

# ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ

## OIL AND GAS STUDIES

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

5 (155)  
Сентябрь — октябрь 2022

5 (155)  
September — October 2022

**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 нефтегазовых объединений и предприятий.

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

- **05.02.22** Организация производства(по отраслям) (технические науки)
- **25.00.12** Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений (технические науки)
- **25.00.12** Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений (геолого-минералогические науки)
- **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)
- **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 journal is aimed at the academic stuff, post-graduate students, university students, researchers and design institutes, engineering and technical staff of oil and gas associations and 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:*

- **05.02.22** Production Engineering (by sectors) (technical sciences)
- **25.00.12** Geology, Prospecting and Exploration of Oil and Gas Fields (technical sciences)
- **25.00.12** Geology, Prospecting and Exploration of Oil and Gas Fields (geological and mineralogical sciences)
- **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)
- **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

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

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

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

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

**Быков Игорь Юрьевич**, д. т. н., профессор кафедры машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

**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

**Емелюшин Алексей Николаевич**, д. т. н., профессор кафедры технологии металлургии и литейных процессов, Магнитогорский государственный технический университет им. Г. И. Носова, г. Магнитогорск

**Зейман Юрий Вениаминович**, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

**Земанов Юрий Дмитриевич**, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Ихсанов Ерсани 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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## EDITORIAL BOARD

**Sergey N. Bastrikov**, Doctor of Engineering, professor, Industrial University of Tyumen, Tyumen — Editor-in-Chief  
**Dmitry V. Pyalchenkov**, Candidate of Engineering, Associate Professor, Industrial University of Tyumen, Tyumen — Deputy Editor-in-Chief-Executive Secretary

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

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

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

**Igor Yu. Bykov**, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Machines and Equipment of the Oil and Gas Industry, Ukhta State Technical University, Ukhta

**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

**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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## СОДЕРЖАНИЕ

|                                                               |           |
|---------------------------------------------------------------|-----------|
| Бастриков С. Н.<br><b>Слово главного редактора</b>            | <b>9</b>  |
| Ефремова В. В.<br><b>Таланты будущего. Будущее в талантах</b> | <b>11</b> |

## ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

|                                                                                                                                                                                                                           |           |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| Елишева О. В., Шилова Ю. В., Сидоров Д. А., Мельникова М. Н.<br><b>Типизация пород доюрского основания по керну и прогноз<br/>вещественного состава с помощью нейросетевого<br/>моделирования на основе карт Кохонена</b> | <b>14</b> |
| Козырев В. И., Бешенцев В. А.<br><b>Влияние добычи подземных вод на фильтрационные свойства<br/>горных пород на территории Широного Приобья</b>                                                                           | <b>36</b> |
| Леонтьев Д. С., Арсеньев А. А.<br><b>К вопросу о результатах бурения колонковой скважины 1-к<br/>в Звериноголовском районе Курганской области</b>                                                                         | <b>46</b> |
| Юсифов М. Г.<br><b>Роль абшеронской фации в формировании продуктивной толщи<br/>в Южно-Каспийском бассейне</b>                                                                                                            | <b>57</b> |

## БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

|                                                                                                                                                                                   |           |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| Кобяшев А. В.<br><b>Экспериментальное и численное определение параметров<br/>смесимости при обосновании газового воздействия<br/>на примере Северо-Даниловского месторождения</b> | <b>75</b> |
| Пахаруков Ю. В., Шабиев Ф. К., Сафаргалиев Р. Ф., Морев А. В.<br><b>Движение нанокластеров нефти в капилляре пористой среды</b>                                                   | <b>90</b> |

|                                                                                                                                                                         |            |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| Овчинников В. П., Шемелина О. Н.<br><b>Исследование рецептур промывочных жидкостей<br/>для вскрытия продуктивных горизонтов<br/>с высоковязкими пластовыми флюидами</b> | <b>98</b>  |
| Фоминых О. В., Леонтьев С. А., Мороз В. Н.<br><b>Об определении объема газа, растворенного<br/>в попутно-добываемой воде при разработке<br/>нефтяных месторождений</b>  | <b>108</b> |

## **МАШИНЫ, ОБОРУДОВАНИЕ И ОБУСТРОЙСТВО ПРОМЫСЛОВ**

|                                                                                                                                                               |            |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| Тарасов М. Ю., Клевцов Е. А., Тарасов В. М.<br><b>Особенности технологического расчета входной сепарационной<br/>установки с предварительным сбросом воды</b> | <b>121</b> |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|

## **ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ**

|                                                          |            |
|----------------------------------------------------------|------------|
| <b>Правила подготовки рукописи (на русском языке)</b>    | <b>132</b> |
| <b>Правила подготовки рукописи (на английском языке)</b> | <b>135</b> |

## CONTENTS

|                                                                       |           |
|-----------------------------------------------------------------------|-----------|
| Bastrikov S. N.<br><b>Editorial materials</b>                         | <b>9</b>  |
| Efremova V. V.<br><b>The future of talents. The future in talents</b> | <b>11</b> |

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

|                                                                                                                                                                                                                        |           |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| Elisheva O. V., Shilova Yu. V., Sidorov D. A., Melnikova M. N.<br><b>Typing pre-Jurassic base rocks by core data and predicting<br/>rocks composition by using neural simulation<br/>based on Self-Organizing Maps</b> | <b>14</b> |
| Kozyrev V. I., Beshentsev V. A.<br><b>Influence of groundwater extraction on rock filtration properties<br/>in the territory of the Latitudinal Ob region</b>                                                          | <b>36</b> |
| Leontiev D. S., Arsenyev A. A.<br><b>To the issue of the results of drilling a 1-k core well<br/>in Zverinogolovskoye district of Kurgan region</b>                                                                    | <b>46</b> |
| Yusifov M. G.<br><b>The role of the Absheron facies in the formation of the productive<br/>strata in the South Caspian Basin</b>                                                                                       | <b>57</b> |

## DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

|                                                                                                                                                                                     |           |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| Kobyashev A. V.<br><b>A case study of the Severo-Danilovskoye field on experimental<br/>and numerical determination of miscibility parameters<br/>when justifying gas injection</b> | <b>75</b> |
| Pakharukov Yu. V., Shabiev F. K., Safargaliev R. F., Morev A. V.<br><b>Flow of oil nanoclusters in a porous medium capillary</b>                                                    | <b>90</b> |

|                                                                                                                                                              |           |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| Ovchinnikov V. P., Shemelina O. N.<br><b>Investigating drilling fluid formulations to penetrate productive horizons with high-viscosity formation fluids</b> | <b>98</b> |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|

|                                                                                                                                                |            |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| Fominykh O. V., Leontiev S. A., Moroz V. N.<br><b>Determining the gas volume dissolving in produced water during the oil field development</b> | <b>108</b> |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|

#### **MACHINERY, EQUIPMENT AND FIELD CONSTRUCTION**

|                                                                                                                                                                  |            |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| Tarasov M. Yu., Klevtsov E. A., Tarasov V. M.<br><b>Features of the technological calculation of the inlet separation plant with preliminary water discharge</b> | <b>121</b> |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|

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

|                                                           |            |
|-----------------------------------------------------------|------------|
| <b>Manuscripts presentation requirements (In Russian)</b> | <b>132</b> |
| <b>Manuscripts presentation requirements (In English)</b> | <b>135</b> |



## Слово главного редактора



*Уважаемые читатели!*

В Тюмени с 20 по 22 сентября прошел Промышленно-энергетический форум TNF 2022 — главный отраслевой форум в России, который вот уже 13 лет ежегодно объединяет заказчиков и производителей для поиска и реализации совместных решений в стратегии энергетического развития страны.

Формат данного мероприятия позволил сервисным компаниям провести презентации своих продуктов в рамках направлений программы импортозамещения и технологической независимости нефтегазодобывающих предприятий, а последним анонсировать основной порядок проведения конкурентных закупок, требования к участникам, выбору контрагентов. Многим стало ясно, что в современных не очень простых условиях отношения сторон стали носить более «партнерский» характер, чем было ранее.

Темы «Технологических дней» ведущих компаний на площадках форума были акцентированы на рассмотрение проектных предложений по созданию и развитию новых производственных и информационных технологий, в первую очередь в направлениях геологоразведочных работ, современных способов бурения скважин с горизонтальным и многозабойным вскрытием продуктивных низкопроницаемых пластов, разработки месторождений и добычи углеводородов в условиях ухудшения структуры запасов. Но как говорится: «Не хлебом единым жив человек!».

Значимым событием деловой программы TNF 2022 стала пленарная сессия «Человеческий капитал. Молодежь как стратегический ресурс развития промышленности России», организатором которой выступил Тюменский индустриальный университет (ТИУ). Своим видением, какими должны быть «на выходе» из вуза подготовленные специалисты, форма и содержание образовательных программ, чтобы в рамках быстро меняющихся условий рынка труда наши выпускники отвечали конкретным требованиям производства, обладая профессиональными и личностными компетенциями, поделились спикеры пленарной сессии: Алексей Владимирович Райдер — заместитель Губернатора Тюменской области, дирек-

тор Департамента образования и науки Тюменской области, Вероника Васильевна Ефремова — ректор ТИУ, руководители крупных нефтегазодобывающих компаний. Были изложены позиции представителя вуза и региональной власти, направленные на достижение общей цели по формированию современной системы образования.

С основными положениями своего выступления Вероника Васильевна поделится с вами, уважаемые читатели, со страниц нашего издания.

Нашим желанным авторам! Благодарю за внимание к нашему журналу, именно вы даете ему жизнь, питаете новыми идеями и знаниями читателей, а это в первую очередь будущие или действующие исследователи, научные сотрудники, работники производственных предприятий и организаций, кто имеет желание развиваться сам и сделать лучше, привлекательнее и комфортнее окружающий мир. Надеюсь на дальнейшее сотрудничество и пополнение ваших рядов.

Уважаемым членам редколлегии! Дорогие мои коллеги! Ваше активное участие в развитии публикационной активности всегда радует, а порой некоторое неучастие огорчает. Я с глубоким уважением отношусь к каждому из вас и верю в нашу и наших учеников активность. В качестве хорошего примера отмечаю статью наших уважаемых авторов, зарубежных членов редколлегии, представителей трех стран, в одном из последних номеров журнала, которые, объединившись в творческом порыве, опубликовали результаты совместных исследований, создав прецедент творческого союза, не имеющего границ и языкового барьера! Честь им и хвала! Удачи всем и творческого долголетия!

*С уважением, Сергей Николаевич Бастриков, главный редактор,  
доктор технических наук, профессор, действительный член РАЕН*



### **Таланты будущего. Будущее в талантах**

Инновации, цифровая экономика, производительность труда и конкурентоспособность сегодня в фокусе особого внимания. Но согласитесь, очевидно, что все эти слова просто останутся словами без системного подхода к развитию человеческого капитала. Будущее принадлежит тем, кто его создает. И действовать нужно стремительно.

Реагируя на вызовы, Тюменский индустриальный университет (ТИУ) пересматривает подходы к развитию, коммуникациям и формированию новых связей, наращивая гибкость и устойчивость для достижения целей в области развития интеллектуального потенциала.

#### **Привлечение талантов**

Новые инструменты и подходы, нашедшие отражение в образовательном проекте «Привлечение талантов», обеспечивают вузу возможность формирования и развития экосреды, которая помогает готовить новые кадры.

Сегодня в открытом диалоге проект активно реализуется совместно с индустриальными партнерами. Особенно успешным кейсом по воспитанию талантов является опыт взаимодействия ТИУ с ПАО «Газпром»: организация «Газпром-классов», Слет учащихся «Газпром-классов», Отраслевая олимпиада школьников «Газпром».

Удачный старт в 2016 году проекта «Школа инженерного резерва» (ШИР) обеспечил университету статус площадки проведения олимпиад, утвержденных Минобрнауки РФ, привлекающих к участию практически все регионы Российской Федерации.

Проекты, разработанные учащимися ШИР, успешно защищаются на площадках регионального, всероссийского, международного уровня. Благодаря сотрудничеству с бизнес-средой процесс обучения в ШИР ориентирован на практическое применение полученных навыков.

### **Базовые кафедры**

Эффективности работы, совместной выработке решений по обеспечению качественно нового уровня процесса подготовки будущих инженеров, востребованных в отрасли, способствует объединение усилий образования, науки и бизнеса.

Усиливая практическую направленность обучения, университет создает на своей площадке такие коллаборации, как базовые кафедры, в которых вуз крайне заинтересован. Ведь это возможность максимально использовать инфраструктуру предприятия, как правило, гиганта отрасли, для более качественной подготовки выпускников.

В настоящее время в ТИУ создано 10 базовых кафедр, 4 из которых являются выпускающими.

Участие студентов в образовательных проектах, запускаемых в такой среде, способствует ранней интеграции в бизнес, повышению стратегических и метакомпетенций, эффективной работе в кросс-функциональных проектах, что обеспечивает продвижение бизнеса компаний.

### **Проектно-ориентированное обучение**

Задачу подготовки инженерной элиты вуз решает в системной интеграции и кооперации с индустрией, располагающей ресурсами (реальными задачами), необходимыми для реализации проблемно-ориентированного подхода обучения, обеспечивающего выпускникам актуальные знания, готовность быстро включиться в цепочку разделения труда предприятия.

Оценивая свои результаты, университет постоянно работает над улучшением своих программ и подходов, включая индустрию в образовательный процесс.

В рамках сформулированной задачи по воспитанию инженера-предпринимателя при участии реального бизнеса проекты обучающихся получают внешнюю оценку и экспертизу.

### **Технологическое предпринимательство**

Научные исследования, проектные решения, генерируемые в университете, становятся основой не только для завоевания академической репутации, но и для создания технологических бизнесов, которые интегрируются в полноценную предпринимательскую экосистему, поэтапно формируя предпринимательские компетенции у обучающихся, позволяющие в перспективе им самостоятельно инициировать новые рынки, интегрировать в эти рынки новые продукты, коммерциализируя свои результаты.

В стремлении обеспечить новое качество взаимодействия образования, исследований и разработок с реальным сектором экономики университет становится для региона своеобразным конвейером новых компаний, дающих региону не только рабочие места и рост валового регионального продукта, но и формирующих уникальную региональную платформу технологического предпринимательства с отраслевой спецификой.

Сегодня ТИУ имеет статус федеральной инновационной площадки по проекту «Молодежный бизнес-инкубатор», который стартовал в начале 2022 года и продлится до конца 2026 года. Это площадка, на которой при поддержке специалистов и экспертов можно попробовать силы в развитии своих бизнес-идей, получить опыт предпринимательской деятельности, найти единомышленников и собрать команду для развития бизнеса. Здесь создаются условия для коммерциализации результатов интеллектуальной деятельности, в том числе через формирование стартапов и малых предприятий.

В течение двух лет в университете действует программа «Стартап как диплом», направленная на вовлечение талантливых студентов в развитие экосистемы технологического предпринимательства, а также на поддержку бизнеса в начальной стадии развития.

На обеспечение экономической безопасности страны и достижение технологического суверенитета будет направлена деятельность стартап-студии, которая появится в этом году в ТИУ.

Ее особенность — в региональном масштабе деятельности, вовлечении в создание и деятельность институтов развития Тюменского региона. В состав учредителей входят Фонд инфраструктурных и образовательных программ, Тюменский индустриальный университет, Западно-Сибирский научно-образовательный центр мирового уровня (управляющая компания), Ассоциация «Нефтегазовый кластер», предпринимательский сектор.

Специализация стартап-студии — инновационные разработки для повышения эффективности нефтегазовой отрасли. Технологические направления (треки) — нефтехимия, нефтегазовый инжиниринг, информационные технологии в нефтегазовой отрасли.

Таким образом, все реализуемые вузом проекты в области развития интеллектуального потенциала направлены на подготовку высокопрофессиональных кадров. Университеты должны соответствовать индустриальным партнерам, передавая им готовых специалистов, поэтому важно обеспечивать тесное взаимодействие с производственными компаниями на всех этапах реализации образовательных программ. Тюменский индустриальный университет постоянно ведет с работодателем дискуссию о качестве инженерного образования. По нашему мнению, именно это является триггером перемен внутри университета и развития системы высшего образования в целом.

*Вероника Васильевна Ефремова,  
кандидат экономических наук, доцент,  
ректор Тюменского индустриального университета*

УДК 551(470.61)  
DOI: 10.31660/0445-0108-2022-5-14-35

**Типизация пород доюрского основания по керну и прогноз  
вещественного состава с помощью нейросетевого  
моделирования на основе карт Кохонена**

**О. В. Елишева\*, Ю. В. Шилова, Д. А. Сидоров, М. Н. Мельникова**

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия  
\*ovelisheva@tnnc.rosneft.ru

**Аннотация.** В статье приведены результаты изучения пород доюрского основания на территории Кирилкинской площади Уватского района юга Тюменской области. Показано, что для того чтобы в интервале доюрского комплекса пород (ДЮК) прогнозировать коллекторы в межскважинном пространстве по сейсмическим материалам МОГТ 3D, необходима корректная увязка волнового поля с вещественным составом пород (коллектор-неколлектор). Поскольку интервал ДЮК обычно изучен кернам фрагментарно (в кровле и на забое), в статье рассматривается вариант применения технологии нейросетевого моделирования на основе использования параметров геофизического исследования скважин (ГИС) для восстановления вещественного состава пород ДЮК. Так как методически подходы восстановления вещественного состава пород по данным каротажа опираются на комплекс количественных показателей кривых для каждого типа пород, большое значение имеет сам подход разделения пород ДЮК на петротипы. В данной работе выделение петротипов выполнялось не только на основе вещественного состава пород, но и учитывались их фильтрационно-емкостные свойства и геофизическая характеристика по каротажу. Прогноз вещественного состава на основе ГИС выполнялся в несколько этапов. На первом было выполнено выделение петротипов по данным керна, что позволило все типы пород, описанные в скважинах, сгруппировать в шесть основных макропетротипов. Затем для каждого петротипа на основе анализа кроссплотов «ГИС-ГИС» был выделен комплекс оптимальных значений параметров ГИС, что позволило провести нейросетевое моделирование на основе карт Кохонена и восстановить состав ДЮК для дальнейшего прогноза коллекторов по сейсмическим данным.

**Ключевые слова:** петротипы ДЮК, туринская серия триаса, нейросетевое моделирование на основе карт Кохонена, технологии нейросетевого моделирования на основе ГИС

**Для цитирования:** Типизация пород доюрского основания по керну и прогноз вещественного состава с помощью нейросетевого моделирования на основе карт Кохонена / О. В. Елишева, Ю. В. Шилова, Д. А. Сидоров, М. Н. Мельникова. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-5-14-35 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 5. – С. 14–35.

**Typing pre-Jurassic base rocks by core data and predicting rocks  
composition by using neural simulation based on Self-Organizing Maps**

**Olga V. Elisheva\*, Yulia V. Shilova, Dmitry A. Sidorov,  
Maria N. Melnikova**

**Abstract.** The article describes the study of the pre-Jurassic base rocks in the territory of the Kirilkinskaya area of Uvat district in the south of Tyumen region. It was demonstrated that in order to predict net reservoirs in the interwell space within the pre-Jurassic rock complex using 3D seismic CDP data, correct tie-in of the wave field with the material composition (net reservoir vs. non-reservoir) of the rocks is needed. Since the pre-Jurassic interval is usually only fragmentarily studied by the core (at the top and at the bottomhole), the article considers the option of using neural simulation technology based on well logging parameters to restore the material composition of the pre-Jurassic rocks. Since the approaches to the restoration of the material composition of rocks according to well logging data are based on a set of quantitative indicators of the curves for each type of rocks, the approach of dividing the pre-Jurassic rocks into petrotypes is of great importance. In this study, the petrotypes were separated not only on the basis of the material composition of rocks, but the reservoir properties and logging-based properties were also taken into account. Logging-based material composition was estimated in several stages. At the first stage, petrotypes were separated from core data, which allowed to group all types of rocks described in the wells into six main petrotypes. Then, for each petrotype, based on the analysis of log-log cross-plots, a set of optimal logging parameters was identified. This allowed running a neural simulation based on Self-Organizing Maps and restoring the material composition of the pre-Jurassic complex for further net reservoir prediction from seismic data.

**Keywords:** pre-Jurassic petrotypes, Turinsky Triassic series, neural simulation based on Self-Organizing Maps, logging-based neural simulation technologies

**For citation:** Elisheva, O. V., Shilova, Yu. V., Sidorov, D. A., & Melnikova, M. N. (2022). Typing pre-Jurassic base rocks by core data and predicting rocks composition by using neural simulation based on Self-Organizing Maps. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 14-35. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-5-14-35

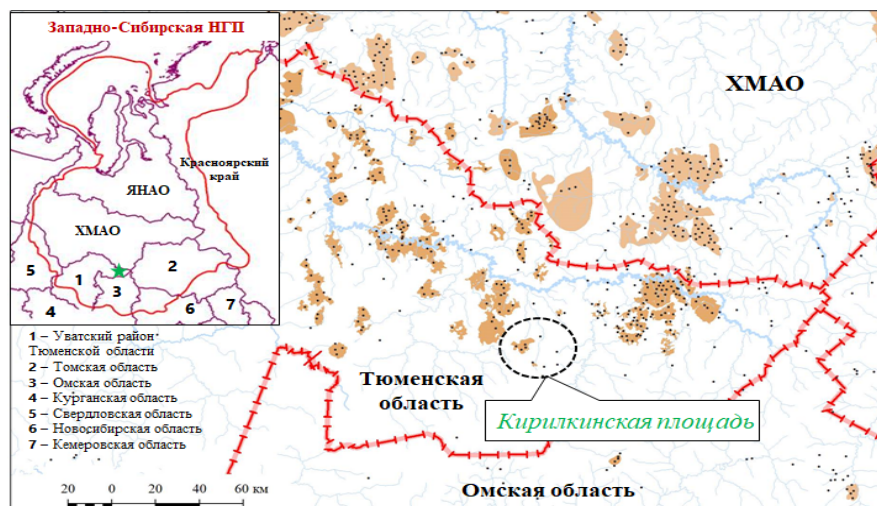
## **Введение**

На территории Уватского района юга Тюменской области доюрский комплекс пород до недавнего времени считался только потенциально нефтеносным интервалом, так как при бурении поисковых скважин в керне периодически встречались признаки наличия углеводородов (УВ), но самих притоков нефти при испытаниях получать не удавалось. При этом на других периферийных территориях Западно-Сибирского бассейна (ЗСБ), таких как Омская, Томская и Новосибирская области, давно открыты залежи УВ в доюрском комплексе (ДЮК) [1].

В 2013 году при опoisковании потенциально нефтеносных структур на Кирилкинской площади впервые на территории Уватского района из двух интервалов ДЮК были получены промышленные притоки УВ (рис. 1).

Таким образом, установленная непосредственно на площадях Уватского района нефтеносность доюрского интервала привела к необходимости более детального изучения этой части геологического разреза, с целью поиска методик, позволяющих прогнозировать коллекторы в ДЮК на основе сейсмических материалов и ограниченного объема данных бурения.

Несмотря на то, что резервуары доюрского основания ЗСБ изучаются больше 60 лет разными специалистами, прогноз коллекторов в этой части разреза до сих пор считается очень сложным, что обусловлено большим комплексом проблем, из которых две являются ключевыми.



**Рис. 1. Обзорная карта района исследований  
(Уватский район юга Тюменской области)**

*Первая проблема* связана со сложным строением порового пространства коллекторов ДЮК, на которое влияние оказали три основных фактора: 1) большая глубина залегания пород ДЮК более 3 км (из-за чего почти на всей территории ЗСБ породы доюрского основания находятся в зоне катагенетических изменений) [2]; 2) нарушенность интервала ДЮК большим количеством разрывных нарушений, с которыми связаны обширные зоны трещиноватости пород [3]; 3) специфика формирования емкостного пространства в породах магматической природы [4].

*Вторая проблема* связана с фрагментарной изученностью доюрского комплекса пород данными глубокого бурения, а именно керном и каротажем (ГИС). В результате чего основным материалом, на который опирается большинство специалистов при прогнозе коллекторов ДЮК, являются данные площадных сейсмических работ МОГТ 3D.

Несмотря на широкое применение последние 20 лет сейсмических материалов для прогноза коллекторов в межскважинном пространстве, как показывает практика геологоразведочных работ, более-менее универсальные, широко применяемые технологии для интервала ДЮК, например, как для осадочного чехла, на сегодняшний день пока отсутствуют.

Это обусловлено тем, что традиционно в интервале доюрского основания наличие резервуаров для УВ связывают в первую очередь с зонами трещиноватости, которые очень сложно прогнозировать по сейсмическим данным. Поэтому специалисты ведущих российских нефтегазовых компаний стараются внедрять разные методологические подходы. Одни используют технологии на основе анализа геометрических атрибутов волнового сейсмического поля — когерентности, спектрального разложения сейсмических полей, как и для объектов (резервуаров) осадочного чехла [5]. Другие используют технологии на основе анализа анизотропии пород



(например, методика AVAZ [6]). Третьи активно применяют технологии на основе использования миграции дуплексных волн [7] и т. д.

Несмотря на широкий спектр применяемых технологий, во всех перечисленных случаях для применения сейсмических материалов при прогнозе коллекторов в доюрском основании требуется специальная объектно-ориентированная обработка непосредственно на этот интервал разреза. После ее выполнения для корректного использования сейсмических данных при прогнозе резервуаров важным моментом является представление о том, какие из пород ДЮК (на глубинах 2–3 км) являются коллекторами, а какие — нет. Общепринятой процедурой для разделения пород на коллекторы и неколлекторы является лито- или петротипизация, особенности которой для интервала доюрского основания ЗСБ приведены в рамках данной статьи.

### **Материал и технология типизации пород доюрского основания по данным бурения и ГИС**

Несмотря на ограниченный объем данных глубокого бурения по интервалу доюрского основания, керновый материал является основным источником, с анализа которого начинается типизация пород ДЮК под задачи сейсмогеологического прогноза коллекторов на основе геофизического исследования скважин (ГИС) и сейсмических данных.

В данной работе выделение петротипов в интервале ДЮК опиралось: 1) на макроописание пород по керну; 2) характеристику пород в шлифах (фото, минерально-петрографическое описание); 3) данные петрофизического изучения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС); 4) результаты рентгеноструктурного анализа (РСА); результаты рентгенофлуоресцентного анализа (РФА); 5) данные растрового электронного микроскопа (РЭМ) и 6) данные геофизического исследования скважин.

По результатам анализа керна материала на территории Кириллинской площади изначально на генетической основе было выделено 22 типа, объединенных в дальнейшем в крупные петротипы. По описанию керна в скважинах описываемой территории в кровле ДЮК вскрываются в основном магматические породы кислого ряда (риолиты и их туфы, лавобрекчии, трахириолиты и т. д.), в единичных скважинах — породы основного ряда (базальты). При этом часть пород подвержена сильным вторичным изменениям, часть имеет небольшие признаки преобразования.

Для объединения пород в более крупные кластеры петротипов в ходе работы широко использовались данные микроописания пород — шлифы, включая не только их описание, но и фото образцов с анализатором и без с разной кратностью увеличения — 25, 50, 100 и 200 (102 шлифа).

Привлечение данных РЭМ (минерально-петрографическая характеристика пород) позволило проанализировать не только основной компонентный состав изучаемых пород ДЮК, но и изучить морфологию и размеры порового пространства коллекторов, а также микротрещиноватость.

Для изучения минерального состава глинистого цемента (каолинита, хлорита, гидрослюд и т. д.) в поровом пространстве использованы результаты метода РСА (57 образцов).

Также в ходе анализа использованы результаты метода РФА, которые включали не только процентное содержание в разных породах окислов Si, Al, Fe, K, Na, но и количество редких элементов (98 образцов).

Поскольку прогноз коллекторов по сейсмическим данным имеет свою специфику, из-за того, что сейсмический сигнал «видит» геологические объекты (резервуары УВ) в волновом поле через петрофизические свойства пород, выделение типов на основе сугубо генетической природы пород не имеет практического смысла. Например, одна и та же порода кислого ряда — риолит на одних глубинах может быть коллектором, за счет влияния на нее гидротермально-метасоматических процессов, на других глубинах эта же порода является неколлектором. Поэтому важными показателями, которые использовались для типизации, были результаты петрофизических исследований по керну, которые включали данные по открытой пористости и проницаемости, определенные в разных условиях (вода, гелий), а также данные по объемной и минеральной плотности пород.

Как отмечалось выше, в ДЮК объем кернового материала даже в поисковых скважинах, при проходке по этому комплексу пород более 50–70 м, редко превышает 10–15 м (в отдельных случаях 20 м). При этом отбор, как правило, выполняется в кровельной части доюрского комплекса и на забое. Поэтому для изучения вещественного состава этой части геологического разреза в скважинах кривые ГИС являются второй по важности информацией, которая широко использовалась в работе при типизации пород.

В исследовании использован каротажный материал 12 скважин. В стандартный комплекс входили: каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации — ПС; многозондовый индукционный каротаж — МНИК (ВИКИЗ); нейтронный каротаж (НКТ; водородосодержание WS), гамма-каротаж (ГК) и гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-П), также использовался низкочастотный широкополосный акустический каротаж (АКШ), спектральный гамма-каротаж (СГК) и ядерно-магнитный каротаж (ЯМК), электрический микросканер (ЭМС). В ходе анализа также использован параметр упругих свойств пород — акустический импеданс (AI) (произведение скорости и плотности), характеризующий акустическую жесткость пород.

На основе перечисленного списка фактурных данных в данной работе *технология* выделения лито- или петротипов интервала доюрского осадочного, которые в дальнейшем использовались для прогноза коллекторов по сейсмическим данным, включала *три этапа или шага*.

На *1-м этапе* на основе макроописания пород по керну и характеристики в шлифах было выделено 22 петротипа на генетической основе, которые, несмотря на петрографическую однотипность пород (эффузивные

кислые магматические разности), отличаются друг от друга макропризнаками — цветом пород, наличием отдельных включений, признаков вторичных изменений (карбонатизацией, хлоритизацией и т. д.), а также особенностями текстур и структур пород, характеризующих, в общем виде, тип извержения или излияния магматических пород (лава, туф, туфолава и т. д.).

Поскольку, как отмечалось выше, объем керновых данных в интервале доюрского основания часто ограничен, а для решения задач прогноза коллекторов по сейсмическим данным необходимо полное представление о вещественном составе пород ДЮК в объеме разреза, вскрытого скважинами, восстановление вещественного состава возможно по данным ГИС.

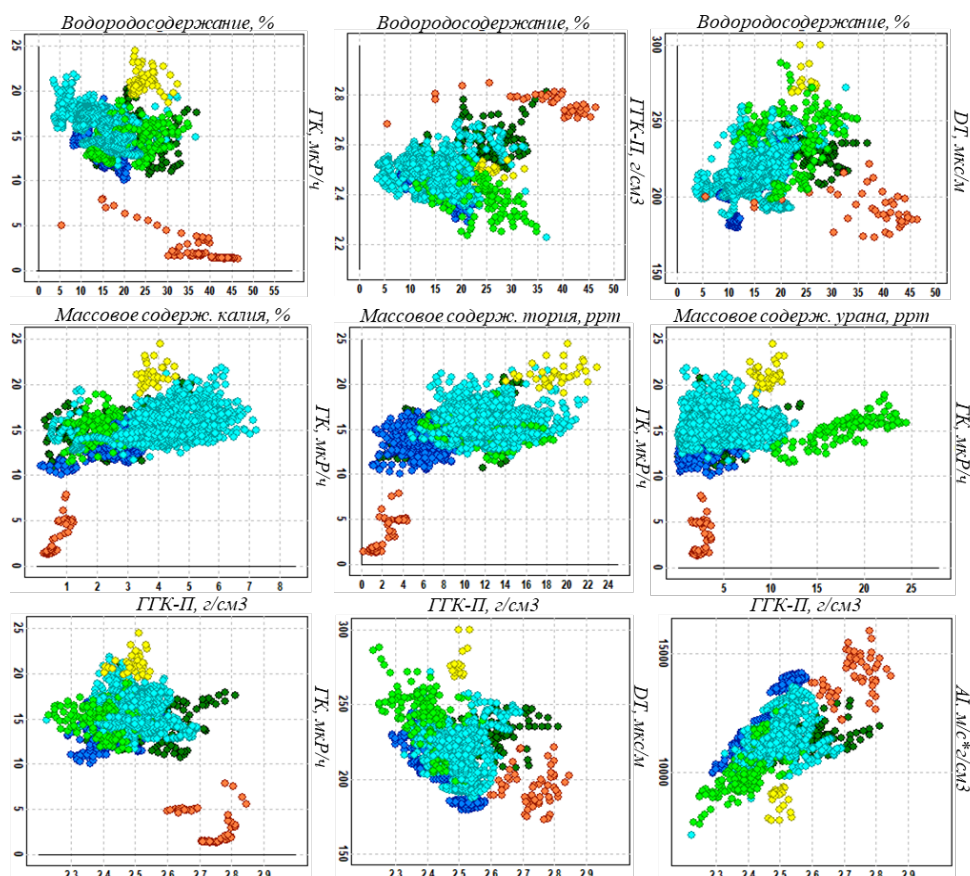
Для того чтобы при межскважинном прогнозе коллекторов масштабы сейсмического моделирования и моделирования по ГИС сопоставить между собой, на 2-м *этапе* количество петротипов, выделенных по керну и шлифам, было сокращено до минимального количества. Для этого 22 петротипа были сопоставлены с данными РЭМ, РФА, РСА и ФЕС и объединены в шесть крупных петротипов: гранофиры, риолиты, туфы риолитов, трахириолиты, туфы трахириолитов и базальты. Первые пять петротипов отнесены к потенциальным коллекторам с разными емкостными свойствами и только один петротип (базальт) отнесен к неколлектору (табл. 1).

Таблица 1

**Характеристика ФЕС петротипов ДЮК Кирилкинской площади по керну и ГИС**

| № | Литотип          | Статистика | керн  |          | ГИС   |         | керн     |         | ГИС      |         |
|---|------------------|------------|-------|----------|-------|---------|----------|---------|----------|---------|
|   |                  |            | Кп, % | Кол. опр | Кп, % | Кпр, мД | Кол. опр | Кпр, мД | Кол. опр | Кпр, мД |
| 1 | Гранофир         | мин        | 2,3   | 64       | 5,8   | 0,10    | 54       | 0,001   |          |         |
|   |                  | макс       | 16,8  |          | 13,0  | 0,40    |          | 0,217   |          |         |
| 2 | Трахириолит      | мин        | 5,2   | 70       | 3,7   | 0,1     | 49       | 0,001   |          |         |
|   |                  | макс       | 14,0  |          | 16,1  | 4,8     |          | 1,238   |          |         |
| 3 | Туф трахириолита | мин        | 4,4   | 51       | 1,1   | 0,1     | 42       | 0,001   |          |         |
|   |                  | макс       | 12,4  |          | 14,5  | 0,5     |          | 0,514   |          |         |
| 4 | Риолит           | мин        | 0,7   | 35       | 11,1  | 0,2     | 33       | 0,078   |          |         |
|   |                  | макс       | 18,8  |          | 20,7  | 1,4     |          | 17,332  |          |         |
| 5 | Туф риолита      | мин        | 12,6  | 7        | 7,4   | 0,1     | 7        | 0,010   |          |         |
|   |                  | макс       | 15,6  |          | 11,0  | 0,6     |          | 0,100   |          |         |
| 6 | Базальт          | сред       | 2,7   | 4        | 8,8   | 0,1     | 3        | 0,020   |          |         |

На 3-м *этапе* для шести основных макропетротипов была построена серия кроссплотов «ГИС-ГИС», анализ которых позволил установить для каждого из них характерные значения параметров по ГИС (рис. 2), которые использовались для восстановления вещественного состава пород в интервалах без керна и для дальнейшего нейросетевого моделирования.



\*цветовые коды петротипов приведены в таблице 1

Рис. 2. Сопоставление параметров ГИС выделенных на керне петротипов ДЮК

### Описание петротипов пород ДЮК Кирилкинской площади

*Петротип 1 «гранофир»* изучен в скважинах Х<sub>1</sub>, Х<sub>4</sub>, Х<sub>6</sub> (рис. 3). Относится к классу магматических пород кислого ряда, с высоким содержанием силикатов (SiO<sub>2</sub> до 63–78 %). По химическому составу похож на трахириолиты и риолиты, но отличается от них гипабиссальными условиями формирования, что отразилось на типе структур. Структура гранофиров зернистая, матрица пород состоит из зерен кварца, полевых шпатов (ПШ) и плагиоклазов (PL), поровое пространство (поры, трещины) заполнено карбонатным материалом или вторичными глинистыми минералами. Гранофир, обладая зернистой структурой, чаще всего формирует порово-каверновый тип коллектора, обладающего при сильной гидротермальной проработке достаточно высокими емкостными свойствами.

По макроописанию скважин Кирилкинской площади породы петротипа «гранофир» имеют светло-серый цвет с зеленоватым оттенком и слабо в керне отличаются от риолитов и трахириолитов. Общая масса породы сложена зернами кварца и ПШ размером до 100–150 мкм. В породе часто

встречаются крупные (до 100 мкм), но изолированные межзерновые каверны выщелачивания и небольшой объем внутризерновых пор (до 5–10 мкм), образованные за счет выщелачивания плагиоклазов и ПШ. На территории Кирилкинской площади породы этого петротипа слаботрещиноватые, трещины нитевидной формы (апертура до 0,1–1 мм), количество не превышает 2 % от объема породы, залечены предположительно углистым или битуминозным веществом.

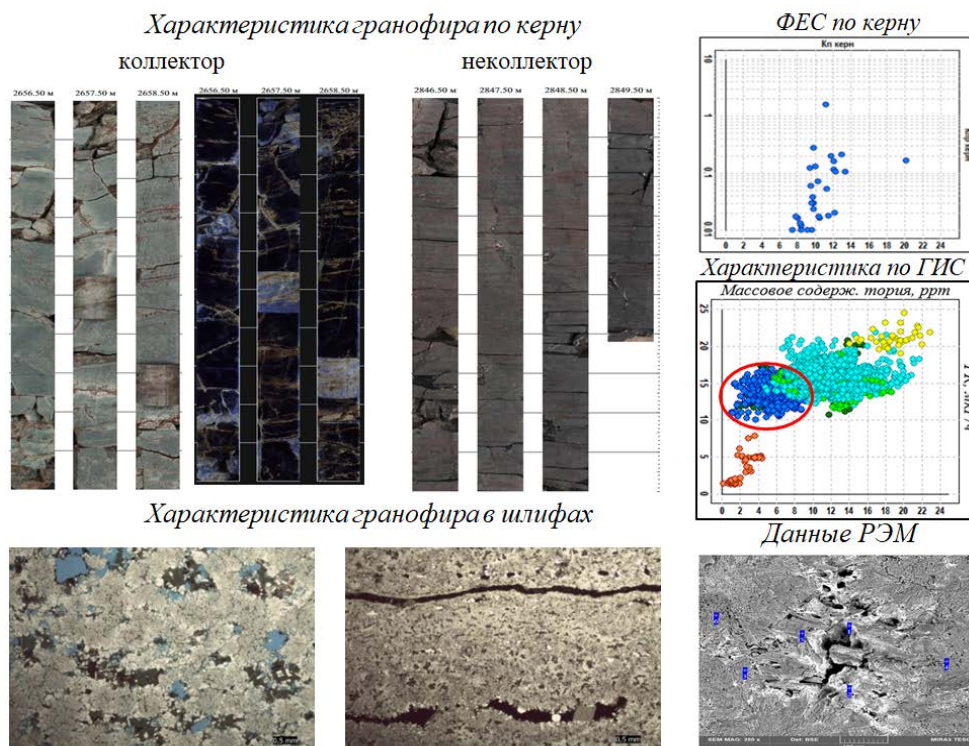


Рис. 3. Характеристика петротипа «гранофир»

По данным РЭМ установлено, что за счет процессов выщелачивания плагиоклазов и пироксенов в поровом пространстве коллекторов этого петротипа местами встречаются железистый хлорит и вторичный кальцит — минералы, снижающие ФЕС коллекторов. Таким образом, из-за изолированности большинства каверн и пор на фоне низкой трещиноватости пород фильтрационные свойства коллекторов гранофилов (относительно других «петротипов» Кирилкинской площади) являются одними из самых низких. Так, при средней открытой пористости 8–14 % половина образцов петротипа свидетельствует о низкой проницаемости  $((0,01–0,1) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2)$  гранофилов, согласно второй половине образцов гранофиры могут быть коллекторами с проницаемостью  $(0,1–1,0) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  (см. рис. 3).

По параметрам ГИС породы петротипа «гранофир» характеризуются показателями, приведенными в таблице 2.

Разброс значений параметров ГИС для петротипа «гранофир»

| Значение | ДТП   | ГГК-П | АI       | Калий | Торий | Уран | GK   | WS   | КпЯМК |
|----------|-------|-------|----------|-------|-------|------|------|------|-------|
| Мин.     | 184,5 | 2,33  | 10 251,6 | 1,0   | 3,9   | 0,7  | 11,1 | 9,5  | 5,8   |
| Средн.   | 209,7 | 2,44  | 11 748,2 | 3,0   | 6,2   | 3,1  | 14,5 | 15,3 | 10,2  |
| Макс.    | 230,5 | 2,54  | 13 779,6 | 4,1   | 10,5  | 6,8  | 17,5 | 19,9 | 13,0  |

*Петротип 2 «трахириолит»* изучен в скважинах X<sub>3</sub>, X<sub>4</sub> и X<sub>7</sub>. Является эффузивным аналогом субщелочных гранитов и представляет собой породы умеренно-щелочного ряда. В отличие от риолитов, содержит повышенное количество ПШ и PL до 40–45 % от общего объема породы, содержание кварца не превышает 55–60 %. Текстура пористая, структура стекловатая, редко встречаются порфировые вкрапленники.

По макроописанию скважин на территории Кирилкинской площади трахириолиты представляют трещиноватые, карбонатизированные породы. Основная масса пород представлена смесью SiO<sub>2</sub> и ПШ ( $\approx 80$ –85 %), карбонатов (8–10 %) и вторичных минералов — каолинита и хлорита ( $\approx 5$ –7 %).

За счет повышенного содержания в трахириолитах Кирилкинской площади измененных полевых шпатов, в отличие от других петротипов (таких как «риолит», «туф риолита» и «гранофир»), породы имеют в своем составе повышенное содержание глинистого материала, который по результатам РСА на 80 % представлен вторичным каолинитом, что сказывается на ФЕС пород.

По данным РЭМ поровое пространство трахириолитов составляет от 8 до 16 % от общего объема породы и представлено внутризерновыми порами растворения по полевым шпатам (0,01–0,06 мм) и многочисленными ветвящимися микротрещинами, частично заполненными глинистым, карбонатным и хлоритовым материалом. Раскрытость (апертура) флюидо-проводящих трещин изменяется от 0,001 до 0,25 мм.

Согласно фильтрационно-емкостным определениям по керну петротип «трахириолиты» на территории Кирилкинской площади представлен двумя типами коллекторов: а) низкопроницаемыми  $(0,1-1) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и б) относительно высокопроницаемыми (для ДЮК)  $(1-10) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (рис. 4).

Минерально-геохимической особенностью трахириолитов по данным РФА является достаточно высокое содержание оксидов калия (K<sub>2</sub>O) и алюминия (Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) на фоне низкого количества оксидов железа (Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>).

По параметрам ГИС породы петротипа «трахириолит» характеризуются показателями, приведенными в таблице 3.

*Петротип 3 «туф трахириолита»* изучен в скважинах X<sub>2</sub>, X<sub>4</sub>, X<sub>11</sub> и X<sub>12</sub>. По петрохимическому составу такие породы являются пирокластическим аналогом трахириолитов. Несмотря на схожесть петросостава, в керне скважин туфы трахириолитов отличаются цветом, более пористой текстурой и скрытокристаллической структурой.



### Характеристика трахириолита

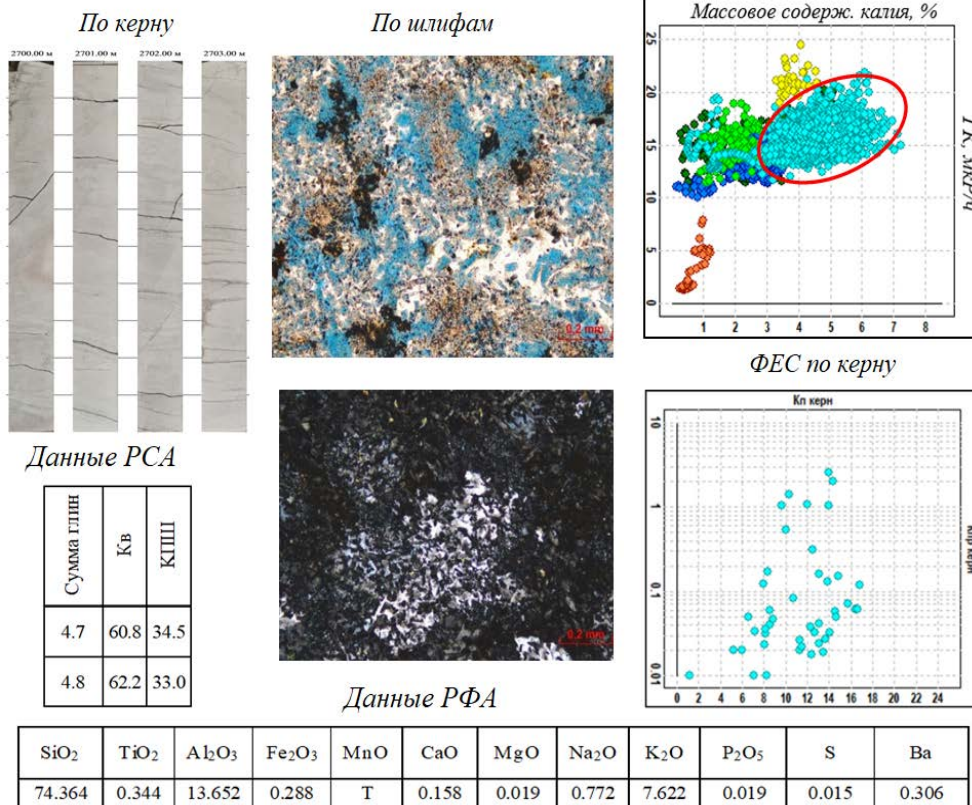


Рис. 4. Характеристика петротипа «трахириолит»

Таблица 3

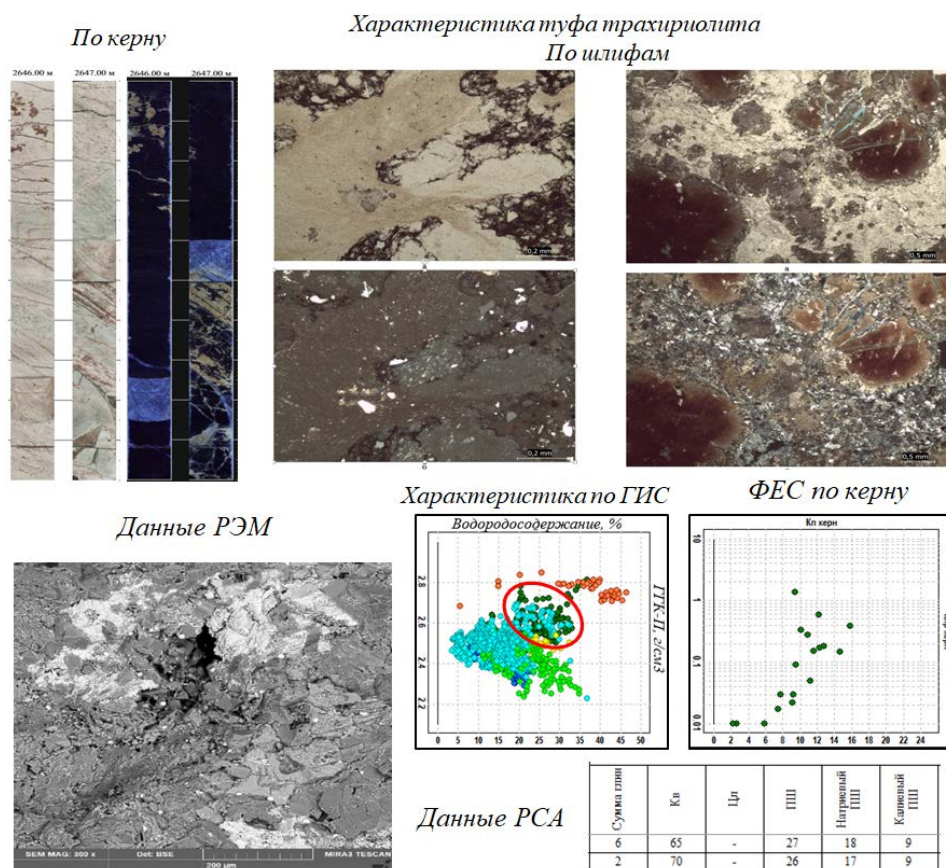
### Разброс значений параметров ГИС для петротипа «трахириолит»

| Значение | ДТР   | ГГК-П | АІ       | Калий | Торий | Уран | GK   | WS   | КпЯМК |
|----------|-------|-------|----------|-------|-------|------|------|------|-------|
| Мин.     | 194,5 | 2,39  | 9 929,7  | 0,8   | 9,8   | 0,8  | 12,8 | 5,5  | 3,7   |
| Средн.   | 219,8 | 2,50  | 11 469,5 | 3,9   | 12,8  | 4,9  | 15,7 | 15,8 | 11,4  |
| Макс.    | 251,5 | 2,61  | 12 933,3 | 5,8   | 17,8  | 10,3 | 18,7 | 29,5 | 16,1  |

В керне скважин Кирилкинской площади туфы трахириолитов представлены породами зеленовато-серого цвета, сильнопористыми, состоящими из литокластов (80–85 %) и цементирующей массы (20–25 %).

По описанию шлифов основная масса породы представлена литокластами неправильной формы размером 0,1–0,3 мм, реже до 0,4–0,5 мм, состоящими из спаянных зерен кварца и ПШ. Большинство литокластов имеют расплывчатые контуры и сливаются с цементирующей массой, что указывает на активную проработку пород гидротермально-метасоматическими процес-

сами. В породах часто встречаются крупные миндалины и стяжения железистого карбоната (сидерита). Цементирующая масса также представлена SiO<sub>2</sub>-ППШ составом тонкокристаллической размерности, часть цемента состоит из тонкодисперсной смеси агрегата каолинита и серицита (рис. 5).



**Рис. 5. Характеристика петротипа «туф трахириолита»**

Основной объем пустотного пространства пород представлен внутризерновыми порами (0,05 мм) выщелоченных полевых шпатов. В единичных случаях объем увеличивают межагрегатные каверны, частично заполненные вторичным каолинитом и серицитом.

Определенный вклад в емкость коллекторов вносят микротрещины, раскрытость которых не превышает 0,2 мм. При этом, судя по распределению значений на зависимости «Кп-Кпр» по керну, именно их наличие, скорее всего, при разбросе пористости 11–16 % увеличивает проницаемость коллекторов этого петротипа до  $1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (см. рис. 5).

По параметрам ГИС породы петротипа «туф трахириолита» характеризуются следующими показателями, приведенными в таблице 4.



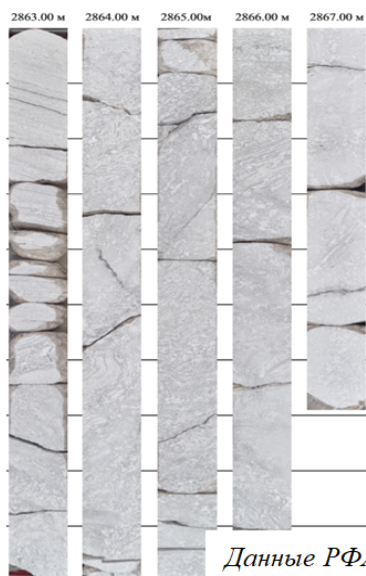
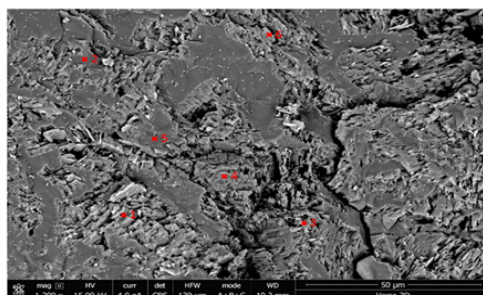
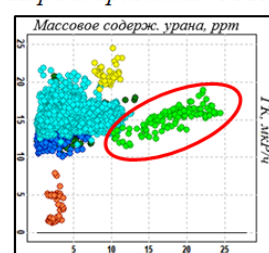
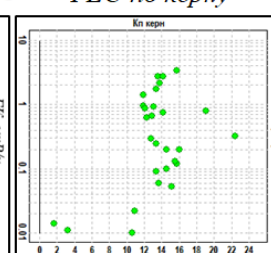
Таблица 4

**Разброс значений параметров ГИС для петротипа «туф трахириолита»**

| Значение | DTP   | ГГК-П | АI       | Калий | Торий | Уран | GK   | WS   | КпЯМК |
|----------|-------|-------|----------|-------|-------|------|------|------|-------|
| Мин.     | 206,9 | 2,45  | 10 995,6 | 0,7   | 4,8   | 1,9  | 12,6 | 14,2 | 1,1   |
| Средн.   | 221,0 | 2,53  | 11 460,2 | 2,6   | 10,7  | 3,4  | 15,2 | 20,0 | 9,8   |
| Макс.    | 235,4 | 2,81  | 11 921,1 | 4,2   | 13,5  | 11,0 | 17,9 | 34,2 | 14,5  |

*Петротип 4 «риолит»* изучен в скважинах X<sub>8</sub>, X<sub>11</sub>, X<sub>12</sub>. Относится к классу кислых магматических эффузивных пород. Основная масса представлена вулканическим стеклом, состоящим на 90 % из кремнезема (SiO<sub>2</sub>) и на 10 % из порфировых вкрапленников кварца, ПШ и PL. В породе часто встречаются сферолиты ПШ радиально-лучистого строения. Особенностью риолитов является наличие в керне ярко выраженной флюидалной структуры, свидетельствующей о формировании пород в виде потоков лавы.

По описанию керна скважин Кирилкинской площади риолиты представлены породами светло-серого цвета с флюидалной структурой, с разнонаправленной системой мелких трещин, залеченных вторичным SiO<sub>2</sub>. Основная масса пород скрытокристаллическая, порфировые вкрапленники (~ 5 %) представлены измененными кристаллами ПШ (рис. 6).

*Характеристика риолита по керну**Данные РФА**Данные РЭМ**Характеристика по ГИС**ФЕС по керну*

| SiO <sub>2</sub> | TiO <sub>2</sub> | Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> | Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> | MnO   | CaO   | MgO   | Na <sub>2</sub> O | K <sub>2</sub> O | P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> | S     | Ba    |
|------------------|------------------|--------------------------------|--------------------------------|-------|-------|-------|-------------------|------------------|-------------------------------|-------|-------|
| %                | %                | %                              | %                              | %     | %     | %     | %                 | %                | %                             | %     | %     |
| 71.454           | 0.291            | 16.306                         | 2.193                          | 0.025 | 0.284 | 0.078 | 1.825             | 3.937            | 0.028                         | 0.016 | T     |
| 76.081           | 0.282            | 13.737                         | 0.966                          | 0.013 | 0.268 | T     | 3.153             | 3.460            | 0.020                         | 0.008 | 0.039 |
| 75.754           | 0.285            | 13.496                         | 0.436                          | 0.015 | 0.760 | T     | 4.185             | 3.175            | T                             | 0.012 | 0.047 |
| 69.189           | 0.326            | 16.624                         | 3.235                          | 0.040 | 0.231 | 0.107 | 1.489             | 4.151            | 0.025                         | 0.006 | 0.037 |

**Рис. 6. Характеристика петротипа «риолит»**

По данным РЭМ основная масса риолитов сложена микросферолитами кварц-полевошпатового состава и составляет 81÷93 % от объема породы. Структура скрытокристаллическая, с порфировыми вкраплениями ПШ, темноцветов и кристаллами кварца двух генераций. В общей массе зерна кварца образуют гранофиновые срастания с ПШ, плагиоклазы встречаются редко. Редкие зерна темноцветов (пироксенов, биотита) полностью замещены железистым хлоритом и карбонатом. Встречаются редкие зерна пирита размером 1÷5 мкм.

Как и в других эффузивных породах Кирилкинской площади, в риолитах рассматриваемой территории преобладает межагрегатная и зерновая пористость, сформированные за счет процессов гидротермального выщелачивания пород. Размеры пор изменяются в широких пределах: 1–15 мкм, при этом у 70 % пор средние размеры составляют 7–9 мкм. Полевые шпаты щелочные (К-Na), часто кальцитизированы, что приводит к образованию вторичной пористости.

Минеральный каркас пород разбит многочисленными трещинами, часть из которых залечена карбонатным материалом (зерна кальцита в срастании с сидеритом размером 0,05÷0,2 мм образуют агрегаты размером 1,5–2 мм), апертура микротрещин не превышает 0,07÷0,25 мм.

По геохимическим критериям РФА почти все риолиты характеризуются высокими значениями  $\text{SiO}_2$  (70–75 %),  $\text{Al}_2\text{O}_3$  (15–17 %) и  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  (2–3 %) на фоне пониженных показателей  $\text{TiO}_2$  (< 0,3 %) и  $\text{CaO}$  (0,2 %). Особенностью риолитов, подвергшихся вторичным изменениям, является снижение до 13 %  $\text{Al}_2\text{O}_3$ , до 0,9 %  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  и увеличение до 3–4 %  $\text{Na}_2\text{O}$  (см. рис. 6).

Согласно фильтрационно-емкостным определениям по керну петротип «риолиты» на территории Кирилкинской площади представлен двумя типами коллекторов: а) низкопроницаемыми  $(0,1-1) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и б) относительно высокопроницаемыми  $(1-10) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (см. рис. 6).

По параметрам ГИС породы петротипа «риолит» характеризуются следующими показателями, приведенными в таблице 5.

Таблица 5

**Разброс значений параметров ГИС для петротипа «риолит»**

| Значение | DTP   | ГГК-П | Al       | Калий | Торий | Уран | GK   | WS   | КпЯМК |
|----------|-------|-------|----------|-------|-------|------|------|------|-------|
| Мин.     | 199,1 | 2,33  | 9 497,6  | 1,2   | 7,2   | 15,2 | 13,3 | 14,2 | 11,1  |
| Средн.   | 236,2 | 2,42  | 10 421,8 | 1,8   | 10,7  | 18,6 | 15,2 | 22,0 | 16,5  |
| Макс.    | 265,1 | 2,51  | 12 425,0 | 2,1   | 12,4  | 22,7 | 17,2 | 28,0 | 20,7  |

Петротип 5 «туф риолита» изучен в скважине X<sub>10</sub>. По петрохимическому составу является пирокластическим аналогом риолитов.

Согласно макроописанию керна Кирилкинской площади туфы риолитов представлены литокластической породой зеленоватого цвета, сильно

хлоритизированной, с включениями единичных зерен окисленного пирита ( $\text{FeS}_2$ ), с редкими включениями пористых обломков пемзы и игнимбритов с рваными краями (игнимбриты часто пористые и каолинитизированные).

По данным РЭМ в породе отмечаются тонкие межагрегатные и межчастичные открытые поры размером 0,5–1,0 мкм (с единичными сечениями до 2–6 мкм), которые часто изолированы друг от друга (рис. 7).

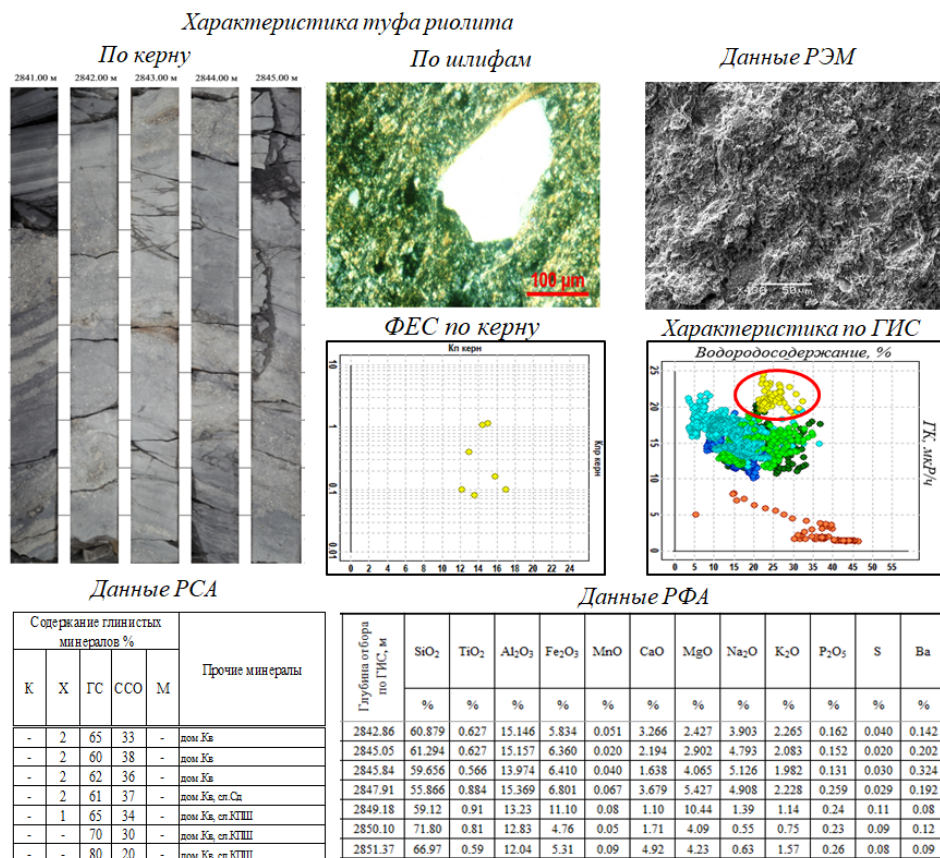


Рис. 7. Характеристика петротипа «туф риолита»

Частично поровое пространство туфов риолитов залечено глинистым материалом, состоящим по данным РСА на 60–70 % из гидрослюд (предположительно доминирует серицит), 25–30 % приходится на смешаннослойные силикаты и только по 5 % — на железистый хлорит и каолинит.

По геохимическим критериям РФА все образцы туфов риолитов характеризуются невысокими значениями  $\text{SiO}_2$  (58–62 %),  $\text{K}_2\text{O}$  (1–2 %) на фоне повышенных показаний  $\text{Al}_2\text{O}_3$  (15 %),  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  (5–6 %) и  $\text{CaO}$  (1–3 %) (см. рис. 7).

Согласно фильтрационно-емкостным определениям по керну петротип «туф риолита» на территории Кирилкинской площади представлен низкопроницаемыми коллекторами ( $(0,1-1) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>).

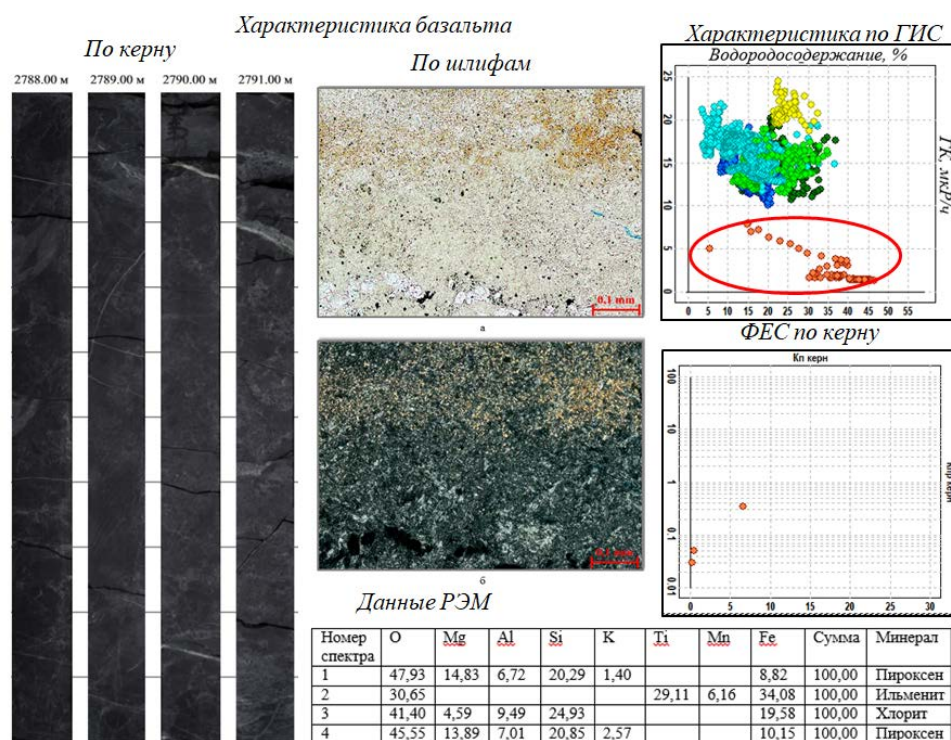
По параметрам ГИС породы петротипа «туф риолита» характеризуются следующими показателями, приведенными в таблице 6.

Таблица 6

**Разброс значений параметров ГИС для петротипа «туф риолита»**

| Значение | DTP   | ГГК-П | AI      | Калий | Торий | Уран | GK   | WS   | КпЯМК |
|----------|-------|-------|---------|-------|-------|------|------|------|-------|
| Мин.     | 272,5 | 2,49  | 8 510,3 | 3,6   | 17,9  | 9,4  | 20,4 | 22,9 | 7,4   |
| Средн.   | 279,4 | 2,52  | 8 928,3 | 3,8   | 18,7  | 10,0 | 21,4 | 24,3 | 8,8   |
| Макс.    | 293,0 | 2,53  | 9 152,5 | 4,0   | 19,7  | 10,7 | 22,1 | 25,0 | 11,0  |

*Петротип 6 «базальт»* изучен в скважине Х<sub>9</sub>. Базальт — магматическая порода основного состава. Структура — скрытокристаллическая, иногда порфировая.

**Рис. 8. Характеристика петротипа «базальт»**

Основная масса пород и вкрапленники имеют однотипный состав, представлены конгломератом темноцветов (оливином, клинопироксеном) (~ 55–65 %) и плагиоклазов (~ 35–45 %). Текстура плотная, миндалекаменная, миндалины заполнены ПШ, кальцитом и хлоритом. Учитывая исходный минерально-петрохимический состав базальтов, даже при наличии в них вторичных изменений, согласно имеющимся ФЕС на Кирилкинской площади, эти породы отнесены к неколлекторам.

По описанию керна базальт в скважине X<sub>9</sub> сложен плотной микро-чешуйчатой массой пироксенового состава. Поры открытого типа отсутствуют. Порода разбита большим количеством мелких микротрещин, полностью залеченных карбонатным материалом (рис. 8).

По параметрам ГИС породы петротипа «базальт» характеризуются следующими показателями, приведенными в таблице 7.

Таблица 7

**Разброс значений параметров ГИС для петротипа «базальт»**

| Значение | DTP   | ГГК-П | AI      | Калий | Торий | Уран | GK  | WS   | КпЯМК |
|----------|-------|-------|---------|-------|-------|------|-----|------|-------|
| Мин.     | 188,9 | 2,65  | 13212,7 | 0,6   | 1,6   | 2,5  | 2,4 | 5,6  | 8,7   |
| Средн.   | 189,6 | 2,71  | 13830,1 | 0,8   | 2,6   | 2,6  | 3,7 | 21,5 | 8,8   |
| Макс.    | 190,3 | 2,77  | 14449,1 | 1,0   | 3,5   | 2,6  | 4,9 | 37,3 | 8,9   |

**Прогноз петротипов ДЮК по ГИС с использованием нейронных сетей Кохонена**

Последние 10 лет в ПАО «НК «Роснефть» для решения разных нефтепоисковых задач сейсмогеологического, фациального и петрофизического моделирования активно применяются нейросети как современный инструмент внедрения процессов цифровизации в геологоразведку [8, 9].

Одним из широко применяемых алгоритмов нейронных сетей, которые используют для выявления многомерных неявных связей между геолого-геофизическими данными, являются *самоорганизующиеся карты Кохонена* [10].

Особенность карт Кохонена заключается в том, что они могут классифицировать входные данные на кластеры и визуально отображать многомерные данные в двумерной плоскости, распределяя векторы близких признаков в соседние ячейки, показывая в общем виде графически схожесть объектов. Как правило, для такого типа нейросетевого моделирования используются два алгоритма обучения — «с учителем» и «без учителя» и два слоя данных — «входной» и «выходной» [11–13].

В данной работе технически моделирование выполнялось в модуле IPSOM ПО Techlog компании Schlumberger в режиме «без учителя». «Входным» слоем служили данные методов ГИС — ГК, НКТ, ГГК-П, DTP, СГК-К, СГК-У, СГК-Тн и акустический импеданс AI. В качестве «выходного» слоя использовано количество петротипов, выделенных по керновому материалу. Кластеризация данных выполнялась методом Ward method, основанным на минимизации внутриклассовой дисперсии.

Всего в моделировании участвовало 12 скважин, из которых на 7 (с максимальной мощностью петротипа и полным комплексом ГИС) выполнялось «обучение». «Тестирование» моделей петротипов проведено на пяти скважинах, которые имеют более-менее полный набор данных по керновому материалу, но ограниченный комплекс каротажных кривых. Так как в работе участвовали скважины не только с полным набором ГИС, но и с ограниченным комплексом, для корректного нейросетевого моделирования было подобрано минимальное количество прогнозируемых классов, а именно шесть макропетротипов, описанных выше.

Для того чтобы определиться с возможностью их выделения по параметрам ГИС, была построена серия кроссплотов «ГИС-ГИС» (см. рис. 2), анализ которых позволил установить следующее. Несмотря на то, что большая часть прогнозируемых петротипов имеет близкие геофизические характеристики (перекрытия), сочетание параметров части методов ГИС позволяет обособить в самостоятельные кластеры основные петротипы, которые чаще других встречаются в разрезах. Например, по всем анализируемым параметрам ГИС однозначно выделяются петротипы «базальт» и «туф риолита». Также довольно уверенно по значениям СГК-U локализуется петротип «риолит», по данным СГК-Th — петротипы «гранофир» и «трахириолит». Из всех петротипов только «туф трахириолита» оказался сложно прогнозируемым, из-за того, что на Кирилкинской площади эти породы имеют большие перекрытия параметров ГИС с другими петротипами (см. рис. 2).

Для того чтобы выполнить нейросетевое моделирование, на основе кластеризации параметров ГИС входного слоя были сформированы матрицы векторных диаграмм для каждого выделенного петротипа (рис. 9 А).

Графически каждая векторная диаграмма представляет собой спектр набора каротажных откликов восьми параметров ГИС и их сочетаний для всех шести петротипов, выделенных для Кирилкинской площади.

Согласно карте Кохонена, приведенной на рисунке 9 Б, для прогноза таких петротипов, как «гранофир» и «трахириолит», наибольший вес в кластер каждого петротипа внесли такие параметры, как ГГК-П, AI и общая радиоактивность (GK) пород. Для прогноза петротипа «базальт», помимо упомянутых ГГК-П и AI, важный вклад внес показатель WS (водородосодержание), в то время как для петротипа «риолит» дополнительный вес в обособление кластера внесли параметры кривых радиоактивности пород по калию (СГК-K) и урану (СГК-U).

В процессе нейросетевого моделирования каждой векторной диаграмме был присвоен преобладающий индекс. По разрезу интервала ДЮК всех скважин с шагом 0,2 м рассчитана вероятность встречи каждого из шести индексов в точках глубин в пределах каждого петротипа по ГИС, подтвержденного керновым материалом (рис. 9 В).



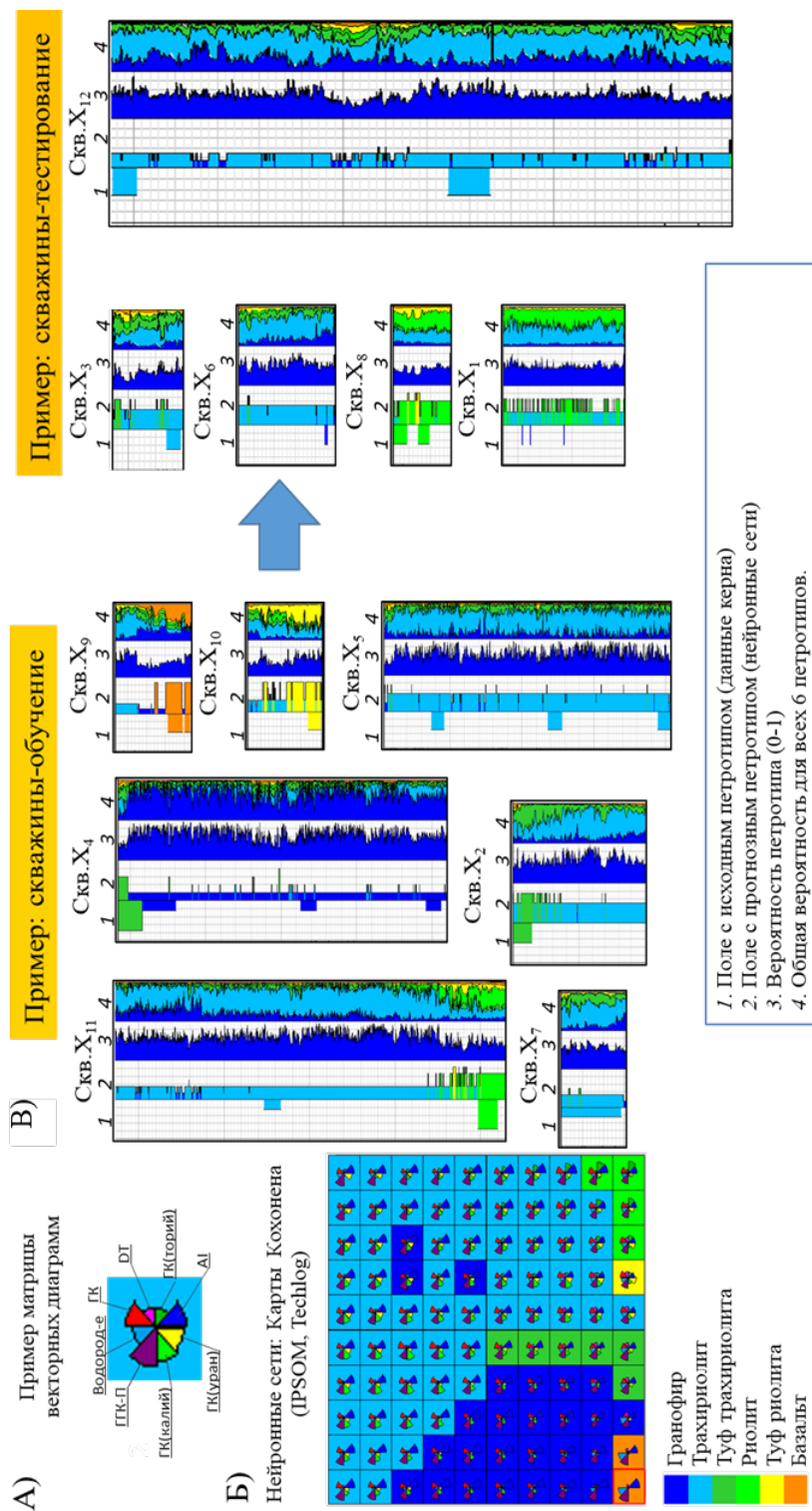


Рис. 9. Нейросетевое моделирование петротипов доюрского основания Кириллинской площади на основе карт Кохонена



Анализ результатов нейросетевого моделирования, выполненного по скважинам Кирилкинской площади, показал, что для восстановления общего состава пород ДЮК в виде петротипов с помощью карт Кохонена вероятность прогноза петротипов по ГИС, выделенных по керновым данным, в среднем составила 65 % при погрешности  $\pm 5$  %.

Из всех скважин, которые участвовали в моделировании, только в скважине  $X_1$ , имеющей ограниченный комплекс ГИС (НКТ, ГК, ДТР), прогноз петротипов подтвердить не удалось. Причиной, предположительно, явилось перекрытие по значениям большинства параметров ГИС, участвующих в типизации, и слабая освещенность интервала ДЮК кернавым материалом.

### **Выводы**

В статье приведены опыт типизации пород доюрского основания Кирилкинской площади (Уватский район юга Тюменской области) по кернавым материалам и результаты прогноза петротипов, выделенных по данным ГИС с помощью нейросетевого моделирования на основе карт Кохонена. Сформулированы следующие основные выводы:

1) для корректного нейросетевого моделирования петротипов ДЮК на основе карт Кохонена в скважинах Кирилкинской площади выделено шесть петротипов: гранофиры, риолиты, туфы риолитов, трахириолиты, туфы трахириолитов и базальты; первые пять отнесены к коллекторам с различными емкостными свойствами, один петротип — «базальт» отнесен к неколлектору;

2) анализ кросс-плотов «ГИС-ГИС» в интервале выделенных петротипов показал, что большая часть прогнозируемых петротипов имеет близкие геофизические характеристики (перекрытия), однако при сочетании отдельных методов ГИС часто встречаемые в разрезе петротипы хорошо выделяются в самостоятельные кластеры;

3) вероятность прогноза петротипов пород ДЮК Кирилкинской площади по имеющемуся комплексу ГИС с помощью нейросетевого моделирования на основе карт Кохонена в среднем составила 65 %.

### **Список источников**

1. Ресурсы юга Западной Сибири / С. А. Моисеев, О. В. Елишева, С. В. Рыжкова, Л. С. Грекова. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая вертикаль. – 2005. – № 7. – С. 38–41.
2. Зубков, М. Ю. Вторичные коллекторы в доюрском комплексе Урьевского месторождения / М. Ю. Зубков, А. Ш. Ситдилов. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1994. – № 4. – С. 5–9.

3. Беспалова, С. Н. Оценка влияния разломов на геологические особенности залежей и продуктивность коллекторов газовых месторождений Западной Сибири / С. Н. Беспалова, О. В. Бакуев. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1995. – № 7. – С. 16–21.
4. Геращенко, А. А. Петрографические и геохимические особенности пород ДЮК Тевлинско-Русскинского месторождения / А. А. Геращенко. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО : сборник трудов 7-й научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО», Ханты-Мансийск, 02–05 декабря 2003 г. – Ханты-Мансийск : Издательский дом «ИздатНаукаСервис». – С. 229–232.
5. Ухлова, Г. Д. Построение геологических моделей продуктивных пластов неоккома центральной части Западно-Сибирской НГП по комплексу атрибутов сейсмической записи / Г. Д. Ухлова, С. Н. Варламов, И. М. Кос. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 10. – С. 78–91.
6. Бекренёв, Р. К. Тестирование оптимизации алгоритма AVAZ инверсии на синтетических данных / Р. К. Бекренёв, Г. А. Дугаров, Т. В. Нефедкина. – DOI 10.33764/2618-981X-2021-2-1-354-361. – Текст : непосредственный // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2021. – Т. 2, № 1. – С. 354–361.
7. Мармалевский, Н. Я. Примеры применения миграции дуплексных волн для изучения зон трещиноватости / Н. Я. Мармалевский, И. Ю. Хромова, З. В. Горняк. – Текст : непосредственный // Збірник наукових прац УкрДГЗІ. – 2011. – № 4. – С. 162–170.
8. Применение методов машинного обучения для поиска пропущенных продуктивных интервалов и прогноза фильтрационно-емкостных свойств / Ю. Д. Кантемиров, А. В. Хабаров, И. О. Ошняков [и др.]. – Текст : непосредственный // Каротажник. – 2021. – № 8 (314). – С. 17–26.
9. Современные возможности машинного обучения при интерпретации данных геофизических исследований скважин / К. К. Измайлов, М. С. Новикова, М. В. Дмитриевский [и др.]. – Текст : непосредственный // Каротажник. – 2021. – № 8 (314). – С. 5–16.
10. Кохонен, Т. Самоорганизующиеся карты : [нейронное моделирование, варианты самоорганизующихся карт, физиологическая интерпретация SOM, обучающееся векторное квантование, применение самоорганизующихся карт, средства программного обеспечения для SOM] / Т. Кохонен ; перевод с английского В. Н. Агеева, под редакцией Ю. В. Тюменцева. – Москва : Бином. Лаборатория знаний, 2008. – 655 с. – Перевод изд.: Self-organizing maps / Teuvo Kohonen. Berlin [et al.], 2001. – Текст : непосредственный.
11. Родина, С. Н. Применение нейросетевого подхода при интерпретации каротажных данных / С. Н. Родина, К. Ю. Силкин. – Текст : непосредственный // Вестник Воронежского государственного университета. Серия : Геология. – 2007. – № 2. – С. 184–188.
12. Inversion of nuclear well-logging data using neural networks / E. Aristodemou, C. Pain, C. de Oliveira [et al.]. – DOI 10.1111/j.1365-2478.2005.00432.x. – Direct text // Geophysical Prospecting. – 2005. – Vol. 53, Issue 1. – P. 103–120.

13. Lithofacies identification using multiple adaptive resonance theory neural networks and group decision expert system / H.-Ch. Chang, D. C. Kopaska-Merkel, H.-Ch. Chen, S. R. Durrans. – DOI 10.1016/S0098-3004(00)00010-8. – Direct text // Computer & Geoscience. – 2000. – Vol. 26, Issue 5. – P. 591–601.

### References

1. Moiseev, S. A., Elisheva, O. V., Ryzhkova, S. V., & Grekova, L. S. (2005). Resursy yuga Zapadnoy Sibiri. Neftegazovaya vertikal', (7), 2005, pp. 38-41. (In Russian).
2. Zubkov, M. Yu., & Sitdikov, A. Sh. (1994). Vtorichnye kollektory v doyruskom komplekse Ur'evskogo mestorozhdeniya. Geologiya nefti i gaza, (4), pp. 5-9. (In Russian).
3. Bespalova S. N., & Bakuev, O. V. (1995). Evaluation of fault effect on geological features of pools and gas fields reservoir productivity in Western Siberia. Geologiya nefti i gaza, (7), pp. 16-21. (In Russian).
4. Gerashchenko, A. A. (2003). Petrograficheskie i geokhimicheskie osobennosti porod DYUK Tevlinsko-Russkinskogo mestorozhdeniya. Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KhMAO: sbornik trudov 7-y nauchno-prakticheskoy konferentsii "Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KhMAO". Khanty-Mansiysk, December, 02-05, 2003. Khanty-Mansiysk, IzdatNaukaServis Publ., pp. 229-232. (In Russian).
5. Ukhlova, G. D., Varlamov, S. N., & Kos, I. M. (2006). Postroenie geologicheskikh modeley produktivnykh plastov neokoma tsentral'noy chasti Zapadno-Sibirskoy NGP po kompleksu atributov seismicheskoy zapisi. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (10), pp. 78-91. (In Russian).
6. Bekrenev, R. K., Dugarov, G. A., & Nefedkina, T. V. (2021). Testing of an optimization algorithm for AVAZ inversion on synthetic dataset. Interexpo GEO-Siberia, 2(1), pp. 354-361. (In Russian). DOI: 10.33764/2618-981X-2021-2-1-354-361
7. Marmalevsky, N. Ya., Khromova, I. Yu., & Gorniyak, Z. V. (2011). Examples of the use of duplex wave migration for the study of fracture zones. Zbirnik naukovikh prats UkrDGZI, (4), pp. 162-170. (In Russian).
8. Kantemirov, Yu. D., Khabarov, A. V., Oshnyakov, I. O., Koshelev, M. B., Akinshin, A. V., & Kalabin, A. A. (2021). Using methods of computer-aided learning to search for skipped intervals and forecast filtration and capacity properties. Karotazhnik, (8(314)), pp. 17-26. (In Russian).
9. Izmailov, K. K., Novikova, M. S., Dmitrievsky, M. V., Kantemirov, Yu. D., & Akinshin, A. V. (2021). Up-to-date opportunities of computer-aided learning in well logging data interpretation. Karotazhnik, (8(314)), pp. 5-16. (In Russian).
10. Kohonen, T. (2001). Self-organizing maps. 3<sup>rd</sup> edition. Berlin [et al.], Springer, 502 p. (In English). DOI: 10.1007/978-3-642-56927-2
11. Rodina, S. N., & Silkin, K. Yu. (2007). Application of artificial neural networks for well-log data interpretation. Proceedings of Voronezh State University. Series: Geology, (2), pp. 184-188. (In Russian).
12. Aristodemou, E., Pain, C., Oliveira, C., Goddard, T., & Harris, Ch. (2005). Inversion of nuclear well-logging data using neural networks. Geophysical Prospecting, 53(1), pp. 103-120. (In English). DOI: 10.1111/j.1365-2478.2005.00432.x

13. Chang, H.-Ch., Kopaska-Merkel, D. C., Chen, H.-Ch., & Durrans, S. R. (2000). Lithofacies identification using multiple adaptive resonance theory neural networks and group decision expert system. *Computer & Geoscience*, 26(5), pp. 591-601. (In English). DOI: 10.1016/S0098-3004(00)00010-8

#### **Информация об авторах**

**Елишева Ольга Владимировна**,  
эксперт по геологии, ООО «Тюменский  
нефтяной научный центр», г. Тюмень,  
ovelisheva@tnnc.rosneft.ru

**Шилова Юлия Владимировна**,  
заведующий сектором, ООО «Тюменский  
нефтяной научный центр», г. Тюмень

**Сидоров Дмитрий Анатольевич**,  
эксперт, ООО «Тюменский нефтяной  
научный центр», г. Тюмень

**Мельникова Мария Николаевна**,  
главный специалист, ООО «Тюменский  
нефтяной научный центр», г. Тюмень

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

**Olga V. Elisheva**, Expert in Geology,  
Tyumen Petroleum Scientific Center  
LLC, Tyumen, ovelisheva@tnnc.rosneft.ru

**Yulia V. Shilova**, Chief Sector  
(petrochysicist), Tyumen Petroleum Scientific  
Center LLC, Tyumen

**Dmitry A. Sidorov**, Expert, Tyumen  
Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

**Maria N. Melnikova**, Chief Specialist,  
Tyumen Petroleum Scientific  
Center LLC, Tyumen

Статья поступила в редакцию 12.09.2022; одобрена после рецензирования 16.09.2022; принята к публикации 19.09.2022.

The article was submitted 12.09.2022; approved after reviewing 16.09.2022; accepted for publication 19.09.2022.

УДК 556.38

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-5-36-45

## **Влияние добычи подземных вод на фильтрационные свойства горных пород на территории Широтного Приобья**

**В. И. Козырев<sup>1, 2\*</sup>, В. А. Бешенцев<sup>1</sup>**

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

<sup>2</sup>Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Тюмень, Россия

\*kozyrev-v@mail.ru

**Аннотация.** Актуальность темы обусловлена важностью проблемы охраны подземных вод на территориях, охваченных добычей нефти и газа. В статье уделяется внимание влиянию добычи подземных вод на состояние фильтрационной среды на небольших водных объектах. Исследования, включающие гидродинамические опробования (кустовые откачки), выполнены в течение девятилетнего периода на одном и том же участке. Опытные данные, полученные в результате проведения трех опытов, проинтерпретированы в рамках модели Хантуша. Определены параметры водоносной толщи: коэффициенты водопроводимости и пьезопроводности, фактор перетекания, коэффициент перетекания. Проанализированы изменения параметров пласта. В результате установлено, что продолжительная эксплуатация подземных вод на малых водных объектах так же приводит к улучшению состояния фильтрационной среды, как и на крупных месторождениях пресных подземных вод. В работе предложено недропользователю в условиях продолжительной добычи подземных вод уделять особое внимание мониторингу подземных вод, а именно гидродинамическим исследованиям, по результатам которых определяются гидрогеологические параметры пласта, а их изменения свидетельствуют о состоянии фильтрационной среды.

**Ключевые слова:** подземные воды, фильтрационная среда, автономный одиночный водозабор, кустовые откачки, коэффициенты водопроводимости и пьезопроводности, фактор перетекания

**Для цитирования:** Козырев, В. И. Влияние добычи подземных вод на фильтрационные свойства горных пород на территории Широтного Приобья / В. И. Козырев, В. А. Бешенцев. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-5-36-45 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 5. – С. 36–45.

## **Influence of groundwater extraction on rock filtration properties in the territory of the Latitudinal Ob region**

**Vladimir I. Kozyrev<sup>1, 2\*</sup>, Vladimir A. Beshentsev<sup>1</sup>**

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

<sup>2</sup>West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen, Russia

\*kozyrev-v@mail.ru

**Abstract.** The problem of groundwater protection in areas, where oil and gas production is taking place, is especially important today. The article focuses on the impact of groundwater extraction on the state of the filtration medium in small water bodies. Studies including hydrodynamic testing (cluster pumping) were being carrying out from 9 years at the same site. As a result of three exper-

iments, experimental data were obtained, and then were interpreted in the framework of the Hantush model. The parameters of the aquifer are determined: coefficient of water conductivity and pressure conductivity factor, overflow factor, overflow coefficient. The article gives an analysis of changes in reservoir parameters. As a result, it was found that the long-term operation of groundwater in small water bodies also leads to an improvement in the state of the filtration medium, as well as in large deposits of fresh groundwater. It should be emphasized that in conditions of continuous extraction of groundwater the subsoil user should pay special attention to groundwater monitoring, namely, hydrodynamic studies, the results of which determine the hydrogeological parameters of the reservoir, and their changes indicate the state of the filtration medium.

**Keywords:** groundwater, filtration medium, autonomous single water intake, cluster pumping, coefficient of water conductivity and pressure conductivity factor, overflow factor

**For citation:** Kozyrev, V. I., & Beshentsev, V. A. (2022) Influence of groundwater extraction on rock filtration properties in the territory of the Latitudinal Ob region. Oil and Gas Studies, (5), pp. 36-45. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-5-36-45

### **Введение**

Ранее одним из авторов данной работы совместно с А. Р. Курчиковым в статье «Изучение состояния фильтрационной среды эоцен-четвертичного комплекса Западно-Сибирского мегабассейна» рассматривался вопрос влияния эксплуатации подземных вод на фильтрационные свойства горных пород, включающих подземные воды [1]. В упомянутой работе анализировалось состояние фильтрационной среды эоцен-четвертичного комплекса в основном на крупных месторождениях подземных вод, таких как Нефтеюганское, Ишимское (количество добывающих скважин изменяется от 20 до 26), которые эксплуатируются более 30 лет. В данной статье рассматривается влияние добычи подземных вод на фильтрационные свойства горных пород на маленьком водном объекте (автономном одиночном водозаборе), состоящем из трех водозаборных скважин.

### **Объект и методы исследования**

Исследования выполнялись на водозаборном участке, расположенном на территории Приобского месторождения нефти, в Широком Приобье. Водозабор состоит из трех скважин, которые эксплуатируют атлым-новомихайловский водоносный комплекс ( $P_{3at} + nm$ ), нижнюю его часть в интервале глубин от 257 до 285 м (рис. 1). Кровля продуктивного пласта залегает на глубине 255 м, подошва — на глубине 287 м, литологически пласт сложен песками мощностью 32 м. В кровле атлым-новомихайловского комплекса залегает водоупорный туртасский горизонт, в подошве — непроницаемые глинистые отложения тавдинской свиты, которые являются региональным водоупором. Отложения, перекрывающие продуктивный пласт, условно рассматриваются как относительный водоупор, способствующий, с одной стороны, формированию напоров, с другой — защищенности подземных вод. В связи с этим подземные воды водоносного атлым-новомихайловского комплекса — напорные межпластовые достаточно надежно защищены от поверхностного загрязнения.



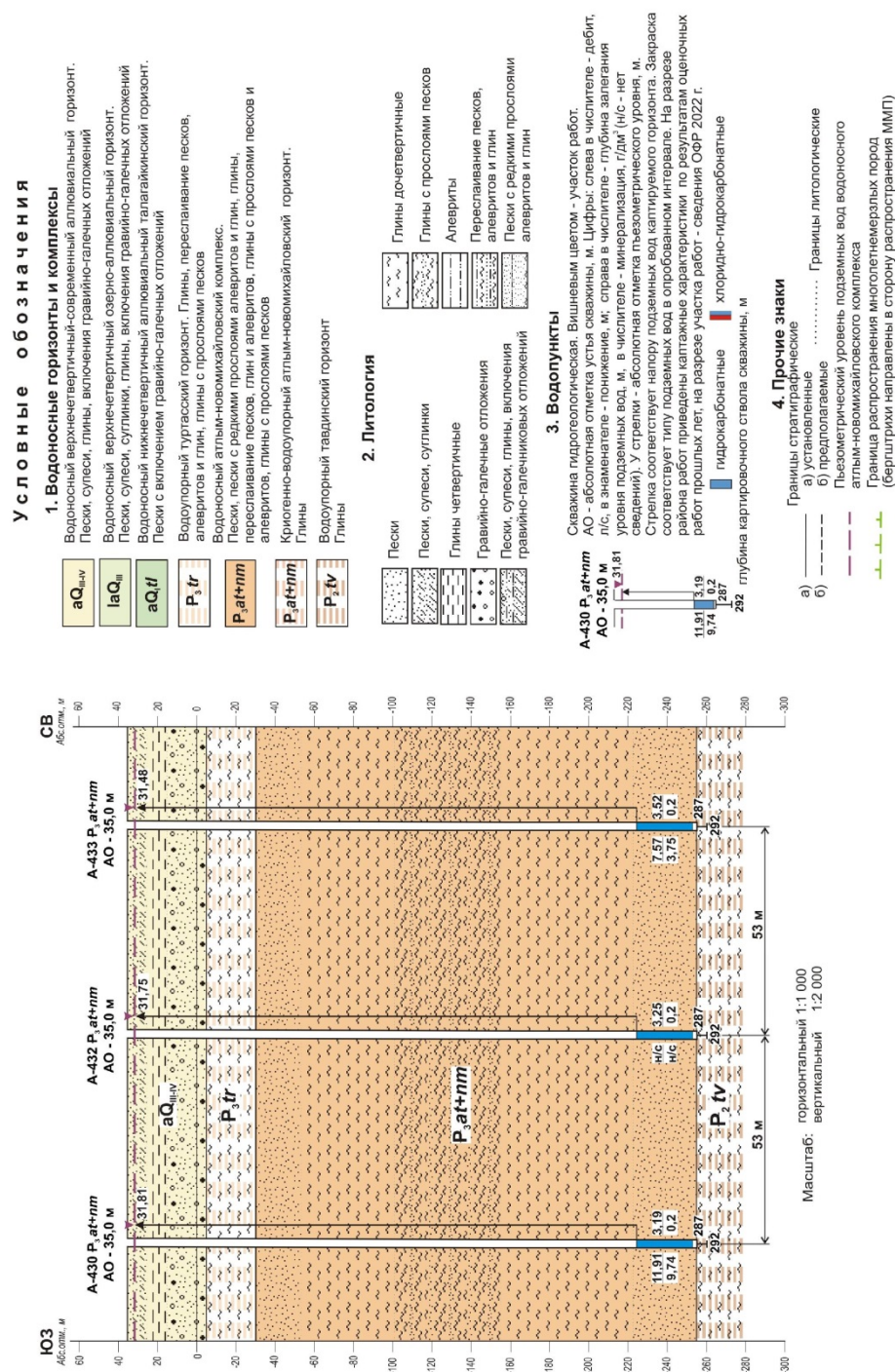


Рис. 1. Схематический гидрогеологический разрез

Подземные воды рассматриваемого водоносного комплекса (ВК) являются пресными (минерализация изменяется от 0,098 до 0,183 г/л), по значению рН нейтральными (преимущественное значение показателя лежит в интервале 6,9–7,69 ед). По химическому составу подземные воды ВК гидрокарбонатные, различного катионного состава с преобладанием натрия.

По физическим свойствам: на вкус пресные (0–4 баллов), с запахом (0–2,5 баллов), с цветностью до 75°. Общая жесткость изменяется от 0,69 до 1,68 мг-экв/дм<sup>3</sup>. По квалификации О. А. Алекина воды относятся к очень мягким. Содержание общего железа колеблется в пределах от 0,82 до 4,7 мг/дм<sup>3</sup>.

В подземных водах из микрокомпонентов встречены: марганец — до 0,47 мг/дм<sup>3</sup>, цинк — до 0,054 мг/дм<sup>3</sup>, ионная медь — до 0,02 мг/дм<sup>3</sup>. Скопление нефтепродуктов в рассматриваемой воде достигает до 0,15 мг/дм<sup>3</sup>, фенолов — до 0,0061 мг/дм<sup>3</sup>.

Ресурсы водоносного комплекса формируются за счет метеогенных вод, поступающих в комплекс посредством инфильтрации через толщу вышележащих отложений [2]. Разгрузка реализуется в местную эрозийную сеть скрытым перетеканием через вышележащие водоносные горизонты, совпадая с направлением общего потока подземных вод.

Как отмечалось выше, водозабор состоит из трех скважин, конструкция всех трех скважин одинаковая: сооружен кондуктор диаметром 426 мм, который установлен до глубины 45 м; смонтирована эксплуатационная колонна диаметром 245 мм до глубины 230 м; фильтровая колонна диаметром 146 мм установлена на глубине 210–287 м. Фильтр в скважину установлен сетчатый на перфорированном каркасе. Выполнена гравийная обсыпка фильтра, рабочая часть которого оборудована в интервале глубин 257–285 метров. Устья скважин размещены в металлических павильонах стандартной комплектации, которые закрываются на замок, отапливаются и освещаются. Территория водозабора ограждена металлическим забором, поверхность участка водозабора спланирована для отвода сточных и талых вод, отсыпана щебнем.

Водозаборный участок эксплуатируется с июля 2010 года. Вода используется для технического водоснабжения объектов нефтепромысла, со скважин поступает в накопительную емкость объемом 100 м<sup>3</sup>, далее в распределительную сеть непосредственно к объектам водопотребления. Водоотбор водозабора изменялся в среднегодовом отношении от 21 (2012–2013 гг.) до 387 м<sup>3</sup>/сут (2017 г.). В отдельные месяцы производительность скважин водозабора превышала значения 500 м<sup>3</sup>/сут, но не более 860 м<sup>3</sup>/сут. Для обеспечения водой объектов нефтепромысла водозабор эксплуатируется постоянно в течение суток и лет. В работе находится одна скважина из трех, две другие — в резерве.

Анализируя данные статического уровня подземных вод, полученные на момент строительства скважин в 2010 году и полученные в процес-

се контрольных замеров, выполненных в 2013 году, в 2020-м и в 2022-м, следует отметить, что его значения изменились незначительно. В 2010 году статический уровень находился на отметке 4,5 м от поверхности земли, в 2013 году его значения изменялись от 2,86 до 3,16 м, в 2020-м — от 3,35 до 3,55 м и в 2022-м — от 3,19 до 3,52 м. Приведенные данные говорят об относительно стабильном положении статического уровня подземных вод на рассматриваемом водозаборном участке за период эксплуатации водозабора. Исходя из вышеизложенного, можно сделать вывод, что сработки запасов подземных вод за годы эксплуатации не произошло, это дает основание предположить о работе водозабора в установленном режиме.

Впервые исследования на рассматриваемом участке выполнены в 2013 году, с целью получения исходного материала для подсчета запасов пресных подземных вод. Исследования включали проведение кустовой откачки [3], опытный куст состоял из одной возмущающей (центральной) скважины и двух наблюдательных. В качестве центральной скважины была выбрана скв. А-432, в качестве наблюдательных — скв. А-430 и А-433. Наблюдательные скважины расположены от центра возмущения на расстоянии 53 м (см. рис. 1). Откачка проведена в одну стадию, режим откачки предполагал снижение уровня воды, продолжительность опыта зависела от скорости стабилизации уровня в возмущающей скважине. В комплекс работ во время откачки входили замеры динамического уровня и дебита. Частота регистрации уровня стандартная, первые замеры через 1, 2, 3, 5, 10 минут, следующие — через 30 минут до конца опыта. Точность замеров уровня составляла 0,001 м. Для наблюдения за ходом снижения уровня воды в скважинах использовался электроконтактный уровнемер марки УСК-ТЭ-100. Дебит скважины замерялся по водомерному счетчику учета воды, контролировался объемным способом. Отвод откачиваемой воды из скважин осуществлялся в дренажную систему, тем самым исключая возможность ее влияния на уровень воды в скважине. Продолжительность опыта составила 3 часа. Опыт был начат 19.06.2013. Гидродинамическое возмущение в центре куста произведено при дебите  $784 \text{ м}^3/\text{сут}$ , понижение составило 4,241 м. В наблюдательных скважинах понижение уровня достигло 0,443–0,445 м.

В 2020 году на рассматриваемом участке проведены исследования, аналогичные тем, которые были выполнены в 2013 году. Гидрогеологические работы были вызваны необходимостью осуществления переоценки запасов подземных вод из-за увеличения объемов водоотбора из скважин водозабора. Отличием являлся выбор центральной скважины в опытном кусте. Возмущающей скважиной назначалась скв. А-430, в качестве наблюдательных — скв. А-432 и А-433, которые находятся от центра возмущения на расстоянии 53 м (скв. А-432) и 106 м (скв. А-433). Продолжи-

тельность выполненной откачки — 5 часов, с дебитом 748 м<sup>3</sup>/сут. Понижение в центральной скважине составило 6,983 м, в наблюдательных — 0,311–0,512 метра.

В 2022 году в связи с увеличением производства и инфраструктуры на Приобском месторождении нефти возникла необходимость в увеличении водопотребления. Снова встал вопрос о проведении переоценки запасов подземных вод, для получения исходного материала были выполнены опытно-фильтрационные работы. Работы выполнены на скважинах водозабора, которые участвовали и в исследованиях в 2020 году. Опытный куст состоял из трех скважин, продолжительность опыта составила 24 часа. Дебит возмущения — 1 029 м<sup>3</sup>/сут. Понижение в центральной скважине (скв. А-430) составило 9,743 м, в наблюдательных скв. А-432 — 0,772 м, А-433 — 0,502 метра.

В период продолжительностью девять лет на одном и том же участке недр проведены три опыта, в результате которых оценены параметры водоносного пласта и граничные условия. Параметры определялись по опытными данным, полученным в наблюдательных скважинах. Полученная информация по наблюдательным скважинам свободна от технической составляющей центральной скважины. Опытная закономерность снижения уровня воды в наблюдательной скважине почти не подвержена влиянию прискважинных помех (несовершенства центральной скважины), при соблюдении условия  $r \geq m$  [4], где  $r$  — расстояние между центральной и наблюдательной скважинами,  $m$  — мощность пласта. В нашем случае данное условие выполняется. Определяемые параметры являются более адекватными, чем параметры, рассчитанные по опытными данным, полученным в центральной скважине, и в большей степени соответствуют природным параметрам пласта, заключенного в разрезе изучаемого участка.

Интерпретация опытных данных проводилась в рамках модели М. С. Хантуша (по точке перегиба). Для определения коэффициентов водопроводимости ( $km$ ), пьезопроводности ( $a$ ), фактора перетекания ( $B$ ) и коэффициента перетекания ( $k_0/m$ ) строились графики временного прослеживания  $S-lgt$  (рис. 2), которые имеют точки перегиба ( $\Pi$ ). В этой точке меняется направление вогнутости кривой [1, 5]. Путем экстраполяции по фактическим данным находилась величина максимального понижения  $S_m$ . Рассчитывалось понижение уровня в точке перегиба:  $S_{\Pi} = 0,5 \cdot S_m$ . По графику определяли время для точки перегиба  $t_{\Pi}$  и наклон графика. Учитывая, что  $f(r/B) = e^{r/B} K_0(r/B) = 2,3 \cdot S_{\Pi}/C$  по таблицам функции  $e^{r/B} K_0(r/B)$ , находилась величина  $r/B$ , зная  $r$  — параметр  $B$ . При известных  $Q$ ,  $S_{\Pi}$ ,  $C$  и  $r/B$  (табл. 1) из уравнения вычислялось значение  $km$ , а из соотношения  $r^2/4at_{\Pi} = r/2B$  — коэффициент пьезопроводности  $a$ .

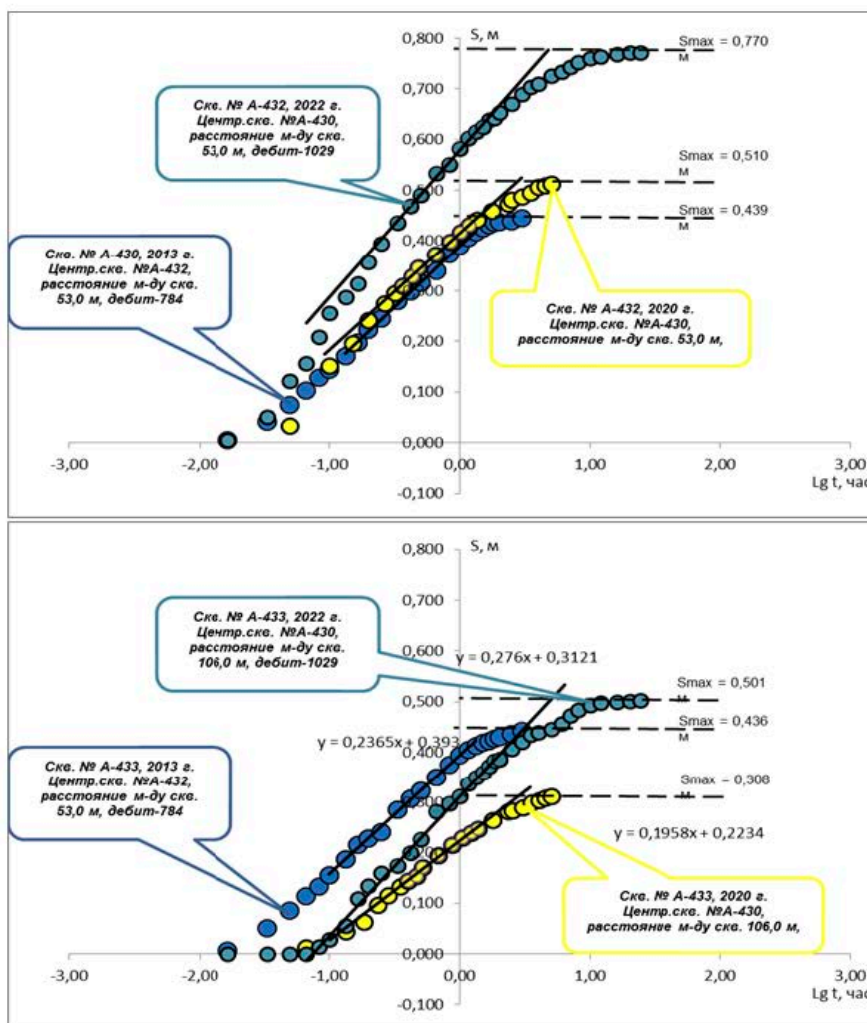


Рис. 2. Графики обработки откачек по модели с перетеканием  
(графоаналитический метод Хантуша)

Таблица 1

Исходные данные для определения параметров

| Дата<br>(год) | Скважина         |                     | $Q$ ,<br>$\text{м}^3/\text{сут}$ | Расстояние<br>между скважина-<br>ми (r), м | $S_{\text{max}}$ ,<br>м | $S_{\text{п}}$ ,<br>м | $t_{\text{п}}$ ,<br>час | Наклон,<br>С | $e^{r/B} K_0(r/B)$ | r/B  | $K_0(r/B)$ |
|---------------|------------------|---------------------|----------------------------------|--------------------------------------------|-------------------------|-----------------------|-------------------------|--------------|--------------------|------|------------|
|               | Централь-<br>ная | Наблюда-<br>тельная |                                  |                                            |                         |                       |                         |              |                    |      |            |
| 2013          | А-432            | А-430               | 784                              | 53                                         | 0,44                    | 0,22                  | 0,2                     | 0,24         | 2,0691             | 0,22 | 1,67       |
| 2013          | А-432            | А-433               | 784                              | 53                                         | 0,44                    | 0,22                  | 0,17                    | 0,24         | 2,1156             | 0,21 | 1,66       |
| 2020          | А-430            | А-432               | 748                              | 53                                         | 0,51                    | 0,255                 | 0,23                    | 0,23         | 2,5280             | 0,45 | 2,29       |
| 2020          | А-430            | А-433               | 748                              | 106                                        | 0,31                    | 0,15                  | 0,47                    | 0,196        | 1,8071             | 0,32 | 1,31       |
| 2022          | А-430            | А-432               | 1 029                            | 53                                         | 0,77                    | 0,385                 | 0,24                    | 0,29         | 3,0325             | 0,07 | 2,78       |
| 2022          | А-430            | А-433               | 1 029                            | 106                                        | 0,50                    | 0,25                  | 0,58                    | 0,27         | 2,1742             | 0,19 | 1,8        |

## Результаты

В результате выполнения гидродинамических исследований в виде кустовых откачек на небольшом водном объекте в разное время получены следующие параметры олигоценового комплекса: коэффициенты водопроницаемости и пьезопроводности, фактор перетекания, коэффициент перетекания. Значения указанных параметров за время эксплуатации одиночного автономного водозабора изменились (табл. 2), изменения показывают, что состояние фильтрационной среды улучшилось. Фильтрационные параметры, а именно коэффициент водопроницаемости за девять лет эксплуатации водозабора увеличился с 475 до 591 м<sup>2</sup>/сут. Также увеличился и коэффициент пьезопроводности, в 2013 году его значение составляло  $4,3 \cdot 10^5$  м<sup>2</sup>/сут, в 2022 году —  $8,6 \cdot 10^5$  м<sup>2</sup>/сут, и фактор перетекания — с 246 до 681 м. Коэффициент перетекания уменьшился с 0,008 до 0,001 1/сут.

Таблица 2

### Результаты определения параметров на рассматриваемом объекте

| Год<br>опытных<br>работ | Средние значения гидрогеологических параметров           |                                                         |                             |                                      |
|-------------------------|----------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------|-----------------------------|--------------------------------------|
|                         | Коэффициент<br>водопроницаемости,<br>м <sup>2</sup> /сут | Коэффициент<br>пьезопроводности,<br>м <sup>2</sup> /сут | Фактор<br>перетекания,<br>м | Коэффициент<br>перетекания,<br>1/сут |
| 2013                    | 475                                                      | $4,3 \cdot 10^5$                                        | 246                         | 0,008                                |
| 2020                    | 522                                                      | $5,4 \cdot 10^5$                                        | 386                         | 0,004                                |
| 2022                    | 591                                                      | $8,6 \cdot 10^5$                                        | 681                         | 0,001                                |

Такие изменения параметров свидетельствуют об улучшении состояния фильтрационной среды продуктивного пласта. Фильтрационные свойства перекрывающих отложений остались неизменными или несколько ухудшились, о чем свидетельствуют изменения значений таких параметров, как фактор перетекания и коэффициент перетекания. Увеличение значений коэффициентов водопроницаемости и пьезопроводности за время эксплуатации указывает на увеличение водопритоков в продуктивном пласте. Постоянная и продолжительная эксплуатация объекта формирует в фильтрационной среде пласта благоприятную ситуацию для увеличения потоков воды по сформировавшимся каналам в продуктивном горизонте (изменяется во времени состояние отложений эксплуатируемого водоносного горизонта).

В нашем случае эксплуатационный водоотбор водозабора перекрывается емкостными запасами водоносного горизонта, запасов достаточно, чтобы восполнить отбор, равный дебиту скважины, без привлечения дополнительного питания водоносного горизонта. Фильтрационные потоки формируются в границах продуктивного пласта. Длительное возмущение приводит к изменению состояния фильтрационной среды пласта.

## **Выводы**

Результаты проведенных исследований свидетельствуют о том, что продолжительная добыча подземных вод приводит к изменению фильтрационных свойств горных пород, слагающих разрез не только на крупных месторождениях подземных вод, но и на небольших водных объектах. Отличие состоит в том, что на крупных месторождениях пресных подземных вод степень гидродинамического возмущения (дебит эксплуатационной откачки) масштабнее, чем на автономных одиночных водозаборах. В связи с этим на крупных месторождениях изменение состояния фильтрационной среды происходит во всей толще эоцен-четвертичного комплекса. Состояние фильтрационной среды комплекса улучшается, что увеличивает степень восполняемости запасов пресных подземных вод, за счет инфильтрации метеогенных вод по образующим вертикальным каналам, формирование водопритоков происходит в условиях активизированного процесса перестройки фильтрующих каналов [6]. На небольших водных объектах продолжительная эксплуатация приводит к изменению фильтрационной среды продуктивного пласта, активизируется процесс перестройки фильтрующих каналов внутри пласта. Емкостные запасы полностью обеспечивают эксплуатационный дебит водозабора.

Таким образом, параметры, характеризующие фильтрационную среду месторождений и участков пресных подземных вод, изменяются со временем их эксплуатации, и динамика изменений параметров является индикатором ее состояния. Недропользователю при выполнении условий пользования недрами необходимо уделять особое внимание гидродинамическим исследованиям при проведении мониторинга подземных вод, по результатам которых определяются гидрогеологические параметры пласта.

## **Список источников**

1. Курчиков, А. Р. Изучение состояния фильтрационной среды эоцен-четвертичного гидрогеологического комплекса Западно-Сибирского мегабассейна / А. Р. Курчиков, В. И. Козырев. – Текст : непосредственный // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2015. – № 5. – С. 33–37.
2. Матусевич, В. М. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна / В. М. Матусевич, А. В. Рыльков, И. Н. Ушатинский. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2005. – 225 с. – Текст : непосредственный.
3. МIRONENKO, В. А. Теория и методы интерпретации опытно-фильтрационных работ / В. А. МIRONENKO, В. М. Шестаков. – Москва : Недра, 1978. – 325 с. – Текст : непосредственный.
4. БОРОВСКИЙ, Б. В. Методика определения параметров водоносных горизонтов по данным откачек / Б. В. БОРОВСКИЙ, Б. Г. САМСОНОВ, Л. С. ЯЗВИН. – Москва : Недра, 1973. – 303 с. – Текст : непосредственный.
5. ХАНТУШ, М. С. Анализ данных опытных откачек из скважин в водоносных горизонтах с перетеканием / М. С. Хантуш. – DOI 10.1029/TR037i006p00702. – Текст : непосредственный // Вопросы гидрогеологических расчетов : сборник статей. – Москва : Мир, 1964. – С. 27–42.



6. Резник, А. Д. Эксплуатационные запасы пресных подземных вод Тура-Тавдинского междуречья (Нижнетавдинский район) / А. Д. Резник, В. И. Козырев, Ю. К. Смоленцев. – Текст : непосредственный // Проблемы нефтегазовой гидрогеологии и инженерной геологии Западной Сибири : межвузовский сборник научных трудов. – Тюмень : ТюмГНГУ, 1994. – С. 89–97.

### References

1. Kurchikov, A. R., & Kozyrev, V. I. (2015). Study of filtration environment state of the Eocene-Quaternary hydrogeological complex of the Western-Siberian megabasin. Prospects for the leaching of metals in oil, (5), pp. 33-37. (In Russian).
2. Matusevich, V. M., Ryl'kov, A. V., & Ushatinskiy, I. N. (2005). Geoflyuidal'nye sistemy i problemy neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskogo megabasseyina. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 225 p. (In Russian).
3. Mironenko, V. A., & Shestakov, V. M. (1978). Teoriya i metody interpretatsii opytно-fil'tratsionnykh rabot. Moscow, Nedra Publ., 325 p. (In Russian).
4. Borevskiy, B. V., Samsonov, B. G., & Yazvin, L. S. (1973). Metodika opredeleniya parametrov vodonosnykh gorizontov po dannym otkachek. Moscow, Nedra Publ., 303 p. (In Russian).
5. Hantush, M. S. (1956). Analysis of data from pumping tests in leaky aquifers. Transactions, American Geophysical Union, 37(6), pp. 702-714. (In English). DOI: 10.1029/TR037i006p00702
6. Reznik, A. D., Kozyrev, V. I., & Smolentsev, Yu. K. (1994). Eksploatatsionnye zapasy presnykh podzemnykh vod Tura-Tavdinskogo mezhdurech'ya (Nizhnetavdinskiy rayon). Problemy neftegazovoy gidrogeologii i inzhenernoy geologii Zapadnoy Sibiri: mezhvuzovskiy sbornik nauchnykh trudov. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., pp. 89-97. (In Russian).

### Информация об авторах

**Козырев Владимир Иванович**, заведующий лабораторией, Тюменский индустриальный университет, научный сотрудник, Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень, kozyrev-v@mail.ru

**Бешенцев Владимир Анатольевич**, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

### Information about the authors

**Vladimir I. Kozyrev**, Head of Laboratory, Industrial University of Tyumen, Researcher, West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen, kozyrev-v@mail.ru

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

Статья поступила в редакцию 14.09.2022; одобрена после рецензирования 04.10.2022; принята к публикации 07.10.2022.

The article was submitted 14.09.2022; approved after reviewing 04.10.2022; accepted for publication 07.10.2022.

УДК 553.981.2

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-5-46-56

## **К вопросу о результатах бурения колонковой скважины 1-к в Звериноголовском районе Курганской области**

**Д. С. Леонтьев<sup>1\*</sup>, А. А. Арсеньев<sup>1, 2</sup>**

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

<sup>2</sup>Тюменский филиал ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Уральскому федеральному округу», Тюмень, Россия

\*leontevds@tyuiu.ru

**Аннотация.** В статье приведены результаты бурения колонковой скважины 1-к в Звериноголовском районе Курганской области, изучения кернового материала. Периодическое появление нефтяной пленки на реке Алабуге у ряда исследователей вызывало сомнения насчет того, что эта нефть мигрировала из недр. Некоторые ученые предполагали, что она могла попасть на реку в небольшом количестве случайно, например, была пролита при выполнении полевых работ аграриями. Для проверки и изучения нефтепроявлений по реке Алабуге в 1959 году были пробурены колонковые скважины 1-к и 2-к. Этими скважинами были пройдены покровные отложения мезокайнозоя и вскрыты породы фундамента, представленные красноцветами, предположительно пермо-триасового возраста. Это позволило в определенной степени изучить литологию и стратиграфию отложений, участвующих в строении района. Замеренные по керну скважины 1-к углы наклона красноцветных пород дали представление о степени их нарушенности. Фациально-литологические особенности этих пород, отсутствие в них фауны и флоры и другие признаки указывают на то, что образование красноцветных отложений происходило в континентальных условиях. Принципиально важное значение имеют обнаруженные в скважине 1-к признаки нефти пермо-триасовых пород. Эти нефтепроявления представляют интерес еще и потому, что они выявлены в районе, где наблюдались выходы нефти на поверхность.

**Ключевые слова:** Звериноголовский район, колонковая скважина, керн, Тургайский прогиб, Алабугская площадь

**Для цитирования:** Леонтьев, Д. С. К вопросу о результатах бурения колонковой скважины 1-к в Звериноголовском районе Курганской области / Д. С. Леонтьев, А. А. Арсеньев. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-5-46-56 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 5. – С. 46–56.

## **To the issue of the results of drilling a 1-k core well in Zverinogolovskoye district of Kurgan region**

**Dmitry S. Leontiev<sup>1\*</sup>, Alexey A. Arsenyev<sup>1, 2</sup>**

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

<sup>2</sup>Tyumen Branch of Federal State Institution "Territorial Fund of Geological Information in the Ural Federal District", Tyumen, Russia

\*leontevds@tyuiu.ru

**Abstract.** This article presents the results of drilling a 1-k core well in Zverinogolovskoye district of Kurgan region and the study of core material. A number of researchers have doubts about the fact that the reason of periodic appearance of an oil film on the Alabuga River was the migration of oil from the depths. Some people assumed that it could get to the river in a small amount by accident, for example, farmers spilled it during fieldwork. In 1959, 1-k and 2-k wells were drilled in order to check and study oil occurrences along the Alabuga River. Core wells 1-k and 2-k have traversed the cover deposits of the Meso-Cenozoic and have exposed the basement rocks represented by red flowers of presumably Permian-Triassic age. This made it possible to study the lithology and stratigraphy of the sediments, which were involved in the structure of the area. The angles of inclination of red-colored rocks measured by the core of the 1-k well give an idea of the degree of their disturbance. The facies-lithological features of these rocks, the absence of fauna and flora in them, and other signs indicate that the formation of red-colored deposits occurred under continental conditions. The signs of Permian-Triassic oil found in the 1-k well are of fundamental importance. These oil occurrences are also of interest in the fact that they were detected in the area, where oil was observed to the surface.

**Keywords:** Zverinogolovskoye district, core well, core, Turgai Trough, Alabuga square

**For citation:** Leontiev, D. S., & Arsenyev, A. A. (2022). To the issue of the results of drilling a 1-k core well in Zverinogolovskoye district of Kurgan region. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 46-56. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-5-46-56

## **Введение**

В работах [1, 2] отмечено, что на восточном склоне Урала, в северной части Тургайского прогиба и других окраинных районах Западно-Сибирской низменности<sup>1</sup> известны многочисленные проявления нефти, связанные с породами палеозоя и более молодыми (триас-юрскими) осадками, выполняющими впадины фундамента.

Наиболее значительное количество нефтепроявлений было зафиксировано в северной части Тургайского прогиба и вдоль восточного склона Урала, где породы палеозоя залегают на небольшой глубине или вовсе выходят на дневную поверхность.

Так, в районе железнодорожной станции Казанбасы Кустанайской области (Республика Казахстан) в 1953 году скв. 1-к Семиозерской площади были вскрыты темно-серые трещиноватые известняки нижнего карбона. В этих породах по трещинам содержалась жидкая нефть темно-коричневого цвета. Аналогичные нефтепроявления в карбонатных породах нижнекаменноугольного возраста были зафиксированы в скважинах 2, 6 и 8, пробуренных восточнее станции Казанбасы [3–7].

Крупное проявление нефти в палеозойских породах было установлено и в районе с. Новонежинка Кустанайской области, впоследствии позднее там было открыто Новонежинское месторождение.

Что касается исследуемого в статье Звериноголовского района, стоит отметить, что на протяжении многих лет различные исследователи

---

<sup>1</sup> Цитенко Н. В. Предварительный отчет о геологических исследованиях, произведенных летом 1938 г. в Звериноголовском районе Челябинской области, Звериноголовской регистрационно-поисковой партией Западно-Сибирского геологического управления. – 1938.

(В. Г. Чернышев, А. А. Ершов, Н. П. Туаев, А. П. Сигов и др.) наблюдали появление нефтяной пленки на поверхности воды по реке Алабуге вблизи деревни Беспалово. Другими исследователями, посетившими в различное время данный район, нефтепроявлений не наблюдалось. Это обстоятельство указывает на то, что нефть здесь появлялась периодически, по мере ее поступления из недр [1, 2].

В июле 2022 года мы посетили место, где ранее располагалась деревня Беспалово (рис. 1) вблизи р. Алабуги (рис. 2).



*Рис. 1. Поле, где ранее располагалась деревня Беспалово*



*Рис. 2. Река Алабуга (июль 2022 года)*

Периодическое появление нефтяной пленки у ряда исследователей вызывало сомнения насчет того, что эта нефть мигрировала из недр. Некоторые предполагали, что она могла попасть на реку в небольшом количестве случайно, например, была пролита при выполнении полевых работ аграриями [1, 8].

А. П. Сигов считал, что периодичность нефтепроявлений на р. Алабуге была обусловлена молодыми тектоническими движениями, наличие которых в данном районе он установил.

Для проверки и изучения нефтепроявлений по реке Алабуге в 1959 году были пробурены колонковые скважины 1-к и 2-к (рис. 3).



Рис. 3. Схематическое расположение скважин 1-к и 2-к

### **Объект и методы исследования**

Объектом исследований является скв. 1-к, пробуренная в Звериноголовском районе Курганской области, методы исследования — теоретические, а точнее, применение методов анализа, обобщения и выдвижения гипотез.

### **Результаты**

Скв. 1-к бурилась в период с 02.09.1959 по 28.10.1959, фактический забой ее составил 462,7 м; скв. 2-к бурилась с 17.11.1959 по 03.12.1959, фактический забой — 396,0 м.

Заложение скважин 1-к и 2-к было произведено точно по проекту. Глубина скважин проектировалась из того расчета, чтобы вскрыть породы фундамента не менее чем на 80 м.

Скважины были заложены в районе поверхностного нефтепроявления и бурились с целью изучения литологического состава, нефтеносности пород фундамента и платформенного чехла. Кроме того, ставилась задача по выяснению природы поверхностных проявлений нефти на р. Алабуге.

Проходка скважин осуществлялась буровой установкой УРБ-ЗАМ, промывка производилась грязевыми насосами 11-гр. Проходка производилась победитовыми коронками диаметром 92 мм, а в интервалах без отбора керна — трехшарошечными долотами диаметром 5 3/4" и 3 3/4".

Конструкция скважин была простой. В скв. 2-к спускалось только 6" направление (8,5 м). Скв. 1-к закреплена шестидюймовыми трубами (с цементажем) до глубины 36,7 м. Кроме того, для испытания скважины на глубину 255 м была спущена колонна труб диаметром 108 мм, которая зацементирована до устья. Скважины вскрыли красноцветные породы пермо-триаса, которые содержали в себе включения нефти, но не в значительном количестве.

Скв. 1-к, заложенная непосредственно на участке, где наблюдалось проявление нефти, на глубине 302 м вскрыла толщу пород пермо-триасового возраста. В аргиллитах из интервала 494,7–460,25 м по трещинам наблюдалось значительное количество включений нефти, которая давала выпоты на поверхность керна.

Ниже и выше указанной глубины видимых простым глазом проявлений нефти не фиксировалось, но под люминескопом породы из интервала 397–458 м по трещинам имеют яркое, характерное для нефти желто-бурое свечение.

Описание керна в интервале глубин 450,1–460,25 м представлено на рисунке 4.

Таким образом, в результате бурения скв. 1-к была доказана нефтеносность палеозойских пород и тем самым были разрушены сомнения относительно проявлений нефти на реке Алабуге.



|                                                            |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
|------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>Инт. 450,1-<br/>454,7 м<br/>в.к. - 3,0 м<br/>65,2%</p>  | <p>2,5 м – Аргиллит буровато-серый, плотный, крепкий, известковистые, включения в нем почти отсутствуют, только отмечаются редкие тонкие прожилки кальцита. Порода имеет слабо выраженную полосчатость, кремниста. Обр. 111 /1,1 м от верха/.</p> <p>0,5 м – Сильно трещиноватый аргиллит, по трещинам кальцит.</p>       |
| <p>Инт. 454,7-<br/>460,25 м<br/>в.к. - 1,2 м<br/>21,7%</p> | <p>0,5 м – Аргиллит буровато-серого цвета, аналогичный вышеописанному. Местами же аргиллит приобретает зеленовато-бурое окрашивание. Кальцит пропитан битумом в трещинах под углом 45° к оси керна.</p> <p>Алеврит сильно известковистый, местами переходящий в известняк мраморизованный. Обр. 112 /0,8 м от верха/.</p> |

Рис. 4. Описание керн в интервале глубин 450,1–460,25 м<sup>2</sup>

Фотография скв. 1-к по состоянию на июль 2022 года представлена на рисунке 5.



Рис. 5. Устье скважины 1-к

<sup>2</sup> Нагаев Н. А., Дядюк Н. П., Ишмаев А. П. Отчет о результатах структурно-поискового бурения на р. Верхней Алабуге в р-не д. Беспалово и в р-не д. Криволапово Звериноголовского (Усть-Уйского) района Курганской области / ТКГРЭ. – Тюмень, 1962. – 283 с.



По данным люминесцентного анализа, содержание хлороформенного битума в породах пермо-триаса, вскрытых скважиной, в целом невысокое — менее одной тысячной процента. Только в отдельных интервалах концентрация битума (нефти) повышается до 0,02–0,04 %. Наиболее высокое содержание битума (нефти) — 0,8 % установлено в песчаниках из интервала 294,65–299,95 м.

В скважинах 1-к и 2-к в процессе бурения производился отбор керна, так, из скв. 1-к проходка с отбором керна составила 396,3 м, поднято керна 224 м; из скв. 2-к проходка с отбором керна составила 62,8 м, поднято керна 30,2 м. Однако в процессе бурения в скв. 2-к на глубине 429 м произошел обрыв инструмента, голова обрыва установлена на глубине 294 м. Аварию ликвидировать не удалось, в результате чего часть разреза осталась непрокаротированной. Информация об отборе керна представлена в таблице.

#### ***Информация об отборе керна***

| Номер скважины | Глубина скважины, м | Проходка с отбором керна, м | Поднято керна | Средний вынос керна | Выход керна, в % от общего метража скважины |
|----------------|---------------------|-----------------------------|---------------|---------------------|---------------------------------------------|
| 1-к            | 462,7               | 396,3                       | 224           | 56,5                | 48,5                                        |
| 2-к            | 396                 | 62,8                        | 30,2          | 48                  | 7,5                                         |

Как видно из приведенных цифр, хороший отбор керна произведен только в скв. 1-к. В скв. 2-к керна отбиралось немного из-за того, что она расположена близко от скв. 1-к и вскрыла сходный геологический разрез.

Испытание колонны в скв. 1-к на герметичность было произведено методом опрессовки под давлением 40 атм. За тридцать минут давление понизилось на 3 атм. Колонна была признана герметичной. Выбор объектов для испытания производился на основании комплексного анализа электрокаротажных данных и кернавого материала.

После разбуривания цементного стакана скважина стала переливать водой. Дебит воды составил 2,4 м<sup>3</sup>/сут. При понижении уровня жидкости в скважине на 20 м дебит воды при переливе увеличился до 4,5 м<sup>3</sup>/сут. Постоянство пластовой воды достигнуто при содержании иона хлора 1 907,5 мг/л. Давление на устье скважины составило 1,35 атм. Выделения свободного газа не наблюдалось.

Полученная при испытании первого объекта пластовая вода слабосоленая на вкус, прозрачная, бесцветная и без запаха. Растворенный в пластовых водах газ состоял почти из азота с небольшой примесью горючих газов и углекислоты.

Перед испытанием второго объекта в обсадной колонне был поставлен цементный мост на глубине 225–250 м.

Испытание моста на герметичность было произведено опрессовкой под давлением в 40 атм.

За 30 минут давление снизилось на 2 атм, мост был признан герметичным. Вскрытие второго объекта в интервале 212–216 м производилось прострелом колонны перфоратором ППЗ-65. Прострел колонны производился из расчета 9 отверстий на 1 погонный метр. Всего было прострелено 36 отверстий. После перфорации скважина начала переливать водой дебитом 1,2 м<sup>3</sup>/сут.

Для возбуждения горизонта уровень воды в скважине был снижен тартанием до глубины 40 м. В результате этого приток воды увеличился до 2,36 м<sup>3</sup>/сут. Постоянство пластовой воды было достигнуто при содержании иона хлора 1 837 мг/л. Установившееся давление на устье скважины составляло 0,4 атм. Выделения свободного газа при испытании второго объекта не наблюдалось.

Газ, растворенный в пластовых водах второго объекта, имел азотный состав с небольшой примесью горючих газов (0,25 %) и углекислоты (3,82 %).

### **Выводы**

Основные результаты колонкового бурения, выполненного на Алабугской площади, следующие.

Колонковыми скважинами 1-к и 2-к пройдены покровные отложения мезокайнозоя и вскрыты породы фундамента, представленные красноцветами, предположительно пермо-триасового возраста. Это позволило в определенной степени изучить литологию и стратиграфию отложений, участвующих в строении района. Замеренные по керну скв. 1-к углы наклона красноцветных пород дают представление о степени их нарушенности.

Фациально-литологические особенности этих пород, отсутствие в них фауны и флоры и другие признаки указывают на то, что образование красноцветных отложений происходило в континентальных условиях.

Принципиально важное значение имеют обнаруженные в скв. 1-к признаки нефти пермо-триасовых пород. Эти нефтепроявления представляют интерес еще и в том отношении, что они выявлены в районе, где наблюдались выходы нефти на поверхность.

В результате испытания скв. 1-к из пермо-триасовых и нижнемеловых отложений были получены небольшие притоки слабоминерализованной воды. Дебиты воды в скважине не превышали 4,5 м<sup>3</sup>/сут. Свободный газ в процессе опробования скважины не выделялся. Растворенный в подземных водах газ состоит из азота с небольшой примесью горючих газов и углекислоты.

В интервале 255–462 м (первый объект) открытым забоем совместно опробованы пермо-триасовые красноцветы и отложения коры выветривания, а выше на глубине 212–216 м (нижняя пачка березовской свиты) ис-

пытан еще один объект — второй. Вскрытие второго объекта производилось перфорацией.

Из промыслово-геофизических исследований во всех скважинах выполнялся электрокаротаж и радиоактивный каротаж. Как уже отмечалось, из-за аварии осталась непрокаротированной нижняя часть разреза скв. 2-к.

В скв. 1-к было испытано 2 интервала: 255–462,7 и 212–216 м, в обоих интервалах были получены притоки воды 4,5 и 2,4 м<sup>3</sup>/сут соответственно. Растворенный газ азотного состава — 96–98 %, остальное — метан до 0,5 % и углекислота до 4 %. На глубине 16–67 м (люлинворская свита эоценового возраста) был встречен водонасыщенный пласт, суточный дебит которого при бурении скважины составил до 500 м<sup>3</sup>/сут.

В скв. 1-к также помимо стандартного электрокаротажа производилось боковое каротажное зондирование. Замер кривизны ствола в скважинах не производился.

Таким образом, перспективы для возобновления поисковых работ в Звериноголовском районе имеются. Вероятнее всего, залежи нефти/газа могут быть обнаружены в палеозойском комплексе в различных условиях:

- тектонически сильно нарушенные зоны, связанные с глубинными разломами в фундаменте;
- зоны развития карстов в карбонатных отложениях;
- антиклинальные складки и другие положительные структуры, в разрезе которых имеются удовлетворительные или хорошие пористые коллектора.

Исходя из указанной выше перспективной оценки палеозойских пород Звериноголовского района, а также учитывая слабую его изученность и сложность задачи по поискам залежей углеводородов, мы предлагаем пробурить на реке Алабуге в месте бывшего местонахождения д. Беспалово скважину глубиной 2 500–3 000 м, задачей которой будет являться вскрытие на большую глубину осадочных отложений верхнего и среднего палеозоя с целью изучения литологического состава, структурных особенностей, нефтеносности и коллекторских свойств пород.

Выбор места заложения скважины обусловлен благоприятным, по общим геологическим предпосылкам, положением района и наличием проявлений нефти.

*Статья подготовлена в рамках технологического проекта «Цифровой керн», реализуемого в Западно-Сибирском межрегиональном научно-образовательном центре мирового уровня.*

#### **Список источников**

1. Туаев, Н. П. О нефтеносности Звериноголовского района в Челябинской области / Н. П. Туаев. — Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. — 1937. — № 11. — С. 66–67.

2. Нефть и газ Курганской области / А. А. Арсеньев, Д. С. Леонтьев, М. Д. Заватский, В. В. Салтыков. – DOI 10.31660/0445-0108-2021-2-9-24. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2021. – № 2. – С. 9–24.
3. Арсеньев, А. А. Нефтегазопроявления глубоких скважин Курганской области / А. А. Арсеньев, С. Ф. Мулявин. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-2-7-16. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 2. – С. 7–16.
4. Стратегический потенциал Курганской области : монография / В. М. Александров, А. А. Арсеньев, Н. Н. Закиров [и др.] ; под редакцией Н. Н. Закирова, В. В. Салтыкова ; Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2020. – 330 с. – (University). – Текст : непосредственный.
5. Анализ и перспективы поисково-разведочных работ на нефть и газ в Курганской области : монография / А. А. Арсеньев, В. М. Александров, А. Ю. Белоносов [и др.] ; под редакцией А. Р. Курчикова ; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2019. – 265 с. – Текст : непосредственный.
6. Арсеньев, А. А. Нефтегазоносность Курганской области, перспективы и факты / А. А. Арсеньев, Д. С. Леонтьев, В. В. Салтыков. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы науки и техники — 2019 : сборник статей и докладов на XII Международной научно-практической конференции молодых ученых (Уфа, 1 июня 2019 г.) : в 2 т. Том 1. – Уфа : УГНТУ, 2019. – С. 77–79.
7. Арсеньев, А. А. История изучения юга Западно-Сибирской нефтегазонадной провинции и Зауралья / А. А. Арсеньев, С. Ф. Мулявин. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-1-8-18. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 1. – С. 8–18.
8. Оборин, А. А. Газобиохимические исследования подземных вод и керн на территории Курганской области с целью разработки рационального комплекса прямых геохимических методов поисков нефтяных месторождений / А. А. Оборин, М. А. Шишкин, Н. А. Бачурин. – Новосибирск : ПГО Новосибирск-геология, 1982. – Текст : непосредственный.

### **References**

1. Tuae, N. P. (1937). O neftenosnosti Zverinogolovskogo rayona v Chelyabinskoy oblasti. Neftyanoe khozyaystvo, (11), pp. 66-67. (In Russian).
2. Arsenyev, A. A., Leontiev, D. S., Zavatsky, M. D., & Saltykov, V. V. (2021). Oil and gas in Kurgan region. Oil and Gas Studies, (2), pp. 9-24. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2021-2-9-24
3. Arsenyev, A. A., & Mulyavin, S. F. (2019). Showing of oil and gas in deep wells in the territory of Kurgan region. Oil and Gas Studies, (2), pp. 7-16. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-2-7-16
4. Aleksandrov, V. M., Arsenyev, A. A., Zakirov, N. N., Mulyavin, S. F., & Solodovnikov, A. Yu. (2020). Strategicheskii potentsial Kurganskoy oblasti. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 330 p. (In Russian).

5. Arsenyev, A. A., Aleksandrov, V. M., Belonosov, A. Yu., Zakirov, N. N., Mamyashev, V. G., Mulyavin, S. F.,... Yagafarov, A. K. (2019). Analiz i perspektivy poiskovo-razvedochnykh rabot na neft' i gaz v Kurganskoy oblasti. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 265 p. (In Russian).
6. Arsenyev, A. A., Leontiev, D. S., & Saltykov, V. V. (2019). Neftegazonosnost' Kurganskoy oblasti, perspektivy i fakty. Aktual'nye problemy nauki i tekhniki - 2019: sbornik statey i dokladov na XII Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii molodykh uchenykh. (Ufa, June, 1, 2019): v 2 tomakh. Tom 1. Ufa, Ufa State Petroleum Technological University Publ., pp. 77-79. (In Russian).
7. Arsenyev, A. A., & Mulyavin, S. F. (2020). History of studying the south of the West Siberian oil and gas province and the Trans-Urals. Oil and Gas Studies, (1), pp. 8-18. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-1-8-18
8. Oborin, A. A., Shishkin, M. A., & Bachurin, N. A. (1982). Gazobio-khimicheskie issledovaniya podzemnykh vod i kerna na territorii Kurganskoy oblasti s tsel'yu razrabotki ratsional'nogo kompleksa pryamykh geokhimicheskikh metodov poiskov neftnykh mestorozhdeniy. Novosibirsk, PGO Novosibirskgeologiya Publ. (In Russian).

#### **Информация об авторах**

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

**Арсеньев Алексей Аркадьевич**, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, заместитель начальника отдела первичной геологической информации, эксперт, Тюменский филиал ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Уральскому федеральному округу», г. Тюмень

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

**Dmitry S. Leontiev**, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, leontevds@tyuiu.ru

**Alexey A. Arsenyev**, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, Deputy Head of the Department of Primary Geological Information, Expert, Tyumen Branch of Federal State Institution "Territorial Fund of Geological Information in the Ural Federal District"

Статья поступила в редакцию 31.05.2022; одобрена после рецензирования 12.07.2022; принята к публикации 26.08.2022.

The article was submitted 31.05.2022; approved after reviewing 12.07.2022; accepted for publication 26.08.2022.

УДК 550.822; 622.24

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-5-57-74

## **Роль абшеронской фации в формировании продуктивной толщи в Южно-Каспийском бассейне**

**М. Г. Юсифов**

*Институт нефти и газа Национальной Академии наук Азербайджана, Баку,  
Азербайджанская Республика  
yusifovmehman\_1954@mail.ru*

**Аннотация.** В нефтепромысловой практике литолого-фациальный критерий очень часто является определяющим для формирования залежей жидких и газообразных углеводородов. Абшеронский литолого-фациальный тип осадков (абшеронская фация), обогащенный кварцевым материалом, составляет коллекторы горизонтов всех крупных месторождений нефти и газа в Южно-Каспийском бассейне (ЮКБ). Генезис абшеронской фации тесно связан с генезисом продуктивной толщи (ПТ), по обоим вопросам до настоящего времени нет единого мнения. Бесспорным является то, что ПТ и абшеронская фация сформировались в условиях замкнутого материкового бассейна, возникшего в результате орогенной перестройки районов, окружающих Каспий, прогибанием его дна и последовавшей за этим понтической регрессией моря. В результате перестройки гидрографической системы юга Русской платформы многие палеореки, протекая по вновь сформированной суше, стали впадать и сносить в ЮКБ огромное количество воды и осадков. Началось отложение ПТ и абшеронской фации. Наибольшая роль в приносе обогащенного кварцем песчаного материала принадлежала Палеоволге, образовавшей вместе с другими палеореками на севере ЮКБ обширную окраинную дельту, из которой осадки сносились далеко на юг, запад и восток.

**Ключевые слова:** Южно-Каспийский бассейн, продуктивная толща, абшеронская фация, кварцевый материал

**Для цитирования:** Юсифов, М. Г. Роль абшеронской фации в формировании продуктивной толщи в Южно-Каспийском бассейне / М. Г. Юсифов. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-5-57-74 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 5. – С. 57–74.

## **The role of the Absheron facies in the formation of the productive strata in the South Caspian Basin**

**Mehman G. Yusifov**

*Institute of Oil and Gas of Azerbaijan National Academy of Sciences, Baku, the Republic  
of Azerbaijan  
yusifovmehman\_1954@mail.ru*

**Abstract.** In oilfield practice, the lithofacies criterion is very often decisive for the formation of deposits of liquid and gaseous hydrocarbons. The Absheron lithofacies type of sediments (Absheron facies), enriched in quartz material, composes the reservoirs of the horizons of all large oil and gas fields in the South Caspian Basin. The genesis of the Absheron facies is closely related to the genesis of the productive stratum, there is no consensus on both issues to date. It is indisputable that the productive stratum and the Absheron facies were formed in the conditions of a closed continental basin, which arose as a result of the orogenic restructuring of the areas surrounding the Caspian Sea, the bowing of its bottom and the subsequent Pontian regression of the sea. As a result of the restructuring of the hydrographic system in the south of the Russian Platform, many paleorivers, flowing along the newly formed land, began to flow and carry a huge amount of water and precipitation into the South Caspian Basin. Deposition of the productive stratum and Absheron facies began. The greatest role in the supply of quartz-enriched sandy material belonged to the Paleovolga, which, together with other paleorivers in the north of the South Caspian Basin, formed an extensive marginal delta, from which sediments were transported far to the south, west, and east.

**Keywords:** the South Caspian Basin, productive stratum, Absheron facies, quartz material

**For citation:** Yusifov, M. G. (2022). The role of the Absheron facies in the formation of the productive strata in the South Caspian Basin. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 57-74. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-5-57-74

## **Введение**

Важнейшим фактором при формировании месторождений углеводородов является литофациальный состав пород, от которого зависят фильтрационно-емкостные параметры коллекторов нефти и газа. В нефтепоисковой практике этот критерий очень часто является определяющим. Например, отсутствие залежей углеводородов в подкирмакинской свите (ПК) на месторождениях Сангачал-Дуваный-дениз-Хара-Зире адасы некоторые исследователи обосновано связывают с неблагоприятными литолого-фациальными факторами.

Для продуктивной толщи (ПТ), слагающей подводный разрез структур Южно-Каспийского бассейна (ЮКБ) и прилегающих к западному борту бассейна участков суши, в зависимости от литофациального состава и состава минералогических ассоциаций выделяют в основном три различных типа осадков: абшеронский, гобустан-прикуринский и Южно-Каспийский [1].

Абшеронская фация характеризуется следующими основными признаками: 1) высоким содержанием в легкой фракции (до 95 %) терригенного кварца, подчиненным содержанием полевых шпатов и обломков различных пород; 2) незначительным содержанием тяжелой фракции, представленной рудными минералами с ассоциацией минералов циркон-рутил-турмалин и парагенетической ассоциацией минералов дистен-ставролит-ильменит.

Типичными чертами минералогического состава отложений продуктивной толщи является высокое содержание кварца, достигающее до 95 %. В значительно меньшем количестве имеют место полевые шпаты (макси-



мально до 20 %) и обломки пород (до 10 %). В тяжелой фракции характерно присутствие дистена, ставролита, ильменита [2].

Основными районами распространения гобустано-прикуринского типа осадков являются Гобустан и Прикуринская низменность. Встречается этот тип осадков и на Бакинском архипелаге, главным образом в отложениях сураханской, сабунчинской и верхней части балаханской свит на месторождениях северо-западной части архипелага (месторождения Сангачал-Дуванний-дениз-Хара-Зире адасы, Хара-Зире-дениз, 8 Марта, Алят-дениз, Гарасу), а также на юго-западных и южных структурах Бяндован-дениз, Аташкях, Кюрдашы, Ширван-дениз, Мугань-дениз, Инам и др.

Отличительные признаки этого типа осадков: 1) обломки выветренных эффузивных пород, которые являются главными породообразующими компонентами; 2) минеральный состав легкой фракции представлен кварцем и полевыми шпатами, содержание которых не превышает 15 %; 3) тяжелая фракция играет значительную роль; минералогически она представлена ассоциацией пироксенов (авгит-диопсид), роговой обманкой, эпидотом и слюдой; значительно содержание циркона, рутила, турмалина и полное отсутствие ассоциации минералов дистен-ставролит-силлиманит [3].

Южно-Каспийский тип осадков слагает в основном разрезы структур, расположенных на крайнем юге Бакинского архипелага. Этот литофациальный тип осадков имеет следующие отличительные признаки: 1) основным породообразующим компонентом являются обломки свежих эффузивных пород, с содержанием кварца, не превышающим 30 %; 2) минеральный состав тяжелой фракции преобладает над легкой и представлен цирконом, турмалином, альмандином, слюдой и пиритом; 3) терригенные компоненты слабо окатаны; 4) наблюдается присутствие вулканического стекла [4].

Особого внимания заслуживает абшеронская фация, к которой приурочены богатейшие месторождения нефти и газа в Азербайджанском секторе ЮКБ, тогда как в областях распространения остальных литолого-фациальных типов осадков углеводороды содержатся в ограниченном количестве, либо в настоящее время вообще не обнаружены.

В пределах ЮКБ в настоящее время геофизическими методами выявлено около 100 структур, еще не охваченных разведочным бурением. Правильное выделение областей развития абшеронской фации имеет важное значение для выбора направления дальнейших поисковых работ.

Необходимо отметить, что в настоящее время нет единого представления о генезисе абшеронской фации, хотя дискуссия по этой проблеме продолжается уже более 100 лет.

Генезис абшеронской фации находится в тесной взаимосвязи с генезисом ПТ. На Абшеронском полуострове зародилась наука о нефти, и, естественно, в то время абшеронская фация, слагающая разрезы нефтяных месторождений полуострова, ассоциировалась со всей ПТ. Однако очень скоро изучение обломочного материала продуктивной толщи ЮКБ

позволило даже в пределах небольшой части бассейна выделить несколько терригенно-минеральных фаций, свидетельствующих о разных источниках питания, принимавших участие в формировании того или иного литофациального типа осадков.

На первоначальном этапе выдвижения научно обоснованных гипотез о генезисе ПТ Каспийского моря (конец XIX и начало XX веков) дискуссия шла между сторонниками морской и континентальной гипотез. По мере накопления фактического геологического материала по Каспийскому морю утвердилось современное представление о накоплении осадков ПТ в условиях замкнутого материкового бассейна, выдвинутое М. В. Абрамовичем (1921) и М. Ф. Мирчинком (1926) и развитое в трудах таких ученых, как И. М. Губкин (1934), В. В. Вебер (1945), А. Г. Алиев (1947), А. Д. Султанов (1949), В. Е. Хаин (1950), В. А. Горин (1951), И. И. Потапов (1954), И. С. Мустафаев (1958), А. Л. Путкарадзе (1958), А. А. Ализаде (1960), Э. Н. Алиханов (1964), А. С. Туаев (1967).

Почти одновременно с морской и континентальными гипотезами К. П. Калицкий (1922) выдвинул дельтовую гипотезу о происхождении ПТ. Он считал, что отложение ПТ началось в понтическое время и продолжалось до акчагыльского времени, пока трансгрессия акчагыльского моря не прекратила дельтообразование. При этом он делит ПТ на две части, из которых нижняя часть своим происхождением обязана деятельности Палеоволги, а верхняя — Палеокуры.

С. А. Ковалевский (1927) также придерживался дельтовой гипотезы генезиса ПТ, отводя главную роль в переносе осадков мощной водной артерии, существовавшей на месте теперешней Куры.

Настоящим «отцом» дельтовой гипотезы явился В. П. Батулин (1931), литологические исследования которого позволили ему сделать вывод о дельтовом происхождении ПТ. Он указывал, что берег Каспия, находившийся некогда на севере, в результате подъема больших участков суши передвигался к югу, где впоследствии образовалось озеро-море. По возникшей суше протекала полноводная Палеоволга, дельта которой располагалась в области Абшеронского полуострова. Палеоволга сносила в небольшой по размерам бассейн огромное количество осадочного материала древнего возраста с Фино-Скандинавского щита.

Гипотеза о дельтовом происхождении ПТ нашла много сторонников, но и противников.

Так, И. И. Потапов (1954), подтверждая северное происхождение терригенного материала абшеронской фации ПТ, считал, что кварцевый песок сносился не с Фино-Скандинавии, а с Русской платформы.

Не отвергали взглядов В. П. Батулина такие крупные ученые-геологи, как Ш. Ф. Мехтиев (1969), А. А. Ализаде (1969), А. А. Путкарадзе (1969), Э. Н. Алиханов (1978) и др., признавая участие Палеоволги в процессе формирования ПТ наряду с окружающими Каспий горными сооружениями Большого и Малого Кавказа.

Другая группа исследователей, которую представляли также крупные ученые-геологи Е. В. Хаин (1949), А. Г. Алиев (1949), В. А. Горин (1951), отстаивала гипотезу о Среднекаспийской суше как основном источнике сноса материала для образования абшеронской фации ПТ.

Кроме того, А. С. Туаев обнаружил в низах разреза ПТ Бакинского архипелага отложения, близкие по своему возрасту и минералогическому составу к фации нижней части ПТ Абшеронского полуострова, что свидетельствует о единой для обоих регионов области сноса терригенного материала [5].

Э. Н. Алиханов (1978) на основании литолого-фациальных исследований пришел к выводу, что мощная Палеоволга в период накопления осадков ПТ, особенно ее нижних отделов, впадала в Южно-Каспийский бассейн в районе месторождения Нефть Дашлары, а терригенный материал сносился далеко на юг [5].

А. Н. Гаджиев и Ф. Г. Рагимханов в статье [6] изложили результаты сейсмических исследований, позволившие впервые на современной акватории Среднего Каспия проследить палеодолину Волги длиной более 200 км. Долина Палеоволги четко выражена в интервале глубин 1,5–2 км, шириной 20 км и глубиной 600 м, заполненная терригенными образованиями плиоценового возраста, что подтвердило гипотезу В. П. Батурина.

Из современных публикаций наибольший интерес представляют статьи [6–8], в которых однозначно сделан вывод о значительной роли Палеоволги в происхождении ПТ, и в том числе абшеронской фации.

#### **Объект и методы исследования**

Таким образом, из обзора работ исследователей предыдущих лет и дискуссий, развернувшихся в последние годы на страницах журнала АНХ, следует, что не все исследователи разделяют мнение о дельтовом происхождении ПТ, и в том числе абшеронской фации, хотя имеются убедительные факты (литологические, минералогические и др.). Как было сказано выше, коллекторы месторождений нефти и газа, сложенные абшеронской фацией, содержат основные запасы углеводородов, и недооценка фактора фаций может привести к выбору неправильной стратегии поисково-разведочных работ. Следовательно, имеется необходимость еще раз затронуть этот вопрос, чему посвящена данная статья.

Анализ литофациального состава и состава минералогических ассоциаций пород позволяет нам предложить генетическую модель ПТ Бакинского и Абшеронского архипелагов в целом и абшеронской фации в частности. В основу предлагаемой модели положена упомянутая выше гипотеза К. П. Калицкого. Анализ вещественного состава фаций ПТ и палеогеологическая обстановка позволяют сделать вывод, что процесс формирования толщи протекал в 3 этапа, обусловленных различными условиями осадконакопления. Эти этапы в широком смысле совпадают с тремя крупными ритмами осадконакопления ПТ, выделенными Ш. Ф. Мехтиевым [9]:

- этап 1 — от кровли понтического яруса до подошвы подкирмакинской песчанистой свиты (Н КП);
- этап 2 — от подошвы НКП до кровли свиты «перерыва» (СП);
- этап 3 — от кровли СП до подошвы акчагыльского яруса.

Первому этапу предшествовала сложная тектоническая перестройка районов, окружающих Каспийское море. В понтическое время продолжалась регрессия моря, которая началась еще в сарматском периоде. На западе продолжалось активное воздымание Большого Кавказа и областей суши, окружающих Каспий, что привело к изоляции от Черного моря. В конце понтического века регрессия достигла своего максимума. В связи с подъемом участков суши, окружающих Каспий, к концу понтического времени произошло погружение морского дна [10]. Морские участки Северного и Среднего Каспия превратились в обширную сушу, а площадь моря уменьшилась до размеров современного Южного Каспия. Сильное понижение уровня бассейна привело к падению уровня (базиса) эрозии на 1,5 км ниже уровня Мирового океана. В результате перестройки гидрографической системы юга Русской платформы многие реки, в том числе Палеоволга, начали впадать в ЮКБ. Началось осадконакопление ПТ, где роль Палеоволги была наиболее значительной. Протекая по возникшей суше, она прорезала в горных породах каньон глубиной 600 м и шириной 20 км [6–8]. Впадающая в ЮКБ в районе Нефт Дашлары Палеоволга была значительно многоводнее, и размеры ее дельты намного превосходили дельту современной Волги (дельта современной Волги занимает площадь 13 370 км<sup>2</sup>, ее ширина — 200 км) [5].

#### **Экспериментальная часть**

Впадая в небольшой по объему, но постоянно погружающийся бассейн, Палеоволга и другие палеореки, образовав совместную дельту, приносили с Русской платформы огромное количество терригенного материала, обогащенного кварцем с парагенетической ассоциацией минералов дистен-ставролит-силлиманит. В дальнейшем этот материал сносился в северные, северо-западный, северо-восточный районы шельфа и прилегающие южные, более погруженные участки ЮКБ (рис. 1–5). Одной из особенностей строения осадочной толщи ЮКБ, по данным геоакустического профилирования, является наличие клиноформ, связанных с древними дельтами западного и восточного шельфов [10].

На западном шельфе бассейна палеореки Кура и Пирсагат и др. через общую дельту поставляли в ЮКБ принесенный с Большого и Малого Кавказа мелкозернистый обломочный материал, представленный в основном выветренными эффузивами с включениями характерных для Кавказа слюдистых минеральных ассоциаций.

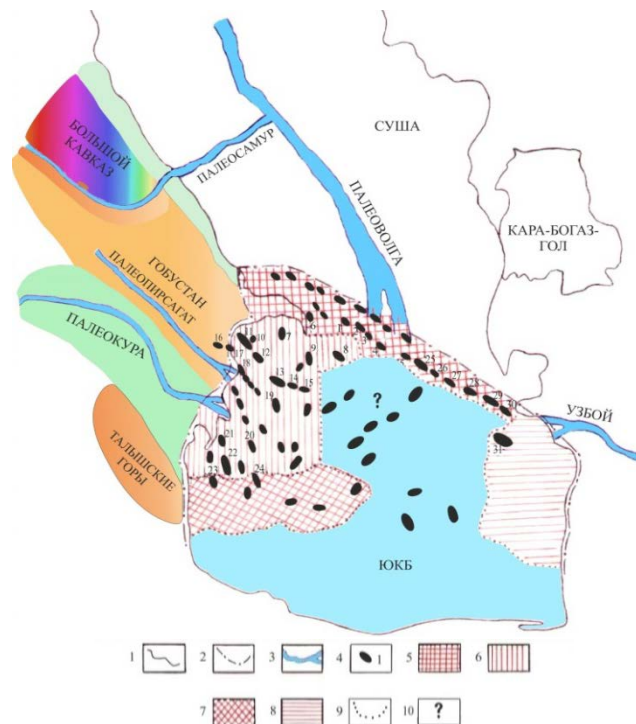


Рис. 1. Палеогеографическая схема по кровле КаС: 1 — современная береговая линия Каспийского моря; 2 — палеобереговая линия ЮКБ; 3 — палеореки; 4 — антиклинальные структуры; 5 — абшеронская фация; 6 — гобустан-прикуринская фация; 7 — Южно-Каспийская фация; 8 — красноцветная фация; 9 — межфациальные границы; 10 — нет данных о фациях

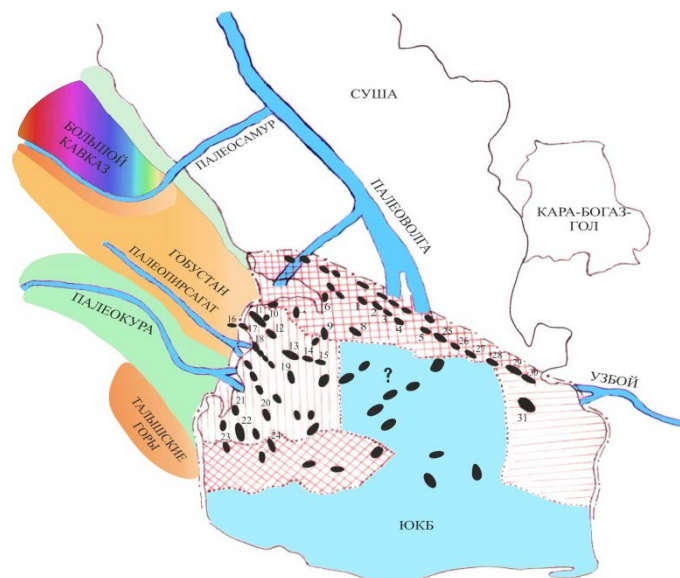


Рис. 2. Палеогеографическая схема по кровле ПК свиты

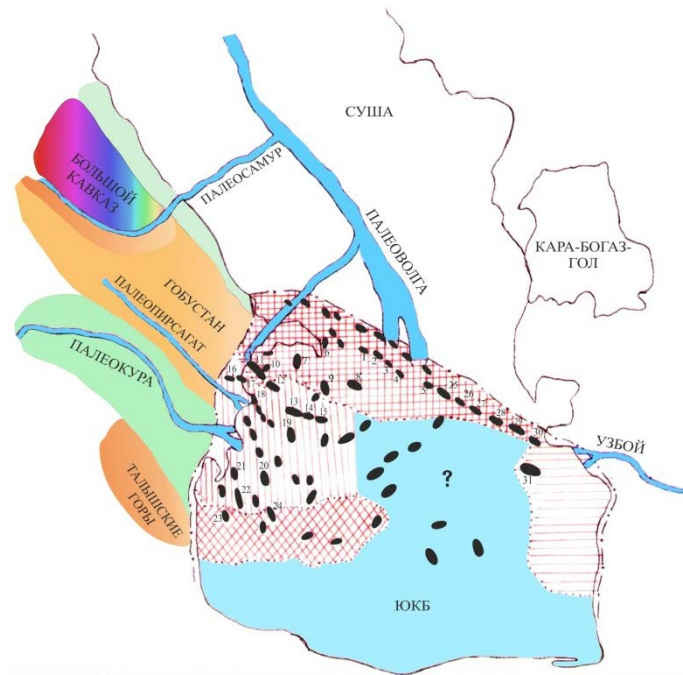


Рис. 3. Палеогеографическая схема по кровле НКП свиты

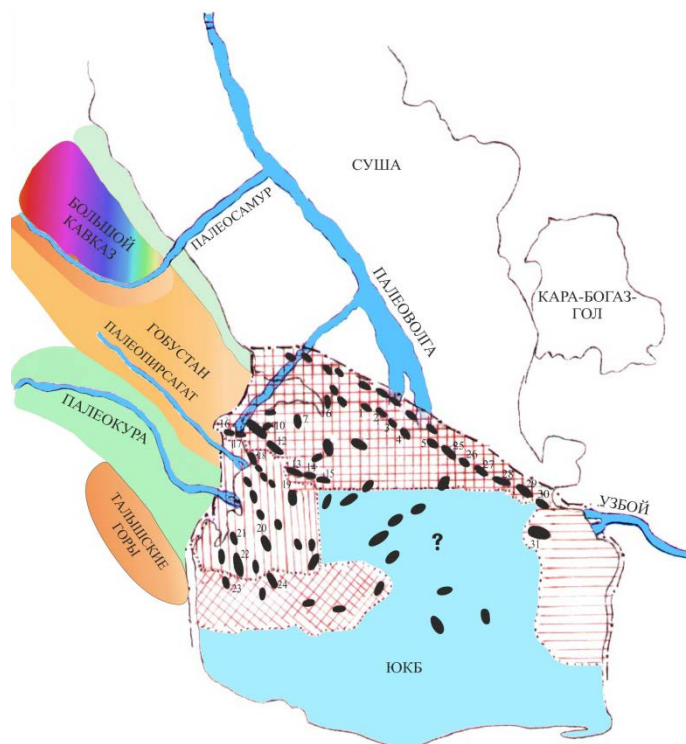


Рис. 4. Палеогеографическая схема по кровле свиты «перерыва»

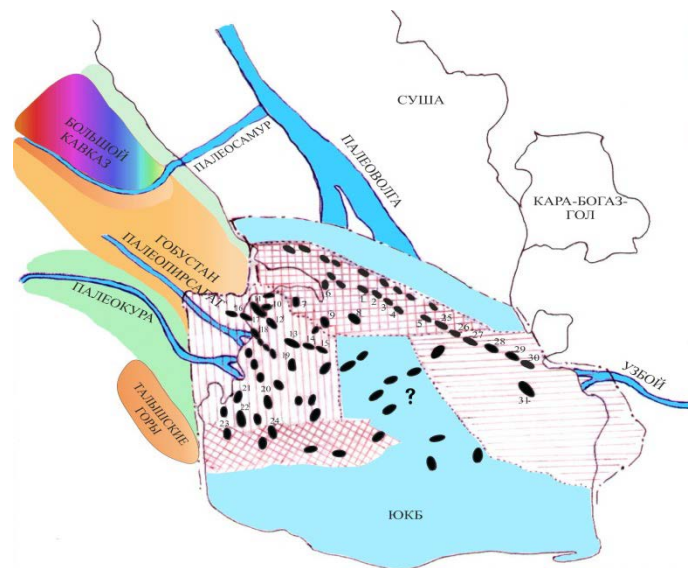


Рис. 5. Палеогеографическая схема по кровле балаханской свиты

Как уже отмечалось, С. А. Ковалевский (1927) отводил главную роль в снабжении осадочным материалом при формировании ПТ именно мощной водной артерии, существовавшей на месте теперешней Куры. Мы придерживаемся мнения, что влияние рек западного шельфа распространялось не на весь ЮКБ, а только на часть Бакинского архипелага, особенно на северо-западный, юго-западный районы и часть погруженной зоны архипелага. В этих районах сносимые западными палеореками осадки, представленные гобустанско-прикуринской фацией, слагают нижний отдел ПТ (КаС, ПК, КС, НКГ), а также верхи балаханских отложений, сабунчинскую и сураханскую свиты.

На восточном берегу Каспия, в пределах Туркменского шельфа и в прилегающей части открытого моря, широко развита красноцветная толща (КТ), которая стратиграфически является аналогом ПТ [4]. Почти все исследователи считают, что обе свиты являются следствием отложения их в едином бассейне осадконакопления.

Что касается вопроса о степени участия Палеоволги в осадконакоплении КТ, то из-за отсутствия фактических данных о минеральном составе пород невозможно однозначно ответить на этот вопрос. Однако это не исключает возможности приноса части терригенного материала с севера в пределы восточного шельфа Каспия. Надо полагать, что идентичные условия осадконакопления существовали на большей части ЮКБ и тем более в пределах одной тектонической зоны, какой является Абшероно-Челекенская зона поднятий. Терригенный материал, обогащенный кварцем, сносимый Палеоволгой в северную дельту, разносился в том числе и на восток.



## Минералогический состав фракций

|              | Легкая фракция, % |            |               | Тяжелая фракция, % |                   |         |        |        |       |          |           |        |           |                 |        |               |               |           |           |
|--------------|-------------------|------------|---------------|--------------------|-------------------|---------|--------|--------|-------|----------|-----------|--------|-----------|-----------------|--------|---------------|---------------|-----------|-----------|
|              | Кварц             | Пол. шпаты | Облом. породы | Пирит              | Магнетит ильменит | Лимонит | Гранат | Пиркон | Рутил | Турмалин | Ставролит | Дистен | Силиманит | Мушкетит биотит | Хлорит | Авгит диопсид | Эпидот цинцит | Лавукозит | Лейкоксен |
| 1            | 2                 | 3          | 4             | 5                  | 6                 | 7       | 8      | 9      | 10    | 11       | 12        | 13     | 14        | 15              | 16     | 17            | 18            | 19        | 20        |
| КаС          | 27                | 31         | 42            | 78                 | 9                 | ед.     | 1      | 4      |       | 1        | 1,30      | 2,04   | 0,27      |                 | 1,55   |               |               | ед.       | 7         |
| ПК           | 58                | 12         | 30            | 49,0               | 23,9              | 2,4     | 1,7    | 2      | 1,4   | 1,2      | 0,5       | 0,2    | встр.     |                 |        |               | 1             | 4,5       | 1,5       |
| КС           | 23,2              | 19,1       | 57,7          | 18,2               | 47,9              | 6,5     | 1,3    |        | 1,1   | 1,6      | встр.     | встр.  | встр.     | 3,2             | 2,5    |               |               | 12,2      |           |
| НКП          | 85                | 9          | 6             | 82                 | 2,5               |         | 0,5    | ед.    |       |          | 1         | 2      | 0,5       |                 |        | ед.           | ед.           | 11        | 1         |
| НКГ          | 2                 | 3          | 95            | 50                 | 5                 | 37      | ед.    | 1      |       | 0,5      |           |        |           |                 |        | 3             | 0,5           | ед.       | 3         |
| Перерыва     | 86                | 7          | 6             | 34                 | 12                | 4,5     | 3      | 4      |       | 3,5      | 4,5       | 0,5    | 0,2       | 8               | 5      |               | 1             | 7         | 10        |
| Балаханская  | 56                | 14         | 29            | 1                  | 71                | 6       | 5      | 3,5    | 1     | 1        | 0,5       |        |           | 1,5             | 0,5    |               |               |           | 8         |
| Сабунчинская | 49                | 23         | 58            |                    | 27                | 55      | 1,5    | 0,5    |       | 1        |           |        |           | 1               | 0,5    | 2             | 8             | ед.       | 3         |
| Сураханская  | 4                 | 6          | 90            |                    | 8                 | 75      | 0,5    | 1,5    |       | 5        |           |        |           | 4               | 1      |               |               |           | 3         |

Отложение нижней части ПТ, включая КаС, ПК и кирмакинскую свиту (КС), происходило на первом этапе заполнения бассейна, когда из окраинной дельты терригенный материал попадал только в северные районы ЮКБ (площади Абшеронского полуострова, Абшеронского порога и Абшеронского архипелага) (см. рис. 1, 2).

Отложениями КаС начинается ПТ. Средняя мощность свиты равна 350 м. В литологическом отношении она представлена чередованием песчано-алевритовых и глинистых пород. По минералогическому составу легкая фракция преобладает над тяжелой и представлена обломочными породами (42 %), которые являются основным породообразующим компонентом, полевыми шпатами (31 %) и кварцем (27 %) (таблица).

ПК свита литологически представлена разномерными кварцевыми песками светло-серого цвета с прослоями плотных глин, особенно в нижней части свиты. Мощность свиты колеблется в пределах 40–80 м.

### **Результаты**

Минералогический состав пород ПК свиты находится в соответствии с условиями приноса терригенного материала. Значение основного породообразующего материала переходит к кварцу, содержание которого увеличивается до 58 %; содержание в породах полевых шпатов сокращается до 12 %. Содержание обломков эффузивных пород все еще остается высоким и доходит до 30 %. В составе тяжелой фракции отмечаются дистен, ставролит и силлиманит (см. табл.).

Первый этап формирования ПТ завершается отложением КС, представленной чередованием глин и прослоев тонко- и мелкозернистых песков и песчаников. Свита подвержена в пределах бассейна литологическим изменениям, которые выражаются в замещении песков и песчаников глинами, особенно в верхней части разреза. Мощность свиты колеблется в пределах 250–300 м. Значение породообразующего компонента вновь переходит к обломочным породам, содержание которых увеличивается до 57,5 %. Содержание кварца и полевых шпатов равно 23,2 и 19,1 %. В составе тяжелой фракции присутствуют минералы, характерные для Большого Кавказа: мусковит-биотит (3,2 %). Встречаются парагенетические дистен-ставролит-силлиманиты (см. табл.). В целом первый этап формирования ПТ представлен несколько хаотичными фациями, и это вполне объяснимо, так как кроме осадков, которые транспортировались с Русской платформы, водные потоки, прокладывая глубокие каньоны и русла, размывали породы новосформированной суши и также сносили их в Южный Каспий. Помимо этого, в периоды ослабления деятельности Палеоволги, особенно в кирмакинское время, возрастала роль Палеокуры, Палеопирсгата [8] и других водных потоков в формировании ПТ, впадающих ЮКБ с запада и сносивших осадки с Большого и Малого Кавказа. В результате этого осадки первого этапа литологически представлены как абшеронской, так и гобустано-прикуринской фациями (см. рис. 1, 2). Не исключено так-

же, что палеореки, стекающие с Большого Кавказского хребта, в век отложения ПТ впадали не в Северный и Средний Каспий, так как на этом месте была суша, а в Палеоволгу, по которой она протекала, например, Терек и Самур, которые и в настоящее время протекают почти перпендикулярно руслу современной Волги. Палеотерек и Палеосамур, впадая в Палеоволгу, сносили большое количество осадков, характерных для Кавказа, которые смешиваясь с терригенным материалом, носимым с Русской платформы, поступал в ЮКБ, что определило пестроту литологического и минералогического состава отложений ПТ.

На втором этапе происходило отложение осадков свит НКП, НКГ и «перерыва», то есть горизонтов (кроме НКГ), содержащих основные запасы углеводородов на Южном Каспии. НКП свита литологически представлена среднезернистыми песками и песчаниками, которые в подошве и кровле замещаются глинами. Свита по мощности отличается постоянством, ее мощность редко превышает 40 м. По минералогическому составу легкая фракция значительно преобладает над тяжелой и представлена в основном кварцем (85 %), который является основным породообразующим минералом песчаных образований. Легкая фракция также представлена полевыми шпатами (9 %) и обломочными породами (6 %). В тяжелой фракции присутствуют парагенетические дистен-ставролит-силлиманиты (3,5 %) (см. табл.).

НКГ свита литологически представлена в основном глиной с редкими прослоями алевритов и мелкозернистого песчаника. Соотношение выделенных фракций по свите: глины (90 %), алеврито-песчаные (10 %). Мощность свиты колеблется в пределах от 60 до 150 м (на площадях Бакинского архипелага). По минералогическому составу осадки свиты характеризуются резким уменьшением содержания кварца (2 %) и полевых шпатов (3 %), которые становятся второстепенными минералами. Основным породообразующим компонентом являются обломки пород (95 %). Дистен, ставролит и силлиманит отсутствуют.

Свита «перерыва» и ее аналог на площадях Бакинского архипелага VII гор. содержат основные запасы углеводородов на месторождениях архипелагов. Свита представляет собой песчано-алевритово-глинистую формацию мощностью около 120 м с преобладанием песчано-алевритовых пород над глинистыми. По минералогическому составу свита характеризуется резким увеличением содержания кварца (86 %) в песчаных породах, который становится доминирующим породообразующим минералом. Помимо кварца, легкая фракция представлена полевыми шпатами (7 %) и обломками пород (6 %) (см. табл.).

Для второго этапа характерен более устойчивый режим приноса и отложения осадков. Накопление осадков на этом этапе происходит на фоне продолжающегося прогибания дна ЮКБ [10]. На этом этапе четко фиксируются два пика приноса кварцевого материала и ассоциации минералов дистен-ставролит-силлиманит. Первый пик характерен для НКП свиты

(кварц 85 %, минеральная ассоциация 3,5 %), второй для свиты «перерыва» (кварц 86 %, ассоциация 5,5 %). Региональное распространение обеих свит по всему ЮКБ позволяет предположить, что эти пики совпадают по времени с максимальным влиянием Палеоволги на отложения в ПТ абшеронской фации (см. рис. 3, 4).

Отложение осадков НКГ свиты проходило на фоне значительного уменьшения приноса Палеоволгой терригенного материала. Авторы [6, 7] объясняют этот факт засушливой обстановкой, связанной с глобальными климатическими колебаниями, вызвавшими уменьшение стока воды и приноса осадков в бассейн. В этот период увеличивается роль западных палеорек, сносивших осадки с Большого и Малого Кавказа. Из-за смены питающего осадками региона в НКГ свите преобладает гобустано-куринская фация [11].

На этом этапе произошло событие, которое изменило литолого-фациальную ситуацию на северо-западном шельфе ЮКБ.

С начала отложения осадков ПТ основными питающими провинциями для северо-западного шельфа ЮКБ являлись Большой и Малый Кавказ и прилегающий район суши, с которых палеореки Кура, Пирсагат и др. сносили терригенный материал, в основном представленный глинистой гобустано-куринской фацией. Прорывом вод одного из рукавов Палеоволги, который отметил П. П. Авдусин (1952), объясняется обогащение кварцевым материалом свиты «перерыва». По нашему мнению, этот прорыв произошел несколько ранее, в век отложения осадков НКП свиты.

### **Обсуждение**

Таким образом, прорыв Палеоволги в северо-западный район шельфа ЮКБ в корне изменил характер осадконакопления ПТ в этом районе и привел к замене гобустано-куринской фации абшеронской фацией в отложениях НКП, свите «перерыва» (VII гор.) и V горизонте.

На третьем этапе, включающем седиментацию отложений балаханской, сабунчинской и сураханской свит, завершается формирование ПТ.

Балаханская свита литологически представлена на Бакинском архипелаге глинистой толщей с пропластками крепкого глинистого песчаника и песка мощностью до 8–10 м. В разрезе свиты выделяется песчано-алеврито-глинистый V горизонт (кроме структуры Алят-дениз) мощностью 100–130 м. Выше V горизонта в разрезе преобладают глинистые отложения.

По компонентному составу в породах V горизонта легкая фракция преобладает над тяжелой и представлена кварцем (56 %), который является основным породообразующим минералом, полевыми шпатами (14 %) и обломочными породами (29 %). Отмечается присутствие дистен-стравролит-силлимонитовой ассоциации минералов (см. табл.).

Совершенно иной литологический облик имеет свита на структурах Абшеронского архипелага. Большая часть разреза балаханской свиты по геофизическим и грунтовым данным мало чем отличается от низзалегав-

ющей свиты «перерыва». В разрезе свиты выделяются продуктивные песчано-алевритовые горизонты X, IX, VIII, VII, VI, V. Граница раздела между различными фаціальными областями пролегает несколько южнее месторождения Шах-дениз. В область глинизированной балаханской свиты попадают такие нефтяные и газоконденсатные месторождения, как Умид, Хара-Зиря-дениз, Сангачал-Дуванный-дениз-Хара-Зире адасы, 8 Марта, Алят-дениз (см. рис. 5).

Сабунчинская свита литологически представлена чередованием серых, темно-серых и темно-синих глин с пластами серого и темно-серого мелкозернистого и плотного песчаника. Глинистые осадки значительно преобладают над песчаными. Средняя мощность 600 м, которая увеличивается в сторону регионального погружения складчатости и достигает на структуре Умид 660 м.

По минералогическому составу свита характеризуется значительным снижением содержания кварца (19 %). Роль основного породообразующего компонента переходит к обломочным породам (58 %). Содержание в легкой фракции полевых шпатов значительно и доходит до 23 %. Присутствуют минералы авгит-диопсид (2 %), характерные для Кавказа (см. табл.).

Сураханская свита, завершающая отложение ПТ, сложена в основном серыми, бурыми и зеленовато-серыми глинами с пропластками тонко- и мелкозернистого песка и песчаника. Глинистые осадки значительно преобладают над песчаными. В разрезе встречаются эвапоритовые осадки: галит, ангидрит и др. Средняя мощность свиты составляет 1 000 м, которая также увеличивается в сторону регионального погружения и достигает на структуре Умид 1 100 м.

Минералогический состав пород свиты соответствует палеогеографической обстановке этого времени. Прежде всего это относится к продолжающемуся снижению содержания в породах кварца (4 %) и полевых шпатов (6 %). Содержание породообразующего компонента — обломочных пород доходит до 90 %. В тяжелой фракции присутствуют характерные для Кавказа мусковит-биотит (2 %). Дистен, ставролит, силлиманит отсутствуют (см. табл.).

В историческое время, начиная от подошвы ПТ (КаС) и до подошвы балаханской свиты, в постоянно прогибающийся, небольшой по размерам, но глубокий — до 2,5 км, по данным авторов [6, 7], бассейн Южного Каспия палеореки (Волга, Урал, Аму-Дарья, Кура, Пирсагат и др.) приносили огромное количество воды и осадков, постепенно заполняя его. С начала балаханского времени, то есть с начала третьего этапа формирования ПТ воды постепенно выходили из берегов, затопляя окружающую сушу [12], предвещая последующую акчагыльскую трансгрессию (см. рис. 5).

Миграция окраинной дельты на север в балаханское время почти не повлияла на фаціальный состав пород ПТ на структурах Абшеронского порога (структуры Гюнешли, Чыраг, Азери и др.) и Абшеронского архипелага (структуры Шах-дениз, Бахар, Гум адасы и др.). Здесь по-прежнему

преобладает абшеронская фация, но наблюдается изменение гранулометрического состава песчаных пород в сторону большей отсортированности (см. рис. 5).

В сабунчинское время продолжалась миграция дельты Палеоволги на север. На Бакинском архипелаге влияние северной питающей провинции не ощущается. Главная роль в формировании отложений ПТ принадлежала осадкам, сносимым с Большого и Малого Кавказа и участков прилегающей суши. На севере Абшеронского архипелага и на Абшеронском пороге влияние северной дельты ощущается очень незначительно. В сураханское время границы Каспийского моря раздвинулись далеко на север, в пределы Прикаспийской впадины [12]. В это время поступление терригенного материала в Южный Каспий полностью прекращается. Сураханская свита отлагается за счет сноса терригенного материала из нескольких местных питающих провинций. Начавшаяся в балаханское время трансгрессия моря достигла своего максимального развития в акчагыльский век [10]. Каспийское море продвинулось далеко на север, за пределы Прикаспийской впадины, и через Манычскую впадину соединилось с Черным морем и получило связь с Мировым океаном.

Таким образом, отложение ПТ, и в том числе абшеронской фации, начавшееся после понтической регрессии Каспийского моря, продолжалось, как отмечал К. П. Калицкий (1922), пока акчагыльская трансгрессия не прекратила дельтообразование в Южном Каспии.

### **Выводы**

1. Абшеронский литолого-фациальный тип осадков (абшеронская фация), слагающий коллекторы горизонтов продуктивной толщи ЮКБ представлен в основном кварцевым компонентом с характерной парагенетической ассоциацией минералов дистен-ставролит-силлиманит, имеющей абсолютный возраст до 600 млн лет. Возраст окружающих ЮКБ горных сооружений 100–250 млн лет, следовательно, источниками питания абшеронской фации не могут быть ни Большой, ни тем более Малый Кавказ.

В связи с тем, что существование Среднекаспийской суши не доказано, единственным источником обогащения кварцевым материалом отложений ПТ является древняя Русская платформа.

2. В конце понтического века, то есть на рубеже века отложения ПТ произошли крупные орогенетические изменения на периферии Каспия и погружение дна моря, что повлекло сильное падение уровня бассейна и соответствующее понижение уровня эрозии. Морские участки Северного и Среднего Каспия превратились в обширную сушу, а площадь моря уменьшилась до размеров современного Южного Каспия. В результате перестройки гидрографической системы юга Русской платформы многие палеореки, протекая по вновь сформированной суше, стали впадать и сносить в ЮКБ огромное количество воды и осадков. Началось отложение ПТ и абшеронской фации. Наибольшая роль в приносе обогащенного кварцем пес-

чаного материала принадлежала Палеоволге, образовавшей вместе с другими палеореками на севере ЮКБ обширную окраинную дельту, из которой осадки сносились далеко на юг, запад и восток.

3. Фациальная многоликость ПТ связана с тем, что кроме северной питающей провинции в ее осадконакоплении принимали участие и другие провинции: Большой и Малый Кавказ, Талышские горы, районы прилегающей суши и, возможно, погребенное ныне Мильско-Муганское поднятие, поставляющие терригенный материал более молодого возраста. Меняющаяся палеогеографическая обстановка в ЮКБ и вокруг способствовала смене питающих регионов и изменению баланса приноса осадочного материала. Так, если в нижнем отделе ПТ в отложении абшеронской фации основная роль принадлежала северной питающей провинции, то, начиная со второй половины балаханского века (Бакинский архипелаг), основная роль в сносе осадочного материала переходит к местным питающим регионам и палеорекам Кура, Пирсагат и др., также образовавшим на западе ЮКБ окраинную дельту, поставляющую осадочный материал в основном глинистого характера на юго-восток, северо-восток и восток бассейна.

4. В пределах Туркменского шельфа широко развита красноцветная толща (КТ) — аналог ПТ. Обе толщи отлагались в едином бассейне осадконакопления и имеют дельтовое происхождение, хотя у каждой были различные источники питания терригенным материалом. Основная роль в осадконакоплении КТ принадлежала многоводной палеореке Узбой, питающей обширную дельту продуктами размыва горных сооружений Большого и Малого Балхана. Географическая близость северо-восточных районов Туркменского шельфа к северной дельте позволяет предположить, что песчаные горизонты КТ по своему литологическому и минералогическому составу будут сложены фацией, близкой к абшеронской фации.

5. Трансгрессия моря в начале балаханского периода положила конец отложению абшеронской фации на большей части ЮКБ, а достигшая в акчагыльском веке максимального развития трансгрессия соединила Каспийское море с Мировым океаном и прекратила осадконакопление ПТ.

*Статья подготовлена в рамках проекта «Разработка технологических мероприятий по доведению обсадных колонн до проектной глубины и повышению качества цементирования при бурении поисково-разведочных скважин в осложненных условиях на основе комплексных научно-исследовательских работ».*

#### **Список источников**

1. Зоны нефтегазонакопления в кайнозойских отложениях Азербайджана / А. А. Ализаде, А. Л. Путкарадзе, С. Г. Салаев, А. И. Алиев. — Баку, 1968. — 178 с. — Текст : непосредственный.



2. Условия седиментации отложений нижнего отдела продуктивной толщи и их естественная радиоактивность / Э. Г. Алиева, Ч. С. Алиев, Д. А. Гусейнов [и др.]. – Текст : непосредственный // Стратиграфия и седиментология нефтегазовых бассейнов. – 2008. – № 1. С. 89–108.
3. Мустафаев, И. С. Литофации и палеогеография среднеплиоценовых нефтегазоносных отложений Каспийской впадины / И. С. Мустафаев. – Баку : Азернешр, 1963. – 124 с. – Текст : непосредственный.
4. Туаев, А. С. Об абсолютном возрасте терригенных компонентов продуктивной толщи Азербайджана / А. С. Туаев. – Текст : непосредственный // Материалы научной конференции молодых ученых АН Азерб. ССР. – 1967.
5. Алиханов, Э. Н. Геология Каспийского моря / Э. Н. Алиханов. – 1978. – Баку : Элм. – 190 с. – Текст : непосредственный.
6. Гаджиев, А. Н. Перспективы поисков неантиклинальных ловушек в Каспийском море / А. Н. Гаджиев, Ф. Г. Рагимханов. – Текст : непосредственный // Азербайджанское нефтяное хозяйство – № 5. – С. 10–15.
7. История осадконакопления продуктивной толщи в Южном Каспии с учетом погружения бассейна (часть I) / Н. Абдуллаев, Р. Грегори, Т. Грин, Э. Боуман. – Текст : непосредственный // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 2010. – № 9. – С. 8–17.
8. История осадконакопления продуктивной толщи в Южном Каспии с учетом погружения бассейна (часть II) / Н. Абдуллаев, Р. Грегори, Э. Боуман. – Текст : непосредственный // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 2011. – № 5. – С. 8–14.
9. Мехтиев, Ш. Ф. Проблемы генезиса нефти и формирования нефтегазовых залежей / Ш. Ф. Мехтиев. – Баку : Изд-во АН Азерб. ССР, 1969. – 325 с. – Текст : непосредственный.
10. Лебедев, Л. И. Каспийское море. Геология и нефтегазоносность / Л. И. Лебедев, И. А. Алексина, Л. С. Кулакова ; ответственный редактор Н. А. Крылов ; АН СССР, Гос. ком. СССР по науке и технике, Науч. совет по комплексному изучению проблем Каспийского моря, Ин-т вод. пробл. – Москва : Наука, 1987. – 295 с. – Текст : непосредственный.
11. Рахманов, Р. Р. Некоторые закономерности нефтегазообразования в Южно-Каспийском прогибе, их генерация и последующая миграция в стратиграфические единицы ПТ нижнего плиоцена / Р. Р. Рахманов. – Текст : непосредственный // Azərbaycan geoloqu. – 2010. – № 4. – С. 27–38.
12. Ализаде, А. А. Палеогеография бассейна балаханского яруса / А. А. Ализаде. – Баку : АЗИНТИ, 1960. – 66 с. – Текст : непосредственный.

### **References**

1. Alizade, A. A., Putkaradze, A. L., Salaev, S. G., & Aliev, A. I. (1968). Zony neftegazonakopleniya v kaynozoysskikh otlozheniyakh Azerbaydzhana. Baku, 178 p. (In Russian).
2. Alieva, E. G., Aliev, Ch. S., Guseynov, D. A., Babaev, Sh. A., & Mamedov, R. M. (2008). Usloviya sedimentatsii otlozheniy nizhnego otdela produktivnoy tolshchi i ikh estestvennaya radioaktivnost'. Stratigrafiya i sedimentologiya neftegazonosnykh basseyinov, (1), pp. 89-108 (In Russian).

3. Mustafaev, I. S. (1963). Litofatsii i paleogeografiya srednepliotsenovykh neftegazonosnykh otlozheniy Kaspiyskoy vpadiny. Baku, Azerneshr Publ., 124 p. (In Russian).
4. Tuaev, A. S. (1967). Ob absolyutnom vozraste terrigennykh komponentov produktivnoy tolshchi Azerbaydzhana. Proceedings of the scientific conference of young scientists of the Academy of Sciences of Azerbaijan SSR, pp. 67-69. (In Russian).
5. Alikhanov, E. N. (1978). Geologiya Kaspiyskogo moraya. Baku, Elm Publ., 190 p. (In Russian).
6. Gadzhiev, A. N., & Ragimhanov, F. G. (1979). Perspektivy poiskov neantiklinal'nykh lozuskov v Kaspiyskom more. Azerbaydzhanskoe neftyanoe khozyaystvo, (5), pp. 10-15. (In Russian).
7. Abdullaev, N., Gregori, R., Grin, T., & Bouman, E. (2010). Istoriya osadkonakopleniya produktivnoy tolshchi v Yuzhnom Kaspii s uchetom pogruzheniya basseyna (chast' 1). Azerbaydzhanskoe neftyanoe khozyaystvo, (9), pp. 8-17. (In Russian).
8. Abdullaev, N., Gregori, R., Grin, T., & Bouman, E. (2010). Istoriya osadkonakopleniya produktivnoy tolshchi v Yuzhnom Kaspii s uchetom pogruzheniya basseyna (chast' II). Azerbaydzhanskoe neftyanoe khozyaystvo, (5), pp. 8-14. (In Russian).
9. Mekhtiev, Sh. F. (1969). Problemy genezisa nefti i formirovaniya neftegazovykh zalezhey. Baku, AN Azerb. SSR Publ., 325 p. (In Russian).
10. Lebedev, L. I., Aleksina, I. A., & Kulakova, L. S. (1987). Kaspiyskoe more. Geologiya i neftegazonosnost'. Moscow, Nauka Publ., 295 p. (In Russian).
11. Rakhmanov, R. R. (2010). Nekotorye zakonomernosti neftegazooobrazovaniya v Yuzhno-Kaspiyskom progibe, ikh generatsiya i posleduyushchaya migratsiya v stratigraficheskie edinitsey PT nizhnego pliotse. Azərbaycan geoloqu, (4), pp. 27-38. (In Russian).
12. Alizade, A. A. (1960). Paleogeografiya basseyna balakhanskogo yarusy. Baku, AzINTI Publ., 66 p. (In Russian).

#### **Информация об авторе**

**Юсифов Мехман Габуллы оглы,**  
главный специалист, Институт нефти и  
газа Национальной Академии наук Азербайджана, г. Баку, Азербайджанская  
Республика, yusifovmehman\_1954@mail.ru

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

**Mehman G. Yusifov,** Chief Specialist,  
Institute of Oil and Gas of Azerbaijan National Academy of Sciences, Baku,  
the Republic of Azerbaijan, yusifovmehman\_1954@mail.ru

Статья поступила в редакцию 03.09.2022; одобрена после рецензирования 24.09.2022; принята к публикации 26.09.2022.

The article was submitted 03.09.2022; approved after reviewing 24.09.2022; accepted for publication 26.09.2022.

УДК 532.529

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-5-75-89

**Экспериментальное и численное определение параметров  
смесимости при обосновании газового воздействия  
на примере Северо-Даниловского месторождения**

**А. В. Кобяшев**

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

**Аннотация.** Смесимость во многом определяет эффективность газового воздействия. Режим смешивающегося вытеснения позволяет достигнуть максимальной эффективности. Минимальное давление смесимости (МДС) является ключевым параметром, определяемым при обосновании газового воздействия.

Для условий Восточной Сибири точность прогноза на основе корреляционных уравнений составляет 10–50 %, наиболее близкие значения получены при использовании уравнения А. М. Maklavani, Н. М. Sebastian и М. Dong.

Уравнение состояния, настроенное на результаты рутинных исследований, оценивает МДС с погрешностью до 30 %.

Эксперимент по набухаемости (swell test) повысил точность прогноза до 10 %.

Метод исчезающего межфазного натяжения (МФН) как экспресс-метод определения параметра смесимости показал высокую точность прогноза МДС.

Метод дает дополнительную возможность описания процесса изменения МФН с ростом давления или изменения состава газа и дополняет процесс адаптации уравнения состояния при настройке эксперимента в тонкой трубке.

**Ключевые слова:** минимальное давление смесимости, уравнение состояния

**Для цитирования:** Кобяшев, А. В. Экспериментальное и численное определение параметров смесимости при обосновании газового воздействия на примере Северо-Даниловского месторождения / А. В. Кобяшев. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-5-75-89 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 5. – С. 75–89.

**A case study of the Severo-Danilovskoye field on experimental  
and numerical determination of miscibility parameters  
when justifying gas injection**

**Alexander V. Kobyashev**

**Abstract.** Miscibility largely determines the performance of gas injection. Miscible displacement allows achieving maximum effect. The minimum miscibility pressure (MMP) is a key parameter, which is determined when justifying a gas injection project.

For the conditions of East Siberian reservoirs, the accuracy of correlation equations is 10-50 %, and A. M. Maklavani, H. M. Sebastian, and M. Dong equations demonstrate the most accurate values.

The equation of state matched to the results of routine studies evaluates the MMP with an error of up to 30 %.

Additional data from special studies (swell test) increased the estimating accuracy by up to 10 %.

An express laboratory method for measuring the miscibility parameter (a method of vanishing interfacial tension) showed high accuracy of MMP estimate.

The method also allows describing the process of changing the interfacial tension with increasing pressure or changing the gas composition, and complements the process of adjusting the equation of state when setting up a slim tube experiment.

**Keywords:** minimum miscibility pressure, equation of state

**For citation:** Kobyashev, A. V. (2022). A case study of the Severo-Danilovskoye field on experimental and numerical determination of miscibility parameters when justifying gas injection. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 75-89. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-5-75-89

## **Введение**

Закачка газа — один из самых распространенных методов повышения нефтеотдачи пласта в мире. Механизмами повышения нефтеотдачи являются увеличение объема пластовой нефти, снижение вязкости и межфазного натяжения на границе нефть — газ. Максимальная эффективность газового воздействия достигается при реализации смешивающегося вытеснения, при котором отсутствуют силы поверхностного натяжения на границе флюидов [1]. В условиях смешивающегося вытеснения остаточная нефтенасыщенность будет стремиться к нулю [2].

Различают одноконтактную смесимость, при которой нефть и газ неограниченно растворяются друг в друге при первом контакте (в первоначальном составе фаз), и многоконтактную, при которой взаимное неограниченное растворение наступает после обмена компонентами между нефтью и газом. Минимальное давление многоконтактной смесимости (ММП — Minimum Miscibility Pressure), как правило, значительно ниже давления смесимости при первом контакте [3]. Эффективность смесимости определяется термобарическими условиями и компонентным составом нефти и газа.

Определение параметров смесимости является актуальной задачей, позволяющей оценить потенциал газового воздействия, режим вытеснения и предложить направление оптимизации процесса.

Для оценки параметров смесимости используют экспериментальные и численные подходы. К экспериментальным методам относят тест на набухаемость (swell test), вытеснение в тонкой трубке (slim tube), метод исчезающего межфазного натяжения (VIT — Vanishing Interfacial Test),

к численным — использование корреляционных уравнений и композиционное моделирование.

Задача данного исследования — сравнительная оценка экспериментальных и численных подходов определения минимального давления смесимости (МДС) на примере Северо-Даниловского месторождения.

### **Экспериментальные подходы к определению смесимости**

#### *Метод тонкой трубки*

Это признанный подход определения параметров смесимости нефти и газа, позволяющий изучить динамику процесса вытеснения, проконтролировать изменение состава и сделать вывод о механизмах взаимодействия. Методика заключается в проведении экспериментов по вытеснению нефти газом в тонкой трубке (длина более 10 м, внутренний диаметр 6 мм), заполненной песком и насыщенной пластовой нефтью. Значение МДС соответствует значению давления, при котором достигается коэффициент вытеснения 90 % при прокачке газа 1,2 порового объема.

В России изучением процесса вытеснения нефти в тонкой трубке занимались такие ученые, как В. Н. Хлебников, В. Б. Губанов, А. М. Петраков, Ю. А. Егоров, И. А. Лебедев, Т. Л. Ненартович и др. [4, 5].

За рубежом вопросами оценки влияния отдельных параметров на оценку эффективности смесимости методом тонкой трубки занимались D. A. Flock, A. Nouar, T. E. Randall, D. B. Bennion, L. W. Holm [6, 7].

Преимуществом метода является возможность контроля динамики процесса взаимодействия нефти и газа, детализация процесса — изучение массы перехода на уровне отдельных компонентов нефти и газа.

К недостаткам метода можно отнести отсутствие единого стандарта проведения экспериментов, длительность и высокую стоимость исследования.

#### *Метод исчезающего межфазного натяжения*

Методика основана на оценке межфазного натяжения между газом и нефтью. Значительный вклад в развитие метода внес D. N. Rao, он впервые в 1999 году использовал метод исчезающего межфазного натяжения для оценки параметров смесимости на месторождении Keg River F Pool [8].

Определение минимального давления смесимости осуществляется экстраполяцией межфазного натяжения до нуля, эксперимент проводится в условиях заданного состава газа с ростом давления. Оценка межфазного натяжения производится с использованием уравнения Лапласа по форме капли нефти при заданной плотности нефти и газа.

Значительным преимуществом метода являются быстрота проведения экспериментов и невысокая стоимость исследования (в 10 раз быстрее метода slim tube). К недостаткам метода можно отнести нестабильность в определении межфазного натяжения вблизи минимальных значений, а также наличие взаимодействия нефти и газа, приводящего к изменению плотности и состава без возможности прямого измерения равновесных параметров.

### *Эксперимент на набухаемость*

В процессе исследования определяется давление одноконтантного смешивания при взаимодействии нефти и газа. Эксперимент начинают при давлении насыщения и пластовой температуре. Повышают давление, поддерживая первоначальную температуру, повышают давление до полного растворения газа в нефти. Давление, при котором разница в свойствах между нефтью и газа исчезает, называется критическим или в случае закачки газа давлением первичного смешивания.

Применение результатов теста на набухаемость (swell test) для настройки уравнения состояния (УС) является наиболее распространенным способом использования данных. Результаты теста изложены в работах авторов [9, 10]. Z. Novosad и T. Constain [9] показали использование результатов теста на набухаемость для определения направления взаимодействия нефти и закаченного газа, а также выбора режима вытеснения при организации газового воздействия.

### **Численные подходы к определению смесимости**

#### *Корреляционные методы*

Наиболее быстрым способом оценки параметров смесимости является использование уравнений корреляции. Большинство зависимостей получены для оценки смесимости с углекислым газом ( $\text{CO}_2$ ). Например, в работах C. Cronguist, H. Yuan [11, 12] минимальное давление смесимости с  $\text{CO}_2$  рассматривается как функция термобарических условий и состава нефти.

Для определения минимального давления смесимости с углеводородными газами необходимо учитывать термобарические условия, состав нефти и закачиваемого газа. Для расчетов применяются мольные доли легких и промежуточных компонентов, а также молекулярная масса тяжелых компонентов. Наиболее широко используются зависимости A. M. Maklavani, O. Glaso, H. M. Sebastian, M. Dong [13–16], последние три из них требуют предварительного определения минимального давления смесимости с  $\text{CO}_2$ .

Среднее абсолютное отклонение оценки параметров смесимости с использованием уравнений корреляции составляет около 20 % [17]. Корреляционные уравнения настраивались на фактические данные, полученные при температурах выше 40 °C. Использование уравнений за диапазоном настроенных характеристик, например, для Северо-Даниловского месторождения, несет дополнительные неопределенности.

#### *Оценки смесимости на основе уравнения состояния*

Использование УС — наиболее эффективный численный метод определения параметров смесимости. В случае вытеснения нефти газом эффективность процесса определяется термобарическими условиями и компонентным составом двух фаз, УС позволяет оценить массоперенос и параметры отдельных фаз. Точность прогноза определяется объемом и качеством

исходных данных, а также параметрами настройки уравнения состояния [18]. Для получения качественного прогноза МДС необходимо использовать результаты рутинных и специальных PVT исследований пластовой нефти.

Композиционное моделирование 1D процесса вытеснения нефти в тонкой трубке позволяет вычислить минимальное давление смесимости и использовать полученное уравнение в процессе полномасштабного моделирования процесса закачки газа. Данный вариант моделирования чувствителен к количеству ячеек, а также относительной подвижности газа и нефти. При настройке уравнения состояния необходимо выполнить расчеты с целью определения влияния данных параметров [19].

### **Результаты экспериментальных и численных оценок параметров смесимости Северо-Даниловского месторождения (пласт Б5)**

Северо-Даниловское месторождение в административном отношении расположено на территории Катангского района Иркутской области в 300 км от города Усть-Кута. Основным объектом разработки является пласт Б5 усть-кутского горизонта тэтэрской свиты венд-кембрийской системы. Состав и свойства нефти и закачиваемого газа приведены в таблицах 1, 2.

Таблица 1

#### **Композиционный состав пластовой нефти и закачиваемого газа**

| Компоненты<br>(псевдокомпоненты) | Состав пластовой нефти,<br>% моль | Состав закачиваемого газа,<br>% моль |
|----------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------|
| C <sub>1</sub>                   | 39,8                              | 79,01                                |
| C <sub>2</sub>                   | 7,6                               | 6,34                                 |
| C <sub>3</sub>                   | 9,1                               | 8,91                                 |
| C <sub>4</sub>                   | 5,1                               | 5,45                                 |
| C <sub>5</sub> -C <sub>6</sub>   | 4,1                               | 0,29                                 |
| C <sub>7</sub> -C <sub>17</sub>  | 19,5                              | —                                    |
| C <sub>18</sub> -C <sub>30</sub> | 8,4                               | —                                    |
| C <sub>31</sub> -C <sub>80</sub> | 6,3                               | —                                    |

Таблица 2

#### **Свойства пластовой нефти**

| Параметр                          | Единица измерения              | Значение |
|-----------------------------------|--------------------------------|----------|
| Давление насыщения                | МПа                            | 15,0     |
| Газосодержание                    | м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> | 145,3    |
| Плотность пластовой нефти при Рпл | кг/м <sup>3</sup>              | 744,1    |
| Объемный коэффициент при Рпл      | д.ед.                          | 1,359    |
| Вязкость пластовой нефти          | сП                             | 2,375    |

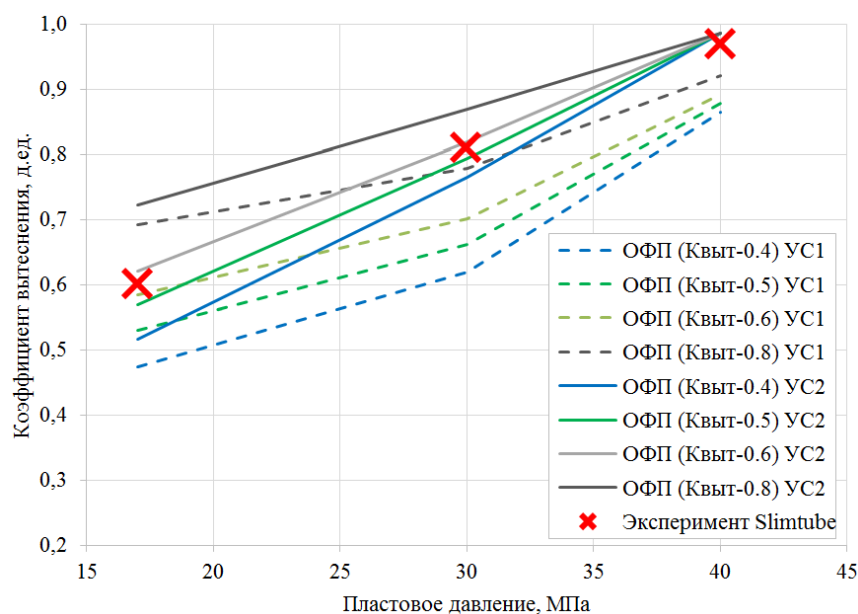


В условиях ограниченного сбыта попутного нефтяного газа (ПНГ) актуальным является рассмотрение варианта использования ПНГ для поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи пласта. С целью обоснования газового воздействия выполнен комплекс лабораторных и аналитических исследований, включающий определение параметров смесимости при вытеснении в тонкой трубке [20], эксперименты по набухаемости (swell test), оценки межфазного натяжения нефти и закачиваемого газа (VIT), а также аналитические оценки и моделирование с использованием композиционного уравнения состояния.

#### *Определения параметров смесимости в тонкой трубке (slim tube)*

Эксперимент по определению параметров смесимости при вытеснении в тонкой трубке выполнен в Сколковском институте науки и технологии, обобщение результатов приведено в работе [20]. При проведении экспериментов использована закрученная в спираль тонкая трубка из нержавеющей стали длиной 24,5 м, с внутренним диаметром 0,39 см, заполненная стеклянной дробью марки Ballotini размером 75–150 мкм. В качестве нефти подготовлена рекомбинированная проба, свойства которой представлены в таблице 2. Для определения МДС выполнено три эксперимента по вытеснению нефти попутным нефтяным газом (см. табл. 1) на разных значениях среднепластового давления (17, 30, 40 МПа) (рис. 1).

Оценка минимального давления смесимости при взаимодействии с ПНГ по данным вытеснения в тонкой трубке составляет 36,5 МПа.



**Рис. 1. Оценка МДС с использованием 1D композиционного моделирования вытеснения нефти газом в тонкой трубке**

*Определение параметров нефти при взаимодействии с закачиваемым газом (swell test)*

Исследования проводились на установке PVT (система PVT 3000 Chandler Engineering) с измерительной ячейкой максимального объема порядка 400 см<sup>3</sup>. Первоначально в измерительную ячейку при давлении выше давления насыщения загружался некоторый объем нефти. Фиксирование объема нефти происходило при пластовых термобарических условиях.

Для обеспечения эксперимента в качестве доли загружаемого газа использовались их объемные соотношения ( $\frac{1}{8}$ ,  $\frac{1}{4}$ ,  $\frac{1}{3}$ ,  $\frac{1}{2}$ ,  $\frac{2}{3}$  объема газа к объему нефти при пластовых условиях) с последующим пересчетом в мольную долю. Загрузка газа осуществлялась с помощью поршневого контейнера при поддержании давления, близкого к давлению насыщения нефти (15,0 МПа). После загрузки требуемого объема газа давление в ячейке PVT медленно поднималось до пластового (16,9 МПа).

После закачки заданного объема газа в установку и замеров его объема смесь приводится к однофазному состоянию посредством поднятия давления, а также перемешивания пробы с помощью вспомогательной ячейки, предусмотренной схемой проведения эксперимента. После достижения однофазного состояния система выдерживается продолжительное время (не менее 4 ч). На следующем этапе проводится эксперимент по определению давления насыщения, а также стандартная сепарация, в ходе которой определяются соотношения газовой и жидкой фаз, отбираются пробы фаз на определение их компонентно-групповых составов. Оставшаяся часть пробы после проведения стандартной сепарации переводится в поршневой контейнер и в установку для измерения плотности и вязкости в диапазоне давлений выше давления насыщения исследуемой смеси. Свойства нефти приведены в таблице 3.

С увеличением объема растворенного газа отмечается снижение вязкости нефти, увеличение объемного коэффициента, что положительно влияет на повышение эффективности выработки пласта в процессе газового воздействия.

Таблица 3

**Основные результаты swell test. Свойства нефти**

| Мольная доля газа в нефти, доля ед. | Давление насыщения, МПа | Плотность нефти при $R_{нас}$ , кг/м <sup>3</sup> | Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> | Набухаемость, доля ед. | Вязкость при $R_{нас}$ , сП |
|-------------------------------------|-------------------------|---------------------------------------------------|------------------------------------------------|------------------------|-----------------------------|
| 0                                   | 15,0                    | 750,2                                             | 0                                              | 1,000                  | 2,375                       |
| 0,181                               | 19,7                    | 727,9                                             | 29,2                                           | 1,065                  | 1,196                       |
| 0,362                               | 25,0                    | 709,2                                             | 67,3                                           | 1,154                  | 1,132                       |
| 0,483                               | 27,4                    | 700,8                                             | 77,7                                           | 1,172                  | 0,802                       |
| 0,724                               | 34,2                    | 678,4                                             | 130,6                                          | 1,294                  | 0,709                       |
| 0,966                               | 39,4                    | 660,1                                             | 165,5                                          | 1,363                  | 0,499                       |

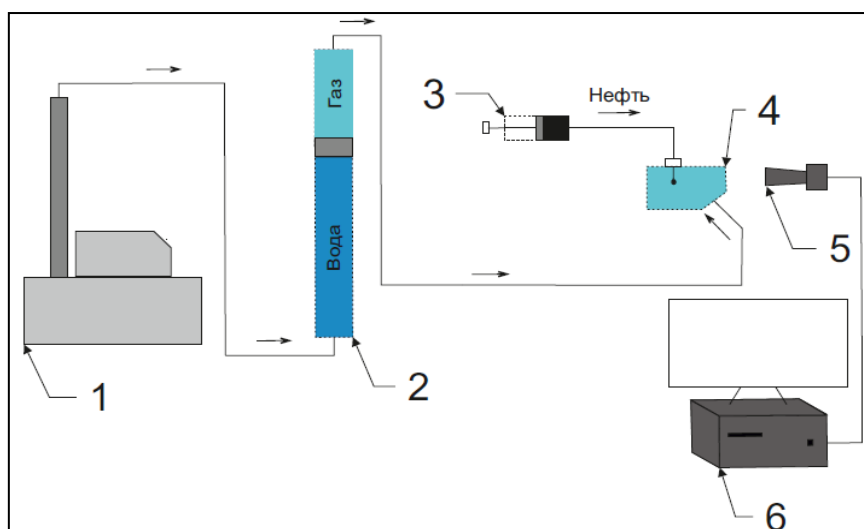
*Определение межфазного натяжения на границе нефти и закачиваемого газа (ВИТ)*

Определение межфазного натяжения на границе нефть — газ проведено в лаборатории исследования пластовых флюидов ООО «Тюменский нефтяной научный центр» под руководством С. А. Заночуева. Эксперименты выполнены в соответствии с методикой М 01.00241-2013/31-249-2017 «Породы горные и пластовые флюиды. Методика измерений поверхностного натяжения и краевого угла смачивания на границе раздела фаз» по методу висящей капли на приборе IFT 700. Оценка поверхностного натяжения основывается на законе Лапласа и вычисляется по формуле (1)

$$\sigma = dm^2 \cdot (\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}}) \cdot \frac{g}{H}, \quad (1)$$

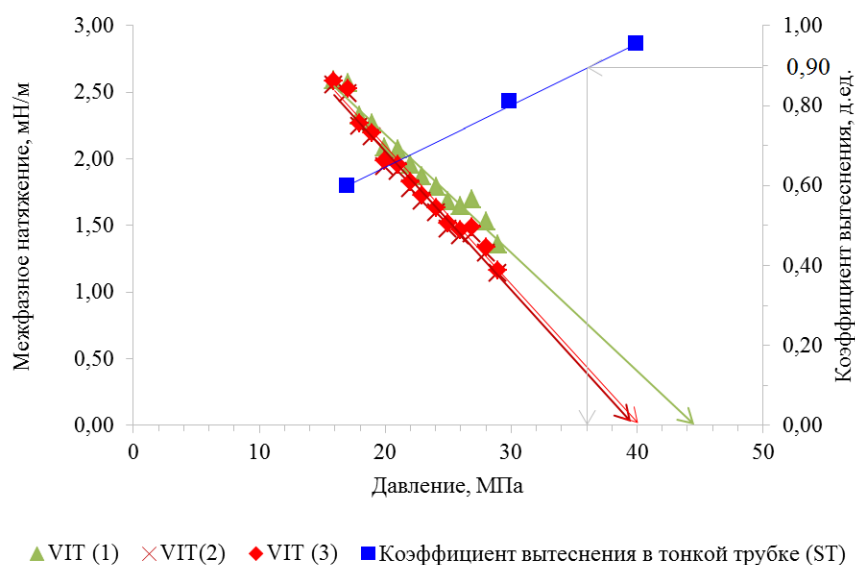
где  $dm$  — диаметр капли, м;  $\rho_{\text{ж}}$  — плотность исследуемой жидкости (капли), кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{г}}$  — плотность окружающей ее среды (газ), кг/м<sup>3</sup>;  $g$  — ускорение свободного падения, м<sup>2</sup>/с;  $H$  — безразмерный параметр, зависящий от коэффициента асимметрии капли.

Изменение давления в системе осуществлялось путем закачки газовой фазы в «смотровую камеру» тензиометра. Для этого к тензиометру был дополнительно подключен блок подачи газовой фазы, который состоял из насоса и поршневого контейнера. Стабилизация системы на каждой точке изменения давления составляла порядка 1 часа. На рисунке 2 представлена принципиальная схема стенда для проведения эксперимента ВИТ.



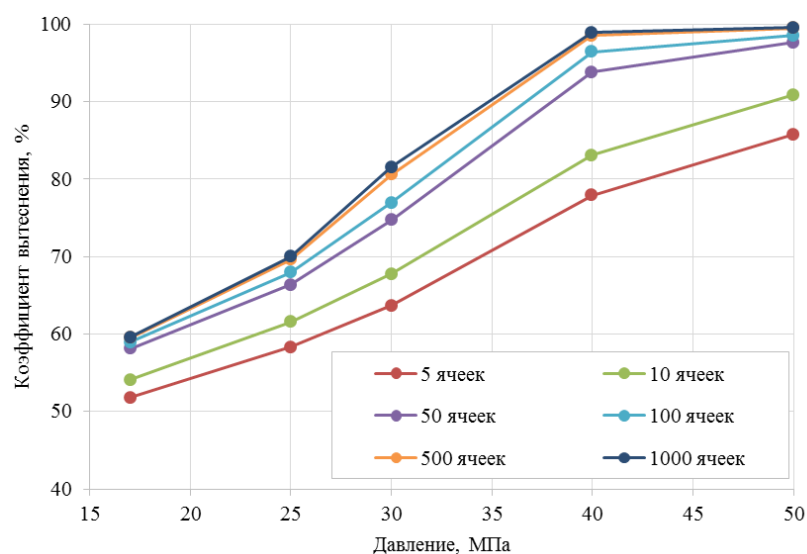
**Рис. 2. Принципиальная схема стенда для проведения эксперимента ВИТ:**  
1 — насос; 2 — поршневой контейнер с пробой газа; 3 — насос флюида капли с пробой пластовой нефти; 4 — смотровая камера тензиометра;  
5 — оптическая система; 6 — компьютер

Ввод пробы пластовой нефти в «смотровую камеру» для создания капли осуществлялся при помощи «насоса флюида капли». Измерение межфазного натяжения осуществлялось в «смотровой камере» тензиометра, где капля оцифровывалась при помощи «оптической системы». Обработка цифрового сигнала производилась с учетом плотности флюидов в специализированном программном обеспечении тензиометра IFT 700. Предварительно выполнен замер плотности газа в диапазоне давления эксперимента. Плотность нефти определяется в условии равновесного состояния с закачиваемым газом экспериментальным путем в процессе swell test (см. табл. 3). Для сравнения выполнена оценка с использованием уравнения состояния. На рисунке 3 представлены результаты оценки межфазного натяжения для разных значений плотности нефти: VIT1 — плотность нефти принята без учета взаимодействия с газом, VIT2 — плотность нефти вычислена на основе уравнения состояния в условиях равновесного состояния с газом при заданном давлении, VIT3 — плотность нефти замерена экспериментально в ходе опытов по оценке набухаемости. Игнорирование изменения плотности нефти при увеличении давления в контакте с закачиваемым газом приводит к большим погрешностям оценки межфазного натяжения (VIT1).



**Рис. 3. Определение минимального давления смесимости методами вытеснения в тонкой трубке (СТ) и исчезающего межфазного натяжения (VIT)**

Межфазное натяжение на границе нефть — закачиваемый газ в диапазоне давления от 16 до 28 МПа изменяется с 2,56 до 1,17 мН/м посредством экстраполяции межфазного натяжения, МДС оценивается 40 МПа (рис. 4).



**Рис. 4. Анализ влияния количества ячеек на оценку МДС при 1D композиционном моделировании вытеснения в тонкой трубке (ST)**

#### *Оценка МДС с использованием 1D композиционного моделирования*

Определение давления смесимости при использовании композиционного 1D моделирования вытеснения нефти газом — широко распространенный аналитический подход к оценке параметров смесимости, точность прогноза зависит от настройки УС. Для Северо-Даниловского месторождения было подготовлено два УС. Первое настроено на результаты рутинных исследований, второе — на результаты специальных исследований (swell test). Каждое из уравнений с допустимым интервалом погрешности 5 % было настроено на данные стандартного разгазирования. При моделировании вытеснения была оценена чувствительность прогноза МДС от количества ячеек и формы относительных фазовых проницаемостей.

Расчеты на линейной модели, выполненной в симуляторе Eclipse E300, показали, что достаточным для обеспечения заданного уровня погрешности 5 % является модель с 500 ячейками. Меньшее количество ячеек приводит к значительному завышению давления смесимости (см. рис. 4).

Уравнение состояния, настроенное только на результаты рутинных экспериментов, показало оценку МДС на уровне 40–43 МПа в зависимости от формы ОФП в системе нефть — газ. Уравнение состояния на данные swell test показало более низкую оценку МДС — 33–36 МПа (см. рис. 1).

#### *Оценка МДС с использованием корреляционных зависимостей*

Для оценки смесимости пластовой нефти с углеводородным газом по методикам [11, 13–16] необходимо оценить смесимость с  $\text{CO}_2$ . Воспользуемся уравнением состояния Н. Yuan [11]. МДС для условий Северо-Даниловского месторождения (см. табл. 1, 2) составило 7,3 МПа, то есть

при закачке CO<sub>2</sub> будет развиваться смешивающееся вытеснение. Оценка минимального давления смесимости для ПНГ приведена в таблице 4.

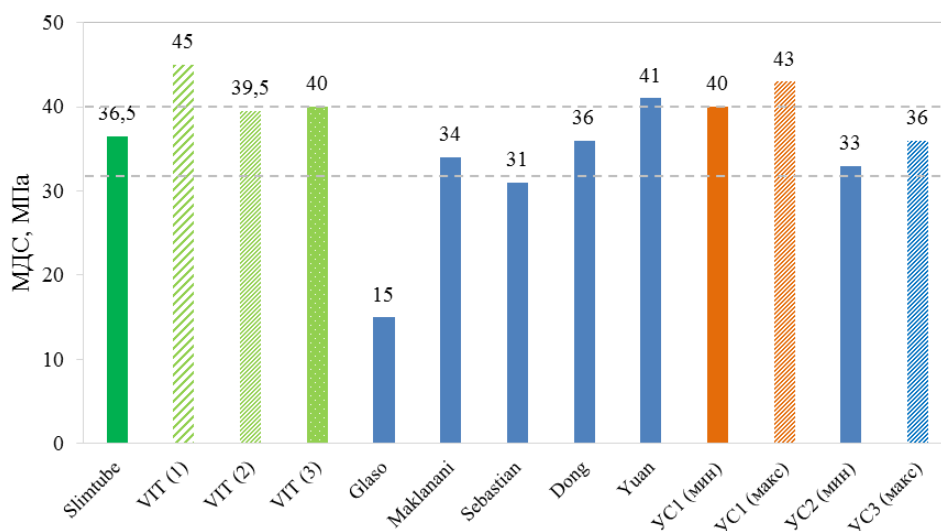
Таблица 4

**Оценка МДС с ПНГ для условий Северо-Даниловского месторождения (пласт Б5)**

| Корреляции           | МДС (ПНГ), МПа |
|----------------------|----------------|
| O. Glaso [13]        | 15             |
| A. M. Maklanani [15] | 34             |
| H. M. Sebastian [16] | 31             |
| M. Dong [14]         | 36             |
| H. Yuan [11]         | 41             |
| Среднее значение     | 31             |

Значение МДС, оцененное по уравнениям корреляции, изменяется в широком диапазоне — от 15 до 41 МПа, среднее значение — 31 МПа.

Сопоставление численных и экспериментальных методов оценки МДС представлено на рисунке 5.



**Рис. 5. Сопоставление оценки минимального давления смесимости различными методами**

В условиях Северо-Даниловского месторождения оценка МДС методом исчезающего межфазного натяжения показала высокую сходимость с оценкой МДС при вытеснении в тонкой трубке. С учетом равновесной плотности нефти, оцененной экспериментально (swell test) и вычисленной

с использованием уравнения состояния, отклонение составило менее 5 %, игнорирование снижения плотности нефти при взаимодействии с газом при высоких давлениях привело к значительной погрешности +23 %.

Отклонение прогноза МДС с применением уравнения состояния, настроенного только на результаты стандартных исследований, составляет в среднем 13 %, донстройка на результаты специальных исследований минимизирует прогнозные отклонения до 5,4 %.

Расхождение прогнозных оценок МДС с применением корреляций Н. Yuan, Н. М. Sebastian составили более 10 %, наиболее точный прогноз получен по методикам А. М. Maklavani и М. Dong, отклонения прогноза по методике О. Glaso более 50 %.

### **Выводы**

Специальные лабораторные и численные оценки МДС пластовой нефти и ПНГ, выполненные для пласта Б5 Северо-Даниловского месторождения, показали высокую сходимость с результатами, полученными при вытеснении в тонкой трубке. Точность прогноза зависит от набора исходных данных и находится в диапазоне 5–20 %.

Применение корреляционных зависимостей позволяет выполнить приближенную оценку МДС с точностью до 15 %. Наиболее близкие численные оценки получены при использовании композиционного моделирования, минимальные отклонения достигнуты при использовании в настройке результатов специальных методов, таких как swell test.

Метод исчезающего межфазного натяжения как экспресс-метод оценки параметров смесимости показал высокую точность прогноза МДС, которая во многом зависит от оценки равновесной плотности нефти.

Для определения параметров смесимости на ранних этапах исследования рекомендуется использовать корреляционные зависимости и численные оценки на основе уравнения состояния, настроенного на результаты специальных исследований. При более подробном рассмотрении перспективности газовых методов целесообразно проведение специальных лабораторных исследований, swell test, VIT и исследование вытеснения в тонкой трубке (slim tube).

### **Список источников**

1. Степанова, Г. С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты / Г. С. Степанова. – Москва : Газоил пресс, 2006. – 198 с. – Текст : непосредственный.
2. Lake, L. W. Enhanced oil recovery / L. W. Lake. – New Jersey : Printice Hall, 1989. – 550 p. – Direct text.
3. Pedersen, K. S. Phase behavior of petroleum reservoir fluids / K. S. Pedersen, P. L. Christensen, J. A. Shaikh. – DOI 10.1201/9781420018257. – 1<sup>st</sup> edition. – Boca Raton, 2006. – 422 p. – Direct text.

4. Петраков, А. М. О достоверности экспериментального определения коэффициентов вытеснения нефти методами газового и водогазового воздействия / А. М. Петраков, Ю. А. Егоров, Т. Л. Ненартович. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 9. – С. 100–102.
5. Полищук, А. М. Использование слим-моделей пласта (slim tube) для физического моделирования процессов вытеснения нефти смешивающимися агентами. Часть 1. Методология эксперимента / А. М. Полищук, В. Н. Хлебников, В. Б. Губанов. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 5. – С. 19–24.
6. Flock, D. L. Parametric analysis on the determination of the minimum miscibility pressure in slim tube displacements / D. L. Flock, A. Nouar. – DOI 10.2118/84-05-12. – Direct text // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1984. – Vol. 23, Issue 05. – P. 80–88.
7. Ekundayo, J. M. Minimum miscibility pressure measurement with Slim tube apparatus - how unique is the value? / J. M. Ekundayo, S. G. Ghedan. – Text : electronic // SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition, September 2013. – Abu Dhabi, UAE, 2013. – URL: <https://doi.org/10.2118/165966-MS>.
8. Rao, D. N. Application of new technique to optimize injection gas composition for Rainbow Keg River F pool miscible flood / D. N. Rao, F. J. McIntyre, D. K. Fong. – DOI 10.2118/99-13-22. – Direct text // Journal of Canadian Petroleum technology. – 1999. – Vol. 38, Issue 13. – P. 96–100.
9. Novosad, Z. New interpretation of recovery mechanisms in enriched gas drives / Z. Novosad, T. Constain. – DOI 10.2118/88-02-01. – Direct text // The Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1988. – Vol. 27, Issue 2. – P. 54–60.
10. Green, D. W. Enhanced oil recovery / D. W. Green, G. P. Willhite. – 1<sup>st</sup> edition. – Richardson, Texas, 1998. – 545 p. – Direct text.
11. Improved MMP Correlations for CO<sub>2</sub> Floods Using analytical Gas flooding Theory / H. Yuan, R. T. Johns, A. M. Egwuenu, B. Dindoruk. – DOI 10.2118/89359-MS. – Direct text // SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, April 17–21, 2004. – Tulsa, Oklahoma, 2004. – P. 418–425.
12. Cronquist, C. Carbon dioxide dynamic miscibility with light reservoir oils / C. Cronquist. – Direct text // Proc. Fourth Annual U.S. DOE Symposium. – USA, Tulsa, Oklahoma, 1978. – P. 28–30.
13. Glaso, O. Generalized Minimum Miscibility Pressure Correlation / O. Glaso. – DOI 10.2118/12893-PA. – Direct text // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1985. – Vol. 25, Issue 06. – P. 927–934.
14. Dong, M. Potential of Greenhouse gas storage and utilization through enhanced oil recovery - Task 3 : Minimum miscibility pressure (MMP) studies. Final report / M. Dong. – SRC Publication № P-110-468-C-99. – 1999. – Direct text.
15. New minimum miscibility pressure (MMP) correlation for hydrocarbon miscible injections / A. M. Maklavani, A. Vatani, B. Moradi, J. Tangsirifard. – Direct text // Brazilian journal of petroleum and gas. – 2010. – Vol. 4, Issue 1. – P. 11–18.
16. Sebastian, H. M. Correlation of minimum miscibility pressure for impure CO<sub>2</sub> streams / H. M. Sebastian, R. S. Wenger, T. A. Renner. – DOI 10.2118/12648-PA. – Direct text // Journal of Petroleum Technology. – 1985. – Vol. 37, Issue 11. – P. 2076–2082.
17. Yurkiw, F. J. A comparative investigation of minimum Miscibility pressure correlations for enhanced oil recovery / F. J. Yurkiw, D. L. Flock. – Text : electronic // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1994. – Vol. 33, Issue 08. – URL: <https://doi.org/10.2118/94-08-04>



18. Stalkup, F. Effect of EOS Characterization on predicted miscibility pressure / F. Stalkup, H. Yuan. – Text : electronic // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, October 2005. – Dallas, Texas, 2005. – URL: <https://doi.org/10.2118/95332-MS>
19. Fluid characterization for miscible floods / H. Yuasn, A. Chopra, V. Marwash, F. Stalkup. – Text : electronic // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, September 2008. – Denver, Colorado, USA, 2008. – URL: <https://doi.org/10.2118/114913-ms>
20. Оценка минимального давления смесимости и минимального уровня обогащения при вытеснении нефти попутным нефтяным газом для условий месторождения Восточной Сибири / А. В. Кобяшев, А. А. Пятков, В. А. Захаренко [и др.]. – DOI 10.24412/2076-6785-2021-4-35-38. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2021. – № 4 (83). – С. 35–38.

### **References**

1. Stepanova, G. S. (2006). Gazovye i vodorazovye metody vozdeystviya na neftyanye plasty. Moscow, Gazoil press Publ., 198 p. (In Russian).
2. Lake, L. W. (1989). Enhanced oil recovery. New Jersey, Printice Hall, 550 p. (In English).
3. Pedersen, K. S., Christensen, P. L., & Shaikh, J. A. (2006). Phase behavior of petroleum reservoir fluid. Boca Raton, 422 p. (In English). DOI: 10.1201/9781420018257
4. Petrakov, A. M., Egorov, Yu. A., & Nenartovich, T. L. (2011). On the reliability of the experimental determination of oil displacement coefficients by gas and water-gas stimulation methods. Oil Industry, (9), pp. 100-102. (In Russian).
5. Polishchuk, A. M., Khlebnikov, V. N., & Gubanov, V. B. (2014). Usage of a formation slim tubes for physical modeling of oil displacement processes by miscible agents. Part 1. Methodology of the experiment. Oilfield Engineering, (5), pp. 19-24. (In Russian).
6. Flock, D. L., & Nouar, A. (1984). Parametric analysis on the determination of the minimum miscibility pressure in slim tube displacements. Journal of Canadian Petroleum Technology, 23(05), pp. 80-88. (In English). DOI: 10.2118/84-05-12
7. Ekundayo, J. M., & Ghedan, S. G. (2013). Minimum miscibility pressure measurement with Slim tube apparatus - how unique is the value? SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition, September 2013. Abu Dhabi, UAE. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/165966-MS>
8. Rao, D. N., McIntyre, F. J., & Fong, D. K. (1999). Application of new technique to optimize injection gas composition for Rainbow Keg River F pool miscible flood. Journal of Canadian Petroleum technology, 38(13), pp. 96-100. (In English). DOI: 10.2118/99-13-22
9. Novosad, Z., & Constain, T. (1988). New interpretation of recovery mechanisms in enriched gas drives. The Journal of Canadian Petroleum Technology, 27(2), pp. 54-60. (In English). DOI: 10.2118/88-02-01
10. Green, D. W., & Willhite, G. P. (1998). Enhanced oil recovery. 1<sup>st</sup> edition. Richardson, Texas, 545 p. (In English).
11. Yuan, H., Johns, R. T., Ekwuenu, A. M., & Dindoruk, B. (2004). Improved MMP Correlations for CO<sub>2</sub> Floods Using analytical Gas flooding Theory. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, April 17-21, 2004, pp. 418-425. (In English). DOI: 10.2118/89359-MS

12. Cronquist, C. (1978). Carbon Dioxide Dynamic Miscibility with Light Reservoir Oils. Proc. Fourth Annual U.S. DOE Symposium. USA, Tulsa, Oklahoma, pp. 28-30. (In English).
13. Glaso, O. (1985). Generalized Minimum Miscibility Pressure Correlation. Society of Petroleum Engineers Journal, 25(06), pp. 927-934. (In English). DOI: 10.2118/12893-PA
14. Dong, M. (1999). Potential of Greenhouse gas storage and utilization through enhanced oil recovery - Task 3: Minimum miscibility pressure (MMP) studies. Final report. SRC Publication No P-110-468-C-99. (In English).
15. Maklavani, A. M., Vatani, A., Moradi, B., & Tangsirifard, J. (2010). New minimum miscibility pressure (MMP) correlation for hydrocarbon miscible injections. Brazilian journal of petroleum and gas, 4(1), pp. 11-18. (In English).
16. Sebastian, H. M., Wenger, R. S., & Renner, T. A. (1985). Correlation of minimum miscibility pressure for impure CO<sub>2</sub> streams. Journal of Petroleum Technology, 37(11), pp. 2076-2082. (In English). DOI: 10.2118/12648-PA
17. Yurkiw, F. J., & Flock, D. L. (1994). A comparative investigation of minimum Miscibility pressure correlations for enhanced oil recovery. Journal of Canadian Petroleum Technology, 33(08). (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/94-08-04>
18. Stalkup, F., & Yuan, H. (2005). Effect of EOS Characterization on predicted miscibility pressure. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, October 2005. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/95332-MS>
19. Yuasn, H., Chopra, A., Marwash, V., & Stalkup, F. (2008). Fluid characterization for miscible floods. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, September 2008. Denver, Colorado, USA. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/114913-ms>
20. Kobyashev, A. V., Pyatkov, A. A., Zakharenko, V. A., Gromova, E. A., & Dolgov, I. A. (2021). Estimating minimum miscibility pressure and minimum oil swelling when displaced by associated petroleum gas for the conditions of an East Siberian field. Exposition Oil & Gas, 4(83), pp. 35-38. (In Russian). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-4-35-38

#### **Информация об авторе**

**Кобяшев Александр Вячеславович,**  
главный менеджер Управления научно-технического развития, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, AVKobyashev@tnnc.rosneft.ru

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

**Alexander V. Kobyashev,** Chief  
Manager of the Department of Scientific and Technical Development, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, AVKobyashev@tnnc.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 20.05.2022; одобрена после рецензирования 02.06.2022; принята к публикации 14.06.2022.

The article was submitted 20.05.2022; approved after reviewing 02.06.2022; accepted for publication 14.06.2022.

УДК 531.1; 621.928.37; 622.276  
DOI: 10.31660/0445-0108-2022-5-90-97

### **Движение нанокластеров нефти в капилляре пористой среды**

**Ю. В. Пахаруков<sup>1,2</sup>, Ф. К. Шабиев<sup>1,2</sup>, Р. Ф. Сафаргалиев<sup>1,2\*</sup>,  
А. В. Морев<sup>1</sup>**

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

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

\*safargalievrf@tyuiu.ru

**Аннотация.** В работе рассматривается движение гидрофильной и гидрофобной жидкостей в капилляре. Известно, что структура течения таких жидкостей зависит от множества условий. Вопрос правильного выбора управляющих параметров имеет большое значение для управления переходом течения в разные режимы. Важнейшим вопросом в задаче фильтрации является морфологическая устойчивость фронта вытеснения в процессе фильтрации. Обычно считается, что достаточно управлять капиллярным числом, чтобы менять режимы течения. В работе показано, что можно выделить еще один параметр — расклинивающее давление. Если найти механизмы влияния на расклинивающее давление, то можно эффективно управлять течением, меняя толщину струи, и управлять процессом кластеризации (разбиением струи на капли). В работе показано, что таким механизмом может быть взаимодействие молекул углеводорода с наночастицами.

**Ключевые слова:** фильтрация нефти, пористая среда, нанокластеры, графен

**Для цитирования:** Движение нанокластеров нефти в капилляре пористой среды / Ю. В. Пахаруков, Ф. К. Шабиев, Р. Ф. Сафаргалиев, А. В. Морев. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-5-90-97 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 5. – С. 90–97.

### **Flow of oil nanoclusters in a porous medium capillary**

**Yury V. Pakharukov<sup>1,2</sup>, Farid K. Shabiev<sup>1,2</sup>, Ruslan F. Safargaliev<sup>1,2\*</sup>,  
Alexander V. Morev<sup>1</sup>**

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

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

\*safargalievrf@tyuiu.ru

**Abstract.** In the article, we consider movement of hydrophilic and hydrophobic liquids in a capillary. It is known that structure of flow of such fluids depends on set of conditions. The issue of correct choice of control parameters is of great importance for controlling the transition of the flow into different modes. The most important issue in the filtration problem is morphological stability of displacement front during filtration. It is generally assumed that it is sufficient to control the

capillary number to change the flow regimes. The article shows that another parameter can be singled out, which is the disjoining pressure. If mechanisms of influence on wedging pressure can be found, then it is possible to control effectively flow by changing thickness of jet and to control the process of clustering (splitting of jet into droplets). In the article, it is shown that such mechanism can be interaction of hydrocarbon molecules with nanoparticles.

**Keywords:** oil filtration, porous media, nanoclusters, graphene

**For citation:** Pakharukov, Yu. V., Shabiev, F. K., Safargaliev, R. F., & Morev, A. V. (2022). Flow of oil nanoclusters in a porous medium capillary. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 90-97. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-5-90-97

## **Введение**

Процесс фильтрации является важнейшей частью движения жидкости в пористо-капиллярной среде не только в технологиях нефтедобычи, но и при работе энергетических установок. Работа этих установок зависит от точного регулирования расхода жидкости. Одной из проблем работы энергетических установок является снижение со временем расхода жидкости за счет уменьшения проницаемости пористого материала. Все пространство пересекающихся капилляров и пор можно разбить на отдельные кластеры. В этом случае движение жидкости в кластерах можно описывать теорией перколяции [1]. Перколяция характеризуется критической точкой, которая может быть оценена числом Рейнольдса. Известно, что вблизи критического числа Рейнольдса на поверхности капилляров появляется граничный слой, состоящий из кластеров неподвижных молекул жидкости. При этом ламинарное течение в капилляре распадается, а сами кластеры увеличиваются в размере, сливаясь в бесконечный кластер, образуя пленку на поверхности капилляра. В случае вытеснения нефти из пористой среды гидрофильной жидкостью будет образовываться гидрофобная пленка нефти. До сих пор считается, что основным инструментом влияния на движение жидкости в процессе фильтрации является капиллярное число, определяемое вязкостью и скоростью течения жидкости [1]. С ростом капиллярного числа наблюдается смена режимов течения в капиллярах от струйного к капельному и четочному течению [2]. Однако, как видно из вышеизложенного, на характер течения и тепломассообмен в пристеночной области должны влиять пленка и геометрия неоднородности поверхности капилляра. Ниже будет приведен анализ влияния толщины пленки и размера неоднородности поверхности капилляров на смену режимов течения и явлений, связанных с ними.

## **Объект и методы исследования**

Движение капли в капиллярах определяется не только силами, описываемыми капиллярным числом, но и величиной расклинивающего давления.

Рассмотрим движение капли жидкости (нефть) в цилиндрическом капилляре (рис. 1), заполненном не смешивающейся жидкостью (вода).

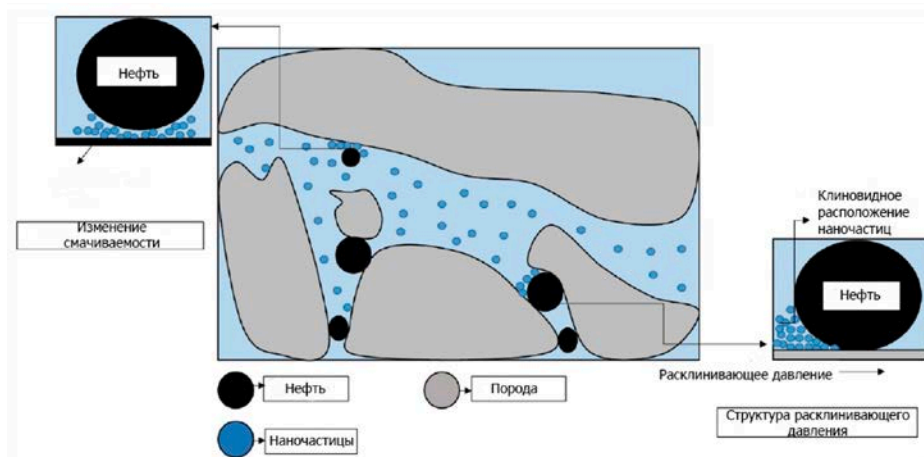


Рис. 1. Движение нанокластера нефти в цилиндрическом капилляре [3]

Введем цилиндрическую систему координат. Ось  $x$  направим по оси капилляра, начало координат свяжем с центром капли. Будем считать, что продольный размер капли больше радиуса капилляра ( $a$ ). В таком представлении задачу капиллярной системы можно моделировать уравнением Навье — Стокса в рамках теории «смазки» [2].

Для случая неподвижной капли ( $A(t) = 0$ ) можно получить уравнение, описывающее изменение толщины пленки в приближении  $h/a \ll 1$  [2].

$$\frac{\partial h}{\partial t} = -\frac{\sigma}{3\mu_1} \frac{\partial}{\partial x} \left\{ h^3 \left[ \frac{\partial^3 h}{\partial x^3} + \left( \frac{1}{a^2} + \frac{\partial P(h)}{\sigma \partial x} \right) \frac{\partial h}{\partial x} \right] \right\}, \quad (1)$$

где  $\sigma$  — поверхностное натяжение;  $P$  — расклинивающее давление.

Для анализа устойчивости этого уравнения необходимо понять временную зависимость толщины пленки [3].

$$h = h_0 + \Delta(x, t), \Delta \ll h_0, \quad (2)$$

где  $\Delta(x, t) = e^{\lambda t + i\omega x}$ .

В результате подстановки получим [2, 3]

$$\lambda = -\frac{\sigma h_0^3}{3\mu_1} \left[ \omega^4 - \omega^2 \left( \frac{1}{a^2} + \frac{P'(h_0)}{\sigma} \right) \right]. \quad (3)$$

Возмущение будет нарастать при  $\lambda > 0$ , если

$$\left( \frac{1}{a^2} + \frac{\partial P}{\partial x} \frac{1}{\sigma} \right) > \omega^2. \quad (4)$$

Частота колебаний поверхности капли связана с ее длиной ( $l$ ), поэтому условие неустойчивости может быть усилено соотношением

$$\frac{\partial P}{\partial x} > -\frac{\sigma}{a^2}. \quad (5)$$

Для оценки можно считать справедливым

$$\frac{\partial}{\partial x} \sim \frac{1}{l}. \quad (6)$$

В результате можно получить размер капли, с которого капля начнет вытягиваться и диспергироваться:

$$l \sim \frac{P(h)a^2}{\sigma}. \quad (7)$$

Оценивая расклинивающее давление выражением  $\Pi = \frac{A}{h^2}$ ,  $h \sim 10^{-7}$  м,  $A = 10^{-12}$ ,  $\sigma \sim 0,1$  н/м, получим  $l \sim 10^{-5}$  м.

На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что эволюция капиллярной системы определяется наряду с капиллярным числом, расклинивающим давлением. Следовательно, детализацию влияния скорости течения жидкости, стенок капилляров и пустотного пространства на процесс фильтрации можно осуществить через анализ расклинивающего давления и выделение роли капиллярного числа.

Таким образом, было показано, что эффекты, проявляемые при движении капель в капиллярах, описываются влиянием двух величин — расклинивающего давления и капиллярного числа.

Рассмотрим влияние капиллярного числа. Пусть имеется участок бесконечной струи радиусом  $R_0$  и поверхностным натяжением  $\sigma$ . Вследствие развития неустойчивости под действием поверхностных сил струя разваливается на капли, то есть совокупность сферических капель будет более выгодна, чем цилиндрическая струя.  $W$  — потенциальная энергия боковых поверхностных сил (капилляра). Приравняв объем цилиндра к объему сферических капель, получим  $r$  — радиус одной капли

$$r = \sqrt[3]{\frac{3R_0^2 L}{4N}},$$

$$\frac{W_{сф}}{W_{цил}} = \sqrt[3]{\frac{9R_0 N}{2L}} < 1.$$

Пусть  $N = 1$ , при  $L > 4,5R_0$  то есть  $r > 3R_0/2$ ,  $L$  — длина неустойчивого участка цилиндрической струи. Струя неустойчива к длинным волнам  $\lambda \geq 4R_0$ . Более строгий анализ показывает

$$r \approx \frac{3R_0}{\sqrt[3]{4}}.$$

Струя неустойчива к радиальным колебаниям и разбивается на капли ( $r$ ). Началом этого процесса является возмущение радиальной проекции радиуса струи [2, 4]

$$R = R_0 + \varepsilon \exp(\omega t + ikx), \quad \varepsilon \ll R_0.$$

В результате можем выразить частоту колебания радиальной поверхности струи

$$\omega^2 = \frac{\varepsilon}{\rho R_0^3} \frac{I_1(kR)}{I_0(kR)} (1 - k^2 R_0^2), \quad kR < 1,$$

где  $I_1, I_0$  — функции Бесселя.

Время образования капель из струи можно оценить выражением

$$\frac{1}{\omega} \approx 3 \sqrt{\frac{\rho R_0}{\sigma}}.$$

Из условия неустойчивости Рэлея следует  $L \geq 4,5R_0$ . С другой стороны, выше было показано, что из условия нарастания возмущения можно получить оценку длины вытянутой капли с учетом расклинивающего давления

$$l \sim \frac{\Pi(h)R^2}{\sigma}.$$

Из сопоставления выражений ( $l \approx L$ ) можно получить оценку расклинивающего давления, необходимого для образования капель:

$$\Pi(h) \geq \frac{4,5\sigma}{R_0}.$$

Скорость вытягивания капли можно оценить выражением

$$V \approx l\omega = \frac{\Pi(h)R_0^{1/2}}{3\sqrt{\sigma\rho}}.$$

Скорость движения капли связана с капиллярным числом соотношением [1–5]

$$V = 1,2(3Ca)^{\frac{2}{3}}.$$

Сравнивая выражения для  $V$  можно получить зависимость капиллярного числа от расклинивающего давления, размера капли и поверхностного натяжения

$$Ca \sim \frac{1}{3} \left( \frac{\Pi R_0^{\frac{1}{2}}}{3,6 \sqrt{\rho \sigma}} \right)^{\frac{3}{2}}.$$

Из анализа выражения следует, что с увеличением капиллярного числа будет развиваться дробление струйного течения на капли. Следовательно, капиллярное число является управляющим параметром, отвечающим за переход между режимами течения.

### Результаты и обсуждение

Такой результат дает возможность управлять структурой флюида в капилляре за счет изменения расклинивающего давления. Дело в том, что изменять капиллярное число можно за счет изменения условий вытеснения в процессе фильтрации. Это не всегда возможно и всегда связано с техническими трудностями. Другое дело расклинивающее давление, которым можно управлять в процессе движения жидкости в капилляре. Например, можно добавить в поток малую концентрацию наночастиц. Ранее в наших работах было показано, что добавление графеновых наночастиц приводит к их взаимодействию с молекулами углеводорода. В результате образуется пленка (рис. 2), хорошо взаимодействующая с поверхностью капилляров.

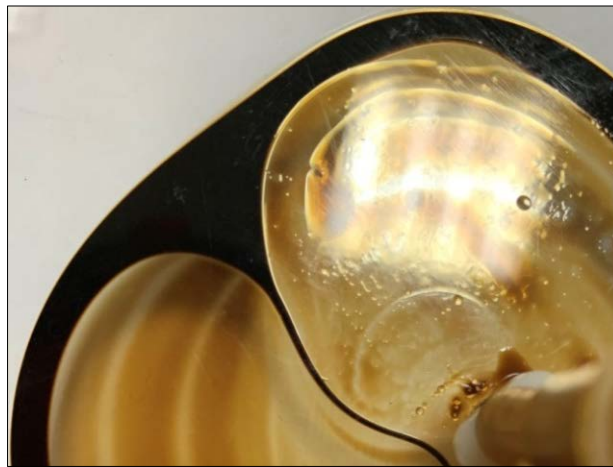


Рис. 2. Вытеснение нефти в радиальной ячейке Хеле-Шоу

Такой эффект приводит к значительному изменению фильтрационного процесса. Ниже приведены результаты вытеснения в ячейке Хеле-Шоу, которая хорошо моделирует процесс фильтрации. Видно, что в результате формирования пленки значительно увеличивается морфологическая устойчивость фронта вытеснения без заметного снижения поверхностного натяжения.



## **Выводы**

Показано, что в процессе фильтрации графенового нанофлюида в радиальной ячейке Хеле-Шоу, заполненной нефтью, за счет тепломассопереноса формируется пленка из молекул углеводородов и наночастиц, обладающая внутренней структурой.

## **Список источников**

1. Мирзаджанзаде, А. Х. Моделирование процессов нефтегазодобычи : нелинейность, неравновесность, неопределенность / А. Х. Мирзаджанзаде, М. М. Хасанов, Р. Н. Бахтизин. – Москва ; Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2005. – 367 с. – Текст : непосредственный.
2. Калинин, В. В. Влияние поверхностных сил на гидродинамику растекания капель и капиллярные течения : специальность 01.02.05 «Механика жидкости, газа и плазмы» : диссертация на соискание ученой степени доктора физико-математических наук / Калинин Василий Валерьянович. – Москва, 2002. – 289 с. – Текст : непосредственный.
3. Design and screening of synergistic blends of SiO<sub>2</sub> nanoparticles and surfactants for enhanced oil recovery in high-temperature reservoirs / N.Y.T. Le, D. K. Pham, K. H. Le, P. T. Nguyen. – Text : electronic // Advances in Natural Sciences : Nanoscience and Nanotechnology. – 2011. – Vol. 2, Issue 3. – URL: <https://doi.org/10.1088/2043-6262/2/3/035013>.
4. Кляцкин, В. И. Диффузия и кластеризация пассивной примеси в случайных гидродинамических потоках : монография / В. И. Кляцкин. – Москва : Физматлит, 2005. – 160 с. – Текст : непосредственный.
5. Пахаруков, Ю. В. Механизмы формирования микрогетерофазных состояний в реофизически сложных средах, применяемых в нефтегазодобыче / Ю. В. Пахаруков ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – 242 с. – Текст : непосредственный.

## **References**

1. Mirzadzhanzade, A. Kh., Khasanov, M. M., & Bakhtizin, R. N. (2005). Modelirovanie protsessov neftegazodobychi : nelineynost', neravnovesnost', neopredelennost'. Moscow, Izhevsk, Institut komp'yuternykh issledovaniy Publ., 367 p. (In Russian).
2. Kalinin, V. V. (2002). Vliyanie poverkhnostnykh sil na gidrodinamiku rastekaniya kapel' i kapillyarnye techeniya. Diss. ... dokt. fiz.-mat. nauk. Moscow, 289 p. (In Russian).
3. Le, N. Y. T., Pham, D. K., Le, K. H., & Nguyen, P. T. (2011). Design and screening of synergistic blends of SiO<sub>2</sub> nanoparticles and surfactants for enhanced oil recovery in high-temperature reservoirs. Advances in Natural Sciences: Nanoscience and Nanotechnology, 2(3). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1088/2043-6262/2/3/035013>

4. Klyatskin, V. I. (2005). Diffuziya i klasterizatsiya passivnoy primeci v sluchaynykh gidrodinamicheskikh potokakh. Moscow, Fizmatlit Publ., 160 p. (In Russian).
5. Pakharukov, Yu. V. (2014). Mekhanizmy formirovaniya mikrogeterofaznykh sostoyaniy v reofizicheski slozhnykh sredakh, primenyaemykh v neftegazodobyche. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 242 p. (In Russian).

#### **Информация об авторах**

**Пахаруков Юрий Вавилович**, доктор физико-математических наук, профессор кафедры физики, методов контроля и диагностики, Тюменский индустриальный университет, профессор кафедры прикладной и технической физики, Тюменский государственный университет, г. Тюмень

**Шабиев Фарид Канафеевич**, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры физики, методов контроля и диагностики, Тюменский индустриальный университет, доцент кафедры прикладной и технической физики, Тюменский государственный университет, г. Тюмень

**Сафаргалиев Руслан Фаридович**, ассистент кафедры физики, методов контроля и диагностики, Тюменский индустриальный университет, старший преподаватель кафедры прикладной и технической физики, Тюменский государственный университет, г. Тюмень, [safargalievrf@tyuiu.ru](mailto:safargalievrf@tyuiu.ru)

**Морев Александр Валентинович**, доктор физико-математических наук, профессор кафедры физики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

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

**Yury V. Pakharukov**, Doctor of Physics and Mathematics, Professor at the Department of Physics, Control and Diagnostic Methods, Industrial University of Tyumen, Professor at the Department of Applied and Technological Physics, University of Tyumen

**Farid K. Shabiev**, Candidate of Physics and Mathematics, Associate Professor at the Department of Physics, Control and Diagnostic Methods, Industrial University of Tyumen, Associate Professor at the Department of Applied and Technological Physics, University of Tyumen

**Ruslan F. Safargaliev**, Assistant at the Department of Physics, Control and Diagnostic Methods, Industrial University of Tyumen, Senior Lecturer at the Department of Applied and Technological Physics, University of Tyumen, [safargalievrf@tyuiu.ru](mailto:safargalievrf@tyuiu.ru)

**Alexander V. Morev**, Doctor of Physics and Mathematics, Professor at the Department of Physics, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 16.08.2022; одобрена после рецензирования 12.09.2022; принята к публикации 15.09.2022.

The article was submitted 16.08.2022; approved after reviewing 12.09.2022; accepted for publication 15.09.2022.

УДК 622.276

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-5-98-107

## **Исследование рецептур промывочных жидкостей для вскрытия продуктивных горизонтов с высоковязкими пластовыми флюидами**

**В. П. Овчинников, О. Н. Шемелина\***

*Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия*

*\*shemelinaon@tyuiu.ru*

**Аннотация.** В статье рассматривается проблема сохранения естественных фильтрационно-емкостных свойств коллекторов нефти и газа при первичном вскрытии и надежного их разобщения от выше- и нижезалегающих продуктивных пластов.

Особое внимание уделено процессам взаимодействия между скважиной и вскрываемыми проницаемыми пластами при ее строительстве, которые в значительной степени определяются геологическими и термобарическими условиями, видами насыщающего пласт флюида, используемыми технологиями и техническими средствами.

В статье рассмотрены основные проблемы строительства скважин, предназначенных для добычи высоковязких нефтей. Для решения были проведены лабораторные и экспериментальные исследования, которые помогут научно обосновать и внедрить новые технологии и технические средства повышения производительности и долговечности работы скважин, предназначенных для добычи высоковязких нефтей из продуктивных пластов со сложными термобарическими условиями.

В работе авторами проведено исследование рецептур промывочных жидкостей для вскрытия продуктивных горизонтов с высоковязкими пластовыми флюидами.

По результатам проведенных лабораторных испытаний было принято решение о применении пресной системы поликатионного раствора.

**Ключевые слова:** высоковязкая нефть, проницаемый пласт, фильтрат бурового раствора, дисперсионная среда, фильтрационно-емкостные свойства, эмульсии, поликатионный раствор

**Для цитирования:** Овчинников, В. П. Исследование рецептур промывочных жидкостей для вскрытия продуктивных горизонтов с высоковязкими пластовыми флюидами / В. П. Овчинников, О. Н. Шемелина. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-5-98-107 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 5. – С. 98–107.

## **Investigating drilling fluid formulations to penetrate productive horizons with high-viscosity formation fluids**

**Vasiliy P. Ovchinnikov, Olga N. Shemelina\***

*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*

*\*shemelinaon@tyuiu.ru*

**Abstract.** This article discusses the problem of preserving the natural reservoir properties of oil and gas reservoirs during the initial penetrating and their reliable separating from overlying and underlying productive formations.

It draws our attention to the processes of interaction between the well and the penetrated permeable formations during its construction, which are largely determined by geological and thermobaric conditions, types of fluid saturating the formation, used technologies and technical means.

The article deals with the main problems of well construction intended for the high-viscosity oil production. Laboratory and experimental studies have been conducted to solve these issues, they will help to scientifically substantiate and implement new technologies and technical means to increase productivity and durability of wells intended for production of high-viscosity oil from productive formations with complex thermobaric conditions. In this work, the authors conducted a study of the formulations of flushing fluids to penetrate productive horizons with high-viscosity formation fluids.

Based on the results of the laboratory tests, it was decided to use a fresh polycationic solution.

**Keywords:** high-viscosity oil, permeable reservoir, drilling fluid filtrate, dispersion medium, reservoir properties, emulsions, polycationic solution

**For citation:** Ovchinnikov, V. P., & Shemelina, O. N. (2022). Investigating drilling fluid formulations to penetrate productive horizons with high-viscosity formation fluids. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 98-107. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-5-98-107

## **Введение**

Освоение запасов высоковязких тяжелых нефтей и природных битумов, составляющих ориентировочно от 800 млрд т до 1 трлн т, что в 6 раз больше остаточных извлекаемых запасов легкой нефти (примерно 170 млрд т), перспективно для нефтяной отрасли сегодня и в будущем. Они сосредоточены на территории целого ряда стран, в том числе и в России, главным образом в Восточной и Западной Сибири, а также на Дальнем Востоке [1].

Для максимального применения потенциальных возможностей каждой скважины на этих месторождениях, каждого продуктивного пласта необходимы постоянное совершенствование технологии строительства скважин, непрерывный контроль и современное управление состоянием разработки [2].

Основной целью является обеспечение сохранности фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, насыщенных высоковязкими углеводородами и характеризующихся условиями термобарического воздействия на них геолого- и технико-технологических факторов [3].

Причиной возникновения данной проблемы являются процессы взаимовлияния между скважиной и вскрываемыми проницаемыми пластами, определяющимися особыми геологическими и термобарическими условиями, определенными видами флюида и применяемыми технологиями и техническими средствами.

Заканчивание скважин на тяжелую нефть представляет ряд проблем, связанных со сложными горно-геологическими и термобарическими условиями.

К важнейшим относятся осложнение поглощения бурового раствора и возникновение значительных напряжений в элементах конструкции скважины при воздействии паром на продуктивный пласт.

Особое внимание уделяется производственным операциям с большими колебаниями температуры, вызванными паровыми производственными процессами и расположением скважин [4].

Максимизация контакта между стволом скважины и коллектором, а также соблюдение соответствующих требований к боковому интервалу между стволами скважины сильно влияют на бурение и заканчивание скважин и должны приниматься во внимание во время планирования разработки месторождения.

### **Объект и методы исследования**

Важным моментом при вскрытии продуктивного пласта является выбор оптимальной рецептуры бурового раствора при бурении и освоении скважин [5].

Основной задачей бурового раствора является сохранение коллекторских свойств вскрываемого продуктивного пласта.

При выборе бурового раствора для проводки интервалов коллекторов и продуктивных горизонтов необходимо учитывать способ заканчивания, методы очистки скважины, химические свойства горных пород, процесс кольматации при вскрытии продуктивного пласта, а также требование минимизации повреждения призабойной зоны [6].

При выборе оптимального бурового раствора необходимо учитывать следующее:

- объемы: начальный, конечный, количество твердой фазы, ожидаемых потерь на поверхности и в самой скважине, коэффициент кавернозности и увеличение диаметра ствола;
- удельный вес раствора, реологические свойства, компоновки бурового инструмента, режимы работы насосов и гидравлических потерь;
- химические свойства раствора на основе степени ингибирования пласта, pH системы, общая минерализация и ограничение по требованиям, предъявляемым геофизическими методами исследования пласта;
- физико-механические свойства, удерживающая способность, способность сохранять в себе жидкую фазу, термическая стабильность;
- лимитирующие свойства раствора — твердой фазы (кольматант + утяжелитель + шлам), максимальное содержание песка, максимально допустимое содержание дисперсного шлама;
- расчет количества химических реагентов, необходимых для бурения интервалов или всей скважины.

При определении концентрации химических реагентов учитывается их абсорбция на твердой фазе и стенках скважины, а также их снижение за счет потери раствора на поверхности и в скважине [7–14].

### **Результаты**

Далее представлены лабораторные и экспериментальные исследования, которые помогут научно обосновать и внедрить новые технологии и

технические средства повышения производительности и долговечности работы скважин, предназначенных для добычи высоковязких нефтей из продуктивных пластов со сложными термобарическими условиями.

В лаборатории разработки технологических жидкостей для бурения скважин проведены лабораторные испытания поликатионного бурового раствора с целью подтверждения соответствия технологических параметров предлагаемой рецептуры проектным решениям и оценки ее термостабильности.

Для проведения лабораторных испытаний были приготовлены поликатионные буровые растворы с хлоридом натрия, с хлоридом калия и растворы пресных растворов, составы которых приведены в таблицах 1 и 2.

Растворы с хлоридом натрия и калия имеют глинистую суспензию 3,5 %, а пресный раствор имеет 3 %.

Таблица 1

**Раствор с хлоридом натрия/калия**

| Наименование реагента                | Единица измерения | Содержание в 1 л раствора |
|--------------------------------------|-------------------|---------------------------|
| Глинистая суспензия (3,5 %)          | мл                | 638/640                   |
| Компонент № 1                        | мл                | 53                        |
| Компонент № 2                        | мл                | 30                        |
| Глицерин                             | мл                | 64                        |
| Хлорид натрия/калия                  | г                 | 63,8/32                   |
| Флотореагент Т-92 + пента 65 марки В | мл                | 9 + 3,8                   |
| Мел                                  | г                 | 95/96                     |
| Барит                                | г                 | 760/780                   |

Таблица 2

**Рецептура пресных растворов**

| Наименование реагента                | Единица измерения | Содержание в 1 л раствора |
|--------------------------------------|-------------------|---------------------------|
| Глинистая суспензия (3 %)            | мл                | 661                       |
| Компонент № 1                        | мл                | 40                        |
| Компонент № 2                        | мл                | 13                        |
| Глицерин                             | мл                | 40                        |
| Флотореагент Т-92 + пента 65 марки В | мл                | 11 + 3,8                  |
| Мел                                  | г                 | 79,4                      |
| Барит                                | г                 | 750                       |

Технологические параметры приготовленного бурового раствора до и после термостатирования в течение 72 часов в статических условиях при температуре 200 °С приведены в таблицах 3, 4.

## Результаты тестирования

| Параметр раствора                    | Проектные                     | Хлорид-натриевый раствор |            | Хлорид-калиевый раствор |            | Пресный раствор |            |
|--------------------------------------|-------------------------------|--------------------------|------------|-------------------------|------------|-----------------|------------|
|                                      |                               | Фактические              |            |                         |            |                 |            |
|                                      |                               | До                       | Через 72 ч | До                      | Через 72 ч | До              | Через 72 ч |
| Т, °С                                | 49                            |                          |            |                         |            |                 |            |
| Тип раствора                         | Утяжеленный полимер-глинистый | Поликатионный            |            |                         |            |                 |            |
| Плотность, г/см <sup>3</sup>         | 1,70                          | 1,67                     | 1,7        | 1,69                    | 1,7        | 1,68            | 1,68       |
| Условная вязкость, с                 | 45–80                         | –                        | –          | –                       | –          | 205             | 132        |
| Пластическая вязкость, сП            | ≤ 50                          | 75                       | 61         | 77                      | 43         | 92              | 62         |
| ДНС, дПа                             | 80–160                        | 60                       | 90         | 65                      | 75         | 125             | 130        |
| СНС <sub>1/10</sub> , дПа            | 50–90/60–140                  | 20/25                    | 20/25      | 20/25                   | 15/20      | 25/35           | 20/30      |
| Показатель фильтрации API, мл/30 мин | ≤ 4 (ВМ-6)                    | 2,6                      | 2,4        | 2,2                     | 5,6        | 4               | 5          |
| Толщина фильтрационной корки, мм     | ≤ 1                           | 1                        | 1          | 1                       | 2          | 1,5             | 1,5        |
| Показатель рН                        | 9–11                          | 7                        | 7          | 7                       | 7          | 7               | 7          |
| Коэффициент трения корки             | ≤ 0,3                         | –                        | 0,1        | –                       | 0,1        | –               | 0,09       |
| МВТ, кг/м <sup>3</sup>               | ≤ 50                          | 7                        | 7          | 7                       | 7          | 7               | 10         |

Выявлено, что пресный раствор с 3 % глинистой суспензии, более низким содержанием компонентов № 1 и № 2 и глицерина, высоким содержанием флотореагента Т-92 + пента 65 марки В (для снижения фильтрации, необходимой для качественного вскрытия продуктивных пластов), а также содержанием мела и барита 79,4 г и 750 г в 1 л соответственно до и после термостатирования в течение 72 часов в статических условиях при температуре 200 °С имеет наибольшие реологические параметры.

Для предупреждения осаждения шлама буровой раствор при прекращении циркуляции должен быстро образовать структуру достаточной прочности, то есть он должен обладать высокими тиксотропными свойствами. Высокое значение раствора СНС в дПа до и после термостатирования 25/35 и 20/30 соответственно, вычисленное через 1 и 10 мин покоя рас-

твор, говорит об его наилучшей способности удерживать шлам, утяжелятель и газ во взвешенном состоянии. Такой раствор, попавший в продуктивный пласт, закупоривает его, снижает поглощения и проявления.

Таблица 4

**Реологические показатели технологических жидкостей  
при различной температуре**

| Т, °С                   | Показания прибора при об/мин |     |     |     |    |    |    |    |   |   |
|-------------------------|------------------------------|-----|-----|-----|----|----|----|----|---|---|
|                         | 600                          | 300 | 200 | 100 | 60 | 30 | 20 | 10 | 6 | 3 |
| Хлориднатриевый раствор |                              |     |     |     |    |    |    |    |   |   |
| До термостатирования    |                              |     |     |     |    |    |    |    |   |   |
| 50                      | 162                          | 87  | 62  | 35  | 23 | 13 | 10 | 6  | 4 | 3 |
| 80                      | 115                          | 64  | 47  | 28  | 19 | 12 | 10 | 7  | 5 | 4 |
| После термостатирования |                              |     |     |     |    |    |    |    |   |   |
| 50                      | 140                          | 79  | 57  | 34  | 23 | 14 | 11 | 7  | 5 | 4 |
| 80                      | 103                          | 51  | 45  | 28  | 20 | 14 | 11 | 8  | 6 | 5 |
| Хлоридкалийевый раствор |                              |     |     |     |    |    |    |    |   |   |
| До термостатирования    |                              |     |     |     |    |    |    |    |   |   |
| 50                      | 167                          | 90  | 64  | 36  | 24 | 14 | 11 | 7  | 5 | 3 |
| 80                      | 118                          | 66  | 48  | 28  | 19 | 12 | 10 | 7  | 5 | 4 |
| После термостатирования |                              |     |     |     |    |    |    |    |   |   |
| 50                      | 101                          | 58  | 42  | 25  | 18 | 11 | 9  | 6  | 5 | 4 |
| 80                      | 85                           | 50  | 38  | 25  | 19 | 13 | 11 | 8  | 7 | 6 |
| Пресный раствор         |                              |     |     |     |    |    |    |    |   |   |
| До термостатирования    |                              |     |     |     |    |    |    |    |   |   |
| 50                      | 209                          | 117 | 84  | 48  | 32 | 19 | 14 | 8  | 6 | 4 |
| 80                      | 161                          | 91  | 61  | 38  | 26 | 16 | 13 | 8  | 6 | 5 |
| После термостатирования |                              |     |     |     |    |    |    |    |   |   |
| 50                      | 150                          | 88  | 65  | 39  | 27 | 17 | 13 | 9  | 7 | 5 |
| 80                      | 130                          | 76  | 56  | 35  | 25 | 17 | 13 | 9  | 8 | 6 |

Большое содержание добавки флотореагента Т-92 + пента 65 марки В приводит к более эффективному снижению липкости глинистой корки и снижает фильтрацию бурового раствора.

Таким образом, повышается качество вскрытия продуктивных пластов, уменьшается интенсивность обвалообразований в глинах, аргиллитах, сланцах, уменьшается толщина фильтрационной корки, препятствуя сальникообразованиям, затыжкам, что в итоге уменьшает вероятность прихвата буровой колонны и приборов в скважине. Особенно важно, что данная смазочная добавка оказывает минимальное негативное воздействие на окружающую среду.

Таким образом, концентрации катионных полимеров в диапазоне от 3 до 5 % обеспечивают низкие значения показателей фильтрации в забойных условиях при воздействии высоких температур до 200 °С, нежели при значениях концентрации от 1 до 3 %.



Применение поликатионных систем обеспечивает повышение технико-экономических показателей бурения (увеличивается механическая скорость бурения (фактическая скорость бурения превышает проектную на 40 %), уменьшаются затраты времени на осложнения, связанные с потерей устойчивости ствола скважины, снижаются затраты на утилизацию раствора и времени на бурение.

### **Выводы**

По результатам проведенных лабораторных испытаний было принято решение о применении пресной системы поликатионного раствора. Данный буровой раствор напрямую влияет на механическую скорость бурения, на предотвращение осложнений при строительстве скважин, на вскрытие продуктивных горизонтов, на крепление и освоение скважин.

Разработанная рецептура поликатионного пресного раствора: (глинистая суспензия 3 % — 661 мл; компонент № 1 — 40 мл; глицерин — 40 мл; флотореагент Т-92 + пента 65 марки В — 11 + 3,8 мл; мел — 79,4 г; барит — 750 г) наиболее термостабильна в продуктивных низкопористых коллекторах с высокими термобарическими условиями.

Основным достоинством выбранной пресной системы поликатионного бурового раствора являются его ингибирующая способность, удовлетворительные смазочные свойства и слабое загрязняющее действие на продуктивный пласт.

Пресная система поликатионного раствора выбрана с учетом фактических геологических условий для различных интервалов скважины.

### **Список источников**

1. Овчинников, В. П. Буровые и промывочные растворы : учебное пособие / В. П. Овчинников, Н. А. Аксенова ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень : Экспресс, 2008. – 307 с. – Текст : непосредственный.
2. Овчинников, В. П. Разработка высокотехнологичной компоновки заканчивания горизонтальной скважины с целью максимизации извлечения углеводородного сырья из баженовской свиты / В. П. Овчинников. – Текст : непосредственный // Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки : материалы международной научно-практической конференции, Тюмень, 15 февраля 2021 г. – Тюмень : ТИУ, 2021. – С. 69–73.
3. Павельева, О. Н. Изменение фильтрационных свойств в породах коллекторах при бурении / О. Н. Павельева, Ю. Н. Павельева, В. П. Овчинников. – Saarbrücken, Germany : LAP LAMBERT Academic Publishing, 2019. – 424 с. – Текст : непосредственный.
4. Изменения фильтрационных свойств в породах коллекторах при бурении / О. Н. Павельева, Ю. Н. Павельева, Л. А. Паршукова, В. П. Овчинников. – Текст : непосредственный // Недропользование XXI век. – 2020. – № 1 (83). – С. 64–69.

5. Павельева, О. Н. Разработка технологий и технических средств сооружения скважин, предназначенных для добычи высоковязких нефтей / О. Н. Павельева. – Текст : непосредственный // Бурение скважин в осложненных условиях : тезисы докладов III Международной научно-практической конференции. – Санкт-Петербург : СПбГУ, 2018. – С. 102–104.
6. Процессы изменения фильтрационных свойств коллекторов нефти и газа при сооружении и эксплуатации скважин : учебное пособие / В. П. Овчинников, А. В. Поднебесных, И. Г. Яковлев [и др.]. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2019. – 331 с. – Текст : непосредственный.
7. Шемелина, О. Н. Анализ технико-экономических показателей бурения при использовании полимерных растворов / О. Н. Шемелина. – Текст : непосредственный // К вершинам познания : материалы X Международной научно-практической конференции, Ноябрьск, 01–30 июня 2020 г. / Под редакцией С. П. Зайцевой. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2021. – С. 173–177.
8. Технологические решения для строительства скважин на месторождениях высоковязких сланцевых углеводородов / В. П. Овчинников, О. В. Рожкова, С. Н. Бастриков [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2021-3-52-62. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2021. – № 3. – С. 52–62.
9. Павельева, О. Н. Исследование условий эффективной проводки скважин на объектах разработки с трудноизвлекаемыми запасами / О. Н. Павельева, В. А. Голозубенко. – Текст : непосредственный // Наука. Общество. Человек : сборник научных трудов по материалам II Международной научно-практической конференции, Смоленск, 15 мая 2019 г. – Смоленск : Международный научно-информационный центр «Наукосфера», 2019. – С. 23–25.
10. Павельева, О. Н. Разработка технологий и технических средств бурения скважин / О. Н. Павельева. – Текст : непосредственный // Трудноизвлекаемые запасы нефти и газа 2019 : сборник статей, докладов и выступлений Всероссийской научно-технической конференции, Уфа, 15 мая 2019 г. – Уфа : Нефтегазовое дело, 2019. – С. 79–80.
11. Шемелина, О. Н. Основные положения бурения в баженовской свите / О. Н. Шемелина. – Текст : непосредственный // Булатовские чтения : сборник статей. – 2020. – Т. 3. – С. 377–379.
12. Шемелина, О. Н. Анализ разработки баженовской свиты на Салымском месторождении / О. Н. Шемелина. – Текст : непосредственный // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 437–440.
13. Шемелина, О. Н. Анализ сооружения скважин, предназначенных для добычи высоковязких нефтей / О. Н. Шемелина. – Текст : непосредственный // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию горно-геологического образования в Сибири, 125-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 05–09 апреля 2021 г. – Томск : Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2021. – С. 363–364.
14. Шемелина, О. Н. Разработка рецептуры бурового раствора / О. Н. Шемелина, В. П. Овчинников. – Текст : непосредственный // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 06–10 апреля 2020 г. – Т. 2. – С. 439–440.

## References

1. Ovchinnikov, V. P., & Aksenova, N. A. (2008). Burovye i promyvochnye rastvory. Tyumen, Ekspres Publ., 307 p. (In Russian).
2. Ovchinnikov, V. P. (2021). Razrabotka vysokotekhnologichnoy komponovki zakanchivaniya gorizontal'noy skvazhiny s tsel'yu maksimizatsii izvlecheniya uglevodородного syr'ya iz bazhenovskoy svity. Tekhnologicheskie resheniya stroitel'stva skvazhin na mestorozhdeniyakh so slozhnymi geologo-tekhnologicheskimi usloviyami ikh razrabotki: materialy mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii, Tyumen, February 15, 2021. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 69-73. (In Russian).
3. Paveleva, O. N., Paveleva, Yu. N., & Ovchinnikov, V. P. (2019). Izmenenie fil'tratsionnykh svoystv v porodakh kollektorakh pri burenii. Germany, Saarbrücken, LAP LAMBERT Academic Publishing, 424 p. (In Russian).
4. Pavelyeva, O. N., Pavelyeva, Yu. N., Parshukova, L. A., & Ovchinnikov, V. P. (2020). Changes in filtration properties of rocks reservoirs while drilling. Nedropol'zovaniye XXI vek, (1(83)), pp. 64-69. (In Russian).
5. Pavelyeva, O. N. (2018). Razrabotka tekhnologiy i tekhnicheskikh sredstv sooruzheniya skvazhin, prednaznachennykh dlya dobychi vysokovyazkikh neftey. Burenie skvazhin v oslozhnennykh usloviyakh: tezisy dokladov III Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. St. Petersburg, St Petersburg University Publ., pp. 102-104. (In Russian).
6. Ovchinnikov, V. P., Podnebesnykh, A. V., Yakovlev, I. G., Ovchinnikov, P. V., Saltykov, V. V., Rozhkova, O. V., & Pavelyeva, O. N. (2019). Protsessy izmeneniya fil'tratsionnykh svoystv kollektorov nefi i gaza pri sooruzhenii i ekspluatatsii skvazhin, Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 331 p. (In Russian).
7. Shemelina, O. N. (2021). Analiz tekhniko-ekonomicheskikh pokazateley bureniya pri ispol'zovanii polimernykh rastvorov. K vershinam poznaniya: materialy X Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii, Noyabrsk, June 01-30, 2020. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 173-177. (In Russian).
8. Ovchinnikov, V. P., Rozhkova, O. V., Batrikov, S. N., Leontiev, D. S., & Ovchinnikov, P. V. (2021). Technological solutions for well construction in high-viscous shale hydrocarbon fields. Oil and Gas Studies, (3), pp. 52-62. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2021-3-52-62
9. Pavelyeva, O. N., & Golozubenko V. A. (2019). Issledovanie usloviy effektivnoy provodki skvazhin na ob'ektakh razrabotki s trudnoizvlekaemyimi zapasami. Nauka. Obshchestvo. Chelovek: sbornik nauchnykh trudov po materialam II Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii, Smolensk, May 15, 2019. Smolensk, Mezhdunarodnyy nauchno-informatsionnyy tsentr "Naukosfera" Publ., pp. 23-25. (In Russian).
10. Pavelyeva, O. N. (2019). Razrabotka tekhnologiy i tekhnicheskikh sredstv bureniya skvazhin. Trudnoizvlekaemye zapasy nefi i gaza 2019: sbornik statey, dokladov i vystupleniy Vserossiyskoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii, Ufa, May 15, 2019. Ufa, Neftegazovoe delo Publ., pp. 79-80. (In Russian).
11. Shemelina, O. N. (2020). Drilling guidelines for the Bazhenov formation. Bulatov readings. Tom 3, pp. 377-379. (In Russian).
12. Shemelina, O. N. (2020). Analysis of the development of the Bazhenov formation at the Salym field. Bulatov readings. Tom 2, pp. 437-440. (In Russian).

13. Shemelina, O. N. (2021). Analiz sooruzheniya skvazhin prednaznachennykh dlya dobychi vysokovyazkikh neftey. Problemy geologii i osvoeniya neдр: trudy XXV Mezhdunarodnogo simpoziuma imeni akademika M. A. Usova studentov i molodykh uchenykh, posvyashchennogo 120-letiyu gorno-geologicheskogo obrazovaniya v Sibiri, 125-letiyu so dnya osnovaniya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta, Tomsk, April 05-09, 2021. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., pp. 363-364. (In Russian).

14. Shemelina, O. N. (2020). Razrabotka retseptury burovogo rastvora. Problemy geologii i osvoeniya neдр: trudy XXIV Mezhdunarodnogo simpoziuma imeni akademika M. A. Usova studentov i molodykh uchenykh, posvyashchennogo 75-letiyu Pobedy v Velikoy Otechestvennoy voyne, Tomsk, April 06-10, 2020. Tom 2, pp. 439-440. (In Russian).

#### **Информация об авторах**

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

**Овчинников Василий Павлович,**  
доктор технических наук, профессор,  
заведующий кафедрой бурения нефтя-  
ных и газовых скважин, Тюменский ин-  
дустриальный университет, г. Тюмень

**Vasiliy P. Ovchinnikov,** Doctor of  
Engineering, Professor, Head of the De-  
partment of Drilling Oil and Gas Wells,  
Industrial University of Tyumen

**Шемелина Ольга Николаевна,**  
аспирант, Тюменский индустриальный  
университет, г. Тюмень, shemelinaon  
@tyuiu.ru

**Olga N. Shemelina,** Postgraduate,  
Industrial University of Tyumen, sheme-  
linaon@tyuiu.ru

Статья поступила в редакцию 19.05.2022; одобрена после рецензирования 06.06.2022; принята к публикации 10.06.2022.

The article was submitted 19.05.2022; approved after reviewing 06.06.2022; accepted for publication 10.06.2022.

УДК 622.276.4

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-5-108-120

## Об определении объема газа, растворенного в попутно-добываемой воде при разработке нефтяных месторождений

О. В. Фоминых<sup>1</sup>, С. А. Леонтьев<sup>1\*</sup>, В. Н. Мороз<sup>2</sup>

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

<sup>2</sup>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Пермь, Россия

\*leontevsa@tyuiu.ru

**Аннотация.** Для выполнения технологических расчетов при проектировании систем рационального использования попутного нефтяного газа используется величина газосодержания, определяемая по результатам исследования глубинных проб нефти. Как правило, скважинная продукция нефтяных месторождений обводнена, причем ее значение увеличивается со временем. Многими исследователями доказан факт растворения углеводородных газов в пластовых водах, так, согласно некоторым результатам, в одном кубическом метре воды может быть растворено до одного кубического метра газа. Этот факт оказывает значительное влияние на технологические режимы работы установок подготовки скважинной продукции, так как при их проектировании закладывается только величина газосодержания добываемой нефти. Для корректного учета объема газа, растворенного в попутно-добываемой воде, необходима разработка достоверной методики расчета предельного газосодержания пластовых вод и количества выделяющегося при снижении давления газа. В этой связи в статье представлены результаты исследований по расчету газосодержания пластовой воды с применением различных методик, полученные результаты сравниваются с лабораторными данными.

**Ключевые слова:** газоотдача, методика расчета растворимости газа в воде, поправочные коэффициенты, фазовые равновесия

**Для цитирования:** Об определении объема газа, растворенного в попутно-добываемой воде при разработке нефтяных месторождений / О. В. Фоминых, С. А. Леонтьев, В. Н. Мороз. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-5-108-120 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 5. – С. 108–120.

## Determining the gas volume dissolving in produced water during the oil field development

Oleg V. Fominykh<sup>1</sup>, Sergey A. Leontiev<sup>1\*</sup>, V. N. Moroz<sup>2</sup>

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

<sup>2</sup>PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Perm, Russia

\*leontevsa@tyuiu.ru

**Abstract.** It is necessary to know the value of the gas factor in order to perform technological calculations when designing systems for the rational use of associated petroleum gas. The value of the gas factor is determined by the results of a study of deep oil samples. As a rule, the well production of oil fields is waterlogged, and its value increases with time. Many researchers have proven the fact of the dissolution of hydrocarbon gases in reservoir water; for example, according to some results, up to one cubic meter of gas can be dissolved in one cubic meter of water. This

fact has a significant impact on the technological modes of operation of well production preparation units, since in their design only the value of the gas factor of the produced oil is taken into account. It is necessary to develop a reliable method for calculating the limiting gas content of reservoir water and the amount of gas releasing during pressure reduction in order to correctly account for the volume of gas dissolving in produced water. The article presents the results of studies on the calculation of the gas factor of reservoir water using various methods; the obtained results are compared with laboratory data.

**Keywords:** gas recovery, method for calculating gas solubility in water, correction factors, phase equilibria

**For citation:** Fominykh, O. V., Leontiev, S. A., & Moroz, V. N. (2022). Determining the gas volume dissolving in produced water during the oil field development. Oil and Gas Studies, (5), pp. 108-120. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-5-108-120

## **Введение**

Известен факт [1, 2], что при увеличении обводненности добываемой скважинной продукции нефтяных месторождений происходит увеличение газового фактора, причем это увеличение непропорционально объему добываемой нефти. В исследованиях [3, 4] приводятся объяснения этому явлению, в частности, показано, что происходит разгазирование попутно-добываемой воды. В работах [5, 6] на основании результатов выполненных лабораторных исследований было указано, что выделяющийся из воды газ представлен преимущественно метаном. Для оценки результатов ранее выполненных исследований и сравнения полученных данных с промышленными выполнены лабораторные исследования на примере нефтяных месторождений Западной Сибири, направленные на оценку количества и химического состава растворяющегося в воде углеводородного газа. Это необходимо для оценки достоверности существующих методов расчета количества углеводородных газов, растворяющихся в воде, с целью учета этих значений при расчетах технологических установок подготовки скважинной продукции.

## **Объект и методы исследования**

Природа воды и углеводородов различается, следовательно, углеводородная составляющая нефтяного газа растворяется в воде хуже, чем в нефти. Пластовые воды насыщаются газом в процессе диффузионного массообмена при контакте с нефтью [7]. Из нефти в воду переходят преимущественно углекислый газ, азот и метан, обладающие более высокой растворимостью в воде, чем другие углеводородные компоненты. Растворимость газа зависит также от минерализации воды, температуры, давления. С увеличением минерализации растворимость углеводородов в воде уменьшается [8, 9]. Известны различные методики оценки количества углеводородного газа, растворяющегося в пластовой воде. Однако их применимость для нефтей и пластовых вод месторождений Западной Сибири ранее не анализировалась. В этой связи в работе приведены результаты лабораторных исследований по определению объема газа, растворенного в во-

де, попутно-добываемой при разработке нефтяных месторождений. Результаты лабораторных исследований сравнивались с данными, полученными расчетными методами.

**Лабораторное моделирование разгазирования попутно-добываемой воды в условиях устья скважины и объекта подготовки продукции для определения потенциального остаточного газосодержания после сепаратора автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ)**

Лабораторные исследования по группам продуктивных пластов на территории деятельности ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь» проводились для решения следующих задач:

- измерения количества газа, растворенного в попутно-добываемой воде, по циклам эксперимента в диапазоне изменения давления сепарации в АГЗУ от 2,8 до 0,01 МПа;
- измерения объема свободного газа при давлении сепарации в АГЗУ;
- построения зависимости объема растворенного и свободного газа, выделившегося из попутно-добываемой воды, от давления сепарации в диапазоне 4,0...0,01 МПа при стандартной температуре (20 °С).

В качестве объекта исследований выбраны Имилорское и Ватьеганское месторождения. Основным критерий выбора скважины — высокое линейное давление на кустовой площадке, обеспечивающее условия, при которых углеводородные газы могут оставаться в попутно-добываемой воде.

*Первый этап. Отбор проб на устье скважины и объектах подготовки продукции*

Для отбора проб были подобраны скважины с максимальным линейным давлением на кустовой площадке. Пробы отбирались в герметичные переносные пробоотборники, обеспечивающие сохранность качества пробы, пробоотборник представляет собой цилиндрическую емкость объемом 300 см<sup>3</sup> с разделительным поршнем, оборудованную на концах вентилями [10, 11].

В основном отбор проб выполнен в АГЗУ путем ручного переключения многоходового переключателя скважин на соответствующий отвод. Место отбора: линия выхода скважинной продукции из сепарационной емкости АГЗУ на жидкостной расходомер. В связи с отсутствием возможности отбора проб в автоматизированной групповой замерной установке часть проб отбиралась на устье добывающих скважин. В процессе отбора проб фиксировались термобарические условия, в частности линейное давление и температура добываемой скважинной жидкости.

*Второй этап. Оценка поступивших проб в лабораторию*

В первую очередь, проводился визуальный осмотр пробоотборников на предмет подтекания вентилях. Пробоотборники выдерживались в течение 24 часов при комнатной температуре. Затем в каждом пробоотборнике измерялось давление. Далее, содержимое пробоотборника переводилось в

PVT-ячейку объемом 400 см<sup>3</sup> установки PVT 400/1000 FV «Sanchez Technologies». Конструкция PVT-ячейки позволяет визуально оценить содержимое ячейки и измерить объемы фаз. Объемы фаз, содержащихся в пробоотборниках, измерялись при давлении в пробоотборниках<sup>1</sup>.

Основной объем проб, отобранных на устье скважины, забракован в связи с отсутствием нефтяной фазы в пробоотборнике. Это связано с тем, что в точке отбора пробы газожидкостная смесь находится в неопределенных соотношениях объемов фаз, а спрогнозировать момент отбора нефтяной фазы не представляется возможным. Только в 25 % отобранных проб удалось «поймать» минимально необходимый объем нефти для проведения дальнейших исследований. В свою очередь, среди проб, отобранных на выходе из сепаратора в АГЗУ, все пробы признаны пригодными для проведения дальнейшего исследования.

На скважинах Имилорского месторождения ТПП «Когалымнефтегаз» и Ватьеганского месторождения ТПП «Повхнефтегаз» отбор проб выполнен на устье в связи с отсутствием возможности отбора в АГЗУ. В процессе отбора проб фиксировались термобарические условия, в частности линейное давление и температура добываемой скважинной жидкости.

На других скважинах Имилорского месторождения ТПП «Когалымнефтегаз» и части скважин Ватьеганского месторождения ТПП «Повхнефтегаз» отбор проб выполнен АГЗУ ручным переключением многоходового переключателя скважин на соответствующий отвод. Место отбора: линия выхода скважинной продукции из сепарационной емкости АГЗУ на жидкостной расходомер (рис. 1) с целью исключения отбора свободного газа. В процессе отбора проб фиксировались термобарические условия, в частности линейное давление и температура добываемой скважинной жидкости.



Рис. 1. Процесс отбора проб в АГЗУ

<sup>1</sup> ОСТ 153-39.2-048-2003. Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. Объем исследований и формы представления результатов. – Введ. 2003-07-01. – М., 2003. – 93 с.



Эксплуатационные технологические показатели по выбранным скважинам Ватьеганского месторождения представлены в таблице 1.

Пробы, признанные пригодными для проведения дальнейших исследований, приводились в PVT-ячейке к условиям отбора, интенсивно перемешивались и отстаивались в течение 4 часов. В пробах из скважин Имилорского и Ватьеганского месторождений, отобранных после сепаратора АГЗУ, при термобарических условиях отбора обнаружена фаза свободного газа.

Для определения остаточного газосодержания попутной воды были исследованы пробы пластов АВ<sub>1</sub><sup>2</sup> и БВ<sub>6</sub><sup>1</sup> Ватьеганского месторождения.

Таблица 1

**Эксплуатационные технологические показатели скважин  
Ватьеганского месторождения**

| Место отбора проб | Пласт                        | Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут | Обводненность, % | Линейное давление, атм | Буферное давление, атм | Температура, °С |
|-------------------|------------------------------|-------------------------------------|------------------|------------------------|------------------------|-----------------|
| Устье скв.        | АВ <sub>1</sub> <sup>2</sup> | 23,5                                | 50               | 26                     | 23                     | 20              |
| Устье скв.        | АВ <sub>1</sub> <sup>2</sup> | 135,5                               | 97               | 25                     | 25                     | 48              |
| Устье скв.        | БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup> | 89,6                                | 56               | 26                     | 28                     | 40              |
| АГЗУ              | АВ <sub>1</sub> <sup>2</sup> | 79,3                                | 73               | 24                     | 25                     | 45              |
| АГЗУ              | БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup> | 130,1                               | 96               | 24                     | 25                     | 60              |

Так как газосодержание воды при давлениях, соответствующих давлениям в сепараторе АГЗУ, существенно ниже, чем нефти, в процессе исследования возникла техническая проблема. Объем газа, выделяющегося из воды при атмосферных термобарических условиях, был недостаточен даже для заполнения мертвого объема лабораторной сепарационной установки, что не давало возможности измерить его объем при атмосферном давлении (0,101325 МПа). Поэтому для определения остаточного газосодержания был применен следующий метод. Мерный цилиндр на 250 см<sup>3</sup> полностью погружался в емкость с насыщенным водяным раствором хлористого натрия и переворачивался вверх дном так, чтобы внутри цилиндра отсутствовал воздух. Ко дну цилиндра подводился капилляр. Из бомбы PVT через капилляр с помощью прецизионного насоса в мерный цилиндр с постоянным расходом подавалась порция воды объемом 150 см<sup>3</sup>, где про-

исходил процесс ее дегазации. Для поддержания атмосферного давления при дегазации с помощью вертикального продольного перемещения мерного цилиндра производилось совмещение внешнего и внутреннего менисков. Объем выделившегося газа фиксировался по шкале мерного цилиндра. Для анализа компонентного состава выделившийся газ через капилляр отбирался в откакумированный пикнометр. Схема применяемого оборудования показана на рисунке 2. Результаты измерения газосодержания воды приведены в таблице 2.

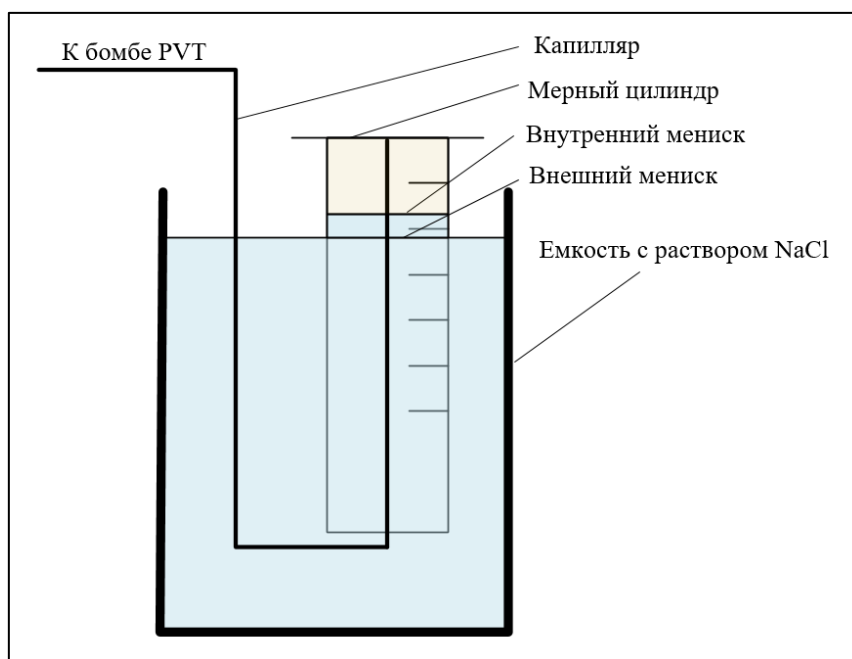


Рис. 2. Схема оборудования для определения газосодержания воды

По результатам исследований газосодержание проб воды из пласта АВ<sub>1</sub><sup>2</sup> изменяется в диапазоне от 0,51 до 0,61 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (в среднем 0,57 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>), из пласта БВ<sub>6</sub><sup>1</sup> — от 0,65 до 0,75 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (в среднем 0,71 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>). Большее газосодержание воды в пробе из пласта БВ<sub>6</sub><sup>1</sup> объяснимо более высоким давлением и более низкой температурой в сепараторе АГЗУ при отборе. Растворенные в воде газы всех исследованных проб близки по составу. Содержание преобладающего компонента — метана составляет от 93,3 до 94,8 % (в среднем 94,2 %). Молекулярная масса водорастворенных газов изменяется от 18,77 до 19,21 а.е.м. (в среднем 18,96 а.е.м.).

Полученные данные хорошо коррелируют с результатами, приведенным в работе [10], в этой связи интерес представляют исследование физико-химических процессов растворения углеводородных газов в пластовых водах и разработка современной методики расчета процесса, так как суще-

ствующие методы [7, 12–15] построены на выводах и методиках<sup>2</sup>, полученных с применением устаревших методов, приборов и технологий лабораторных исследований, позволяющих выполнять оценку достоверности получаемых теоретических данных.

Таблица 2

**Результаты разгазирования проб воды из скважин  
Ватъеганского месторождения**

| Пласт                                             | AB <sub>1</sub> <sup>2</sup> |         |         |         | БВ <sub>6</sub> <sup>1</sup> |         |         |         |
|---------------------------------------------------|------------------------------|---------|---------|---------|------------------------------|---------|---------|---------|
| Номер пробы                                       | 1                            | 2       | 3       | 4       | 1                            | 2       | 3       | 4       |
| Газосодержание,<br>м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> | 0,51                         | 0,61    | 0,58    | 0,56    | 0,72                         | 0,75    | 0,65    | 0,71    |
| Компонентный состав и свойства растворенного газа |                              |         |         |         |                              |         |         |         |
| Компонент                                         | Содержание, мольная доля, %  |         |         |         |                              |         |         |         |
| N <sub>2</sub>                                    | 1,294                        | 1,285   | 1,267   | 1,281   | 1,405                        | 1,400   | 1,401   | 1,404   |
| CO <sub>2</sub>                                   | 0,046                        | 0,052   | 0,064   | 0,060   | 0,042                        | 0,033   | 0,032   | 0,044   |
| CH <sub>4</sub>                                   | 94,490                       | 94,731  | 94,791  | 94,589  | 93,879                       | 94,036  | 93,294  | 93,672  |
| C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>                     | 1,725                        | 1,728   | 1,645   | 1,696   | 1,617                        | 1,570   | 1,846   | 1,697   |
| C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>                     | 1,005                        | 0,958   | 0,948   | 0,987   | 1,303                        | 1,216   | 1,548   | 1,388   |
| i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>                  | 0,405                        | 0,353   | 0,355   | 0,389   | 0,515                        | 0,493   | 0,573   | 0,535   |
| n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>                  | 0,415                        | 0,344   | 0,353   | 0,392   | 0,434                        | 0,439   | 0,471   | 0,447   |
| i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>                  | 0,205                        | 0,172   | 0,185   | 0,198   | 0,284                        | 0,288   | 0,294   | 0,288   |
| n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>                  | 0,296                        | 0,258   | 0,277   | 0,291   | 0,415                        | 0,416   | 0,435   | 0,422   |
| psC <sub>6+</sub>                                 | 0,117                        | 0,119   | 0,116   | 0,118   | 0,104                        | 0,109   | 0,106   | 0,105   |
| Сумма                                             | 100,000                      | 100,000 | 100,000 | 100,000 | 100,000                      | 100,000 | 100,000 | 100,000 |
| Средняя молекулярная масса, а.е.м.                | 18,93                        | 18,77   | 18,80   | 18,89   | 19,00                        | 18,99   | 19,21   | 19,07   |
| Относительная плотность газа                      | 0,947                        | 0,940   | 0,941   | 0,946   | 0,951                        | 0,951   | 0,961   | 0,955   |

**Определение коэффициентов растворенного газа**

В соответствии с приложением к постановлению Правительства Российской Федерации от 16 мая 2014 года № 451 «Об утверждении Правил учета нефти» существует несколько способов определения коэффициентов растворенного газа в нефти ( $K_{\text{при}}^j$ ):

1. Расчет, основанный на вычислении относительной плотности растворенного газа

Коэффициент ( $K_{\text{при}}^j$ ) определяется в общем виде по формуле, при необходимости с поправкой, учитывающей содержание воды:

<sup>2</sup> Методические рекомендации по комплексному изучению месторождений и подсчету запасов попутных полезных ископаемых компонентов (рекомендованы к использованию протоколом МПР России от 03.04.2007 № 11-17/0044-пр). – М.: ФГУ «ГКЗ», 2007. – 15 с.

$$K_{\text{рг}}^j = 1 - (1,205 \cdot 10^{-3} \cdot V_{\text{рг}} \cdot \rho_{\text{отн рг}}) / (0,274 + 0,2 \cdot \rho_{\text{отн рг}}), \quad (1)$$

где  $V_{\text{рг}}$  — объемная доля растворенного газа, приведенного к стандартным условиям (давление — 101 325 Па, температура — +20 °С), в единице объема нефтегазоводяной смеси в условиях измерений, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{отн рг}}$  — относительная плотность растворенного газа.

2. Расчет, основанный на вычислении кажущейся плотности растворенного газа

Коэффициент ( $K_{\text{рг}}^j$ ) определяют по формуле

$$K_{\text{рг}}^j = 1 - (V_{\text{рг}} \cdot \rho_{\text{г}}) / \rho_{\text{рг}}, \quad (2)$$

где  $V_{\text{рг}}$  — содержание растворенного газа, приведенного к стандартным условиям (давление — 101 325 Па, температура — +20 °С) в единице объема нефтегазоводяной смеси в условиях измерения, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{г}}$  — плотность попутного нефтяного газа в стандартных условиях (давление — 101 325 Па, температура — +20 °С), кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{рг}}$  — кажущаяся плотность попутного растворенного газа (плотность, которую имеет газ в растворенном в нефти состоянии при рабочих давлении и температуре), кг/м<sup>3</sup>, определяемая по формуле

$$\rho_{\text{рг}} = -321,7 + 212,9 \cdot \rho_{\text{г}} + 0,47 \cdot \rho_{\text{н}} - 149,37 \cdot \rho_{\text{г}}^2 + 0,503 \cdot \rho_{\text{г}} \cdot \rho_{\text{н}} - 0,0002045 \cdot \rho_{\text{н}}^2,$$

где  $\rho_{\text{н}}$  — плотность обезвоженной дегазированной нефти в стандартных условиях (давление — 101 325 Па, температура — +20 °С), кг/м<sup>3</sup>.

3. Расчет по графикам зависимостей

Коэффициент ( $K_{\text{рг}}^j$ ) принимают по графику в зависимости от плотности нефти и давления  $P$  в соответствии с графиком (рис. 3).

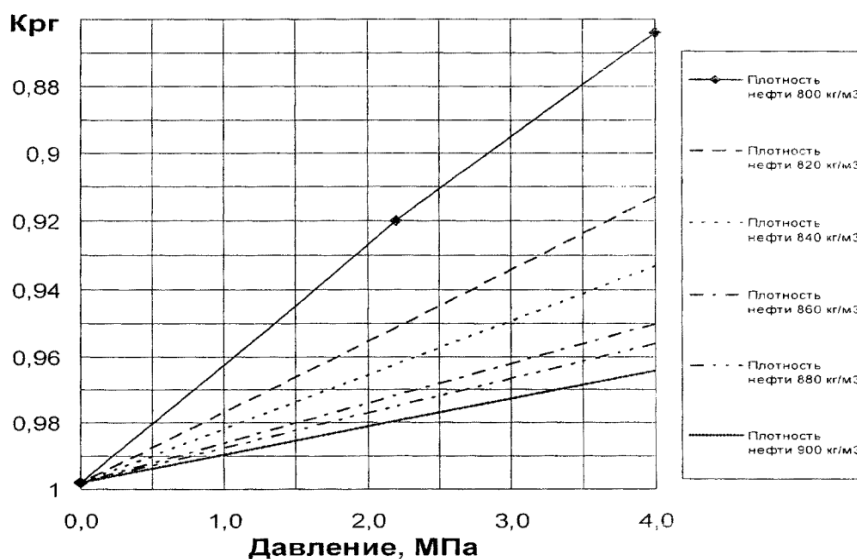


Рис. 3. Справочная номограмма зависимости  $K_{\text{рг}}$  от давления сепарации и плотности нефти

В данной работе в результате проведенных лабораторных исследований определены необходимые параметры для расчета коэффициентов растворенного газа в нефти ( $K_{\text{ргі}}^j$ ) в соответствии с формулами 1, 2. Дальнейший расчет коэффициентов растворенного газа в нефти ( $K_{\text{ргі}}^j$ ) осуществлялся в соответствии с формулой 2. Результаты расчетов приведены в таблице 3.

Таблица 3

**Результаты расчета коэффициентов растворенного газа**

| $AB_1^2$      |                    | $BB_6^1$      |                    |
|---------------|--------------------|---------------|--------------------|
| Давление, МПа | $K_{\text{ргі}}^j$ | Давление, МПа | $K_{\text{ргі}}^j$ |
| 2,3           | 0,965              | 2,6           | 0,955              |
| 1,8           | 0,973              | 2,1           | 0,963              |
| 1,3           | 0,980              | 1,5           | 0,973              |
| 0,8           | 0,988              | 0,9           | 0,983              |
| 0,3           | 0,996              | 0,3           | 0,994              |
| 0,0           | 1,000              | 0,0           | 1,000              |

**Результаты**

Согласно данным, указанным в работе [16], для идеальных газов и идеальных растворов применим Закон Генри — Дальтона, согласно которому при постоянной температуре растворимость (концентрация) газа в данной жидкости прямо пропорциональна давлению этого газа над раствором. Рассматриваемые условия позволяют использовать этот закон для определения растворимости углеводородных газов в пластовых водах, так как при давлениях, характерных для систем промышленной подготовки скважинной продукции, систему можно рассматривать как идеальную [17]. В этой связи задача разработки методики определения объема растворения газа в воде сводится к поиску наиболее достоверного способа расчета давления насыщенного пара для метана и других газов, как одного из параметров начала разгазирования, что крайне важно для расчета промышленных систем подготовки нефти [18]. Однако влияние факта дегазации пластовой воды на разработку месторождений, в том числе и нефтяных, — доказанный [19] и активно изучаемый процесс [20], но не учитывается в действующих регламентирующих документах по подсчету запасов.

**Выводы**

Таким образом, существующие методики позволяют выполнить расчет объема газа, растворяющегося в пластовой воде, который, очевидно, будет выделяться при снижении пластового давления. Этот фактор в настоящее время не учитывается в действующих регламентирующих документах по подсчету запасов углеводородов, однако влияние факта дегазации

зации пластовой воды на разработку месторождений, в том числе и нефтяных, — доказанный и активно изучаемый процесс.

#### **Список источников**

1. Гульятеева, Н. А. Массообмен в системе нефть — газ — вода и его влияние на добычу нефтяного газа / Н. А. Гульятеева, Э. Н. Тоцев. — Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. — 2013. — № 10. — С. 100–103.
2. Гульятеева, Н. А. Влияние количества газа, растворенного в пластовой воде, на распределение объемов составляющих добываемой продукции скважин / Н. А. Гульятеева, В. В. Крикунов. — Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. — 2012. — № 8. — С. 40–43.
3. Влияние закачиваемой воды на параметры пластовой нефти / И. М. Амерханов, Г. А. Рейм, С. Т. Гребнева, М. Р. Катаева. — Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. — 1976. — № 6. — С. 16–18.
4. Намиот, А. Ю. Фазовые равновесия в добыче нефти / А. Ю. Намиот // Москва : Недра, 1976. — 183 с. — Текст : непосредственный.
5. Шилов, Ю. С. Ресурсы водорастворенных газов России. — Москва : Недра, 1995. — 48 с. — Текст : непосредственный.
6. Ларин, В. И. Геология нефти и газа / В. И. Ларин, В. П. Филиппов. — Москва : ГАНГ, 1997. — 176 с. — Текст : непосредственный.
7. Гульятеева, Н. А. Исследование причин поступления газа в добывающие нефтяные скважины и разработка методов идентификации его источников : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Гульятеева Наталья Анатольевна ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. — Тюмень, 2011. — 115 с. — Текст : непосредственный.
8. Девяткова, Ю. С. Методика расчета запасов газа, растворенного в водоносном бассейне / Ю. С. Девяткова, О. В. Фоминых. — Текст : непосредственный // Наука и ТЭК. — 2012. — № 5. — С. 21–22.
9. Фоминых, О. В. Исследование фазовых равновесий углеводородов и обоснование метода их расчета для снижения потерь нефти при разработке месторождений : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание кандидата технических наук / Фоминых Олег Валентинович ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. — Тюмень, 2011. — 107 с. — Текст : непосредственный.
10. Мороз, В. Н. Обоснование методов исследования глубинных проб нефти из залежей с газовой шапкой на примере Пякяхинского месторождения / В. Н. Мороз, О. С. Краснящих, А. М. Мулюков [и др.]. — DOI 10.33285/0207-2351-2021-8(632)-16-21. — Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. — 2021. — № 8. — С. 16–20.
11. Мороз, В. Н. Порядок и оценка проб для учета количества и свойств газа в системе сбора и подготовки скважинной продукции / В. Н. Мороз, С. А. Леонтьев. — Текст : непосредственный // Решение прикладных задач нефтегазодобычи на основе классических работ А. П. Телкова и А. Н. Лапердина. Материалы национальной научно-технической конференции. — Тюмень, 2022. — С. 41–44.

12. 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. – С. 103–111.
13. Dodson, C. B. Pressure-Volume-temperature and solubility relations for natural-gas-water mixtures / C. B. Dodson, M. B. Standing. – Direct text // Drilling and production practice. – 1944. – P. 173–178.
14. Jones, P. J. Petroleum Production / P. J. Jones. – New York : Reinhold Publishing Corporation, 1946. – 284 p. – Direct text.
15. Кордик, К. Е. Исследование закономерностей изменения газового фактора при эксплуатации нефтяных месторождений Западной Сибири : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание кандидата технических наук / Кордик Кирилл Евгеньевич. – Тюмень, 2018. – 191 с. – Текст : непосредственный.
16. Рид, Р. Свойства газов и жидкостей : справочное пособие / Р. Рид, Дж. Праусниц, Т. Шервуд ; перевод с английского, под редакцией Б. И. Соколова. – 3-е изд., перераб. и доп. – Ленинград : Химия : Ленингр. отд-ние, 1982. – 592 с. – Перевод изд.: The properties of gases and liquids / Robert C. Reid, John M. Prausnitz, Thomas K. Sherwood. New York, 1977. – Текст : непосредственный.
17. Леонтьев, С. А. Определение констант фазового равновесия по данным исследования глубинных проб нефти / С. А. Леонтьев, О. В. Фоминых. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2009. – № 4 (76). – С. 84–87.
18. О тенденциях изменения газового фактора в процессе эксплуатации месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / К. Е. Кордик, В. В. Шкандратов, А. Е. Бортников, С. А. Леонтьев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 8. – С. 54–57.
19. Шейх-Али, Д. М. Методика определения остаточных ресурсов газа в процессе разработки нефтяных месторождений / Д. М. Шейх-Али, Э. М. Юлбарисов, М. Д. Валеев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 11. – С. 32–33.
20. Колмаков, А. В. Исследование и разработка технологии выработки остаточных запасов низконапорного газа сеноманских залежей : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Колмаков Алексей Владиславович ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2012. – 170 с. – Текст : непосредственный.

### **References**

1. Gulyaeva, N. A., & Toshev, E. N. (2013). Mass exchange in the oil-gas-water and its effect on the production of associated gas. Oil Industry, (10), pp. 100-103. (In Russian).
2. Gulyaeva, N. A., & Krikunov, V. V. (2012). Effect of gas reserves dissolved in formation water on the current distribution of the components volumes in oil wells production. Oil Industry, (8), pp. 40-43. (In Russian).

3. Amerkhanov, I. M., Reim, G. A., Grebneva, S. T., & Kataeva, M. R. (1976). Influence of injected water on reservoir oil parameters. *Oilfield Engineering*, (6), pp. 16-18. (In Russian).
4. Namiot, A. Yu. (1976). *Fazovye ravnovesiya v dobyche nefi*. Moscow, Nedra Publ., 183 p. (In Russian).
5. Shilov, Yu. S. (1995). *Resursy vodorastvorenykh gazov Rossii*. Moscow, Nedra Publ., 48 p. (In Russian).
6. Larin, V. I., & Filippov, V. P. (1997). *Geologiya nefi i gaza*. Moscow, GANG Publ., 176 p. (In Russian).
7. Gul'tyaeva, N. A. (2015). *Issledovanie prichin postupleniya gaza v dobyvayushchie neftyanye skvazhiny i razrabotka metodov identifikatsii ego istochnikov*. Diss. ... kand. techn. nauk. Tyumen, 115 p. (In Russian).
8. Devyatkov, Yu. S., & Fominykh, O. V. (2012). Metodika rascheta zapasov gaza, rastvorennogo v vodonosnom bassejne. *Nauka i TEK*, (5), pp. 21-22. (In Russian).
9. Fominykh, O. V. (2011). *Issledovanie fazovykh ravnovesiy uglevodorodov i obosnovanie metoda ikh rascheta dlya snizheniya poter' nefi pri razrabotke mestorozhdeniy*. Diss. ... kand. techn. nauk. Tyumen, 107 p. (In Russian).
10. Moroz, V. N., Krasnyashchikh, O. S., Mulyukov, A. M., Leontiev, S. A., Fominykh, O. V., & Strelnikov, D. A. (2021). Substantiation of methods of investigation of deep samples of oil from deposits with gas cap by example of Pyakyakhinsky deposit. *Oilfield Engineering*, (8), pp. 16-20. (In Russian). DOI: 10.33285/0207-2351-2021-8(632)-16-21
11. Moroz, V. N., & Leontiev, S. A. (2022). Poryadok i otsenka prob dlya ucheta kolichestva i svoystv gaza v sisteme sbora i podgotovki skvazhinnoy produktsii. *Reshenie prikladnykh zadach neftegazodobychi na osnove klassicheskikh rabot A. P. Telkova i A. N. Laperdina. Materialy natsional'noy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii*. Tyumen, 2022, pp. 41-44. (In Russian).
12. 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), pp. 103-111. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2021-6-103-111
13. Dodson, C. B., & Standing, M. B. (1944). Pressure-Volume-temperature and solubility relations for natural-gas-water mixtures. *Drilling and production practice*, pp. 173-178. (In English).
14. Jones, P. J. (1946). *Petroleum Production*. New York, Reinhold Publishing Corporation, 284 p. (In English).
15. Kordik, K. E. (2018). *Issledovanie zakonomernostey izmeneniya gazovogo faktora pri ekspluatatsii neftyanykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri*. Diss. ... kand. techn. nauk. Tyumen, 191 p. (In Russian).
16. Reid, R. C., Prausnitz, J. M., & Sherwood, T. K. (1977). *The properties of gases and liquids*. New York. (In English).
17. Leontiev, S. A., & Fominykh, O. V. (2009). Determination of phase equilibrium constants based on the data of subsurface oil samples study. *Oil and Gas Studies*, (4(76)), pp. 84-87. (In Russian).
18. Kordik, K. E., Shkandratov, V. V., Bortnikov, A. E., & Leontiev, S. A. (2016). About trends in the oil-gas ratio change in the process of exploitation of LUKOIL-West Siberia LLC fields. *Oil Industry*, (8), pp. 54-57. (In Russian).
19. Sheikh-Ali, D. M., Yulbarisov, E. M., & Valeev, M. D. (2006). Method for remaining gas resources estimation while developing oil fields. *Oil Industry*, (11), pp. 32-33. (In Russian).



20. Kolmakov, A. V. (2012). Issledovanie i razrabotka tekhnologii vyrabotki ostatochnykh zapasov nizkonapornogo gaza senomanskikh zalezhey. Diss. ... kand. techn. nauk. Tyumen, 170 p. (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

**Мороз Владимир Николаевич**, начальник отдела исследований пластовых флюидов, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИИ-ПИНЕФТЬ», г. Пермь

#### **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

**Vladimir N. Moroz**, Head of Reservoir Fluid Research Department, PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Perm

Статья поступила в редакцию 27.04.2022; одобрена после рецензирования 26.07.2022; принята к публикации 29.07.2022.

The article was submitted 27.04.2022; approved after reviewing 26.07.2022; accepted for publication 29.07.2022.

УДК 665.622.2

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-5-121-131

**Особенности технологического расчета входной сепарационной  
установки с предварительным сбросом воды**

**М. Ю. Тарасов<sup>1\*</sup>, Е. А. Клевцов<sup>1</sup>, В. М. Тарасов<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>ПАО «Гипротюменнефтегаз», Тюмень, Россия

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

\*tarasov@gtng.ru

**Аннотация.** Для обеспечения эффективной сепарации продукции нефтяных добывающих скважин с повышенным содержанием попутного нефтяного газа используются входные сепарационные установки, состоящие из входного сепаратора, который обеспечивает отделение основного количества свободного газа от жидкости, нефтегазосепаратора, в котором от жидкости окончательно отделяется свободный газ, и сепаратора-каплеуловителя, предназначенного для предотвращения уноса капельной жидкости с газом. При поступлении на установку газоводонефтяной смеси с высоким водосодержанием вместо нефтегазосепаратора может быть использован нефтегазоводоразделитель, что позволяет осуществлять одновременно с разгазированием предварительный сброс воды. В работе рассмотрена технология сепарации и предварительного сброса воды для нефтей с повышенным газосодержанием и предложен вариант с использованием подогрева частично разгазированной жидкости. Приведены эмпирические зависимости минимальной высоты столба жидкости над нефтегазосепаратором (нефтегазоводоразделителем) в зависимости от вязкости и плотности жидкости. Разработана методика технологического расчета взаиморасположения аппаратов и показана возможность использования теплообменных аппаратов в составе установки.

**Ключевые слова:** сепарация нефти и газа, предварительный сброс воды, технологический расчет, нефтегазоводоразделитель

**Для цитирования:** Тарасов, М. Ю. Особенности технологического расчета входной сепарационной установки с предварительным сбросом воды / М. Ю. Тарасов, Е. А. Клевцов, В. М. Тарасов. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-5-121-131 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 5. – С. 121–131.

**Features of the technological calculation of the inlet separation plant  
with preliminary water discharge**

**Mikhail Yu. Tarasov<sup>1\*</sup>, Evgeniy A. Klevtsov<sup>1</sup>, Vladislav M. Tarasov<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Giprotyumenneftegaz PJSC, Tyumen, Russia

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

\*tarasov@gtng.ru

**Abstract.** To ensure efficient separation of oil production wells with a high content of associated petroleum gas, inlet separation units are used, consisting of an inlet separator, which ensures the separation of the main amount of free gas from liquid, an oil and gas separator, in which free gas is finally separated from the liquid, and a separator-drop catcher, designed to prevent entrainment of droplet liquid with gas. When a gas-water-oil mixture with a high water content enters the plant, an oil and gas water separator can be used instead of an oil and gas separator, which makes it possible to carry out a preliminary discharge of water simultaneously with degassing. The article considers the technology of separation and preliminary discharge of water for oils with high gas content and proposes a variant using heating of a partially degassed liquid. Empirical dependences of the minimum height of the liquid column above the oil and gas separator (gas and water separator) depending on the viscosity and density of the liquid are given. A technique for technological calculation of the mutual arrangement of apparatuses has been developed, the possibility of using heat exchangers as part of the installation has been shown.

**Keywords:** oil and gas separation, preliminary water discharge, technological calculation, oil-gas-water separator

**For citation:** Tarasov, M. Yu, Klevtsov, E. A., & Tarasov, V. M. (2022). Features of the technological calculation of the inlet separation plant with preliminary water discharge. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 121-131. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-5-121-131

## Введение

На ряде нефтяных месторождений, в продуктивных пластах которых нефть находится в так называемых подгазовых зонах, наблюдаются прорывы газа из газовых шапок (вышележащих газовых пластов) в нефтедобывающие скважины. Это обуславливает необходимость отделения большого количества газа в процессе сбора и подготовки нефти. Для эффективного отделения газа от нефти в этих условиях была разработана технология с входным сепаратором, который устанавливается перед первой ступенью сепарации [1–4]. В настоящее время процесс сепарации по данной технологии осуществляется на входной нефтегазосепарационной установке (ВНГСУ), состоящей из входного сепаратора (СВ), нефтегазосепаратора (НГС) и газосепаратора-каплеуловителя (ГС) согласно разработанным нормативным документам<sup>1</sup>.

При этом высоты монтажа аппаратов должны определяться проектными и конструкторскими организациями согласно гидравлическому расчету в зависимости от диаметра соединительных трубопроводов, параметров процесса сепарации и физико-химических свойств продукции скважин.

Целью данной работы является разработка методического подхода к технологическому расчету ВНГСУ, а именно к расчету взаимного расположения аппаратов, составляющих ВНГСУ, в условиях одновременного отделения в ней газа и предварительного сброса воды.

---

<sup>1</sup>РД 39-0148070-320-88. Руководство по применению технологии сепарации нефти на месторождениях с подгазовыми зонами. – Тюмень, 1988. – 12 с.

<sup>2</sup>РД-39-0004-90. Руководство по проектированию и эксплуатации сепарационных узлов нефтяных месторождений, выбору и компоновке сепарационного оборудования. – Уфа, 1990. – 68 с.

### **Объект и методы исследования**

Размещение ВНГСУ в системе сбора, подготовки и внутрипромыслового транспорта нефти, газа и воды и, соответственно, взаиморасположение аппаратов, составляющих установку, зависят от ее функционального назначения.

Как правило, такие установки располагаются на дожимных насосных станциях (ДНС) либо на установках предварительного сброса воды (УПСВ), где используются для повышения эффективности сепарации нефти и газа.

На месторождениях с подгазовыми зонами (повышенным содержанием газа в водонефтегазовой смеси) ВНГСУ могут быть расположены на кустах скважин или в ключевых точках нефтегазосбора для разделения потоков газа и жидкости. Для нефтегазосборных трубопроводов на этих месторождениях характерно наличие пробкового (пульсирующего) режима течения водонефтегазовой смеси, что в условиях надземной прокладки трубопроводов обуславливает потенциальную аварийную ситуацию из-за возможного смещения трубопровода [5]. Одним из вариантов предотвращения образования пробок и установления стабильных режимов течения является использование напорной двухтрубной системы сбора с применением нефтегазовых сепараторов для разделения жидкости и газа [6].

В процессе эксплуатации месторождения на ВНГСУ начинает поступать газоводонефтяная смесь с повышенным водосодержанием, и возникает вопрос об организации предварительного сброса воды. Рациональным вариантом является совмещение процессов разгазирования и водоотделения в одном аппарате [7, 8]. В этом случае вместо нефтегазосепаратора может быть использован нефтегазоводоразделитель (НГСВ), что позволяет осуществлять одновременно с разгазированием предварительный сброс воды.

Принципиальная схема взаиморасположения аппаратов ВНГСУ с предварительным сбросом воды приведена на рисунке 1. Входной сепаратор, работающий по «сухому дну», снабжен двумя штуцерами ввода газожидкостной смеси (для уменьшения ее скорости), штуцерами вывода газа, жидкости, а также внутренними устройствами (дефлекторами) для отделения газа от жидкости. Для того чтобы отделяемая во входном сепараторе жидкость могла поступать в нефтегазосепаратор, входной сепаратор устанавливается над нефтегазовым на определенной высоте, обеспечивающей свободный слив улавливаемой жидкости.

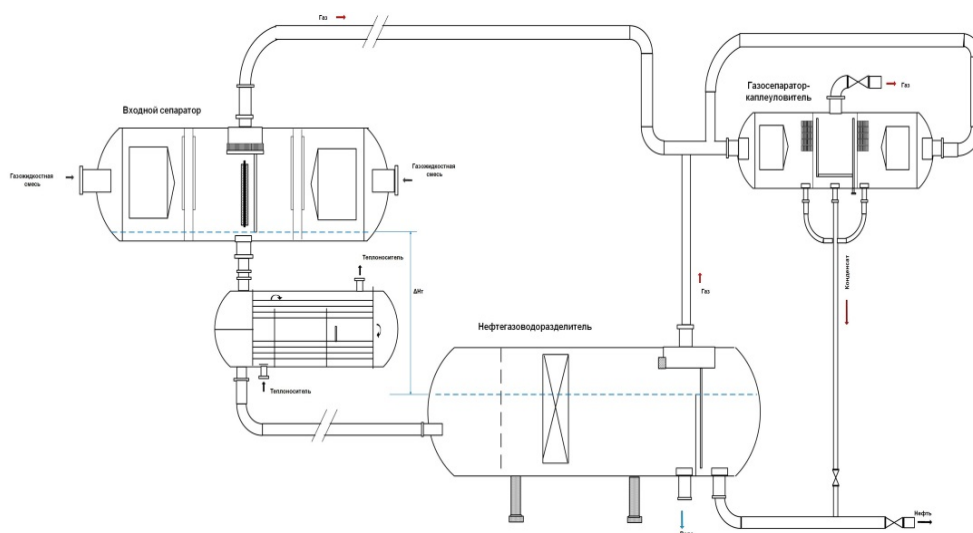
В ряде случаев СВ и НГСВ по техническим соображениям должны находиться на существенном расстоянии друг от друга, следовательно, длина и диаметр сливного трубопровода, по которому жидкость самотеком стекает из СВ в НГСВ, должны быть учтены при выборе месторасположения аппаратов. Влияние размеров сливного трубопровода особенно сильно заметно при поступлении на ВНГСУ высоковязких устойчивых водонефтяных эмульсий (ВНЭ).



Для обеспечения предварительного сброса воды из ВНЭ необходимо снизить ее устойчивость, то есть добиться условий, при которых в НГСВ одновременно с окончательным разгазированием водонефтегазовой смеси будет происходить отделение воды. При низких температурах в нефтегазосборе такого результата достигнуть трудно даже при обработке деэмульгатором.

Одним из технологических вариантов одновременного решения проблем эффективного разгазирования и отделения воды является подогрев сливаемой из СВ жидкости, обеспечивающий понижение вязкости ВНЭ и достижение температуры, при которой происходит предварительный сброс воды в НГСВ.

На рисунке 3 показана технологическая схема установки с подогревом ВНЭ с помощью теплообменника (ТО), который устанавливается на линии слива жидкости из СВ в НГСВ.



**Рис. 3. Установка входной сепарации и предварительного сброса воды с подогревом**

Добавление ТО в состав ВНГСУ, с одной стороны, увеличивает потери напора в линии самотечного слива жидкости из СВ из-за дополнительного гидравлического сопротивления ТО, а с другой стороны, снижает потери напора в сливном трубопроводе из-за уменьшения вязкости и плотности жидкости.

Следовательно, при разработке алгоритма технологического расчета ВНГСУ особое внимание должно быть уделено определению минимальной высоты между аппаратами НГСВ и СВ (уровнями жидкости в аппаратах) в зависимости от расхода и свойств водонефтегазовой смеси и расстояния между аппаратами как с учетом, так и без учета промежуточного подогрева жидкости.

Эта высота должна определяться на основании гидравлического расчета с учетом всех составляющих потерь напора в линии самотечного слива жидкости.

### Результаты

Высота столба жидкости  $\Delta H$  над НГСВ (НГС), то есть разница между уровнями жидкости в СВ и НГСВ может быть определена в соответствии с выражением (1)

$$\Delta H = H_{\text{вж}} + H_{\text{тр1}} + H_{\text{см}} = \frac{w_{\text{вж}}^2}{2 \cdot g} + (\Sigma \xi_{\text{тр1}} + \lambda_{\text{тр1}} \cdot \frac{l_{\text{тр1}}}{d_{\text{тр1}}}) \cdot \frac{w_{\text{трж}}^2}{2 \cdot g} + \xi_{\text{см}} \cdot \frac{w_{\text{см}}^2}{2 \cdot g}, \quad (1)$$

где  $H_{\text{вж}}$  — потери напора в штуцере выхода жидкости из СВ, м;  $H_{\text{тр1}}$  — потери напора в трубопроводе, соединяющем СВ и НГСВ, м;  $H_{\text{см}}$  — потери напора во входном устройстве НГСВ, м;  $\xi_{\text{вж}}$  — коэффициент местного сопротивления штуцера выхода жидкости из СВ;  $\xi_{\text{см}}$  — коэффициент местного сопротивления штуцера входа водонефтегазовой смеси в НГСВ;  $w_{\text{вж}}$  — скорость жидкости в штуцере выхода из СВ, м/с;  $w_{\text{трж}}$  — скорость жидкости в трубопроводе, соединяющем СВ и НГСВ, м/с;  $w_{\text{см}}$  — скорость водонефтегазовой смеси в штуцере входа в НГСВ, м/с;  $\lambda_{\text{тр1}}$  — коэффициент сопротивления трубопровода, соединяющего СВ и НГСВ;  $\Sigma \xi_{\text{тр1}}$  — сумма коэффициентов местных сопротивлений трубопровода, соединяющего СВ и НГСВ;  $l_{\text{тр1}}$  — длина трубопровода, соединяющего СВ и НГСВ, м;  $d_{\text{тр1}}$  — диаметр трубопровода, соединяющего СВ и НГСВ, м;  $g$  — ускорение свободного падения, м<sup>2</sup>/с.

При свободном самотечном сливе вязкой жидкости из входного сепаратора скорость в штуцере выхода жидкости согласно нормативу<sup>3</sup> рекомендуется поддерживать в пределах 0,2–0,5 м/с.

Следовательно, предельное значение потерь напора в штуцере выхода жидкости из входного сепаратора составит

$$H_{\text{см}} = \xi_{\text{см}} \cdot \frac{w_{\text{см}}^2}{2 \cdot g} = 1,2 \cdot \frac{0,5^2}{2 \cdot 9,81} = 0,019 \text{ (м)}. \quad (2)$$

Если считать, что диаметр выходного патрубка СВ, трубопровода, соединяющего СВ и НГСВ, и входного патрубка НГСВ равны, а скорость движения жидкости равна 0,5 м/с, то, принимая коэффициент местного сопротивления на входном устройстве НГСВ равным 1,2, получим

$$H_{\text{вж}} = \xi_{\text{вж}} \cdot \frac{w_{\text{вж}}^2}{2 \cdot g} = 1,2 \cdot \frac{0,5^2}{2 \cdot 9,81} = 0,015 \text{ (м)}. \quad (3)$$

<sup>3</sup> ГОСТ Р 58367-2019. Обустройство месторождений на суше. Технологическое проектирование. – Введ. 2019-03-12. – М.: Стандартинформ, 2019. – 120 с.

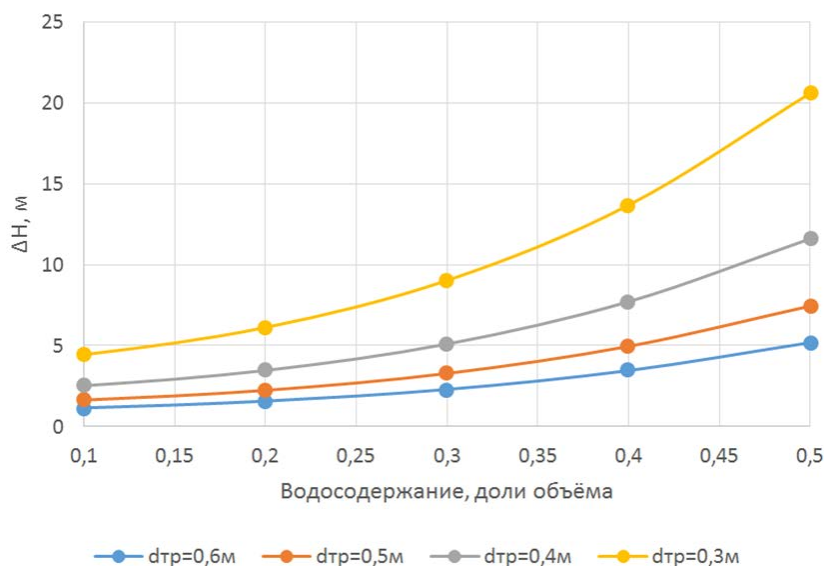
Допустим, что слив жидкости в нефтегазоводоразделитель происходит при ламинарном режиме течения, тогда преобразуем формулу (1) и получим зависимость  $\Delta H$  от плотности и вязкости жидкости:

$$\Delta H = A + \frac{B \cdot \mu_{\text{ж}}}{\rho_{\text{ж}}}, \quad (4)$$

где  $\rho_{\text{ж}}$  — плотность жидкости,  $\text{кг/м}^3$ ;  $\mu_{\text{ж}}$  — динамическая вязкость жидкости,  $\text{Па}\cdot\text{с}$ ;

$$A = 0,034 + 0,01275 \cdot \Sigma \xi_{\text{тр1}}; B = \frac{1,633 \cdot l_{\text{тр1}}}{d_{\text{тр1}}^2}. \quad (5)$$

На рисунке 4 приведены расчетные зависимости минимальной высоты столба жидкости над нефтегазоводоразделителем, находящимся в составе нефтегазосепарационной установки, на которую поступает газожидкостная смесь, жидкой фазой в которой является высоковязкая водонефтяная эмульсия (ВНЭ) с водосодержанием от 0,1 до 0,5 долей объема (вязкость нефти при 20 °С равна 302 мПа·с) от водосодержания ВНЭ.



**Рис. 4. Зависимость высоты СВ-НГСВ от водосодержания ВНЭ при различных диаметрах трубопровода, их соединяющего, при температуре 10 °С (длина трубопровода — 300 м)**

Анализ результатов, приведенных на рисунке 4, показывает, что для нормального функционирования установки требуется устанавливать СВ на высоте не менее 5 м над НГСВ.

Сокращение высоты между СВ и НГСВ (с одновременным обеспечением эффективного предварительного сброса воды в НГСВ) может быть достигнуто установкой теплообменного аппарата (см. рис. 3).



При расчете требуемой высоты столба жидкости над НГСВ в данном случае следует учитывать потери напора в трубопроводе, соединяющем СВ и ТО, а также потери напора в самом ТО.

Если принять диаметр трубопровода, соединяющего СВ и ТО и ТО и НГС (НГСВ) одинаковым, то величину столба жидкости над НГС (НГСВ) на установке с подогревом можно выразить соотношением (6)

$$\Delta H_T = A_1 + B_1 \cdot \left( \frac{\mu_{ж} \cdot l_{тр2}}{\rho_{ж}} + \frac{\mu_{жт} \cdot l_{тр3}}{\rho_{жт}} \right), \quad (6)$$

где  $\rho_{жт}$  — плотность жидкости при температуре нагрева, кг/м<sup>3</sup>;  $\mu_{жт}$  — динамическая вязкость жидкости при температуре нагрева, Па·с;  $l_{тр2}$ ,  $l_{тр3}$  — длина трубопровода, соединяющего СВ и ТО, ТО и НГС (НГСВ), соответственно.

$$A_1 = 0,034 + H_{ТО} + 0,01275 \cdot (\Sigma \xi_{тр2} + \Sigma \xi_{тр3}); B_1 = \frac{1,633}{d_{тр2-3}^2}, \quad (7)$$

где  $\Sigma \xi_{тр2}$ ,  $\Sigma \xi_{тр3}$  — сумма коэффициентов местных сопротивлений трубопровода, соединяющего СВ и ТО, ТО и НГС (НГСВ), соответственно;  $d_{тр2-3}$  — диаметр трубопроводов, соединяющих СВ, ТО и НГС (НГСВ).

На рисунке 5 приведены расчетные зависимости минимальной высоты столба жидкости над теплообменником и нефтегазодоразделителем, находящимися в составе нефтегазосепарационной установки, на которую поступает газожидкостная смесь, жидкой фазой в которой является высоковязкая водонефтяная эмульсия (ВНЭ) с реологическими характеристиками, представленными на рисунке 3.

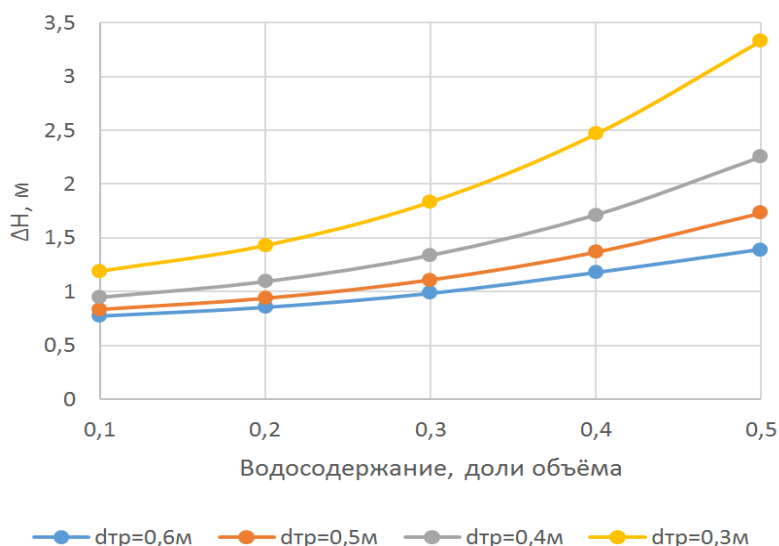


Рис. 5. Зависимость высоты СВ-ТО-НГСВ от водосодержания ВНЭ при различных диаметрах трубопровода, их соединяющего, при нагреве в ТО от 10 до 40 °С (длина от СВ до ТО — 10 м; общая длина — 300 м)

Результаты расчетов, представленные на рисунке 5, показывают, что при снабжении нефтегазосепарационной установки теплообменным аппаратом, обеспечивающим подогрев отделяемой в СВ жидкости до температуры предварительного сброса воды, можно существенно уменьшить минимально необходимую для слива в НГСВ высоту столба жидкости.

### **Выводы**

Для обеспечения предварительного сброса воды в условиях использования технологии сепарации нефтей с высоким газосодержанием рекомендуется использовать нефтегазоводоотделитель, в котором совмещены процессы отделения воды и газа от нефти. При этом для интенсификации процесса отделения воды от нефти нагретом рекомендуется использовать теплообменный аппарат, устанавливаемый на линии самотечного слива жидкости из входного сепаратора в нефтегазоводоотделитель.

Разработана методика гидравлического расчета нефтегазосепарационной установки для сепарации нефтей с высоким газосодержанием, позволяющая оценить взаиморасположение аппаратов с учетом проектных режимов работы установки и реологических свойств продукции.

### **Список источников**

1. Технологические схемы сепарации нефти и газа на первых ступенях / Ю. Н. Савватеев, Н. С. Маринин, Н. В. Кириллов, Г. Н. Соболева. – Текст : непосредственный // Добыча нефти в условиях интенсификации освоения месторождений Западной Сибири : сборник научных трудов. – Тюмень : СибНИИНП, 1987. – С. 60–66.
2. Внедрение ресурсосберегающих технологий сепарации нефти на промысловых объектах Главтюменнефтегаза / Н. С. Маринин, Н. В. Кириллов, Ю. Н. Савватеев [и др.]. – Текст : непосредственный // Повышение технологической надежности процессов добычи нефти в условиях Западной Сибири : сборник научных трудов. – Тюмень : СибНИИНП, 1990. – С. 93–104.
3. Кабанов, Н. А. Оптимальные соотношения размеров цилиндрических дефлекторов для газожидкостных сепараторов / Н. А. Кабанов. – Текст : непосредственный // Повышение технологической надежности процессов добычи нефти в условиях Западной Сибири : сборник научных трудов. – Тюмень : СибНИИНП, 1990. – С. 115–121.
4. Патент на полезную модель № 169888 Российская Федерация, МПК E21B 43/34 (2006.01). Нефтегазовый сепаратор : № 2016132855 : заявл. 09.08.2016 : опубл. 05.04.2017, Бюл. № 10 / Щербинин И. А., Тарасов М. Ю., Столбов И. В. ; патентообладатель ПАО «Гипротюменнефтегаз». – 7 с. – Текст : непосредственный.
5. Васильев, Д. С. Перемещения надземного промыслового нефтегазопровода при пробковой структуре течения транспортируемой углеводородной смеси / Д. С. Васильев, Е. П. Запорожец. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть». – 2014 – № 1 (34). – С. 60–64.

6. Повышев, К. И. Нефтегазоконденсатные месторождения. Системный подход к управлению мультифазным потоком / К. И. Повышев, С. А. Вершинин, О. С. Верниковская. – Текст : непосредственный // PRНефть. Профессионально о нефти. – 2017. – № 4 (6). – С. 59–63.
7. Тронов, В. П. Сепарация газа и сокращение потерь нефти / В. П. Тронов; Академия Республики Татарстан. – Казань : ФЭН, 2002. – 407 с. – Текст : непосредственный.
8. Комплексный подход к модернизации оборудования для сбора и подготовки продукции скважин / В. А. Крюков, И. А. Каленков, Х. В. Кильмухаметов, С. Н. Дубенок. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 3. – С. 107–109.

### **References**

1. Savvateev, Yu. N., Marinin, N. S., Kirillov, N. V., & Soboleva, G. N. (1987). Tekhnologicheskie skhemy separatsii nefiti i gaza na pervykh stupenyakh. Dobycha nefiti v usloviyakh intensivifikatsii osvoeniya mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri: sbornik nauchnykh trudov. Tyumen, SibNIINP Publ., pp. 60-66. (In Russian).
2. Marinin, N. S., Kirillov, N. V., Savvateev, Yu. N., Kinn K. F., & Nazmutdinov, F. B. (1990). Vnedrenie resursoberegayushchikh tekhnologiy separatsii nefiti na pro-myslovyykh ob'ektakh Glavtyumenneftegaza. Povyshenie tekhnologicheskoy nadezhnosti protsessov dobychi nefiti v usloviyakh Zapadnoy Sibiri: sbornik nauchnykh trudov. Tyumen, SibNIINP Publ., pp. 93-104. (In Russian).
3. Kabanov, N. A. (1990). Optimal'nye sootnosheniya razmerov cilindricheskikh deflektorov dlya gazozhidkostnykh separatorov. Povyshenie tekhnologicheskoy nadyozhnosti processov dobychi nefiti v usloviyakh Zapadnoy Sibiri: sbornik nauchnykh trudov. Tyumen, SibNIINP Publ., pp. 115-121. (In Russian).
4. Shcherbinin, I. A., Tarasov, M. Yu., & Stolbov, I. V. Neftegazovyy separator. Patent na poleznuyu model' No 169888 Rossiyskaya Federatsiya, MPK E21V 43/34 (2006.01). No 2016132855. Applied: 09.08.16. Published: 05.04.17. Byul. No 10. 7 p. (In Russian).
5. Vasilyev, D. S., & Zaporozhec, E. P. (2014). Determination of the acceptable mixture velocity in the field pipelines. Nauchno-tekhnicheskiiy vestnik OAO "NK "Rosneft", (1(34)), pp. 60-64. (In Russian).
6. Povyshhev, K. I., Vershinin, S. A., & Vernikovskaya, O. S. (2017). Oil-gas-condensate fields. The systematic approach to control multiphase stream. PROneft. Professionals about oil, (4(6)), pp. 59-63. (In Russian).
7. Tronov, V. P. (2002). Separatsiya gaza i sokrashchenie poter' nefiti. Kazan, Fen Publ., 407 p. (In Russian).
8. Kryukov, V. A., Kalenkov, I. A., Kilmukhametov, Kh. V., & Dubenok, S. N. (2019). Integrated approach to modernization of equipment for gathering and processing of well production. Oil Industry, (3), pp. 107-109. (In Russian).

#### **Информация об авторах**

**Тарасов Михаил Юрьевич**,  
кандидат технических наук, заместитель  
начальника проектно-конструкторского  
отдела, ПАО «Гипротюменнефтегаз»,  
г. Тюмень, tarasov@gtng.ru

**Клевцов Евгений Алексеевич**,  
начальник проектно-конструкторского  
отдела, ПАО «Гипротюменнефтегаз»,  
г. Тюмень

**Тарасов Владислав Михайлович**,  
аспирант, Тюменский индустриальный  
университет, г. Тюмень

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

**Mikhail Yu. Tarasov**, Candidate of  
Engineering, Deputy of Head of Design  
and Engineering Department, Giprotyu-  
menneftegaz PJSC, Tyumen, tara-  
sov@gtng.ru

**Evgeniy A. Klevtsov**, Head of Design  
and Engineering Department, Giprotyu-  
menneftegaz PJSC, Tyumen

**Vladislav M. Tarasov**, Postgraduate,  
Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 11.05.2022; одобрена после рецензирования 27.05.2022; принята к публикации 30.05.2022.

The article was submitted 11.05.2022; approved after reviewing 27.05.2022; accepted for publication 30.05.2022.

### Правила подготовки рукописи

1. К предоставляемой рукописи должны быть приложены следующие документы:

- сопроводительное письмо руководства организации, откуда исходит рукопись; рекомендация соответствующей кафедры вуза (заверенная выписка из протокола заседания кафедры);
- экспертное заключение организации, откуда исходит рукопись, о возможности открытого опубликования;
- заявление автора о публикации произведения и передаче исключительных прав на него редакции журнала;
- сопроводительное письмо автора на имя главного редактора журнала, подтверждающее, что статья нигде ранее не была опубликована.

2. В целях обеспечения качества публикуемых материалов и соблюдения авторских прав все поступающие в редакцию журнала рукописи проходят проверку на наличие заимствований и только после этого направляются на рецензирование. Статьи, содержащие менее 75 % оригинального текста, в журнале не публикуются.

3. Все поступающие в редакцию рукописи, соответствующие тематике журнала, проходят процедуру рецензирования с целью их экспертной оценки. Рецензенты являются признанными специалистами по тематике рецензируемых материалов. Рецензии хранятся в редакции в течение 5 лет.

4. **Технические требования к тексту.** Материалы поступают в редакцию через сайт журнала ([tumnig.tyuiu.ru](http://tumnig.tyuiu.ru)) и могут дублироваться по электронной почте ([shuvaevanv@tyuiu.ru](mailto:shuvaevanv@tyuiu.ru)). Рукопись предоставляется в виде файла, набранного с использованием редактора Microsoft Word.

Поля: верхнее — 2,8 см; нижнее — 5,07 см; левое — 4,2 см; правое — 4,2 см; переплет — 0. От края до колонтитула: верхнего — 1,25 см; нижнего — 4,1 см. Размер шрифта — 11 пт (Times New Roman), интервал — одинарный, абзац — 0,5 см.

- Ввод формул и символов, используемых в тексте, необходимо производить только в редакторе формул Math Type/Microsoft Equation.

Гарнитура шрифта формул выбирается с начертанием, максимально близким к Times New Roman. Символы в формулах статьи набирают: обычный — 12 пт; крупный индекс — 8 пт; мелкий индекс — 7 пт; крупный символ — 12 пт; мелкий символ — 8 пт.

- Иллюстрации выполняются на компьютере и вставляются в файл статьи после указания на них в тексте. Рисунки должны быть четкими, контрастными, с хорошей проработкой деталей. Подрисовочные подписи обязательны. Желательно дополнительно отправить рисунки отдельным файлом.

В таблицах все наименования проставляются полностью, без сокращения слов. Объем иллюстративных материалов (таблиц и графических материалов) не должен превышать  $\frac{1}{3}$  общего объема рукописи.

5. Единицы измерения даются в системе СИ. Употребление в статье сокращений, аббревиатур не допускается без расшифровки. Узкоспециальные научные термины также должны быть расшифрованы. Необходимо избегать применения громоздкого математического аппарата. Сведения, приводимые в статье, должны содержать необходимый минимум формул.

6. Если автор направляет более одной статьи для публикации, то каждая статья и информация к ней должны быть представлены по отдельности.

7. Предоставляемая рукопись включает в себя:

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

8. **Структура статьи** должна включать следующие рубрики (согласно стандарту IMRAD): введение (Introduction); объект и методы исследования (Methods); экспериментальная часть/постановка эксперимента (Experiment); результаты (Results and Discussion); обсуждение (Discussion); выводы (Conclusion); приложения (Acknowledgement); библиографический список (References). Объем текста статьи (без учета таблиц, графического материала и библиографического списка) — от 5 до 10 страниц.

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

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

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

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

• **Обсуждение.** Содержит интерпретацию полученных результатов исследования, включая соответствие полученных результатов гипотезе исследования; ограничения исследования и обобщения его результатов; предложения по практическому применению; предложения по направлению будущих исследований.

• **Выводы.** Подводятся итоги научного исследования. Заключение содержит выводы, кратко формулирующие основные научные результаты статьи. Выводы должны логически соответствовать поставленным в начале статьи задачам, содержать краткие итоги разделов статьи без повторения формулировок, приведенных в них.

- **Приложения.** Необязательный раздел. Может включать информацию о грантовой поддержке, при которой было реализовано исследование, а также содержать благодарности в адрес других ученых и/или предприятий, оказавших содействие в реализации исследования.

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

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

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

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

11. Редакция направляет копии рецензий в ВАК Министерства науки и высшего образования Российской Федерации при поступлении в редакцию соответствующего запроса.

12. Плата за опубликование рукописей не взимается.

**Перепечатка материалов или их фрагментов возможна  
только с письменного разрешения редакции.**

**Ссылка на научно-технический журнал  
«ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ»  
обязательна!**

## **Manuscripts presentation requirements**

1. The manuscript presented to the editorial staff must have:
  - a cover letter from the management of organization, from where the manuscript comes; a recommendation from the relevant department of the higher education institution (a certified abstract of minutes of the department meeting);
  - an expert judgment about a possibility of publication in the open press (it is issued in the organization, from where the manuscript comes);
  - the author's statement about the publication of the work and the transfer of exclusive rights to the editorial office of the journal;
  - an accompanying letter from the author to the editor-in-chief of the journal, where it is confirmed that the article has not published anywhere before.
2. In order to ensure the quality of published materials and the observance of copyrights, all manuscripts entering the editorial staff are checked for matching content and only then they are sent for review. Articles containing less than 75 % of the original text are not published in the journal.
3. All manuscripts coming to the editorial staff and corresponding to the subject area go through the reviewing procedure for their evaluation by experts. All reviewers are respected specialists in the subject matter of the materials to be reviewed. The reviews are stored at the editorial staff during 5 years.
4. **Technical requirements.** Authors have to send manuscripts to the editorial staff through the journal's website (tumnig.tyuiu.ru); they can also duplicate documents, which are submitted for publication, through e-mail (shuvaevanv@tyuiu.ru).
  - Margins: top — 2,8 cm; bottom — 5,07 cm; left — 4,2 cm; right — 4,2 cm; cover — 0. From the edge to the headline: top — 1,25 cm; bottom — 4,1 cm. 11 pt size (Times New Roman), interline interval — 1, paragraph 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: regular — 12 pt; large index — 8 pt; small index — 7 pt; large symbol — 12 pt; small symbol — 8 pt.
  - Figures are carried out on computer and are inserted into article file after the reference in the text. They must be clean, clear and accurate. Captions are necessary. It is advisable to send figures in a separate file. In tables all names are put down in full, without abbreviation of words. The illustrative materials (tables and figures) should not exceed  $\frac{1}{3}$  of the total volume of the manuscript.
5. To apply the physical quantities in accordance with CMEA 1052-78 (Construction standard 528-80). Usage of abbreviations in the article is not allowed without deciphering. Narrow special scientific terms should also be deciphered. The information given in the article must contain the necessary minimum of formulas.
6. If the author directs more than one article for publication, each article and information to it should be presented separately.
7. The presented manuscript contains:
  - The UDC code, the title of the article (10–12 words), author's name and surname, the name of organization, from where the manuscript comes.
  - Key words (no more than 10 words; they reflect the specifics of the topic, the object and the results of the research) — in Russian and English.



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

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

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

- **Introduction.** It contains the relevance of the research topic, a review of the literature

on the topic, the formulation of the problem, the goal and objectives.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

10. The article proofreading for nonresident authors is not provided. The manuscripts which do not meet the above listed requirements are not accepted to consideration and are sent back to the authors.

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

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

**Reprinting or fragments thereof may be only  
with the written permission of the publisher.  
Reference to the scientific and technical journal  
"OIL AND GAS STUDIES" is obligatory!**

На научно-технический журнал

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

(подписной индекс: 73837)

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

**«Пресса России»:**

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

а также можно подписаться через интернет-магазин

**«Пресса по подписке»:**

[https://www.akc.ru/itm/izvestiy\\_a-vy\\_iss\\_hih-uc\\_hebny\\_ih-zavedeniy-neft-i-gaz/](https://www.akc.ru/itm/izvestiy_a-vy_iss_hih-uc_hebny_ih-zavedeniy-neft-i-gaz/)

Редактор — А. С. Коленникова

Редактор, дизайнер — Н. В. Шуваева

Тираж 500 экз. Заказ № 2523.

Дата выхода в свет 01.12.22. Формат 70x108/16.

Уч.-изд. л. 7,35. Усл. печ. л. 12,07.

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 2523.

Date of publishing 01.12.22. Sheet size 70x108/16.

Published sheets 7,35. Conventional printed sheets 12,07.

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.