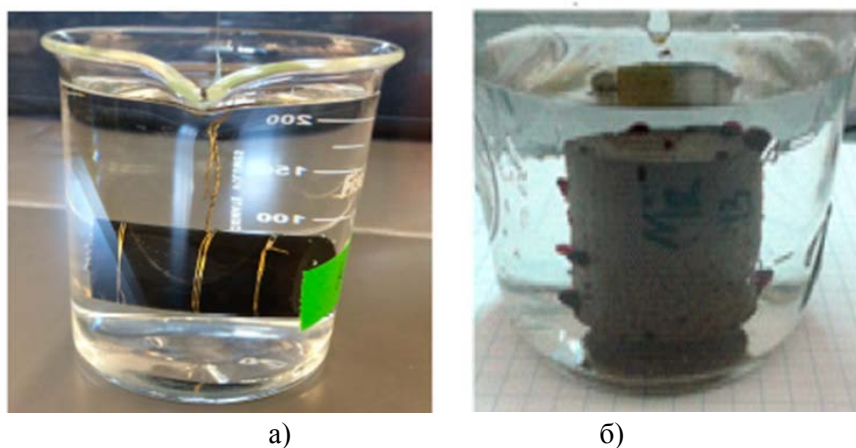


Рис. 4. Исследование «весовым методом»



В работе зарубежных авторов [34] обращается внимание на важность подбора солевой основы БР, с учетом кислотности среды, для предотвращения повреждения продуктивного пласта. Глинистые частицы при взаимодействии с БР или Ф могут набухать и диспергироваться, и снижать таким образом природную проницаемость продуктивного пласта. В основе тестирования различных жидкостей использован метод определения времени капиллярного впитывания, разработанный за рубежом [35], но не получивший распространения у нас в стране. Для исследований используется таймер капиллярной пропитки (CST). Необходимо отметить, что метод не учитывает структуры порового пространства коллектора, типа глинистого цемента, а результаты отличаются от результатов работ отечественных исследователей [13, 22].

Зарубежные специалисты в области разработки месторождений исследовали вытеснение нефти водой и взаимодействие привнесенной в продуктивные пласты воды с матрицей породы, представленной в том числе солями [24]. Авторами был применен «весовой метод», в котором образцы керн горных пород опускались в емкость с испытуемой жидкостью, и определялась их пропитка. Кроме того, определялась структура порового пространства образцов прибором, основанным на принципе ядерного магнитного резонанса (рис. 5, 6).



**Рис. 5. «Весовой метод» исследования:**

- а) измерение веса образца, погруженного в жидкость;  
б) вытеснение керосина из образца капиллярной пропиткой*

Один из выводов исследования, потенциально интересный, в частности, для горно-геологических условий Восточной Сибири, свидетельствует о растворении кристаллов матричной соли с последующим ухудшением фильтрационно-емкостных свойств. О подобных исследованиях информирует статья [26], обобщающая ряд работ в области осмотической и капиллярной пропитки.

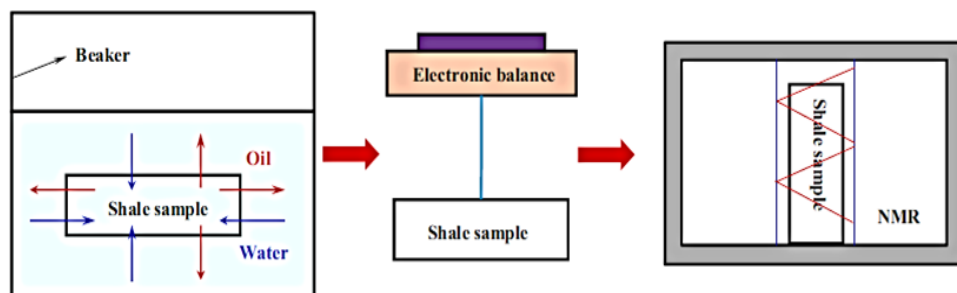


Рис. 6. Схема процедуры исследования

Работа [36] посвящена изучению механизма снижения проницаемости для нефти вследствие проникновения водной фазы в продуктивный пласт при первичном вскрытии бурением для последующего проектирования эффективных БР. Методика исследования включает фильтрационные эксперименты по воздействию  $\Phi$  на колонку кернов в термобарических условиях и определение остаточной насыщенности образцов на аппаратах Дина и Старка или Закса. В завершение рассчитывается коэффициент восстановления проницаемости. Очевидно, что предлагаемая методика, основанная на широко используемых в лабораторной практике методах, предполагает моделирование проникновения  $\Phi$  в пласт под действием репрессии, другие механизмы не рассматриваются.

Согласно выводам исследователей [1, 23, 26, 37], осмотическое и капиллярное проникновение технологической жидкости в проницаемый пласт — процессы, динамически взаимодействующие. В зависимости от характеристик и интенсивности действия упомянутых выше факторов может преобладать один из этих двух процессов [3]. Авторы одного из исследований [23] разработали мульти-механическую числовую модель матрицы глинистых коллекторов (сланцев) разделением пород на мембранные и немембранные. Осмотические и капиллярные процессы в модели ассоциированы с разными компонентами пород и минералогией, и существует оптимум солености воды для максимальной пропитки. Модель, по утверждению авторов, позволяет рассчитать капиллярное и осмотическое давления как функцию от насыщения водой, позволяет отследить подвижную воду, и была подтверждена сопоставлением с экспериментальными данными.

Для изучения путем физического моделирования осмотических и капиллярных процессов в системе «скважина — пласт» в Тюменском отделении «СургутНИПИнефть» был разработан и применен экспериментальный прибор, отличающийся от известных ранее (рис. 7). Одним из результатов исследований был внедренный в производство эффективный БР для сложных горно-геологических условий Восточной Сибири [9].



*Рис. 7. Экспериментальный прибор*

Таким образом, выполнен обзор методик и результатов научных исследований в системе «скважина — пласт». Исследования выполняются не первое десятилетие и при этом постоянно развиваются. Помимо физического моделирования начинает развиваться и математическое, что, несомненно, должно в целом повысить эффективность исследований. Естественно, по причинам сложности воспроизведения реальных горно-геологических условий, а также привязки результатов к условиям конкретных месторождений для продолжения исследований имеется нереализованный потенциал, в том числе для усовершенствования методик физического моделирования.

### **Выводы**

Обобщенные промысловые данные и информация из литературных источников об осложнениях, возникающих при бурении скважин, о потенциале увеличения дебитов новых скважин свидетельствуют о существовании объективной необходимости продолжать разработку оптимальных БР. Работа эта должна обязательно включать научные исследования физико-химических взаимодействий, происходящих между БР, горными породами и насыщающими их флюидами во время бурения скважины.

### **Список источников**

1. Дубинский, Г. С. О возможности регулирования процессов в призабойной зоне пласта при заканчивании и освоении скважин / Г. С. Дубинский. – Текст : непосредственный // Нефтегазовые технологии и новые материалы (проблемы и решения). Выпуск 1 (6). – Уфа : ООО «Издательство научно-технической литературы «Монография», 2012. – С. 177–187.

2. Орлов, Л. И. Влияние промывочной жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа / Л. И. Орлов, А. В. Ручкин, Н. М. Свихнушин. – Москва : Недра, 1976. – 90 с. – Текст : непосредственный.
3. Метод экспериментальных исследований проникновения фильтрата раствора в низкопроницаемый коллектор / В. М. Подгорнов, О. К. Ангелопуло, А. З. Левицкий, С. О. Бороздин. – Текст : непосредственный // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2011. – № 4. – С. 38–42.
4. Ружников, А. Г. Совершенствование технологии предупреждения дестабилизации сильно трещиноватых аргиллитов : специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» : диссертация на соискание степени кандидата технических наук / Ружников Алексей Григорьевич. – Ухта, 2015. – 119 с. – Текст : непосредственный.
5. Fluid design to minimize invasive damage in horizontal wells / D. B. Bennon, F. B. Thomas, D. W. Bennon, R. F. Bietz. – DOI 10.2118/96-09-02. – Direct text // Journal of Canadian petroleum technology. – 1996. – № 9. – P. 45–52.
6. Gazaniol, D. Wellbore Failure Mechanisms in Shales : Prediction and Prevention / D. Gazaniol, T. Forsans, M. J. F. Boisson. – DOI 10.2118/28851-PA. – Direct text // Journal of petroleum technology. – 1995. – Vol. 47, Issue 7. – P. 589–595.
7. Critical Parameters in Modelling the Chemical Aspects of Borehole Stability in Shales and in designing Improved Water-Based Shale Drilling Fluids / E. Van Oort, A. H. Hale, F. K. Mody, S. Roy. – Text : electronic // Journal of petroleum technology. – 1994. – URL: [http://pascal-francis.inist.fr/vibad/index.php?action=get\\_RecordDetail&idt=6331772](http://pascal-francis.inist.fr/vibad/index.php?action=get_RecordDetail&idt=6331772)
8. Абышов, Дж. Г. К проблемам кинетики осмотических процессов в бурении / Дж. Г. Абышов. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 8. – С. 29–31.
9. Ахметзянов, Р. Р. Моделирование свойств бурового раствора при различных составах и концентрациях неорганических солей / Р. Р. Ахметзянов, В. Н. Жернаков. – DOI 10.24887/0028-2448-2019-4-33-37. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 4. – С. 33–37.
10. Wellbore Instability of Shale Formation; Zuluf Field, Saudi Arabia / H. Abass, A. Shebatalhamd, M. Khan [et al.]. – Text : electronic // Proceedings of the SPE Technical Symposium of Saudi Arabia Section, Dhahran, Saudi Arabia, 21–23 May 2006. – URL: <https://doi.org/10.2118/106345-MS>.
11. Гудок, Н. С. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород : учебное пособие для вузов / Н. С. Гудок, Н. Н. Богданович, В. Г. Мартынов. – Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 592 с. – Текст : непосредственный.
12. Дерягин, Б. В. Кинетические явления в граничных пленках жидкостей. 1. Капиллярный осмос / Б. В. Дерягин. – Текст : непосредственный // Коллоидный журнал. – 1974. – Т. 9, Вып. 5. – С. 583–591.
13. Ангелопуло, О. К. Буровые растворы для осложненных условий / О. К. Ангелопуло, В. М. Подгорнов, В. Э. Аваков. – Москва : Недра, 1988. – 135 с. – Текст : непосредственный.
14. О природе осложнений в бурении, связанных с осмотическими явлениями в системе скважина — пласт / А. А. Мовсумов, Т. З. Измайлов, Р. И. Кулиев, В. А. Сафаров. – Текст : непосредственный // Нефть и газ. – 1973. – № 12. – С. 23–28.

15. Оруджев, Ю. А. Исследование влияния осмотического давления на устойчивость стен необсаженной части скважины / Ю. А. Оруджев. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2011. – № 1. – С. 40–42.
16. Печорин, О. М. Осмотическое давление — возможная причина образования каверн в скважинах / О. М. Печорин, Ф. А. Синельников. – Текст : непосредственный // Бурение : научно-технический сборник. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1965. – № 3. – С. 14–17.
17. Саушин, А. З. Механизм взаимодействия глинистых пород с фильтратом бурового раствора / А. З. Саушин, Г. И. Журавлев, Н. Ф. Лямина. – Текст : непосредственный // Нефтегазовые технологии. – 2010. – № 6. – С. 3–4.
18. Сафаров, Я. И. Повышение эффективности бурения нефтяных и газовых скважин в осложненных условиях / Я. И. Сафаров. – Баку : Сада, 2000. – 240 с. – Текст : непосредственный.
19. Соловьев, Н. В. Обоснование основных параметров механизма мембранообразования в глинодержащих горных породах при бурении с использованием полимерных растворов / Н. В. Соловьев. – Текст : непосредственный // Инженер-нефтяник. – 2018. – № 1. – С. 20–23.
20. Уляшева, Н. М. Влияние ионной силы раствора на скорость увлажнения глинистых пород / Н. М. Уляшева, И. В. Ивенина. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 4. – С. 28–30.
21. Гамаюнов, С. Н. Осмотический массоперенос : монография / С. Н. Гамаюнов, В. А. Миронов, Н. И. Гамаюнов. – Тверь : ТГТУ, 2007. – 228 с. – Текст : непосредственный.
22. Ивенина, И. В. Повышение эффективности ингибирования глинистых пород путем управления минерализацией буровых растворов : специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Ивенина Ирина Владимировна. – Ухта, 2011. – 236 с. – Текст : непосредственный.
23. A Shale Matrix Imbibition Model — Interplay between Capillary Pressure and Osmotic Pressure / X. Li, H. Abass, T. W. Teklu, Q. Cui. – Text : electronic // Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, UAE, 26–28 September 2016. – URL: <https://doi.org/10.2118/181407-MS>.
24. The effects of ion diffusion on imbibition oil recovery in salt-rich shale oil reservoirs / L. Yang, X. Zhang, T. Zhou [et al.]. – DOI 10.1093/jge/gxz025. – Direct text // Journal of Geophysics and Engineering. – 2019. – № 16. – P. 525–540.
25. Mody, F. K. A borehole Stability Model to Couple the Mechanics and Chemistry of Drilling Fluid Shale Interaction / F. K. Mody, A. H. Hale. – DOI 10.2118/25728-PA. – Direct text // Proceedings of the SPE/IADC Drilling Conference. – 1993. – P. 473–490.
26. Zhou, Z. A Critical Review of Osmosis-Associated Imbibition in Unconventional Formations / Z. Zhou, L. Xiaopeng, T. W. Teklu. – DOI 10.3390/en14040835. – Direct text // Energies. – 2021. – № 14 (4). – P. 835.
27. Подгорнов, В. М. Снижение проницаемости пристенных участков ствола скважин при контакте буровых растворов с продуктивными пластами / В. М. Подгорнов, Г. Э. Калиневич, Б. Д. Панов. – Текст : непосредственный // Труды Московского Института нефтехимической и газовой промышленности им. И. М. Губкина. – 1981. – Вып. 152. – С. 116–129.

28. Prieve Diffusiophoresis of charged colloidal particles in the limit of very high salinity / D. C. Prieve, S. M. Malone, A. S. Khair [et al.]. – Text : electronic // Proceedings of the National Academy of Sciences. – 2019. – Vol. 116, Issue 37. – URL: <https://doi.org/10.1073/pnas.1701391115>.
29. Experimental NMR Analysis of Oil and Water Imbibition during Fracturing in Longmaxi Shale, SE Sichuan Basin / Y. Jiang, Y. Fu, Z. Lei [et al.]. – Text : electronic // Journal of the Japan Petroleum Institute. – 2019. – № 62. – URL: <https://doi.org/10.1627/jpi.62.1>
30. Аветисов, А. Г. Механизм массопереноса через цементный камень / А. Г. Аветисов. – Текст : непосредственный // Труды ВНИИБТ / ОАО «НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ. – Москва, 1974. – Вып. 8. – С. 250–254.
31. Осмотические явления на границе с камнем из отверждаемого глинистого раствора / С. М. Гамзатов, В. В. Гольдштейн, Л. Н. Кудярова, В. Ю. Шеметов. – Текст : непосредственный // Технология крепления скважин. Труды. – Краснодар : ВНИИКРнефть, 1979. – Вып. 17, № 1. – С. 153–158.
32. Шеметов, В. Ю. О правомерности диффузионно-осмотической гипотезы влагопереноса в системе буровой раствор — глинистая порода / В. Ю. Шеметов. – Текст : непосредственный // Промывка скважин. – Краснодар : ВНИИКРнефть, 1980. – С. 113–115.
33. Глебов, С. В. Экспресс-метод определения физико-химического взаимодействия бурового раствора и горной породы / С. В. Глебов, Н. А. Степанов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 6. – С. 17–18.
34. Эванс, Б. Выбор солевых растворов и реагентов для стабилизации глин с целью предотвращения повреждения пласта / Б. Эванс, С. Али. – Текст : непосредственный // Нефтегазовые технологии. – 1997. – № 5. – С. 13–17.
35. Minimize Formation Damage by Rapid, Inexpensive Method of Completion- and Stimulation-Fluid Selection / D. R. Underdown, M. W. Conway. – DOI 10.2118/19432-PA. – Direct text // SPE Production Engineering. – Vol. 7, Issue 01. – P. 56–60.
36. Никитин, В. И. Методика проведения эксперимента по определению насыщенности фильтратом промывочной жидкости образца кернового материала / В. И. Никитин, О. А. Нечаева, Е. А. Камаева. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-10(334)-14-16. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 10 (334). – С. 14–16.
37. Mechanisms of imbibition during hydraulic fracturing in shale formations / Z. Zhou, A. Hazim, X. Li [et al.]. – DOI 10.1016/j.petrol.2016.01.021. – Direct text // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – Vol. 141. – P. 125–132.

### References

1. Dubinskiy, G. S. (2012). O vozmozhnosti regulirovaniya protsessov v prizaboynoy zone plasta pri zakanchivanii i osvoenii skvazhin. Neftgazovye tekhnologii i novye materialy (problemy i resheniya). Vyp. 1 (b). Ufa, Izdatel'stvo nauchno-tekhnicheskoy literatury "Monografiya" LLC Publ., pp. 177-187. (In Russian).
2. Orlov, L. I., Ruchkin, A. V., & Svikhnushin, N. M. (1976). Vliyanie promyvochnoy zhidkosti na fizicheskie svoystva kollektorov nefiti i gaza. Moscow, Nedra Publ., 90 p. (In Russian).

3. Podgornov, V. M., Angelopulo, O. K., Levitsky, A. Z., & Borozdin, S. O. (2011). The method of experimental studies of mud filtrate invasion into low-permeability reservoirs. Reporter of the Association of Drilling Contractors, (4), pp. 38-42. (In Russian).
4. Ruzhnikov, A. G. (2015). Sovershenstvovanie tekhnologii preduprezhdeniya de-stabilizatsii sil'no treshchinovatykh argillitov. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Ukhta, 119 p. (In Russian).
5. Bennon, D. B., Thomas, F. B., Bennon, D. W., & Bietz, R. F. (1996). Fluid design to minimize invasive damage in horizontal wells. Journal of Canadian petroleum technology, (9), pp. 45-52. (In English). DOI: 10.2118/96-09-02
6. Gazaniol, D., Forsans, T., & Boisson, M. J. F. (1995). Wellbore Failure Mechanisms in Shales: Prediction and Prevention. Journal of petroleum technology, 47(7), pp. 589-595. DOI: 10.2118/28851-PA
7. Van Oort, E., Hale, A. H., Mody, F. K., & Roy, S. (1994). Critical Parameters in Modelling the Chemical Aspects of Borehole Stability in Shales and in designing Improved Water-Based Shale Drilling Fluids. Journal of petroleum technology. (In English). Available at: <http://pascal-francis.inist.fr/vibad/index.php?action=getRecordDetail&idt=6331772>
8. Abyshov, Dzh. G. (2014). K problemam kinetiki osmoticheskikh protsessov v burenii. Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea, (8), pp. 29-31. (In Russian).
9. Akhmetzyanov, R. R., & Zhemakov, V. N. (2019). Simulation of the drilling mud properties at various compositions and inorganic salts concentrations. Oil Industry, (4), pp. 33-37. (In Russian).
10. Abass, H., Shebatalhamd, A., Khan, M., Al-Shobaili, Y., Ansari, A., Ali, S., & Mehta, S. (2006). Wellbore Instability of Shale Formation; Zuluf Field, Saudi Arabia. Proceedings of the SPE Technical Symposium of Saudi Arabia Section, Dhahran, Saudi Arabia, May, 21-23, 2006. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/106345-MS>.
11. Gudok, N. S., Bogdanovich, N. N., & Martynov, V. G. (2007). Opredelenie fizicheskikh svoystv neftevodosoderzhashchikh porod. Moscow, Nedra-Biznestsentr LLC Publ., 592 p. (In Russian).
12. Deryagin, B. V. (1974). Kineticheskie yavleniya v granichnykh plenkakh zhidkostey. 1. Kapillyarnyy osmos. Kolloidnyy zhurnal, 9(5), pp. 583-591. (In Russian).
13. Angelopulo, O. K., Podgornov, V. M., & Avakov, V. E. (1988). Burovye rastvory dlya oslozhnennykh usloviy. Moscow, Nedra, 135 p. (In Russian).
14. Movsumov, A. A., Izmaylov, T. Z., Kuliev, R. I., & Safarov, V. A. (1973). O prirode oslozhneniy v burenii, svyazannykh s osmoticheskimi yavleniyami v sisteme skvazhina-plast. Neft' i gaz, (12), pp. 23-28. (In Russian).
15. Orudzhev, Yu. A. (2011). Investigation of osmotic pressure on the stability of wall of hole uncased. Burenie i neft', (1), pp. 40-42. (In Russian).
16. Pechorin, O. M., & Sinel'nikov, F. A. (1965). Osmoticheskoe davlenie - vozmozhnaya prichina obrazovaniya kavern v skvazhinakh. Burenie: nauchno-tekhnicheskii sbornik, (3). Moscow, VNIIOENG Publ., pp. 14-17. (In Russian).
17. Saushin, A. Z., Zhuravlev, G. I., & Lyamina, N. F. (2010). Mekhanizm vzaimodeystviya glinistyykh porod s fil'tratom burovogo rastvora. Neftegazovye tekhnologii, (6), pp. 3-4. (In Russian).
18. Safarov, Ya. I. (2000). Povyshenie effektivnosti bureniya neftyanykh i gazovykh skvazhin v oslozhnennykh usloviyakh. Baku, Sada, 240 p. (In Russian).

19. Solov'ev, N. V. (2018). Obosnovanie osnovnykh parametrov mekhanizma membranoobrazovaniya v glinosoderzhashchikh gornykh porodakh pri burnenii s ispol'zovaniem polimernykh rastvorov. *Inzhener-neftyanik*, (1), pp. 20-23. (In Russian).
20. Ulyasheva, N. M., & Ivenina, I. V. (2010). Influence of ionic force of a solution on speed of humidifying of clay rock. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, (4), pp. 28-30. (In Russian).
21. Gamayunov, S. N., Mironov, V. A., & Gamayunov, N. I. (2007). *Osmoticheskiy massoperenos*. Tver, Tver State Technical University Publ., 228 p. (In Russian).
22. Ivenina, I. V. (2011). *Povyshenie effektivnosti ingibirovaniya glinistykh porod putem upravleniya mineralizatsiei burovnykh rastvorov*. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Ukhta, 236 p. (In Russian).
23. Li, X., Abass, H., Teklu, T. W., & Cui, Q. (2016). A Shale Matrix Imbibition Model - Interplay between Capillary Pressure and Osmotic Pressure. *Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, UAE, September, 26-28, 2016*. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/181407-MS>
24. Yang, L., Zhang, X., Zhou, T., Lu, X., Chuanqing, Z., & Kunheng, Z. (2019). The effects of ion diffusion on imbibition oil recovery in salt-rich shale oil reservoirs. *Journal of Geophysics and Engineering*, (16), pp. 525-540. (In English). DOI: 10.1093/jge/gxz025
25. Mody, F. K., & Hale, A. H. (1993). A borehole Stability Model to Couple the Mechanics and Chemistry of Drilling Fluid Shale Interaction. *Proceedings of the SPE/IADC Drilling Conference*, pp. 473-490. (In English). DOI: 10.2118/25728-PA
26. Zhou, Z., Xiaopeng, L., & Teklu, T. W. (2021). A Critical Review of Osmosis-Associated Imbibition in Unconventional Formations. *Energies*, (14(4)), pp. 835. (In English). DOI: 10.3390/en14040835
27. Podgornov, V. M., Kalinevich, G. E., & Panov, B. D. (1981). Snizhenie pronitsaemosti pristennykh uchastkov stvola skvazhin pri kontakte burovnykh rastvorov s produktivnymi plastami. *Trudy Moskovskogo Instituta neftekhimicheskoy i gazovoy promyshlennosti im. I. M. Gubkina*, (152), pp. 116-129. (In Russian).
28. Prieve, D. C., Malone, S. M., Khair, A. S., Stout, R. F., & Kanj, M. Y. (2019). Prieve Diffusiophoresis of charged colloidal particles in the limit of very high salinity. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 116(37). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1073/pnas.1701391115>
29. Jiang, Y., Fu, Y., Lei, Z., Gu, Y., Qi, L., & Cao, Z. (2019). Experimental NMR Analysis of Oil and Water Imbibition during Fracturing in Longmaxi Shale, SE Sichuan Basin. *Journal of the Japan Petroleum Institute*, (62). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1627/jpi.62.1>
30. Avetisov, A. G. (1974). Mekhanizm massoperenosa cherez tsementnyy kamen'. *Trudy VNIIBT*, Vyp. 8. Moscow, pp. 250-254. (In Russian).
31. Gamzatov, S. M., Gol'dshteyn, V. V., Kudiyarova, L. N., & Shemetov, V. Yu. (1979). Osmoticheskie yavleniya na granitse s kamnem iz otverzhdaemogo glinistogo rastvora. *Tekhnologiya krepleniya skvazhin*. *Trudy*, Vyp. 17, (1). Krasnodar VNIKRneft' Publ., pp. 153-158. (In Russian).
32. Shemetov, V. Yu. (1980). O pravomernosti diffuzionno-osmoticheskoy gipotezy vlagoperenosa v sisteme burovoy rastvor - glinistaya poroda. *Promyvka skvazhin*. Krasnodar, VNIKRneft' Publ., pp. 113-115. (In Russian).



33. Glebov, S. V., & Stepanov, N. A. (1992). Ekspress-metod opredeleniya fiziko-khimicheskogo vzaimodeystviya burovogo rastvora i gornoy porody. Oil Industry, (6), pp. 17-18. (In Russian).
34. Evans, B., & Ali, S. (1997). Vybory solevykh rastvorov i reagentov dlya stabilizatsii glin s tsel'yu predotvrashcheniya povrezhdeniya plasta. Neftegazovye tekhnologii, (5), pp. 13-17. (In Russian).
35. Underdown, D. R., & Conway, M. W. (1992). Minimize Formation Damage by Rapid, Inexpensive Method of Completion- and Stimulation-Fluid Selection. SPE Production Engineering, 7(01), pp. 56-60. (In English). DOI: 10.2118/19432-PA
36. Nikitin, V. I., Nechaeva, O. A., & Kamaeva, E. A. (2020). Experimental procedure for determining a core sample saturation by a drilling fluid filtrate. Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea, (10(334)), pp. 14-16. (In Russian).
37. Zhou, Z., Hazim, A., Li, X., Bearinger, D., & Frank, W. (2016). Mechanisms of imbibition during hydraulic fracturing in shale formations. Journal of Petroleum Science and Engineering, 141, pp. 125-132. (In English). DOI: 10.1016/j.petrol.2016.01.021

#### **Информация об авторе**

**Ахметзянов Ратмир Рифович**,  
кандидат технических наук, заведующий лабораторией, Тюменское отделение «СургутНИПИнефть» ПАО «Сургутнефтегаз», г. Тюмень, tonip-ext@surgutneftegas.ru

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

**Ratmir R. Akhmetzyanov**, Candidate of Engineering, Head of the Laboratory, Tyumen Branch of SurgutNIPIneft, Surgutneftegas PJSC, Tyumen, tonip-ext@surgutneftegas.ru

Статья поступила в редакцию 28.06.2023; одобрена после рецензирования 06.07.2023; принята к публикации 10.07.2023.

The article was submitted 28.06.2023; approved after reviewing 06.07.2023; accepted for publication 10.07.2023.

УДК 622.276.63

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-4-42-51

**Исследование устойчивости дисперсных систем  
для физико-химических методов увеличения нефтеотдачи  
в присутствии гидрофобного наполнителя**

**С. Ф. Мамбетов<sup>1\*</sup>, Ю. В. Земцов<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия

<sup>2</sup>Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

\*Sergey.Mambetov@lukoil.com

**Аннотация.** В процессе закачки воды для вытеснения нефти наблюдаются ее прорывы по наиболее высокопроницаемым зонам коллектора. Ограничение движения нефтewытесняющего агента в этом случае является одним из главных условий дальнейшей эффективной разработки залежи и повышения эффективности применяемых методов воздействия на пласт. Достичь этого можно путем целенаправленного тампонирувания физико-химическими составами высокопроводящих каналов и техногенных трещин. В большинстве случаев происходит перераспределение потоков и, как следствие, подключение в работу ранее не дренируемых интервалов пластов.

Эффект тампонирувания наилучшим способом достигается за счет использования дисперсных систем, в состав которых входят различные наполнители. Формирование качественного водоизоляционного барьера при использовании подобных технологий зависит от стабильности рабочего состава.

Работа посвящена изучению гидрофобизированного наполнителя, представляющего собой, согласно техническим условиям изготовителя, гидрофобизированный, не набухающий в воде нефтяной сорбент. В работе рассмотрены условия седиментационной и агрегативной устойчивости дисперсных систем на основе данного наполнителя.

Экспериментально показано, что на седиментационную устойчивость систем влияют гидрофобные свойства наполнителя, которые не позволяют частицам впитывать водную фазу, набухать и выпадать в осадок. Опытным путем показано, что системы, в состав которых входят натрий-карбоксиметилцеллюлоза (NaКМЦ) или полиакриламид (ПАА) PetroPam P-104, обладают схожими показателями по периоду начала массового осаждения частиц, их средним расчетным скоростям осаждения, а также вязкостным характеристикам.

**Ключевые слова:** высокодисперсный наполнитель, агрегативная и седиментационная устойчивость, гидрофобность частиц, вязкостные характеристики

**Для цитирования:** Мамбетов, С. Ф. Исследование устойчивости дисперсных систем для физико-химических методов увеличения нефтеотдачи в присутствии гидрофобного наполнителя / С. Ф. Мамбетов, Ю. В. Земцов. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-4-42-51 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 4. – С. 42–51.

**Stability studies of dispersed systems for physicochemical methods  
to enhance oil recovery in the presence of a hydrophobic filler**

**Sergey F. Mambetov<sup>1\*</sup>, Yuri V. Zemtsov<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia

<sup>2</sup>Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

\*Sergey.Mambetov@lukoil.com

**Abstract.** As the formation of highly permeable zones in the reservoir results in progressive watering of the produced products, restricting the movement of the oil displacement agent is one of the main conditions for further improving the effectiveness of methods for influencing oil-saturated formations. This can be achieved by targeted tamponing with physicochemical compositions of highly conductive channels and artificial fractures. In most cases, there is a redistribution of flow and, as a result, previously undrained reservoir intervals are brought into production.

The effect of tamponing is best achieved by the use of dispersed systems containing various fillers. The use of such technologies is regulated in many documents used in the work of oil and gas producing enterprises. The formation of a high-quality water barrier in such technologies depends on the stability of the working composition.

The article is devoted to the study of the influence of filler hydrophobicity on the sedimentation and aggregation stability of dispersed systems. The conditions under which the systems show the least tendency to sedimentation and are aggregatively unstable are considered. It has been shown experimentally that the stability of the systems is influenced by the hydrophobic properties of the filler, which do not allow the particles to enter the aqueous phase, swell and precipitate, thereby reducing the sedimentation stability. It has been shown experimentally that the systems composed of NaQMC or PetroPam P-104 have similar indicators for the time of onset of mass deposition of particles, their average calculated deposition rates as well as viscosity characteristics.

**Keywords:** highly dispersed filler, aggregation and sedimentation stability, particle hydrophobicity, viscosity characteristics

**For citation:** Mambetov, S. F., & Zemtsov, Yu. V. (2023). Stability studies of dispersed systems for physicochemical methods to enhance oil recovery in the presence of a hydrophobic filler. Oil and Gas Studies, (4), pp. 42-51. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-4-42-51

## Введение

Продуктивные пласты нефтегазовых месторождений во время разработки претерпевают всесторонние изменения, влияющие на многие характеристики и свойства горных пород, наиболее значимой из которых является проницаемость. Увеличение проницаемости коллектора по воде при вытеснении ею углеводородной фазы и соответствующее снижение проницаемости для углеводородов отрицательно сказывается на их добыче [1].

Общеизвестно, что при вытеснении нефти водой вслед за извлекаемой углеводородной фазой в поровое пространство поступает вода, которая имеет иную природу происхождения и по своим физико-химическим свойствам значительно отличается от нефти. Присутствие водной фазы приводит к изменению коллекторских характеристик пластов — внутри пласта, в результате метаморфических изменений, образуются участки с менее проницаемым коллектором с остаточной нефтью. Происходит закономерное перераспределение фильтрационных потоков нагнетаемого агента, вода фильтруется по наиболее проницаемым прослоям. Менее проницаемые зоны остаются в стороне от основных миграционных потоков. И если

на первых этапах разработки на эти процессы можно повлиять, используя широкий спектр физико-химических методов увеличения нефтеотдачи, то на заключительных стадиях их эффективность становится недостаточной, так как неизвлеченная нефть остается в наиболее труднодоступных, удаленных от забоев скважин участках [2–5]. Для того чтобы вовлечь в фильтрационные потоки нефть из подобных зон, требуются методы и материалы, обладающие специфическими свойствами. Нами выдвинута гипотеза, что такие специфические свойства вытесняющим составам может придать гидрофобность частиц наполнителя дисперсных систем. Еще одним важным моментом является то, что за счет нахождения частиц дисперсного наполнителя во взвешенном состоянии внутри объема несущего агента, их проникающая способность увеличивается, что позволяет воздействовать на наиболее удаленные участки с остаточными запасами. Помимо этого, сорбционные свойства гидрофобного наполнителя по отношению к углеводородной фазе будут способствовать аккумуляции капиллярно связанной пленочной нефти на поверхности олеофильных частиц наполнителя — будут создаваться предпосылки для образования капель свободной нефти.

#### **Объект и методы исследования**

Известно, что дисперсные системы по сравнению с истинными растворами отличаются термодинамической неустойчивостью и склонностью к самопроизвольному уменьшению со временем своей степени дисперсности, а значит, и числа частиц дисперсной фазы в единице объема. Основной причиной возникновения указанных процессов является смачиваемость частиц, их слипание друг с другом в большие агрегаты, которые за счет сил тяжести начинают постепенно оседать на дно раствора. Данный процесс называется коагуляцией. Чем медленнее протекает коагуляция, тем более седиментационно устойчивой считается дисперсная система<sup>1</sup>.

Седиментационная устойчивость может быть обеспечена, если выполнены несколько условий:

- размеры дисперсных частиц очень малы;
- вязкость дисперсной среды достаточна для стабильности удержания частиц в растворе;
- разность плотностей вещества дисперсной среды и дисперсной фазы небольшая;
- температура раствора обеспечивает седиментационную устойчивость системы.

Минимизация размера дисперсных частиц достигается за счет измельчения наполнителя. Выбирается такая размерность частиц, при которой разность в плотности минимальна. Для достижения требуемой вязко-

---

<sup>1</sup> Файловый архив студентов StudFiles: сайт. – URL: <https://studfile.net> (дата обращения: 15.03.2023).

сти используют полимерные компоненты. Повышение температуры задерживает осаждение частиц, однако способствует их слипанию.

### **Экспериментальная часть**

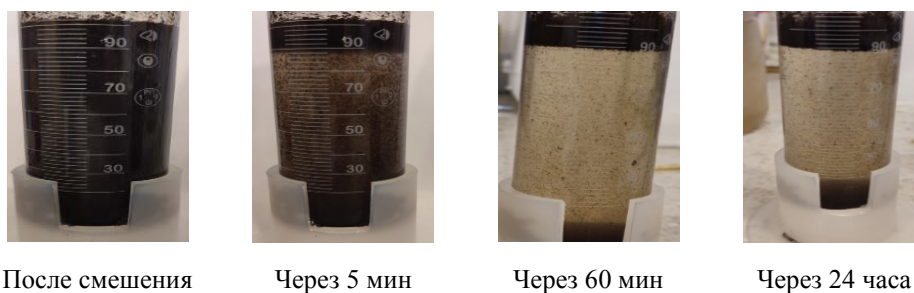
Для того чтобы частицы наполнителя равномерно распределялись во всем объеме раствора, необходимо минимизировать процессы слипания между ними, то есть обеспечить агрегативную устойчивость рабочего раствора. Нами предположено, что этого можно достичь, придав дисперсным частицам гидрофобные свойства.

Для подтверждения данной гипотезы были проведены исследования по определению устойчивости полимер-дисперсных систем с участием гидрофобного наполнителя.

Гидрофобный наполнитель, выбранный для исследований, представляет собой органическое мелкодисперсное вещество — сорбент, в состав которого входят гуминовые вещества, битумы, легкогидролизуемые углеводы, неорганические компоненты. Сорбент, за счет приданных ему гидрофобных свойств, не растворяется в воде, не впитывает ее и не набухает.

С целью подтверждения выдвинутой гипотезы на начальном этапе исследований были проведены предварительные тесты на испытание положительного влияния гидрофобности наполнителя в дисперсных составах для увеличения нефтеотдачи. В опытах использована фракция наполнителя, размер частиц которого не превышал 0,4 мм, массовая доля этих частиц составляла 70 % от общей массы наполнителя.

В мерные цилиндры наливали 100 мл подтоварной воды и добавляли навеску фракции наполнителя  $m = 2$  г, затем тщательно смешивали до полной гомогенизации системы. После этого оставляли в покое и визуально оценивали внешний вид полученной суспензии и характер распределения частиц в объеме (рис. 1).



**Рис. 1. Внешний вид дисперсной системы  
«подтоварная вода — гидрофобный наполнитель»**

Было определено, что после добавления наполнителя в подтоварную воду большинство частиц остается в ее толще у поверхности. Это означает, что гидрофобные частицы не набухают в воде, не увеличиваются в весе и

не тонут. Лишь небольшая часть оседает или находится во взвешенном состоянии. Отмечается затухающая беспорядочная миграция отдельных частиц наполнителя по всему объему суспензии. Это означает отсутствие их слипания между собой, а в целом — агрегативную устойчивость системы.

1. Через 5 минут после смешения на поверхности или во взвешенном состоянии находится 70–80 % от общего объема наполнителя, в осадке — до 20 %. На дне замечена легкодеформируемая взвесь, частицы которой при взбалтывании поднимаются вверх и перемещаются по всему объему. Вверху граница фаз четкая, цвет воды меняется от прозрачного к темному сверху вниз. В нижней части суспензии четкая граница фаз отсутствует.

2. Через 30 минут наблюдается миграция частиц по всему объему. Распределение частей: 80 % — на поверхности, 20 % — легкая взвесь на дне. Происходит осветление средней части объема. При взбалтывании осадок легко выходит из равновесного состояния.

3. Через 60 минут характер распределения без изменений: 80 % на 20 %. Происходит постепенное осветление средней части объема. Число мигрирующих в объеме частиц уменьшается.

4. Далее, при наблюдении в течение трех суток характер распределения частиц в объеме оставался неизменным. Это показывает седиментационную и агрегативную устойчивость состава. При приготовлении и закачке такого состава в скважину и пласт дисперсные частицы не будут слипаться или выпадать в осадок, и во взвешенном состоянии будут доставлены в удаленную от забоя скважины зону пласта.

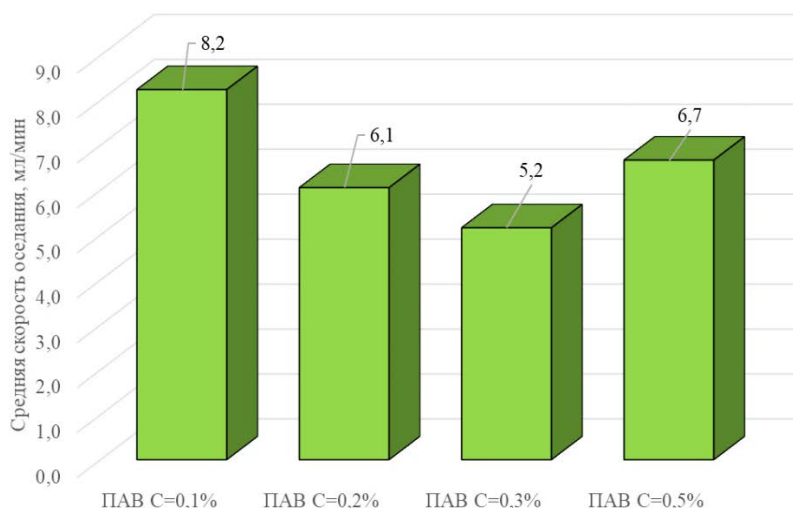
Для того чтобы определить степень влияния поверхностно-активных веществ на устойчивость экспериментальных систем, провели ряд исследований с участием неионогенного поверхностно-активного вещества «Неонол АФ<sub>9-12</sub>» (далее НПАВ): концентраций  $C = 0,1 \%$ ,  $C = 0,2 \%$ ,  $C = 0,3 \%$  и  $C = 0,5 \%$ . Свежеприготовленные системы «подтоварная вода — гидрофобный наполнитель — НПАВ» помещали в градуированные мерные цилиндры и при комнатной температуре осуществляли наблюдения за изменением внешнего вида. Экспозицию проводили в течение 30 мин, определяли отношение объемов осветляемой части составов к общему частиц, выпадающих в осадок.

В процессе наблюдений было зафиксировано, что скорость оседания частиц наполнителя для различных концентраций НПАВ является разной, а характер распределения частиц остается неизменным. На поверхности остается плавать не более 7–8 % наполнителя, основная доля частиц ( $\approx 70 \%$ ) начинает оседать, остальная часть ( $\approx 20 \%$ ) находится во взвешенном состоянии и медленно перемещается по всему объему суспензии в различных направлениях. Осадок представляет собой легкодеформируемую взвесь, которая при незначительном волнении выходит из равновесного состояния, частицы легко поднимаются вверх и начинают мигрировать по всему объему, постепенно оседая на дно.

Условная скорость оседания частиц наполнителя определялась визуально по времени осветления дисперсного состава и рассчитывалась по отношению объема светлой фазы ко времени на определенном этапе проведения эксперимента:

$$V = \text{Объем} / \text{Время} \quad (1)$$

На рисунке 2 приведены средние расчетные значения скорости оседания в зависимости от концентрации НПАВ в экспериментальных системах.



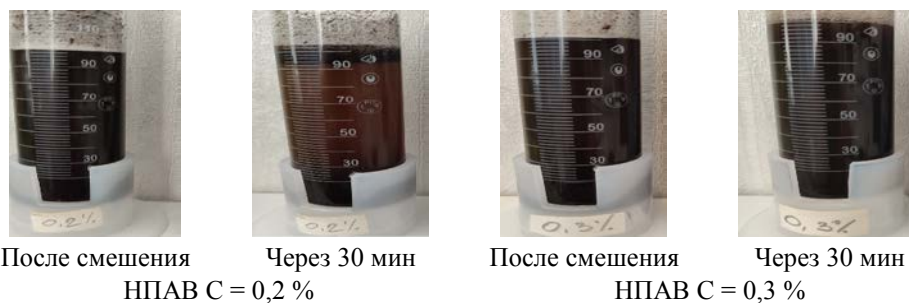
**Рис. 2. Средняя расчетная скорость оседания частиц гидрофобного наполнителя при различном содержании НПАВ**

Как видно из рисунка, наименьшей скоростью оседания обладают системы с содержанием НПАВ  $C = 0,2 \%$  и  $C = 0,3 \%$ . Средняя расчетная скорость оседания составляет 6,1 и 5,2 мл/мин. Необходимо отметить, что полученные данные носят условный характер, не являются абсолютными значениями и предназначены для сравнительной оценки стабильности системы.

Учитывая тот факт, что устойчивость дисперсных систем зависит от степени дисперсности частиц, были проведены исследования с использованием высокодисперсной фракции наполнителя, размер частиц которых не превышал 0,2 мм. Концентрацию НПАВ использовали с учетом ранее проведенных испытаний, наиболее оптимальными оказались  $C = 0,2 \%$  и  $C = 0,3 \%$ .

Процесс проведения экспериментов был аналогичен ранее проведенным. Компоненты системы смешивались, и состав переливался в градуированный цилиндр для дальнейшей экспозиции при комнатной температуре. Сразу после окончания смешения частицы равномерно распределились по всему объему составов. Однако по истечении 30 минут характер рас-

пределения частиц для разных концентраций поменялся. Если для раствора НПАВ  $C = 0,2 \%$  наблюдалось осветление средней фазы за счет всплытия основной части наполнителя на поверхность, то для  $C = 0,3 \%$  осветления не наблюдалось. Распределение частиц по всему объему оставалось постоянным, разделения фаз не происходило, частицы находились во взвешенном состоянии, скопления на дне не обнаруживались (рис. 3).



**Рис. 3. Внешний вид систем «подтоварная вода — гидрофобный наполнитель — НПАВ». Эксперименты с высокодисперсной фракцией**

Расчет скорости оседания по аналогии с предыдущими исследованиями провести не удалось, так как явного осветления водной фазы не происходило.

Следующим этапом исследований было проведение экспериментов с добавлением в систему полимерной составляющей. В качестве полимеров были использованы ПАА марки PetroPam P-104 и натрий-карбоксиметилцеллюлоза NaКМЦ. Кроме этого, в рецептуры экспериментальных составов входили высокодисперсный гидрофобный наполнитель (ВДГН), НПАВ и подтоварная вода. Процесс проведения испытаний был идентичен ранее проведенным, но наблюдения проводили в течение 60 минут. Оценка седиментационной и агрегативной устойчивости экспериментальных составов проводилась визуально по изменению объема осветляемой фазы раствора, образованию осадка, консистенции приготовленного раствора и времени начала массового осаждения частиц наполнителя. Рецептуры составов отличались между собой по содержанию полимерной составляющей и НПАВ. Содержание гидрофобного наполнителя оставалось постоянным для всех экспериментов. Дополнительно были проведены замеры динамической вязкости при комнатной температуре на свежеприготовленных составах на вращательном вискозиметре OFITE с ручным приводом. Замеры проводили при фиксированной скорости вращения муфты ротора 600 об/мин.

### **Результаты и обсуждение**

Полученные результаты подтвердили возможность получения более устойчивой дисперсной системы при наличии в ней более мелких частиц



наполнителя. Более мелкая фракция имеет бóльшую удельную площадь поверхности, что положительно влияет на стабильность экспериментальной системы. Присутствие НПАВ с концентрацией  $C = 0,2\text{--}0,3\%$  положительно повлияло на распределение наполнителя по всему объему системы. Дальнейшее увеличение концентрации НПАВ приводит к его адсорбции на поверхности и последующему образованию агломератов, состоящих из НПАВ и дисперсных частиц, которые стремятся в осадок. Значит, при повышении содержания НПАВ в составе более чем  $C = 0,3\%$ , система становится менее агрегативно устойчивой.

В таблице приведены показатели времени начала массового осаждения, средней расчетной скорости осаждения частиц и динамической вязкости.

**Время начала массового осаждения частиц, расчетная скорость осаждения и динамическая вязкость экспериментальных составов**

Рецептура	Время начала массового осаждения частиц, мин	Средняя расчетная скорость осаждения, мл/мин	Динамическая вязкость, мПа·с
1 состав (NaКМЦ)	6	2,42	11,2
2 состав (NaКМЦ)	6	2,8	10,1
3 состав (NaКМЦ)	11	0,6	11,7
4 состав (ПАА)	17	0,7	13,4
5 состав (ПАА)	23	0,5	18,7
6 состав (ПАА)	40	0,30	19,8
7 состав (NaКМЦ)	> 60	0,07	12,4
8 состав (ПАА)	> 60	0,01	16,7

Как видно из таблицы, составы № 7, 8 имеют практически нулевую скорость осаждения, соответственно, на протяжении всего времени наблюдений начала массового осаждения частиц зафиксировано не было. Еще одна рецептура также имеет достаточно большой временной период до начала массового осаждения частиц — 40 минут.

Отмечается, что седиментационной и агрегативной устойчивостью обладают системы, в состав которых входит как NaКМЦ, так и ПАА, при этом наличие или отсутствие НПАВ не имеет превалирующего влияния на устойчивость экспериментальных систем.

Вязкостные характеристики рассматриваемых растворов находятся в одном диапазоне. Прямой и ощутимой взаимозависимости между ними и седиментационной устойчивостью полимер-дисперсных систем в исследованных концентрациях полимеров не отмечается.

## Выводы

1. Гидрофобные свойства частиц наполнителя не позволяют частицам впитывать воду, набухать, слипаться друг с другом. В итоге частицы находятся на поверхности воды или во взвешенном состоянии, что положительно влияет на агрегативную и седиментационную устойчивость полимер-дисперсных систем.
2. Более мелкая фракция наполнителя имеет бóльшую удельную площадь поверхности, что положительно влияет на стабильность исследованных систем.
3. Присутствие НПАВ в системе дает возможность равномерного распределения частиц внутри объема. Экспериментально определено что наиболее оптимальной концентрацией НПАВ является  $C = 0,2 \% \dots 0,3 \%$ .
4. Седиментационной и агрегативной устойчивости исследованных полимер-дисперсных систем возможно добиться вне зависимости от марки используемого полимера. Опытным путем показано, что системы, в состав которых входят полимеры различной природы NaКМЦ или Petro-Ram P-104, обладают схожими показателями по периоду начала массового осаждения частиц, их средним расчетным скоростям осаждения, а также вязкостным характеристикам.
5. Основной причиной выявленных свойств исследованных полимер-дисперсных растворов являются гидрофобные свойства частиц наполнителя.

## Список источников

1. Газизов, А. Ш. Решение практических задач управления заводнением пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / А. Ш. Газизов. – Текст : непосредственный // Деп. Во ВНИИОЭНГе, 29.10.86, – № 1315-НГ. – 124 с.
2. Влияние технологий выравнивания профиля приемистости скважин на показатели разработки месторождений ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» / И. С. Джафаров, М. Ф. Нуриев, А. П. Рожков [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 12. – С. 33–36.
3. Алтунина, Л. К. Комплексная гель-технология ограничения водопритока с применением гелеобразующих систем / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2003. – № 10. – С. 20-23.
4. Газизов, А. Ш. Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки месторождений с применением полимердисперсных систем и других химреагентов / А. Ш. Газизов, Л. А. Галактионова, А. А. Газизов. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 1995. – № 2–3. – С. 29–34.
5. Ситуллин, Ю. Б. Результаты применения потокоотклоняющих технологий увеличения нефтеотдачи при извлечении слабодренлируемых запасов нефти на месторождениях мамонтовской группы ООО «РН-Юганскнефтегаз» / Ю. Б. Ситуллин, В. В. Мазаев. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО — Югры : сборник докладов XI научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2008. – Т. 2. – С. 373–382.

## References

1. Gazizov, A. Sh. (1986). Reshenie prakticheskikh zadach upravleniya zavodneniem plastov na pozdney stadii razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy. Dep. Vo VNIO-ENGE, 29.10.86, No 1315-NG, 124 p. (In Russian).
2. Dzhaifarov, I. S., Nuriev, M. F., Rozhkov, A. P., Strizhnev, K. V., & Kovaleva, A. A. (2009). The influence of technology of wells injectivity profile alignment on the performance of Gazpromneft-Noyabrskneftegaz OJSC fields development. Oil Industry, (12), pp. 33-36. (In Russian).
3. Altunina, L. K., & Kuvshinov, V. A. (2003). Kompleksnaya gel'tekhnologiya ogranicheniya vodopritoka s primeneniem geleobrazuyushchikh system. Burenie i nef't', (10), pp. 20-23. (In Russian).
4. Gazizov, A. Sh., Galaktionova, L. A., & Gazizov, A. A. (1995). Povyshenie nefteotdachi plastov na pozdney stadii razrabotki mestorozhdeniy s primeneniem polimerdispersnykh sistem i drugikh khimreagentov. Neftepromyslovoe delo, (2-3), pp. 29-34. (In Russian).
5. Situllin, Yu. B., & Mazaev, V. V. (2008). Rezul'taty primeneniya potokootklonyayushchikh tekhnologiy uvelicheniya nefteotdachi pri izvlechenii slabodreniruemyykh zapasov nef'ti na mestorozhdeniyakh mamontovskoy gruppy OOO "RN-Yuganskneftegaz". Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala Khmao - Yugry : sbornik dokladov XI nauchno-prakticheskoy konferentsii. Tom. 2. Khanty-Mansiysk, pp. 373-382. (In Russian).

## Информация об авторах

**Мамбетов Сергей Фанилович**, главный специалист отдела инженерного сопровождения опытно-промышленных работ, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «Когалым-НИПИнефть», г. Тюмень, [Sergey.Mambetov@lukoil.com](mailto:Sergey.Mambetov@lukoil.com)

**Земцов Юрий Васильевич**, доктор технических наук, профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

## Information about the authors

**Sergey F. Mambetov**, Chief Specialist of the Department of Engineering Support of Experimental Industrial Works, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, [Sergey.Mambetov@lukoil.com](mailto:Sergey.Mambetov@lukoil.com)

**Yuri V. Zemtsov**, Doctor of Engineering, Professor, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 11.05.2023; одобрена после рецензирования 26.07.2023; принята к публикации 28.07.2023.

The article was submitted 11.05.2023; approved after reviewing 26.07.2023; accepted for publication 28.07.2023.

УДК 622.276.4

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-4-52-62

### **Оценка объема газа в водоносной части сеноманских газовых залежей на примере Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения**

**О. В. Фоминых, С. А. Леонтьев\*, А. Н. Халин**

*Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия*

*\*leontevsa@tyuiu.ru*

**Аннотация.** На величину остаточных извлекаемых запасов природного газа влияют защемление запасов газа внедряющейся водой и дегазация пластовых вод сеноманского водонапорного комплекса. Для оценки объемов газа, который растворен в пластовой воде, необходимо достоверное определение объема воды, насыщенной газом. Площадь газонефтяного контакта определяется с использованием известных методов, однако высота зоны залежи, представленной водой, насыщенной газом (переходной зоной), нуждается в уточнении.

Распределение флюидов и строение переходной зоны зависят от гравитационных и капиллярных сил, которые, в свою очередь, взаимосвязаны с физико-химическими свойствами газа и пластовой воды, а также с составом и фильтрационными свойствами пласта. Для расчета толщины пласта, в котором происходит процесс растворения газа в воде, предлагается рассматривать с точки зрения процессов молекулярной диффузии.

Авторами статьи на примере Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения предлагается адаптированная методика «ВНИИГАЗ» для определения переходной зоны и объема воды, в котором растворяется газ подземных газохранилищ. Предложенный метод расчета объема газа, растворенного в пластовых водах сеноманских газовых залежей с учетом диффузии, показал приемлемый результат.

**Ключевые слова:** остаточные извлекаемые запасы, расчет объема растворенного газа, переходная зона, сеноманский водонапорный комплекс

**Для цитирования:** Фоминых, О. В. Оценка объема газа в водоносной части сеноманских газовых залежей на примере Медвежьего газоконденсатного месторождения / О. В. Фоминых, С. А. Леонтьев, А. Н. Халин. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-4-52-62 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 4. – С. 52–62.

### **An estimation of gas volume in the water-saturated part of Cenomanian gas reservoirs: a case study of the Medvezhye oil and gas condensate field**

**Oleg V. Fominykh, Sergey A. Leontiev\*, Anatoly N. Khalin**

*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*

*\*leontevsa@tyuiu.ru*

**Abstract.** The amount of remaining recoverable natural gas reserves is affected by the pinching of gas reserves by infiltrating water and degassing of formation water in the Cenomanian water-pressure complex. It is necessary to reliably determine the volume of gas-saturated water in order to estimate the volume of gas dissolved in produced water. The area of the gas-oil contact is determined by known methods, but the height of the reservoir zone, represented by gas-saturated water (transition zone), must be specified.

The fluid distribution and the structure of the transition zone depend on gravitational and capillary forces. These forces depend on the physical and chemical properties of the gas and formation water, as well as the composition and filtration properties of the reservoir. To calculate the thickness of the reservoir in which the process of gas dissolution in water takes place, it is proposed to consider it from the point of view of molecular diffusion processes.

The authors of the article propose an adapted VNIIGAZ method for determining the transition zone and the volume of water in which gas from underground gas storages is dissolved (a case study of the Medvezhye oil and gas condensate field). The proposed method for calculating the volume of gas dissolved in formation waters of Cenomanian gas deposits, taking into account diffusion, showed an acceptable result. The proposed method for calculating the volume of gas dissolved in formation waters of Cenomanian gas deposits, taking into account diffusion, gave an acceptable result.

**Keywords:** residual recoverable reserves, calculation of the volume of dissolved gas, transition zone, Cenomanian water-pressure complex

**For citation:** Fominykh, O. V., Leontiev, S. A., & Khalin, A. N. (2023). An estimation of gas volume in the water-saturated part of Cenomanian gas reservoirs: a case study of the Medvezhye oil and gas condensate field. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 52-62. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-4-52-62

## **Введение**

В работе [1] рассмотрено состояние остаточных запасов свободного газа сеноманских залежей Вынгапуровского и Медвежьего месторождений, показано, какие гидродинамические параметры влияют на величину данных запасов. Основными факторами являются выделение газа из пластовой воды и защемление объемов газа в пласте пластовой водой. Известно [2], что в сеноманской воде растворяется до  $3,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$  газа, детальную оценку растворимости углеводородных газов в пластовых водах с учетом их минерализации возможно выполнить, используя зависимости, представленные в работе [3]. Таким образом, для оценки объемов газа, который растворен в пластовой воде, необходимо достоверно определить объем воды, насыщенной газом. Площадь газонефтяного контакта определяется с использованием известных методов, однако высота зоны залежи, представленной водой, насыщенной газом (переходной зоной), нуждается в уточнении.

Различные методы расчета высоты переходной зоны опубликованы в научных трудах. В работе [4] и в других исследованиях, связанных с эксплуатацией подземных хранилищ газа в пористых водонасыщенных пластах, вопрос оценки переходной зоны рассматривается подробно, так как ее высота влияет на потери газа. Например, в работе [5] указано, что «газовая часть пласта подстилается газовой переходной зоной и водой». В работе [4] показано, что распределение флюидов и строение переходной

зоны зависят от гравитационных и капиллярных сил, которые, в свою очередь, взаимосвязаны с физико-химическими свойствами газа и пластовой воды, а также с составом и фильтрационными свойствами пласта, что было отмечено в работах С. Д. Пирсона, О. М. Ермилова, А. И. Ширковского [6, 7]. Данные исследователи определяли высоту переходной зоны в зависимости от характера и особенностей фильтрации газа и пластовой воды.

Применительно к проблеме расчета количества газа, растворенного в пластовых водах сеноманских газовых залежей, необходимо определить объем воды, насыщенной газом, так как высота водонасыщенной части массивных залежей часто превышает высоту газонасыщенной части.

#### **Объект и методы исследования**

Оценка высоты переходной зоны может быть выполнена с использованием прямых замеров геофизическими методами исследования скважин (нейтронный гамма-каротаж (НГК), импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК) и др.). Для нахождения высоты расчетным методом применяют экспериментальные усредненные зависимости водонасыщенности от капиллярного давления. Исследователи в работе [6] предложили выразить капиллярное давление через гидростатическое давление, которое определяет высоту подъема воды в поровом пространстве пласта, данная зависимость представлена в виде

$$P_k = h \cdot g \cdot (\rho_v - \rho_n), \quad (1)$$

где  $P_k$  — капиллярное давление, Па;  $h$  — высота над уровнем 100 %-го насыщения водой (толщина переходной зоны), м;  $g$  — ускорение свободного падения;  $\rho_v$  и  $\rho_n$  — плотности пластовой воды и нефти, кг/м<sup>3</sup>.

Следовательно, высоту переходной зоны можно определить из выражения

$$h = \frac{P_k}{g \cdot (\rho_v - \rho_n)}. \quad (2)$$

Данная зависимость используется для расчета средней высоты водонасыщенности переходной зоны пласта для нефтяных месторождений и определяет распределение флюидов в вертикальном направлении. Для расчета средней высоты водонасыщенности переходной зоны пласта для газовых месторождений нужно заменить плотность нефти на плотность газа.

В работе [7] приводится ссылка на труды Г. Ф. Пантелеева, в которых показано, что в сеноманских газовых залежах крупных газоконденсатных месторождений Западной Сибири высота переходной зоны составляет 20–35 м.

В работе [4] приведены результаты исследований керна сеноманских отложений месторождений газа Западной Сибири, на основании которых была построена палетка зависимости водонасыщенности от капиллярмет-

рических данных. В результате данного исследования установлено наличие в сеноманских залежах двух газоводяных контактов (ГВК1 и ГВК2), в интервале которых содержатся неучтенные запасы газа, которые следует принимать к сведению при подсчете запасов углеводородов объемным методом. Для выработки данного типа запасов необходимо применять инновационные методы эксплуатации скважин газовых месторождений, так как опыт промышленной эксплуатации скважин на сеноманских залежах Медвежьего, Уренгойского и Ямбургского месторождений выявили практическую неподвижность газа в таких зонах [8].

Таким образом, для определения объема газа, растворенного в границах переходной зоны, необходимо определить высоту переходной зоны согласно зависимости (2) и объем газа, растворенного в пластовой воде, при величине пластового давления на дату расчета по методике, представленной в работе [3]. Однако выполнить расчет переходной зоны, основанной на определении капиллярного давления, применительно к сеноманским газовым залежам месторождений Западной Сибири в настоящее время затруднительно. Кроме того, под переходной зоной массивных газовых залежей существует значительный объем водонасыщенных пород, вода в которых, очевидно, насыщена газом.

Существует подход, изложенный в работе [7], в которой предложен метод определения переходной зоны и объема воды, где растворяется газ подземных газохранилищ.

В данной работе [7] количество растворенного газа в зоне «газ — вода» определяется по следующей зависимости:

$$Q_{у.в.} = Q_{пор.} \cdot V_{ср}, \quad (3)$$

где  $Q_{у.в.}$  — количество растворенного газа в приконтактной зоне «газ — вода»,  $м^3$ ;  $Q_{пор.}$  — объем порового пространства водонасыщенных пород пласта-коллектора,  $м^3$ ;  $V_{ср}$  — средняя газонасыщенность (по  $СН_4$  + тяжелые углеводороды) вод пласта-коллектора в рассматриваемой зоне,  $м^3/м^3$ .

Объем порового пространства определяется по следующей зависимости:

$$Q_{пор.} = l \cdot H \cdot h \cdot m_0, \quad (4)$$

где  $l$  — протяженность пласта (по простиранию) в пределах зоны перетока, м;  $H$  — ширина пласта (вкрест простирания) в этой же зоне, м;  $h$  — мощность пласта, где идут процессы растворения газа, м;  $m_0$  — коэффициент открытой пористости пород.

Для расчета толщины пласта, в котором происходит процесс растворения газа в воде, предлагается рассматривать с точки зрения процессов молекулярной диффузии, используя фиктивный коэффициент диффузии ( $D_f$ ).

$$\frac{d^2C}{d\chi^2} = \frac{1}{D_\phi} \cdot \frac{dC}{dt}, \quad (5)$$

где  $C$  — концентрация растворенного газа, д.ед.;  $D_\phi$  — коэффициент диффузии,  $\text{м}^2/\text{с}$ ;  $\chi$  — расстояние от центра залежи до контура, м;  $t$  — время, с.

Количество растворившегося газа в зависимости от времени находим по следующей зависимости:

$$Q_{\text{пр}}(t) = 2 \cdot m \cdot h \cdot l \cdot C_0 \cdot \sqrt{\frac{D_\phi \cdot t}{\pi}} = 2 \cdot m \cdot h \cdot l \cdot C_0 \cdot \sqrt{\frac{m \cdot \chi^2 \cdot \tau}{\pi}}, \quad (6)$$

где  $m$  — пористость;  $h$  — мощность пласта, м;  $l$  — длина контура газоводяного контура (ГВК), м;  $C_0$  — предельная концентрация растворенного газа на контуре;  $\tau$  — параметр, определяемый из графика, приведенного на рисунке, в зависимости от  $(\phi, V)$ ;  $\phi = C/C_0$  — относительная концентрация;  $V = V_\Gamma/V_\text{в}$  — относительный объем;  $V_\Gamma$  — поровый объем газонасыщенной части пласта,  $\text{м}^3$ ;  $V_\text{в}$  — поровый объем водонасыщенной части пласта,  $\text{м}^3$ ;  $D_\phi$  — коэффициент диффузии, который определяется по следующей формуле:

$$D_\phi = \frac{m \cdot \chi^2 \cdot \tau}{t}. \quad (7)$$

Для определения параметра  $\tau$  в работе [7] представлен график (см. рисунок).

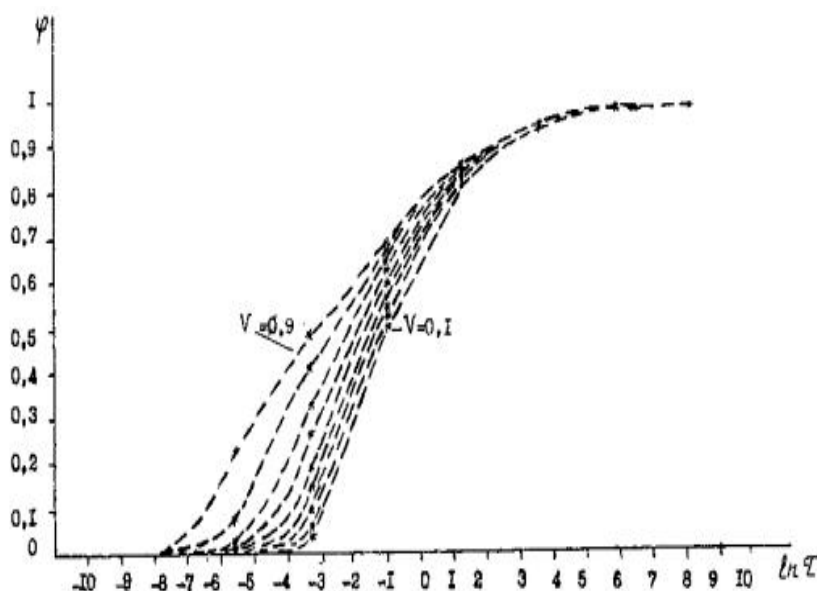


Рисунок. График зависимости параметра  $\tau = f(\phi, V)$  [7]



Таким образом, существующую методику расчета объема растворенного в пластовой воде газа, используемую для определения потерь газа в подземных хранилищах, применяем для решения обратной задачи — расчета количества газа, растворенного в пластовой воде в границах переходной зоны массивных сеноманских газовых залежей.

С целью определения наиболее достоверного и удобного для практического применения метода выполним сравнительный анализ результатов расчетов по двум описанным методикам.

### **Результаты**

Выполним сравнение методик расчета на примере Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения.

На Медвежьем нефтегазоконденсатном месторождении основные объемы природного газа и конденсата относятся к сеноманским отложениям. В нижележащей части геологического разреза запасы углеводородов найдены в альб-валанжинских отложениях на Ныдинском куполовидном поднятии. Продуктивные залежи, индексируются как БН<sub>10</sub>, БН<sub>1</sub>, ТП<sub>3</sub>, ТП<sub>2</sub>, ТП<sub>1</sub>, ХМ<sub>5</sub>, ХМ<sub>4</sub>, ХМ<sub>3</sub>, ХМ<sub>2</sub>, ПК<sub>9</sub>, ПК<sub>9</sub><sup>0</sup>, ПК<sub>8</sub>. Этаж газонасыщенности для данных объектов разработки образует 1 500 м [9].

Сеноманский коллектор представляет собой смесь высокопроницаемого песчаника, алевролита и глины, которые чрезвычайно неоднородны по площади и по разрезу.

В газонасыщенной части пласта песчанистость в среднем для залежи составляет 70 %.

Эффективная газонасыщенная толщина по скважинам меняется от 3,6 до 126,0 м в пределах южного купола, от 14,0 до 96,4 м — на центральном куполе, от 14,6 до 99,4 м — на северном куполе и от 7,0 до 97,4 м — на Ныдинском.

Залежь газа является массивной, по всей площади подстилается подошвенной водой.

По химическому составу газ сеноманской залежи Медвежьего месторождения состоит в среднем из метана (98,39 %).

Содержание тяжелых гомологов предельных углеводородов незначительно и в основном приходится на долю этана (0,02–0,99 %) и пропана.

Относительная плотность газа составляет 0,56, низшая теплотворная способность газа равна 7 912 ккал/м<sup>3</sup>.

Псевдокритическое давление и температура свободного газа составляют 4,6 МПа и 190,53 °К.

### *Обоснование исходных данных и пример расчета*

В качестве выбора исходных данных для выполнения расчетов, согласно методике, представленной в работе [7], использовалась информация

о геологическом строении пласта ПК<sub>1</sub> Медвежьего месторождения<sup>1,2,3</sup>, изложенная в работах [10–12] и приведенная в таблице.

**Данные для расчета**

Параметр	Обозначение	Единица измерения	Значение
Длина залежи	$l$	м	23 000
Ширина залежи	$\chi$	м	5 000
Эффективная газонасыщенная толщина пласта	$h_{г.н.}$	м	61,97
Эффективная водонасыщенная толщина пласта	$h_{в.н.}$	м	15,70
Пористость газонасыщенной части	$m$	д.ед.	0,3
Пористость водонасыщенной части	$m$	д.ед.	0,3
Объем газосодержащих пород	$V_{г.}$	млн м <sup>3</sup>	94 742,5
Предельная концентрация растворенного в воде газа при начальных пластовых условиях	$C_0$	см <sup>3</sup> /л	3 500
Максимальная концентрация растворенного в воде газа, полученная в залежи	$C$	см <sup>3</sup> /л	1 300

1. Рассчитаем объем водонасыщенных пород ( $V_{в.}$ ). Поскольку рассматриваемая залежь является массивной, объем водонасыщенных пород можно рассчитать, зная объем газонасыщенных пород и размеры залежи

$$V_{в.} = V_{г.} \cdot \frac{h_{в.н.}}{h_{г.н.}} = 94\,742,5 \cdot 10^6 \cdot \frac{15,70}{61,97} = 24\,002,8 \text{ млн м}^3.$$

2. Относительную концентрацию ( $\phi$ ) определим по следующему выражению:

$$\phi = C/C_0 = 1\,300/3\,500 = 0,37.$$

<sup>1</sup> Подсчет запасов свободного газа в сеноманских залежах месторождений Севера Тюменской области по состоянию на 01.01.1986 г.: отчет о НИР / Главтюменьгеология; рук. Ф. З. Хафизов. – Тюмень, 1986. – 424 с.

<sup>2</sup> Подсчет начальных запасов свободного газа сеноманской залежи Медвежьего месторождения по методу падения пластового давления: отчет о НИР / ТюменНИИгипрогаз; рук. Е. М. Нанивский. – Тюмень, 1987. – 401 с.

<sup>3</sup> Гидрогеологические аспекты обводнения крупнейших разрабатываемых газовых залежей севера Тюменской области (Медвежье, Уренгойское, Ямбургское): отчет о НИР / ООО «ВНИИГАЗ»; рук. В. С. Гончаров. – Москва, 1998. – 436 с.

3. Относительный поровый объем рассчитываем

$$V = V_B/V_T = 24\,002,7/94\,742,5 = 0,25.$$

4. По расчетным значениям  $\phi$ ,  $V$  из графика (см. рисунок) определяем значение  $\ln(\tau) = -1,9$ , следовательно, величина  $(\tau) = 0,15$ .

5. Определим величину  $(\chi)$  — расстояние от центра залежи до контура ГВК, примем по наименьшему размеру залежи в плане, равному ее ширине, то есть 5 000 м.

6. Рассчитаем объем растворенного газа по уравнению (6)

$$Q_{\text{рг}} = 2 \cdot m \cdot h \cdot l \cdot C_0 \cdot \sqrt{\frac{m \cdot \chi^2 \cdot \tau}{\pi}} = \\ = 2 \cdot 0,3 \cdot 61,97 \cdot 23\,000 \cdot 3,5 \cdot \sqrt{\frac{0,3 \cdot 5\,000^2 \cdot 0,15}{3,14}} = 665,45 \text{ млн м}^3.$$

Полученное значение объема растворенного газа можно признать приемлемым, так оно близко к величине, указанной в других работах. В частности, в работе А. В. Колмакова [1] по результатам гидродинамического моделирования показано, что в ходе воспроизведения истории разработки сеноманской газовой залежи пласта ПК<sub>1</sub> Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения на трехмерной модели установлено расхождение фактических и расчетных пластовых давлений, что объясняется дегазацией 1 000–700 млн т пластовой воды и притоком 760 млн м<sup>3</sup> газа.

### Выводы

Для расчета объема газа, растворенного в пластовой воде в границах переходной зоны массивных сеноманских газовых залежей, применима методика, используемая для определения потерь газа в подземных хранилищах. Расчеты по указанной методике с учетом ряда допущений показали приемлемые результаты и могут использоваться для решения обратной задачи, рассматриваемой в статье.

### Список источников

1. Колмаков, А. В. Исследование и разработка технологии выработки остаточных запасов низконапорного газа сеноманских залежей : 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Колмаков Алексей Владиславович. – Тюмень, 2012. – 170 с. – Текст : непосредственный.
2. Степанов, Н. Г. Влияние растворенного в пластовых водах газа на обводнение газовых залежей / Н. Г. Степанов, Н. И. Дубина, Ю. Н. Васильев. – Москва : Недра, 1999. – 124 с. – Текст : непосредственный.

3. Фоминых, О. В. Исследование методов расчета объема метана, растворенного в пластовой воде / О. В. Фоминых, С. А. Леонтьев. – DOI 10.31660/0445-0108-2021-6-103-111. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2021. – № 6 (150). – С. 103–111.
4. Лобанова, А. Н. Геолого-технологические условия повышения эффективности создания и эксплуатации подземных хранилищ газа : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка горючих ископаемых», 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений : диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Лобанова Анна Николаевна. – Москва, 2007. – 143 с. – Текст : непосредственный.
5. Амикс, Дж. В. Физика нефтяного пласта / Дж. Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг ; перевод с английского. – Москва : Гостоптехиздат, 1962. – 572 с. – Перевод изд.: Petroleum reservoir engineering. Physical properties / James W. Amyx, Daniel M. Bass, Jr. Robert Z. Whiting. New York, 1960. – Текст : непосредственный.
6. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа = Formation physics, production and underground storage of natural gas / О. М. Ермилов, В. В. Ремизов, А. И. Ширковский, Л. С. Чугунов ; под редакцией А. К. Терехова ; Рос. АО «Газпром». – Москва : Наука, 1996. – 540 с. – Текст : непосредственный.
7. Методические указания по определению технологически необходимых безвозвратных потерь газа при создании и эксплуатации газохранилищ в пористых пластах / С. Н. Бузинов, Г. И. Солдаткин, Н. И. Лазарев [и др.] ; Всерос. науч.-исслед. ин-т природ. газов и газовых технологий. – Москва : ВНИИГАЗ, 1996. – 59 с. – Текст : непосредственный.
8. Фоменко, В. Г. Определение подсчетных параметров сеноманских залежей газовых месторождений Западной Сибири / В. Г. Фоменко, Л. Е. Николаева. – Текст : непосредственный // Газовая геология России вчера, сегодня, завтра : сборник научных трудов ООО «ВНИИГАЗ». – Москва : ВНИИГАЗ, 2000. – С. 37–51.
9. Геолого-технологические подходы к рациональной разработке газовых месторождений = Geological-technological approaches to the efficient development of gas deposits / С. Н. Меньшиков, А. Н. Лапердин, И. С. Морозов, Г. И. Облеков ; под редакцией О. М. Ермилова. – Новосибирск : Изд-во Сибирского отделения Российской академии наук, 2009. – 174 с. – Текст : непосредственный.
10. Маслов, В. Н. Подсчет запасов газа Медвежьего месторождения по падению пластового давления / В. Н. Маслов, А. Н. Лапердин ; ТюменНИИгипрогаз. – Тюмень, 2002. – 400 с. – Текст : непосредственный.
11. Меньшиков, С. Н. Методические подходы к изучению месторождений углеводородного сырья на севере Западной Сибири : обзор / С. Н. Меньшиков, А. Н. Лапердин, И. С. Морозов ; ОАО «Газпром», ООО «Газпром экспо». – Москва, 2009. – 80 с. – (Обзорная информация. Серия : Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений). – Текст : непосредственный.
12. Маслов, В. Н. Оценка объемов и перспективы использования низконапорного газа в Надым-Пур-Тазовском регионе / В. Н. Маслов, А. Н. Лапердин. – Текст : непосредственный // Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов : материалы всероссийской научно-технической конференции (март, 2003, г. Надым). – Москва : ИРЦ Газпром. – С. 112–121.

## References

1. Kolmakov, A. V. (2012) Issledovanie i razrabotka tekhnologii vyrabotki ostatochnykh zapasov nizkonapornogo gaza senomanskikh zalezhey. Diss. ... kand. tekhn. nauk, Tyumen, 170 p. (In Russian).
2. Stepanov, N. G. Dubina, N. I., & Vasil'ev, Yu. N. (1999). Vliyanie rastvorennogo v plastovykh vodakh gaza na obvodnenie gazovykh zalezhey. Moscow, Nedra Publ., 124 p. (In Russian).
3. Fominykh, O. V., & Leontiev, S. A. (2021). An investigation of methods for calculating the volume of methane dissolved in reservoir water. Oil and Gas Studies, 6(150), pp. 103-111. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2021-6-103-111
4. Lobanova, A. N. (2007). Geologo-tekhnologicheskie usloviya povysheniya effektivnosti sozdaniya i ekspluatatsii podzemnykh khranilishch gaza. Diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Moscow, 143 p. (In Russian).
5. Amyx, J. W., Bass, D. M., & Whiting, R. Z. Jr. (1960). Petroleum reservoir engineering. Physical properties. New York, 600 p. (In English).
6. Ermilov, O. M., Remizov, V. V., Shirkovskiy, A. I., & Chugunov, L. S. (1996). Formation physics, production and underground storage of natural gas. Moscow, Nauka Publ., 540 p. (In Russian).
7. Buzinov, S. N., Soldatkin, G. I., Lazarev, N. I., Soldatkin, S. G., Gracheva, O. N., & Grigor'ev, A. V. (1996). Metodicheskie ukazaniya po opredeleniyu tekhnologicheskikh neobkhodimykh bezvzratnykh poter' gaza pri sozdanii i ekspluatatsii gazokhranilishch v po-ristykh plastakh. Moscow, VNIIGAZ Publ., 59 p. (In Russian).
8. Fomenko, V. G., & Nikolaeva, L. E. (2000). Opredelenie podschetnykh parametrov senomanskikh zalezhey gazovykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri. Gazovaya geologiya Rossii vchera, segodnya, zavtra: sbornik nauchnykh trudov OOO "VNIIGAZ". Moscow, VNIIGAZ Publ., pp. 37-51. (In Russian).
9. Men'shikov, S. N., Laperdin, A. N., Morozov, I. S., & Oblekov, G. I. (2009). Geological-technological approaches to the efficient development of gas deposits. Novosibirsk, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences Publ., 174 p. (In Russian).
10. Maslov, V. N., & Laperdin, A. N. (2002). Podschet zapasov gaza Medvezh'ego mestorozhdeniya po padeniyu plastovogo davleniya. Tyumen, 400 p. (In Russian).
11. Men'shikov, S. N., Laperdin, A. N., Morozov, I. S., Kozintsev, A. N., Mal'tsev, A. I., & Mavletdinov, M. G. (2009). Metodicheskie podkhody k izucheniyu mestorozhdeniy uglevodorodnogo syr'ya na severe Zapadnoy Sibiri: obzor. Moscow, 80 p. (In Russian).
12. Maslov, V. N., & Laperdin, A. N. (2003). Otsenka ob'emov i perspektivy ispol'zovaniya nizkonapornogo gaza v Nadym-Pur-Tazovskom regione. Problemy i perspektivy kompleksnogo ispol'zovaniya nizkonapornogo gaza v ustoychivom razvitii sotsial'noy sfery gazodobyvayushchikh regionov. March, 2003, Nadym. Moscow, IRTS Gazprom Publ., pp. 112-121. (In Russian).

#### **Информация об авторах**

**Фоминых Олег Валентинович**, доктор технических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Леонтьев Сергей Александрович**, доктор технических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, leontevsa@tyuiu.ru

**Халин Анатолий Николаевич**, кандидат технических наук, старший научный сотрудник кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

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

**Oleg V. Fominykh**, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

**Sergey A. Leontiev**, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, leontevsa@tyuiu.ru

**Anatoly N. Khalin**, Candidate of Engineering, Senior Researcher at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 28.05.2023; одобрена после рецензирования 15.06.2023; принята к публикации 19.06.2023.

The article was submitted 28.05.2023; approved after reviewing 15.06.2023; accepted for publication 19.06.2023.

# 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 622.692.4.076:662.998

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-4-63-74

### Разработка технологии каскадного понижения давления газа в протяженных газопроводах-отводах газораспределительных станций

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

\*a.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru

**Аннотация.** Разработана и предложена к реализации энергосберегающая технология трубопроводной транспортировки природного газа по газопроводам-отводам большой протяженности, связывающим магистральные газопроводы и газораспределительные станции. Принцип технологии заключается в ступенчатом понижении рабочего давления в газопровод-отводе с помощью линейных редуцирующих пунктов, с частичным нагревом газа за счет теплообмена между газопроводом и грунтом. Представлены результаты практической апробации технологии каскадного понижения давления газа в действующем газопровод-отводе с подтвержденным эффектом уменьшения расхода топливного газа в подогревателях газораспределительной станции. Расчетным методом определены оптимальные параметры ступенчатого понижения давления газа с помощью линейных пунктов редуцирования. Получены графические зависимости, определяющие особенности изменения температурных режимов трубопроводной транспортировки газа в зависимости от задаваемого перепада давления в линейных пунктах редуцирования для условий опытно-промышленной апробации метода энергосбережения. Предложена схема равномерного размещения линейных редуцирующих пунктов с определением оптимального режима снижения давления.

**Ключевые слова:** газопровод, давление, температура, охлаждение, теплообмен, редуцирование

**Для цитирования:** Разработка технологии каскадного понижения давления газа в протяженных газопроводах-отводах газораспределительных станций / В. М. Янчук, А. С. Кузьбожев, И. В. Шишкин [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-4-63-74 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 4. – С. 63–74.

### Development of technology for cascade gas pressure reduction in long gas pipelines of gas distribution stations

**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>**

<sup>1</sup>*Gazprom transgaz Ukhta LLC, Ukhta, Russia*

<sup>2</sup>*Branch office of Gazprom VNIIGAZ LLC in Ukhta, Russia*

*\*a.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru*

**Abstract.** The work developed and proposed for implementation an energy-saving technology of pipeline transportation of natural gas along long-distance branch pipelines connecting main gas pipelines and gas distribution stations. This technology consists in a step reduction of operating pressure in the gas pipeline branch with the help of linear reducing stations, with partial heating of gas due to heat exchange between the gas pipeline and the ground. The authors of the article present the results of practical approbation of the cascade gas pressure reduction technology in the operating off-take gas pipeline with the confirmed effect of reducing fuel gas consumption in the gas distribution station preheaters. The optimal parameters of gradual gas pressure reduction using linear reduction points were determined by calculation. Graphical dependencies, which determine the peculiarities of changes in temperature modes of pipeline gas transportation depending on the given pressure drop in linear pressure reduction stations for the conditions of pilot testing of the energy-saving method, have been obtained. A scheme of uniform location of linear pressure reduction stations with definition of the optimal pressure reduction mode is proposed.

**Keywords:** gas line, pressure, temperature, cooling, heat exchange, reduction

**For citation:** Yanchuk, V. M., Kuzbozhev, A. S., Shishkin, I. V., Birillo, I. N., & Kuzbozhev, P. A. (2023). Development of technology for cascade gas pressure reduction in long gas pipelines of gas distribution stations. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 63-74. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-4-63-74

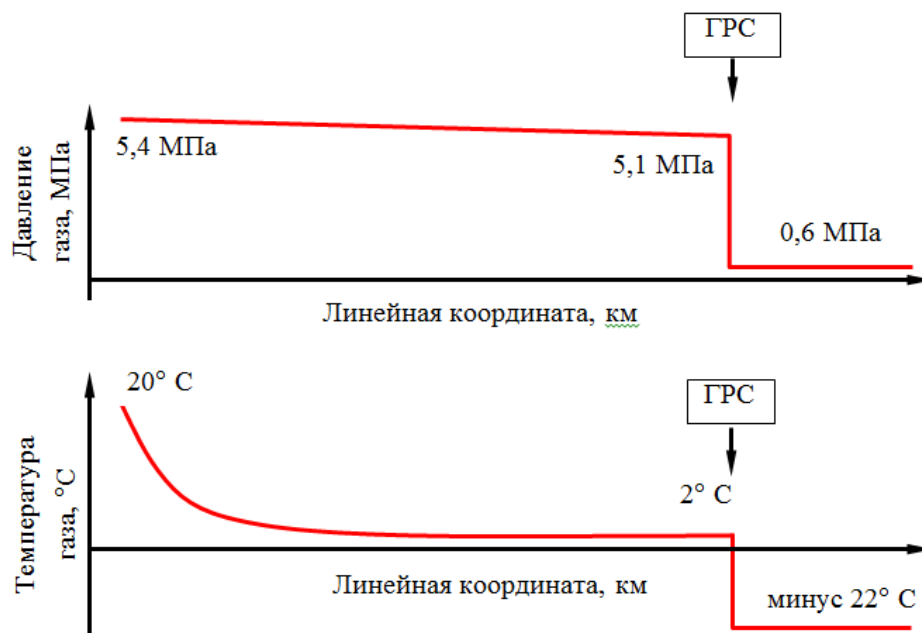
## **Введение**

Подключение газораспределительных станций (ГРС) к магистральным газопроводам выполняется с помощью подземных газопроводов-отводов высокого давления, в некоторых случаях имеющих значительную протяженность, транспортировка газа по которым сопровождается значительными тепловыми потерями, обусловленными естественным теплообменом между трубопроводами и грунтом. При реализации основного технологического процесса ГРС (редуцирования) происходит уменьшение давления и сопутствующее снижение температуры газа, величина которой нормируется и не может быть меньше заданного значения. Для предотвращения переохлаждения газа в процессе редуцирования выполняется его предварительный подогрев [1], при этом чем выше степень естественного охлаждения газа в газопроводе-отводе и больше перепад давления при редуцировании, тем больший объем тепловой энергии следует подвести к газу на ГРС. Компенсация повышенных тепловых потерь за счет теплоотвода от газопровода в грунт требует использования дополнительных объемов топливного газа, что, кроме повышения затрат на топливный газ, способствует росту объемов вредных выбросов, а также увеличенной нагрузке подогревателей.

Особенности изменения температуры газа, транспортируемого по газопроводу-отводу, соединяющему магистральный газопровод и газорас-



пределительную станцию, показаны на рисунке 1. В процессе трубопроводной транспортировки по газопроводу-отводу газ, имеющий начальную температуру 20 °С, охлаждается до температуры грунта, составляющей 2 °С. На ГРС давление газа уменьшают от 5,1 до 0,6 МПа, в результате, без предварительного подогрева газа, его температура на выходе ГРС составит примерно –22 °С.



**Рис. 1. Изменение термобарических параметров газа при транспортировке по газопроводу-отводу**

Для уменьшения тепловых потерь, обусловленных отводом тепла от газопровода в грунт, может быть использована технология каскадного понижения давления в газопровод-отводе с помощью линейных регуляторов, расположенных в определенном порядке, в зависимости от протяженности трассы газопровода-отвода, грунтовых условий на глубине заложения газопровода, интенсивности процессов сезонного промерзания и оттаивания грунта. Уменьшение расхода топливного газа при редуцировании будет обеспечено за счет реализации следующих ключевых принципов:

- уменьшение величины перепада давления при редуцировании на ГРС;
- снижение давления газа в точке его отбора из магистрального газопровода на входе в газопровод-отвод до температуры, меньшей чем температура грунта, с последующим нагревом за счет естественного теплообмена между газопроводом-отводом и окружающей средой, с промежуточным редуцированием в линейных регуляторах.

### Объект и методы исследования

В качестве объекта исследований выступает подземный газопровод-отвод протяженностью 100 км, диаметром 700 мм, оснащенный двумя линейными узлами редуцирования, один из которых размещен на 0 км газопровода-отвода (в точке подключения к магистральному газопроводу), второй — на 80 км трассы. Температура газа на входе в первый линейный узел редуцирования газопровода-отвода составляет  $\approx 20$  °С, давление газа — 5,4 или 7,5 МПа. Глубина заложения газопровода-отвода по уровню верхней образующей составляет 1 м. Температура грунта на глубине заложения газопровода-отвода в завершении зимнего периода составляет от 1,5 до 2 °С. Расход газа, приведенный к нормальным условиям, составляет 150 000 м<sup>3</sup>/ч. Условия и режимы эксплуатации газопровода-отвода соответствуют фактическому объекту — газопроводу-отводу к ГРС г. Сыктывкара (Республика Коми). Первый линейный узел редуцирования предусмотрен проектом на сооружение газопровода-отвода с целью обеспечения возможности отбора газа из проложенных в одном технологическом коридоре магистральных газопроводов, работающих при рабочем давлении 5,4 и 7,5 МПа. Второй линейный узел редуцирования смонтирован с целью опытно-промышленной апробации технологии каскадного понижения давления. Линейные узлы редуцирования оснащены объединенными в группы стандартными клапанами-регуляторами, используемыми на ГРС.

Исследования включают расчетное моделирование процесса транспортировки газа по подземному газопроводу-отводу и выполнены с использованием аналитических выражений в составе известных расчетных методик [2].

Температура природного газа на выходе линейного узла редуцирования ( $T_2$ ) определяется по выражению [3]

$$T_2 = T_1 - (P_1 - P_2) \cdot D_i, \quad (1)$$

где  $T_1$ ,  $P_1$  — соответственно, температура (К) и давление (МПа) газа на входе в линейный узел редуцирования или узел редуцирования на ГРС;  $P_2$  — давление газа на выходе клапана-регулятора линейного узла редуцирования или узла редуцирования ГРС, Па;  $D_i$  — коэффициент Джоуля — Томсона для природного газа, К/МПа.

Количество тепловой энергии, необходимой для нагрева суточного объема поставляемого ГРС газа, составляет [4]

$$Q = C_p \cdot m \cdot (T_1 - T_2), \quad (2)$$

где  $m$  — масса газа, подаваемого ГРС за сутки, кг;  $T_1$  — температура газа на выходе ГРС, °С;  $T_2$  — температура газа на выходе узла редуцирования ГРС (без предварительного подогрева), °С;  $C_p$  — средняя изобарная теплоемкость транспортируемого природного газа, Дж/(кг · °С).

Расход топливного газа (в м<sup>3</sup>) на ГРС определяется по выражению

$$q_T = \frac{Q}{\eta \cdot g}, \quad (3)$$

где  $\eta$  — коэффициент полезного действия подогревателя газа на ГРС в относительных единицах;  $g$  — минимальная теплотворная способность природного газа, Дж/м<sup>3</sup>.

Схема газопровода-отвода с линейными узлами редуцирования показана на рисунках 2 и 3.

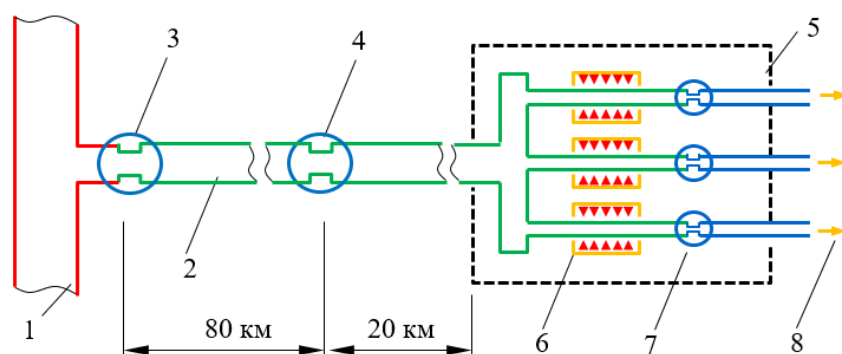


Рис. 2. *Схема газопровода-отвода, соединяющего магистральный газопровод и ГРС, оснащенного двумя линейными узлами редуцирования:*  
 1 — магистральный газопровод высокого давления; 2 — газопровод-отвод;  
 3 — линейный узел редуцирования на входе в газопровод-отвод;  
 4 — промежуточный узел редуцирования; 5 — ГРС; 6 — подогреватели ГРС;  
 7 — клапаны-регуляторы ГРС; 8 — газ низкого давления

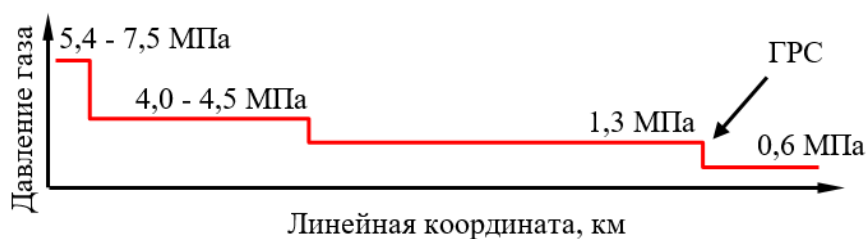


Рис. 3. *График изменения давления в газопровode-отводе*

### Результаты

В ходе проведения работ по опытно-промышленной апробации метода каскадного понижения давления опробованы два режима работы газопровода-отвода.

1. С подачей газа от магистрального газопровода, работающего при давлении 5,4 МПа. При данном режиме параметры работы системы составили:

- давление и температура на выходе первого линейного узла редуцирования, соответственно, 4,2 МПа и 6,5 °С;
- давление и температура на входе во второй узел редуцирования, соответственно, 3,6 МПа и 1,9 °С;
- давление и температура на выходе второго линейного узла редуцирования, соответственно, 1,3 МПа и –7,8 °С;
- давление и температура на входе в ГРС, соответственно, 1,3 МПа и 1,8 °С.

2. С подачей газа от магистрального газопровода, работающего при давлении 7,5 МПа. При данном режиме параметры работы системы составили:

- давление и температура на выходе первого линейного узла редуцирования, соответственно, 4,5 МПа и 11,6 °С;
- давление и температура на входе во второй линейный узел редуцирования, соответственно, 4,0 МПа и 1,9 °С;
- давление и температура на выходе второго линейного узла редуцирования, соответственно, 1,3 МПа и –7,5 °С;
- давление и температура на входе в ГРС, соответственно, 1,3 МПа и 1,8 °С.

При снижении давления в первом линейном узле редуцирования с 5,4 МПа (7,5 МПа) до 4,0–4,5 МПа, за счет эффекта дросселирования, температура газа уменьшалась с 20 до 6,5–11,6 °С. Далее газ охлаждался за счет теплообмена с грунтом и адиабатического расширения, в результате чего его температура на входе во второй линейный узел редуцирования достигала 1,8 °С. При снижении давления газа во втором линейном узле редуцирования до 1,3 МПа его температура составляла –7,5 °С, после чего следовал нагрев за счет теплового взаимодействия с грунтом. Температура газа на входе в ГРС соответствовала температуре грунта. Описываемый режим работы газопровода-отвода был признан неоптимальным по причине значительного охлаждения газа на выходе второго линейного узла редуцирования, что способствовало развитию отказов применяемого регулирующего оборудования.

Допустимый уровень охлаждения газа на выходе линейных узлов редуцирования определен по результатам анализа требований к температурным режимам транспортировки газа по газопроводам. В соответствии с требованиями СП 36.13330.2012<sup>1</sup>, температура газа, поступающего в газопровод, должна устанавливаться исходя из возможности транспортировки

---

<sup>1</sup>СП 36.13330.2012. Свод правил. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85. – Введ. 2013-07-01. – М., 2012. – 99 с.

продукта и требований, предъявляемых к сохранности изоляционных покрытий, прочности, устойчивости и надежности газопровода.

В соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.3-1122-2017<sup>2</sup> определены следующие требования к температурным режимам газа, направляемого от ГРС потребителям:

- температура газа должна поддерживаться в соответствии с ГОСТ 5542-2014<sup>3</sup> (минимально допустимая температура газа в месте отбора пробы не может быть ниже температуры точки росы по воде и углеводородам);
- температура газа на выходе ГРС должна быть не ниже  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  (на пучинистых грунтах — не ниже  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ ).

Таблица 1

**Физико-химические показатели газа горючего природного,  
поставляемого и транспортируемого по магистральным газопроводам  
(в соответствии с СТО Газпром 089-2010)**

Наименование показателя	Значение для макроклиматических районов	
	умеренный	холодный
Температура точки росы по воде при абсолютном давлении 3,92 МПа ( $40,0\text{ кгс/см}^2$ ), $^{\circ}\text{C}$ , не выше: – зимний период; – летний период	$-10,0$ $-10,0$	$-20,0$ $-14,0$
Температура точки росы по углеводородам при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа, $^{\circ}\text{C}$ , не выше: – зимний период; – летний период	$-2,0$ $-2,0$	$-10,0$ $-5,0$

В соответствии с СТО Газпром 089-2010<sup>4</sup> допускаемая температура точки росы природного газа (по воде и углеводородам) определяется в зависимости от климатических характеристик региона, в пределах которого осуществляется транспорт или газораспределение (табл. 1):

<sup>2</sup>СТО Газпром 2-2.3-1122-2017. Газораспределительные станции. Правила эксплуатации. – Введ. 2017-09-15. – СПб.: Газпром экспо, 2018. – 204 с.

<sup>3</sup>ГОСТ 5542-2014. Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. – Введ. 2015-07-01. – М.: Стандартинформ, 2015. – 12 с.

<sup>4</sup>СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. – Введ. 2011-08-08. – М., 2010. – 19 с.

- по углеводородам, при давлении транспортируемого газа от 2,5 до 7,5 МПа, для регионов с холодным и умеренным климатом (в зимний период), температура точки росы газа не может быть ниже, соответственно,  $-20$  и  $-10$  °С;

- по воде, при давлении газа от 3,92 МПа, для регионов с холодным и умеренным климатом (в зимний период), температура точки росы газа не может быть ниже, соответственно,  $-10$  и  $-2$  °С.

На основании анализа приведенных выше документов определены следующие требования к температуре газа при реализации технологии каскадного понижения давления:

- при транспортировке газа к ГРС по газопроводам-отводам, проложенным на пучинистых грунтах, температура газа не может быть ниже  $0$  °С;

- в том случае, если грунты на трассе газопровода непучинистые, минимальная температура соответствует температуре точки росы (по воде или углеводородам).

Несоблюдение температурных режимов транспортировки газа приведет к следующим последствиям [5]:

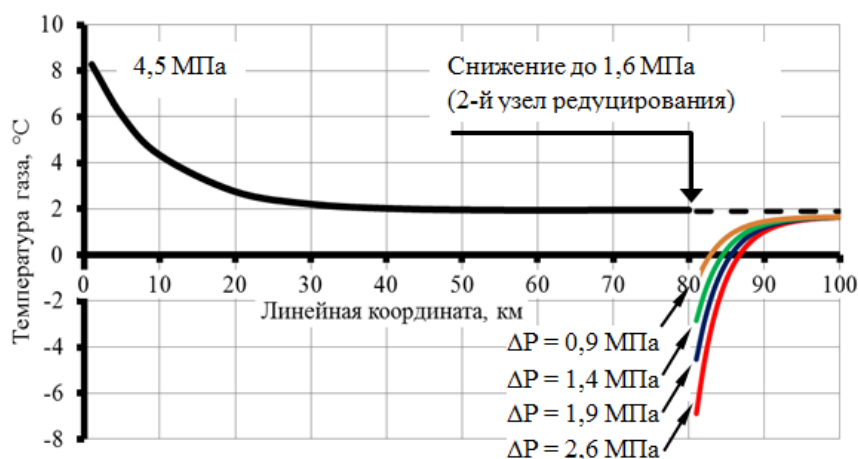
- ограничению пропускной способности газопроводов (частичное или полное перекрытие труб выпадающими кристаллогидратами);

- повреждаемости оборудования (ограничение функциональных свойств, разрушение);

- нарушению теплового режима грунта, взаимодействующего с подземным газопроводом.

Для снижения повреждаемости регулирующего оборудования, обусловленной его интенсивным охлаждением, в качестве средства регулирования давления могут быть использованы клапаны-регуляторы со встроенным узлом нагрева, работающим на принципе вихревого разделения высокоскоростного потока газа на «горячую» и «холодную» часть.

Снижение интенсивности охлаждения газа может быть достигнуто за счет увеличения разности давлений на входе и выходе первого линейного узла редуцирования. При снижении давления газа в первом линейном узле редуцирования до 2,5 МПа его температура составит  $1,0$ – $2,0$  °С по всему участку газопровода-отвода между первым и вторым линейными узлами редуцирования. При снижении давления во втором линейном узле редуцирования до 1,6 МПа температура газа снизится до минус  $1,0$  – минус  $1,5$  °С. На входе в ГРС температура газа достигнет стабильно положительных значений. При этом указанный температурный режим менее критичен в части развития негативных процессов, проявляющихся при трубопроводной транспортировке охлажденных газообразных сред. Результаты расчета температурного режима газа на выходе второго линейного узла редуцирования в зависимости от разности давлений на его входе и выходе показаны на рисунке 4.



**Рис. 4. Расчетный температурный режим газа, транспортируемого по газопроводу-отводу к ГРС в режиме каскадного двухступенчатого понижения давления ( $\Delta P$  — разность давлений на входе и выходе второго линейного узла редуцирования)**

В ходе оценки экономии топливного газа, расходуемого подогревателями ГРС при реализации технологии каскадного понижения давления, рассматривались следующие варианты организации работы ГРС:

- давление и температура газа на выходе ГРС, соответственно, 0,6 МПа и 2 °С, расход газа (приведенный к нормальным условиям) — 150 000 м<sup>3</sup>/ч;
- давление на входе в ГРС — 4,5; 3,5; 3,0 и 2,5 МПа, температура газа — 2 °С.

Результаты расчетной оценки расхода топливного газа в подогревателях ГРС приведены в таблице 2.

*Таблица 2*

**Результаты расчетной оценки расхода топливного газа в подогревателях ГРС**

Давление на входе в ГРС, МПа	Температура газа после редуцирования на ГРС (без подогрева), °С	Расход тепловой энергии для подогрева газа перед редуцированием на ГРС, ГДж	Расход топливного газа в подогревателях ГРС, м <sup>3</sup> /сут
4,5	–15,3	92	2 532,1
3,5	–11,4	71	1 964,22
3,0	–9,5	61	1 688,30
2,5	–7,6	54	1 405,80

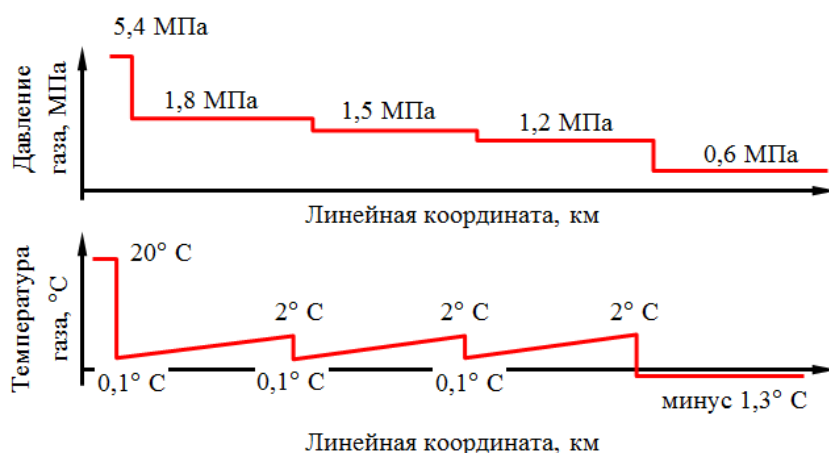
В результате расчета установлено, что экономия топливного газа в сутки при реализации технологии каскадного понижения давления газа в газопроводе-отводе составит:

- 1 126,3 м<sup>3</sup> при давлении газа на входе в ГРС 2,5 МПа;
- 847,8 м<sup>3</sup> при давлении газа на входе в ГРС 3,0 МПа;
- 567,9 м<sup>3</sup> при давлении газа на входе в ГРС 3,5 МПа.

В результате проведенной опытно-промышленной апробации была подтверждена эффективность технологии каскадного снижения газопровода в газопроводе-отводе. Внедрение подобной системы позволит снизить расход топливного газа в подогревателях ГРС или, в некоторых случаях (в условиях пониженного потребления газа), исключить подогрев газа из технологического цикла ГРС.

Перспективная схема организации каскадного понижения давления в газопроводах-отводах показана на рисунке 5.

Газопровод-отвод содержит равномерно распределенные линейные пункты редуцирования, в каждом из которых происходит понижение давления газа по условию его сопутствующего охлаждения, например, до температуры 0,1 °С. Далее, после редуцирования в линейных пунктах, газ нагревается за счет теплообмена с грунтом.



*Рис. 5. Графики изменения давления и температуры газа в газопроводе-отводе при реализации технологии ступенчатого понижения давления газа*

### Выводы

В работе предложен и опробован в качестве энергосберегающей технологии метод каскадного регулирования давления в газопроводах-отводах ГРС. Расчетно-экспериментальная отработка метода и его практическая реализация выполнены на газопроводе-отводе к ГРС г. Сыктывкара. В результате снижения давления в газопроводе-отводе за счет меньшего перепада давления на входе и выходе ГРС охлаждение газа происходило с



меньшей интенсивностью, что позволило снизить затраты тепловой энергии на его предварительный подогрев.

#### **Список источников**

1. Данилов, А. А. Газораспределительные станции / А. А. Данилов, А. И. Петров. – Санкт-Петербург : Недра, 1997. – 240 с. – Текст : непосредственный.
2. Эксплуатация магистральных газопроводов : учебное пособие / Под редакцией Ю. Д. Земенкова. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2002. – 525 с. – Текст : непосредственный.
3. Поршаков, Б. П. Термодинамика и теплопередача (в технологических процессах нефтяной и газовой промышленности) : учебник для вузов / Б. П. Поршаков, Р. Н. Бикчентай, Б. А. Романов. – Москва : Недра, 1987. – 352 с. – Текст : непосредственный.
4. Гажур, А. А. Термодинамика : учебное пособие / А. А. Гажур, Б. Н. Васичев. – Москва : РЭУ им. Г. В. Плеханова, 2013. – 263 с. – Текст : непосредственный.
5. 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.

#### **References**

1. Danilov, A. A., & Petrov, A. I. (1997). Gazoraspredeitel'nye stantsii. St. Petersburg, Nedra Publ., 240 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. Porshakov, B. P., Bikchentay, R. N. & Romanov, B. A. (1987). Termodinamika i teploperedacha (v tekhnologicheskikh protsessakh neftyanoy i gazovoy promyshlennosti). Moscow, Nedra Publ., 352 p. (In Russian).
4. Gazhur, A. A., & Vasichev, B. N. (2013). Termodinamika. Moscow, Russian University of Economics named after G.V. Plekhanov Publ., 263 p. (In Russian).
5. Kapysh, 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).

#### **Информация об авторах**

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

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

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

**Кузьбожев Александр Сергеевич**, доктор технических наук, начальник отдела надежности и ресурса Северного коридора газотранспортной системы, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», филиал в г. Ухте, a.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru

**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

**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

**Кузьбожев 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

**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, a.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru

**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 14.06.2023; одобрена после рецензирования 05.07.2023; принята к публикации 07.07.2023.

The article was submitted 14.06.2023; approved after reviewing 05.07.2023; accepted for publication 07.07.2023.

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

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

2.8.2. Технология бурения и освоения скважин  
(технические науки)

УДК 005.963-044.332

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-4-75-79

### Производственная адаптация и инноваторство: от обыденного к прогрессу

И. С. Соколов<sup>1, 2</sup>, М. М. Хасанов<sup>2\*</sup>, А. К. Шириев<sup>2</sup>

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

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

\*Marat.Khasanov@lukoil.com

**Аннотация.** Выпускники учреждений высшего образования, получая профильное образование в нефтегазовой сфере, выпускаются с начальной инженерно-технической квалификацией. Однако реальный уровень практических навыков у начинающих специалистов не позволяет самостоятельно выполнять работу на производстве, так как они не знакомы со спецификой процессов.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени сотрудничает с Тюменским индустриальным университетом (ТИУ), опорным учреждением высшего образования западно-сибирского региона, что позволяет подготавливать новых специалистов со студенческой скамьи.

Сформированная в ТИУ базовая кафедра филиала имеет следующие векторы деятельности: интеграция образования, науки и производства; обеспечение прямого участия Компании в образовательной деятельности; осуществление целевой подготовки кадров и обеспечение штата новыми квалифицированными сотрудниками.

Трудоустраиваясь в ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», недавние студенты успешно самореализуются, что позволяет им стать ключевыми специалистами в разных направлениях деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

**Ключевые слова:** образование, базовая кафедра, адаптация, аспирантура, трудоустройство

**Для цитирования:** Соколов, И. С. Производственная адаптация и инноваторство: от обыденного к прогрессу / И. С. Соколов, М. М. Хасанов, А. К. Шириев. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-4-75-79 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 4. – С. 75–79.

### Industrial adaptation and innovation: from the conventional to progress

Ilya S. Sokolov<sup>1, 2</sup>, Marat M. Khasanov<sup>2\*</sup>, Artur K. Shiriev<sup>2</sup>

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

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

*\*Marat.Khasanov@lukoil.com*

**Abstract.** Graduates of higher education institutions that provide specialized training in the oil and gas industry graduate with an initial engineering and technical qualification. However, the actual level of practical skills of newcomers does not allow them to work independently in production, as they are not familiar with the specifics of the processes.

KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen cooperates with the Industrial University of Tyumen, which is the main institution of higher education in the West Siberian region. That makes it possible to train new specialists.

The basic department of KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, which are formed at the university, has the following vectors of activity: integration of education, science and production; ensuring the Company's direct involvement in educational activities; implementation of targeted training and provision of staff with new qualified staff.

By getting a job in LUKOIL-Engineering LLC, graduates successfully realize themselves that allows them to become key specialists in various areas of the Company.

**Keywords:** education, basic department, adaptation, postgraduate studies, employment

**For citation:** Sokolov, I. S., Khasanov, M. M., & Shiriev, A. K. (2023). Industrial adaptation and innovation: from the conventional to progress. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 75-79. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-4-75-79

## **Введение**

Зачастую выпускники учреждений высшего образования, получая профильное образование в нефтегазовой сфере, оказываются в непростой ситуации: имея начальную квалификацию инженерно-технического работника, они не знакомы с реальными процессами и спецификой работы на производстве на уровне, позволяющем самостоятельно выполнять производственные задачи. Такое положение дел не является уникальным — с этим сталкиваются выпускники подавляющего количества технических и гуманитарных российских университетов.

Сотрудничая с Тюменским индустриальным университетом, опорным учреждением высшего образования Тюменской области, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» имеет возможность подготавливать новых специалистов для регионального филиала со студенческой скамьи, делая их лояльными в выборе будущего места профессиональной самореализации. Ведение такой социальной политики ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» распространено и в других регионах Российской Федерации, и это приносит положительный эффект — штат предприятия обновляется адаптированными специалистами начального уровня. Гарантии трудоустройства и возможности профессионального роста являются решающими факторами участия студентов в таких программах обучения. Благодаря такому сотрудничеству выпускники учебных заведений высшего образования находятся в выгодном положении. Выпускники постепенно развивают компетенции, позволяющие стать специалистами высшей квалификации.

### **Взаимодействие ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» и Тюменского индустриального университета**

Тюменский индустриальный университет является *alma mater* для многих специалистов, занятых в развитии нефтегазового комплекса Западной Сибири еще со времен освоения «большой тюменской нефти». Заинтересованность ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» в подготовке новых специалистов со студенческой скамьи вполне обоснована — «ставка» на базовые знания позволяет направлять формирующегося специалиста по правильному курсу.

Отталкиваясь от этого, с 2015 года в рамках сотрудничества с Тюменским индустриальным университетом велась работа по организации базовой кафедры филиала «КогалымНИПИнефть». Первоначально было реализовано практико-модульное обучение бакалавров по направлениям бурения, геологии, разработки нефтяных и газовых месторождений, проектно-изыскательских работ. С 2018 года совместно с кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин» базовая кафедра начала работу в качестве выпускающей по программе магистратуры «Восстановление продуктивности скважин». За этот период в филиал трудоустроено свыше 25 выпускников и магистрантов программы обучения.

Разработаны учебные программы по двадцати четырем дисциплинам, которые включают в себя практические задания на примере реальных производственных проектов. Стажировку, часть лекций по основным дисциплинам и практику магистранты проходят на базе филиала. Лекции для студентов ведут как преподаватели университета, так и специалисты филиала, имеющие преподавательский опыт.

Во время обучения магистранты принимаются в штат на условиях неполного рабочего дня, что позволяет им совмещать производственную и учебную деятельность. Также в течение двух лет помимо базового обучения магистранты проходят элективный курс в виде семинаров в подразделениях геологии, разработки нефтяных и газовых месторождений, бурения скважин.

Руководят магистерскими диссертациями эксперты — доценты базовой кафедры по совместительству. Такой подход позволяет подготовить диссертации высокого уровня, направленные на решение актуальных проблем Компании. Тематики магистерских работ формируются с прицелом на подготовку диссертационной работы на соискание ученой степени, около 40 % выпускников базовой кафедры продолжили свое обучение в аспирантуре Тюменского индустриального университета. Хочется отметить, что получение научной степени высоко ценится руководством предприятия — для обеспечения кадрами высшей квалификации в ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» реализована комплексная программа поддержки аспирантов и соискателей, которая включает в себя множество мер материального и нематериального стимулирования.

### **Что это дает студентам?**

Молодым людям больше не нужно тратить время на поиски перспективной работы, представители филиала сами приходят к ним. Студенты трудоустраиваются, и им открываются новые возможности: индивидуальный подход к развитию компетенций и все социальные меры поддержки, предусмотренные Коллективным договором (в том числе именная стипендия Благотворительного фонда ПАО «ЛУКОЙЛ», надбавки за успеваемость).

Приобретая профессиональные навыки, молодые специалисты не только расширяют свои компетенции, но и участвуют в различных конкурсах на лучшие научно-технические работы, направленные на улучшение производственных процессов. С самого начала обучения в магистратуре сотрудники кафедры контролируют апробации диссертации магистрантов на конференциях и в публикациях. Активная научная деятельность студентов не остается без внимания — два выпускника базовой кафедры по прошествии нескольких лет плодотворной работы были удостоены звания «Лучший молодой специалист ПАО «ЛУКОЙЛ».

Перспективные выпускники, с развитыми в разных направлениях компетенциями, при приеме на работу в штат ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» смогут применить свои навыки в рамках деятельности междисциплинарных групп, деятельность которых распространяется не только на территории Тюменской области, но и в других регионах Российской Федерации, где представлены стратегические партнеры ПАО «ЛУКОЙЛ».

Владение молодым специалистом иностранными языками открывает перед ним перспективы участия в зарубежных проектах после приобретения необходимых навыков и научно-проектных компетенций.

Для нового сотрудника подготавливается индивидуальная программа развития и назначается наставник из числа опытных коллег. Наставничество является практическим инструментом в формировании высококвалифицированных специалистов. Таким образом соблюдаются традиции преемственности в естественной производственной среде, что позволяет преодолеть проблемы адаптации вчерашнего студента в трудовом коллективе.

Работающие по программе сотрудничества специалисты активно участвуют в общественной жизни предприятия в рамках деятельности Совета молодых ученых и специалистов (СМУС): мероприятия, конференции разных уровней. СМУС ведет работу среди молодежи по развитию и поддержанию корпоративных ценностей ПАО «ЛУКОЙЛ», развитию и внедрению философии лидерства.

В перспективе планируется создание базовой кафедры в образовательном центре в г. Когалыме. Это повысит заинтересованность не только когалымских выпускников, но и сторонних студентов начать трудовую деятельность в стенах инжинирингового центра ПАО «ЛУКОЙЛ».

## Выводы

Базовая кафедра филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в Тюменском индустриальном университете позволяет решать комплекс задач кадрового обеспечения:

- тесно интегрировать образование, науку и производство как важнейшие условия подготовки кадров с высшим образованием;
- обеспечить прямое участие Компании в образовательной деятельности путем вовлечения и эффективного использования в учебном процессе интеллектуальных, информационных и материально-технических ресурсов;
- осуществлять целевую подготовку кадров и заполнять ежегодную потребность в молодых адаптированных специалистах.

Сформированная система подготовки высококвалифицированных специалистов в рамках деятельности базовой кафедры преодолела этап становления от практико-модульного обучения студентов до статуса выпускающей специалистов-магистрантов. Молодые специалисты успешно самореализуются и показывают хорошие результаты в производственной деятельности.

## Информация об авторах

**Соколов Илья Сергеевич**, и. о. заведующего базовой кафедрой комплексного развития месторождений нефти и газа, заместитель директора филиала по научной работе в области разработки месторождений, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

**Хасанов Марат Магъсумович**, инженер I категории отдела разработки рабочих проектов Управления проектирования строительства скважин, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, Marat.Khasanov@lukoil.com

**Шириев Артур Камилевич**, научный сотрудник Отдела технологии строительства скважин Управления технологии строительства скважин, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

## Information about the authors

**Ilya S. Sokolov**, Acting Head of the Basic Department of KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, Assistant Director of Branch, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

**Marat M. Khasanov**, Engineer of the 1<sup>st</sup> grade of the Department of Development of Working Projects, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Marat.Khasanov@lukoil.com

**Artur K. Shiriev**, Researcher of the Well Construction Technology Department, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

Статья поступила в редакцию 12.07.2023; одобрена после рецензирования 17.07.2023; принята к публикации 20.07.2023.

The article was submitted 12.07.2023; approved after reviewing 17.07.2023; accepted for publication 20.07.2023.

**Памяти известного российского ученого  
А. С. Оганова  
(09.03.1956 — 22.08.2023)**



22 августа 2023 года ушел из жизни выдающийся ученый, крупный специалист в области строительства высокотехнологичных скважин, доктор технических наук, профессор, академик Российской академии естественных наук, заведующий кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина **Александр Сергеевич Оганов**.

А. С. Оганов родился 9 марта 1956 года в г. Баку в семье ученого-нефтяника, доктора технических наук, профессора Сергея Аванесовича Оганова.

Александр Сергеевич окончил среднюю школу с золотой медалью, с отличием Азербайджанский институт нефти и химии



им. М. Азизбекова по специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин».

Трудовой путь Александр Сергеевич начинал в 1978 году с должности инженера-технолога морского управления буровых работ ВПО «Каспморнефтегазпром». С 1983 по 1999 гг. работал в НПО «Буровая техника» — ВНИИБТ, старшим научным сотрудником, заведующим лабораторией наклонного и горизонтального бурения. В этот период, окончив очную аспирантуру ВНИИБТ, в 1985 г. защитил кандидатскую диссертацию на тему «Гидравлические характеристики компоновок низа бурильной колонны и мероприятия по снижению гидродинамического давления в скважине», в 1998 г. — докторскую диссертацию «Научно-методические основы технологии бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин».

В 1999 году перешел в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина на должность профессора, заместителя заведующего кафедрой освоения морских нефтегазовых месторождений. В 2010 году был избран на должность заведующего кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин.

С 2003 года Александр Сергеевич также возглавлял общественную организацию «Ассоциация буровых подрядчиков», был главным редактором журнала «Вестник Ассоциации буровых подрядчиков».

Основными направлениями его многогранной научной деятельности были создание научно-методических основ технологии бурения наклонно направленных скважин с горизонтальными стволами в продуктивном пласте и многозабойных скважин, разработка метода исследования ориентируемых и неориентируемых компоновок низа бурильной колонны, нового способа двухканальной циркуляции в сверхглубоких и в направленных скважинах с большими отклонениями забоев от вертикали. По инициативе и под научным руководством А. С. Оганова в 1993 году на Ен-Яхинской площади Уренгойского газоконденсатного месторождения осуществлено строительство первого в России горизонтального бокового ствола из эксплуатационной колонны скважины № 12130, а в Юго-Восточной Азии, на нефтяном шельфовом месторождении Белый Тигр во Вьетнаме, под его руководством и при непосредственном участии пробурена горизонтальная высокодебитная скважина. Там же впервые выполнены работы по восстановлению бездействующей скважины методом бурения бокового ствола.

Александр Сергеевич как научный руководитель межотраслевой комплексной программы «Горизонт» внес огромный вклад в создание принципиально новых систем разработки месторождений нефти с помощью горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин. В РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина Александр Сергеевич читал курсы лекций по подготовке магистров и дипломированных специалистов по направлениям «Морские технические средства для бурения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин», «Технология строительства горизонтальных и многоствольных скважин на суше и на море», «Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин». Читал лекции по проблемам горизонтального бурения в Китае, Германии, Вьетнаме, Индии. Профессор А. С. Оганов являлся научным руководителем дополнительной программы профессиональной переподготовки «Морской буровой супервайзер» и «Специалист по морскому бурению», направления подготовки магистрантов «Строительство горизонтальных и многоствольных скважин на суше и море». Его всегда отличало внимательное и доброжелательное отношение к своим ученикам, количество которых очень велико. Он автор около 200 опубликованных научных работ, в том числе монографий, учебников, учебных пособий, патентов и авторских свидетельств. Соавтор более 10 нормативно-правовых документов нефтегазовой отрасли, в том числе «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

За большие достижения в нефтегазовой отрасли, науке и высшем образовании Александр Сергеевич Оганов награжден Почетной грамотой Министерства топлива и энергетики РФ, медалью Министерства энергетики Республики Казахстан, отмечен благодарностью Ростехнадзора РФ. Он лауреат премий имени академика И. М. Губкина и имени Н. К. Байбакова, удостоен званий «Почетный работник газовой промышленности», «Почетный нефтяник», «Почетный разведчик недр РФ», «Почетный работник образования и науки РФ».

В сфере общественной деятельности избирался председателем секции «Охрана недр и недропользование» НТС Росприроднадзора, членом Общественного совета Ростехнадзора, членом бюро секции «Безопасность объектов нефтегазового комплекса» НТС РТН, членом технического комитета по стандартизации «Нефтяная и газовая промышленность», членом НТС ПАО «Газпром», секции «Строительство скважин», являлся членом редколлегий многих научно-технических журналов. Руководил работой диссертационно-

го совета по защите докторских и кандидатских диссертаций РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина.

В расцвете творческих сил и неиссякаемой энергии перестало биться сердце замечательного человека, крупного ученого, грамотного руководителя, педагога-наставника, общественного деятеля. Он навсегда останется в нашей памяти и в сердцах. Выражаем искренние соболезнования родным и близким Александра Сергеевича, коллективу РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, всем, кто шел с ним вместе по жизненному пути.

*Ректорат, коллектив кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Тюменского индустриального университета, друзья и коллеги по профессиональной и педагогической деятельности, редакция и члены редколлегии журнала «Известия высших учебных заведений. Нефть и газ»*

**К 100-летию известного российского ученого**

**Н. Д. Щербюка**

(26.08.1923 — 12.06.1999)



Более 20 лет назад скоропостижно ушел из жизни крупный ученый нефтегазовой отрасли нашей страны, один из самых авторитетных и уважаемых руководителей научных направлений Всесоюзного научно-исследовательского института буровой техники (ВНИИБТ), доктор технических наук, профессор **Николай Давыдович Щербюк**. Западно-сибирские буровики не понаслышке знают, как важны в бурильной и обсадной колоннах связующие звенья между трубами — резьбовые замковые соединения, качество изготовления и надежность которых очень важны при наклонно направленном кустовом способе бурения. Николай Давыдович был руководителем и основоположником создания отечественных конструкций конических резьбовых соединений, не уступающих по своим эксплуатационным характеристикам лучшим зарубежным образцам.

Николай Давыдович родился в селе Великая Шкаровка Шепетовского района Хмельницкой области в крестьянской семье. После окончания в 1941 г. Одесского техникума он с первых дней Великой Отечественной войны добровольцем ушел на фронт, участвовал в боевых операциях на Западном, Северо-Западном, Степном и 1-м Украинском фронтах. Вернувшись к мирной жизни с ранениями и боевыми наградами, поступил и закончил Московский вечерний машиностроительный институт, начал свою трудовую деятельность инженером-технологом завода «Манометр» Министерства приборостроения СССР, в 1952 г. перешел старшим инженером в СКБ-1, преобразованный, впоследствии во ВНИИБТ Министерства нефтяной промышленности, где в 1953–1961 гг. руководил лабораторией погружных электродвигателей, а затем стал главным специалистом в нефтяном машиностроении, занимаясь решением проблем резьбовых соединений труб нефтяного сортамента и забойных двигателей. Под руководством Николая Давыдовича создан не один десяток отечественных конструкций конических резьбовых соединений бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб, забойных двигателей, которые широко внедрены не только в нашей стране, но и за рубежом по приобретенным лицензиям фирмами Японии (Сумитомо), Франции (Валлурек), Германии (Маннесман), Бельгии (Тюбмез).

После защиты кандидатской, а в 1977 г. — докторской диссертации он становится руководителем важного научного направления по теории расчета специальных профилей резьбовых соединений для оборудования нефтегазовой отрасли. Им опубликовано более 100 научных работ, в том числе 4 монографии, получено 16 авторских свидетельств. Н. Д. Щербюк до последних дней своей жизни неустанно проводил плодотворную работу по подготовке высококвалифицированных специалистов, был замечательным наставником и воспитателем молодых ученых, руководителем соискателей ученых степеней кандидатов и докторов наук. Он являлся членом экспертного совета ВАК по проблемам нефти и газа, а также диссертационных советов ВНИИБТ и МВТУ им. Н. Э. Баумана, активно участвовал в общественной жизни своего института.

Трудовая деятельность Николая Давыдовича в науке была отмечена правительственными и отраслевыми наградами, медалями ВДНХ. За большой вклад в развитие нефтяной промышленности и активную педагогическую деятельность ему присвоены звания «Почетный нефтяник СССР», «Заслуженный деятель науки и техники РСФСР», «Заслуженный работник Министерства топлива и энерге-

тики Российской Федерации». Он награжден знаками «Отличник нефтяной промышленности СССР» и «Изобретатель СССР».

Ученые, специалисты нефтегазодобывающей отрасли, все, кто непосредственно связан с изучением, совершенствованием, развитием производственного процесса бурения скважин и созданием бурового оборудования безмерно благодарны Николаю Давыдовичу, его наследию в виде научных трудов, учеников и светлой памяти о нем как символу достойного служения своей Родине.

*Коллектив кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»  
Тюменского индустриального университета, ученики, члены редколлегии 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), междустрочный интервал — 1. Абзацный отступ — 0,5 см.
  - Ввод формул и символов, используемых в тексте, необходимо производить только в редакторе формул Math Type/Microsoft Equation. Гарнитура шрифта формул выбирается с начертанием, максимально близким к Times New Roman. Символы в формулах статьи набирают: крупный символ — 12 пт; мелкий символ — 8 пт; крупный индекс — 8 пт; мелкий индекс — 7 пт.
  - Иллюстрации выполняются на компьютере и вставляются в файл статьи после указания на них в тексте. Рисунки должны быть четкими, контрастными, с хорошей проработкой деталей. Подрисуночные подписи обязательны. Желательно дополнительно отправить рисунки отдельным файлом. В таблицах все наименования проставляются полностью, без сокращения слов. Объем иллюстративных материалов (таблиц и графических материалов) не должен превышать  $\frac{1}{3}$  общего объема рукописи.
5. Единицы измерения даются в системе СИ. Употребление в статье сокращений, аббревиатур без расшифровки не допускается. Узкоспециальные научные термины также должны быть расшифрованы. Необходимо избегать применения громоздкого математического аппарата. Сведения, приводимые в статье, должны содержать необходимый минимум формул.
6. Если автор направляет более одной статьи для публикации, то каждая статья и информация к ней должны быть представлены по отдельности.

7. Предоставляемая рукопись включает в себя следующие элементы:
- индекс УДК, заглавие статьи (10–12 слов), инициалы и фамилии авторов, наименование учреждения, откуда исходит рукопись;
  - ключевые слова (не более 10 слов или 3–4 словосочетаний по теме статьи; отражают специфику темы, объект и результаты исследования) — на русском и английском языках;
  - аннотация (объемом от 120 до 250 слов) — включает предпосылки исследования; краткие цели, которые были поставлены при написании статьи; ведущий метод, который позволяет выявить изложенную проблему; также необходимо кратко перечислить основные результаты и практическую значимость работы — на русском и английском языках;
  - финансирование и благодарности (опционально) — блок может включать информацию о грантовой поддержке, при которой было реализовано исследование, а также содержать благодарности в адрес других ученых и/или предприятий, оказавших содействие в реализации исследования.
  - сведения об авторах (полные Ф.И.О., должность, ученая степень, звание, место работы, e-mail, ORCID (при наличии)) — на русском и английском языках.
8. **Структура статьи** должна включать следующие рубрики (согласно стандарту IMRAD): Введение; Объект и методы исследования; Экспериментальная часть/постановка эксперимента (опционально); Результаты; Обсуждение; Выводы; Список источников. Объем текста статьи (без учета таблиц, графического материала и библиографического списка) — от 5 до 10 страниц.
- **Введение.** Включает актуальность темы исследования, обзор литературы по теме исследования, постановку проблемы исследования, формулирование цели и задач исследования.
  - **Объект и методы исследования.** Включает детальное описание методов и схемы экспериментов/наблюдений, позволяющих воспроизвести их результаты, пользуясь только текстом статьи; материалы, приборы, оборудование и другие условия проведения экспериментов/наблюдений.
  - **Экспериментальная часть/постановка эксперимента.** Необязательный раздел. Может включать подробную информацию о стадиях реализации эксперимента, включающую графические материалы для наиболее полного раскрытия методики и условий проведения опытов.
  - **Результаты.** Результаты рекомендуется представлять преимущественно в виде таблиц, графиков и иных наглядных формах. Этот раздел включает анализ полученных результатов, их интерпретацию, сравнение с результатами других авторов.
  - **Обсуждение.** Содержит интерпретацию полученных результатов исследования, включая соответствие полученных результатов гипотезе исследования; ограничения исследования и обобщения его результатов; предложения по практическому применению; предложения по направлению будущих исследований.
  - **Выводы.** Подводятся итоги научного исследования. Заключение содержит выводы, кратко формулирующие основные научные результаты статьи. Выводы должны логически соответствовать поставленным в начале статьи задачам, содержать краткие итоги разделов статьи без повторения формулировок, приведенных в них. В разделе «Выводы» не должно быть ссылок на источники литературы.
  - **Список источников.** Авторы несут ответственность за достоверность каждой ссылки. Все источники должны быть последовательно пронумерованы. Ссылки на литературу заключаются в квадратные скобки (например, «как описано в [9, 10]»). Список источников должен быть представлен на русском (Список источников, оформляется согласно ГОСТ Р 7.0.100–2018) и английском (References, оформляется в соответствии с APA 6<sup>th</sup> Edition) языках. Список источников и References необходимо разделить на две независимые части, расположенные друг под другом.



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

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

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

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

12. Плата за опубликование рукописей не взимается.

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

## Manuscripts presentation requirements

1. The manuscript presented to the editorial staff must have:
  - a cover letter from the management of organization, from where the manuscript comes; a recommendation from the relevant department of the higher education institution (a certified abstract of minutes of the department meeting);
  - an expert judgment about a possibility of publication in the open press (it is issued in the organization, from where the manuscript comes);
  - the author's statement about the publication of the work and the transfer of exclusive rights to the editorial office of the journal;
  - an accompanying letter from the author to the editor-in-chief of the journal, where it is confirmed that the article has not published anywhere before.
2. In order to ensure the quality of published materials and the observance of copyrights, all manuscripts entering the editorial staff are checked for matching content and only then they are sent for review. Articles containing less than 75 % of the original text are not published in the journal.
3. All manuscripts coming to the editorial staff and corresponding to the subject area go through the reviewing procedure for their evaluation by experts. All reviewers are respected specialists in the subject matter of the materials to be reviewed. The reviews are stored at the editorial staff during 5 years.
4. **Technical requirements.** Authors have to send manuscripts to the editorial staff through the journal's website (tumng.tyuiu.ru); they can also duplicate documents, which are submitted for publication, through e-mail (shuvaevanv@tyuiu.ru).
  - Margins: top — 2.8 cm; bottom — 5.07 cm; left — 4.2 cm; right — 4.2 cm; cover — 0. From the edge to the headline: top — 1.25 cm; bottom — 4.1 cm. Font size — 11 pt (Times New Roman), interline interval — 1. Paragraph indentation — 0.5 cm.
  - The input of formulas and symbols used in the text is to be made only in Math Type or Microsoft Equation formulas editor. Type style of the formulas has to be close to Times New Roman. Symbols in the article's formulas are typed: large symbol — 12 pt; small symbol — 8 pt; large index — 8 pt; small index — 7 pt.
  - Figures are carried out on computer and are inserted into article file after the reference in the text. They must be clean, clear and accurate. Captions are necessary. It is advisable to send figures in a separate file. In tables all names are put down in full, without abbreviation of words. The illustrative materials (tables and figures) should not exceed  $\frac{1}{3}$  of the total volume of the manuscript.
5. To apply the physical quantities in accordance with the International System of Units. Usage of abbreviations in the article is not allowed without deciphering. Narrow special scientific terms should also be deciphered. The information given in the article must contain the necessary minimum of formulas.
6. If the author directs more than one article for publication, each article and information to it should be presented separately.
7. The presented manuscript contains:
  - The UDC code, the title of the article (10-12 words), author's name and surname, the name of organization, from where the manuscript comes.
  - Keywords (no more than 10 words or 3-4 sentences on the topic of the article; they reflect the specifics of the topic, the object and the results of the research) — in Russian and English.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

11. The editorial staff submits the copies of the reviews to the Higher Certifying Commission of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation on receipt of the corresponding inquiry.

12. The payment for publication of manuscripts is not collected.

Reprinting or fragments thereof may be only with the written  
permission of the publisher.

Reference to the scientific and technical journal  
"OIL AND GAS STUDIES" is obligatory!

На научно-технический журнал

**«Известия высших учебных заведений. Нефть и газ»**

(подписной индекс: 73837)

можно оформить **П О Д П И С К У** на сайте Объединенного каталога

**«Пресса России»:**

<https://www.pressa-rf.ru/cat/1/edition/t73837/>,

а также можно подписаться через интернет-магазин

**«Пресса по подписке»:**

[https://www.akc.ru/itm/izvestiy\\_a-vy\\_iss\\_hih-uc\\_hebny\\_ih-zavedeniy-neft-i-gaz/](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 № 2689.  
Дата выхода в свет 05.09.23. Формат 70x108/16.  
Уч.-изд. л. 5,05. Усл. печ. л. 8,13.

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 2689.  
Date of publishing 05.09.23. Sheet size 70x108/16.  
Published sheets 5,05. Conventional printed sheets 8,13.  
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.