

# ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ

## OIL AND GAS STUDIES

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

1 (139)  
Январь — февраль 2020

1 (139)  
January — February 2020

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

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

#### Учредители журнала

Министерство науки и высшего  
образования Российской  
Федерации  
Российский государственный  
университет нефти и газа  
(национальный исследовательский  
университет) им. И. М. Губкина  
Тюменский индустриальный  
университет  
Уфимский государственный  
нефтяной технический  
университет  
Ухтинский государственный  
технический университет  
Альметьевский государственный  
нефтяной институт

#### Редакция

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

#### The Journal Founders

Ministry of Science and Higher Education  
of the Russian Federation  
Gubkin Russian State University  
of Oil and Gas (National Research  
University)  
Industrial University of Tyumen  
Ufa State Petroleum Technological  
University  
Ukhta State Technical University  
Almetьевsk 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>

© Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Тюменский индустриальный университет», 2020

**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, работников научно-исследовательских и проектных институтов, 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)
- **25.00.07** Гидрогеология (геолого-минералогические науки)
- **25.00.10** Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых (геолого-минералогические науки)
- **25.00.12** Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений (геолого-минералогические науки)
- **25.00.15** Технология бурения и освоения скважин (технические науки)
- **25.00.17** Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки)
- **25.00.19** Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ (технические науки)

#### РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

**Новосёлов Владимир Васильевич**, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень — главный редактор

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

**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, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

**Владимиров Альберт Ильич**, к. т. н., профессор, президент, НИУ «Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина», г. Москва

**Грачев Сергей Иванович**, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Дмитриев Аркадий Николаевич**, д. г.-м. н., профессор кафедры прикладной геофизики, 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

**Емеев Александр Александрович**, д. социол. н., профессор, ректор, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

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

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

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

**Ковенский Илья Моисеевич**, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой материаловедения и технологии конструкционных материалов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

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

**Курчиков Аркадий Романович**, д. г.-м. н., профессор, член-корреспондент РАН, директор, Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень

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

**Мартынов Виктор Георгиевич**, д. э. н., профессор, ректор, НИУ «Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина», г. Москва

**Нежданов Алексей Алексеевич**, д. г.-м. н., профессор, заместитель начальника инженерно-технического центра, ООО «Газпром геологоразведка», г. Тюмень

**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

**Силин Михаил Александрович**, д. х. н., профессор, проректор по инновационной деятельности и коммерциализации разработок, НИУ «Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина», г. Москва

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

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

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

Редактор — **А. С. Коленикова**

Редактор, дизайнер — **Н. В. Шуваева**

Тираж 500 экз. Заказ № 1860. Подписано в печать 23.03.20. Формат 70x108/16. Уч.-изд. л. 8,95. Усл. печ. л. 11,47

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.

Подписной индекс в каталоге агентства «Роспечать» — 73837.

Свободная цена.

**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 staff, 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)
- **25.00.07** Hydrogeology (geological and mineralogical sciences)
- **25.00.10** Geophysics, Geophysical Prospecting (geological and mineralogical sciences)
- **25.00.12** Geology, Prospecting and Exploration of Oil and Gas Fields (geological and mineralogical sciences)
- **25.00.15** Drilling and Well Development Technology (technical sciences)
- **25.00.17** Development and Operation of Oil and Gas Fields (technical sciences)
- **25.00.19** Construction and Operation of Oil and Gas Pipelines, Distribution Depots and Storages (technical sciences)

#### EDITORIAL BOARD

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

**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, Ukhta State Technical University, Ukhta

**Albert I. Vladimirov**, Candidate of Engineering, Professor, President, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow

**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

**Arkadiy N. Dmitriev**, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Applied Geophysics, 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

**Alexander A. Emekeev**, Doctor of Sociology, Professor, Rector, Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk

**Alexey N. Emelvushin**, 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

**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

**Arkadiy R. Kurchikov**, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Director, West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen

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

**Victor G. Martynov**, Doctor of Economics, Professor, Rector, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow

**Alexey A. Nezhdanov**, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Deputy Head of the Engineering Center, Gazprom Geologorazvedka LLC, Tyumen

**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, Saint-Petersburg

**Mikhail A. Silin**, Doctor of Chemistry, Professor, Prorector for Innovation and Commercialization of Developments, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow

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

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

**Alexey E. Cherepovitsyn**, Doctor of Economics, Professor, Head of the Department of Organization and Management, Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Editor — **Anastasia S. Kolennikova**

Editor, designer — **Natalya V. Shuvaeva**

Web-site — <http://tumng.tyuiu.ru>

Subscription index in catalogue of agency "Rospechat" — 73837.

Free price.

## СОДЕРЖАНИЕ

### ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Арсеньев А. А., Мулявин С. Ф. <b>История изучения юга Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и Зауралья</b>	8
Катанов Ю. Е., Ягафаров А. К., Клещенко И. И., Савина М. Е., Шлеин Г. А., Ягафаров С. А. <b>Исследование влияния капиллярных явлений при фильтрации двухфазных несмешивающихся жидкостей в пористых средах</b>	19
Мисюрёв Д. А., Васильев Ю. В., Иноземцев Д. П. <b>Анализ результатов маркшейдерско-геодезических наблюдений на Пыть-Яхском геодинамическом полигоне</b>	30
Новиков Д. А., Борисов Е. В. <b>Особенности гидрогеологической стратификации нефтегазоносных отложений западной части Енисей-Хатангского бассейна</b>	42

### БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Кобяшев А. В., Федоров К. М., Захаренко В. А., Грачева С. К. <b>Валидация корреляционных зависимостей для определения минимального давления смеси газа с пластовой нефтью</b>	53
Кузин Д. А., Сагитова И. М., Зейгман Ю. В., Сагитов Д. К. <b>Сочетание технологий заводнения, водогазового воздействия и изменения направления фильтрационных потоков на рифовых месторождениях нефти</b>	61
Перевощиков С. И. <b>Расчет объемного коэффициента газонасыщенных нефтей</b>	72
Филиппов А. И., Ахметова О. В., Ковальский А. А., Губайдуллин М. Р. <b>Конечно-разностное моделирование профиля притока в изолированном однородном изотропном частично вскрытом пласте</b>	82
Шлеин Г. А., Кузнецов В. Г., Баа А. Б., Гречин Е. Г. <b>Анализ применения струйных аппаратов на месторождениях Западной Сибири</b>	95

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

- Белозёров В. А., Темпель Ю. А.  
**Пластическая прочность режущих частей инструментов из СТМ  
при точении жаропрочных сплавов** 106
- Шуваев А. Н., Панова М. В., Картавый С. В.  
**Анализ принципов проектирования земляного полотна  
автомобильных дорог в районах распространения  
вечномерзлых грунтов в Западной Сибири** 114

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

- Тарасенко А. А., Чепур П. В., Грученкова А. А.  
**Исследование влияния резинотканевых демпфирующих опор  
на сейсмостойкость СПГ-резервуаров** 122

## **ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ**

- Правила подготовки рукописи (на русском языке)** 128
- Правила подготовки рукописи (на английском языке)** 130

## CONTENTS

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

Arsenyev A. A., Mulyavin S. F. <b>History of studying the south of the West Siberian oil and gas province and the Trans-Urals</b>	8
Katanov Yu. E., Yagafarov A. K., Kleshchenko I. I., Savina M. E., Schlein G. A., Yagafarov S. A. <b>Studying the influence of capillary phenomena in two-phase filtration of immiscible fluids in porous media</b>	19
Misyurev D. A., Vasilev Yu. V., Inozemtsev D. P. <b>Analysis of the results of the surveying and geodetic observations at the Pyt-Yakh geodynamic site</b>	30
Novikov D. A., Borisov E. V. <b>Features of the hydrogeological stratification of oil and gas bearing deposits in the western part of the Yenisei-Khatanga basin</b>	42

### DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

Kobyashev A. V., Fedorov K. M., Zakharenko V. A., Grachova S. K. <b>Correlation dependencies validation for minimum miscibility pressure of gas and reservoir oil determination</b>	53
Kuzin D. A., Sagitova I. M., Zeigman Yu. V., Sagitov D. K. <b>Combination of water flooding, water-gas influence and changes in the direction of filtration flows in reef oil fields</b>	61
Perevoschikov S. I. <b>Calculating the volume coefficient of gas-saturated oils</b>	72
Filippov A. I., Akhmetova O. V., Kovalsky A. A., Gubaidullin M. R. <b>Finite-difference modeling of the inflow profile in an isolated homogeneous isotropic partially opened reservoir</b>	82
Shlein G. A., Kuznetsov V. G., Baah A. B., Grechin E. G. <b>Analysis of the application of jet pumps in the field development in Western Siberia</b>	95

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

Belozеров V. A., Tempel Yu. A. <b>Plastic strength of cutting parts of tools from STM when there is turning heat-resistant alloys</b>	<b>106</b>
Shuvaev A. N., Panova M. V., Kartavy S. V. <b>Analysis of the subgrade design concept in areas of permafrost soil distribution in Western Siberia</b>	<b>114</b>

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

Tarasenko A. A., Chepur P. V., Gruchenkova A. A. <b>Research of laminated rubbers influence on the LNG-tank seismic resistance</b>	<b>122</b>
---	------------

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

<b>Manuscripts presentation requirements (In Russian)</b>	<b>128</b>
<b>Manuscripts presentation requirements (In English)</b>	<b>130</b>

# Геология, поиски и разведка месторождений нефти и газа

---

## Geology, prospecting and exploration of oil and gas fields

25.00.07 Гидрогеология (геолого-минералогические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2020-1-8-18

УДК 556.3:504.61 (571.1)

### История изучения юга Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и Зауралья

А. А. Арсеньев<sup>1\*</sup>, С. Ф. Мулявин<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Тюменский филиал Территориального фонда геологической информации по Уральскому федеральному округу, г. Тюмень, Россия

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

\*e-mail: aarseniev62@mail.ru

*Аннотация.* В работе в краткой форме освещен весь период исследования и освоения Зауралья, в том числе и Курганской области, отмечены основные исторические события процесса поисков нефти и газа. В результате выполненных геолого-разведочных работ выявлена промышленная нефтеносность меловых и юрских отложений, выявлены мощные толщи карбонатных пород доюрского возраста в Вагай-Ишимской впадине (территория Курганской области), которые при благоприятных структурно-тектонических условиях могут оказаться продуктивными на нефть и газ.

*Ключевые слова:* Западно-Сибирский седиментационный бассейн; Зауралье; геологическое изучение; нефтепроявления; доюрские комплексы

### History of studying the south of the West Siberian oil and gas province and the Trans-Urals

Alexey A. Arsenyev<sup>1\*</sup>, Semen F. Mulyavin<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Tyumen branch of the Territorial Fund of Geological Information in the Ural Federal District, Tyumen, Russia

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

\*e-mail: aarseniev62@mail.ru

*Abstract.* The article briefly covers the entire period of the Trans-Urals exploration, including Kurgan region. We report the main historical events of the process of prospecting for oil and gas. As a result of geological exploration, the industrial oil content of Cretaceous and Jurassic sediments have been identified, and powerful sequences of carbonate rocks of the pre-Jurassic age in Vagay-Ishim depression (the territory of Kurgan region) have been developed. It should be noted that the discovered sequences of carbonate rocks under favorable structural and tectonic conditions could be productive for oil and gas.

*Key words:* the West Siberian sedimentary basin; the Trans-Urals; geological exploration; showings of oil; pre-Jurassic complexes

### **Введение**

История поисков нефти и газа на территории Курганской области неразрывно связана с историей нефтегазоразведки Западно-Сибирской нефтегазодобывающей провинции и в геологическом плане имеет одну общую, определяющую черту — это южная краевая часть Западно-Сибирского седиментационного бассейна. Поэтому в данной статье представлена несколько расширенная история исследований данного региона.

### **Объект и методы исследования**

Рассматриваются этапы изучения Зауралья, в том числе и в Курганской области. Приведены описания исторических событий и фактов, охватывающие в хронологическом порядке несколько столетий.

### **Результаты**

История геологических исследований Западной Сибири и Зауралья охватывает несколько столетий, начиная с середины XVII века. Геологическое изучение территории связано с именами П. С. Палласа, А. П. Карпинского, А. А. Краснопольского, В. Сакович и других исследователей.

Первые сведения приведены П. С. Палласом в описании «Путешествие по разным местам Российского государства». Часть этого путешествия в 1770 году проходила из г. Челябинска в г. Тобольск с юга на северо-запад по правобережью реки Тобол из п. Звериноголовское через Курганскую слободу (ныне Курган). Сведения П. С. Палласа носили в основном этнографический и географический характер, но им были зафиксированы несколько интересных в геологическом отношении фактов выходов железняка, охры, песка и т. д.

В период 1882–1888 гг. большая часть Зауралья, около 150 тыс. км<sup>2</sup>, была исследована экспедициями А. П. Карпинского. Им в 1884 г. была составлена «Геологическая карта восточного склона Урала» масштаба 10 верст на 1 дюйм.

В 1893 г. А. А. Краснопольским были проведены исследования вдоль Западно-Сибирской железной дороги по маршрутам Челябинск — Курган — Петропавловск — Омск и Екатеринбург — Курган, а также разноплановые маршруты по территории Курганской области.

Также в 1893 г. В. Сакович провел гидрогеологические изыскания с бурением скважин вдоль будущей трассы железной дороги Челябинск — Курган — Петропавловск — Омск [1–8].

Большая заслуга в привлечении внимания к Западной Сибири принадлежала академику И. М. Губкину. 21 июня 1931 г. в докладе на чрезвычайной сессии Академии наук СССР в Москве он впервые обозначил проблему поисков нефти в Зауралье.

Интерес к новым источникам топлива и энергии, возможно, скрывающимся за Уралом, вновь возник лишь в начале 1930-х гг. с началом индустриализации. Стране, поставившей цель механизировать народное хозяйство, требовались новые энергоносители. В этой ситуации вспомнили о бескрайних неизученных сибирских просторах.

«Необходимо, — убеждал И. М. Губкин, — искать нефть и на восточном склоне Урала, предварительно разведав эти места геофизическим методом».

При оценке перспектив нефтегазоносности Западной Сибири академик основывался на идее перехода юрских угленосных фаций восточного склона Урала в восточном направлении в нефтяную фацию.

Через год он возвращается к этой теме и уже на страницах газеты «Правда» делает прогнозы: «Мне думается, что эта разведка может увенчаться успехом. Перспективы и значение разработки нефти в этих районах огромны. Добыча может обеспечить не только потребности Урало-Кузнецкого комбината, но и всего народного хозяйства». Вопрос о поисках нефти и газа в Западной Сибири был также поднят академиком в 1932 г. на совещаниях в г. Свердловске (Екатеринбурге) и г. Новосибирске.

Однако смелые идеи И. М. Губкина находили не только приверженцев, но и противников. Выдающийся геолог Н. С. Шатский, например, был решительно не согласен и настаивал, что «геологические данные не позволяют присоединиться к его (И. М. Губкина) конечным выводам о блестящих перспективах разработки и об огромных возможных запасах нефти в этих районах» [6].

Изучение геологического строения территории Курганской области началось в 30-е годы двадцатого столетия параллельно и вместе с исследованиями, которые выполнялись по восточному склону Урала, Зауралью и югу Западной Сибири. Было сделано предположение о возможном существовании нефтяных залежей в погребенной части Урала, то есть в Зауралье и северной части Тургайского прогиба.

Первые геологические исследования в Западной Сибири носили характер геолого-съёмочных работ и проверки заявок, поступающих от населения, позднее они начали сопровождаться геофизическими работами, бурением колонковых структурно-картировочных и гидрогеологических скважин, единичных глубоких роторных скважин. Большое значение для изучения геологии Западной Сибири имело бурение в 1936–1937 гг. «Трансбурвodom» НКПС скважин на железнодорожных станциях Назымовская, Ганькино, Смирново, Таинча, Киялы, Макушино, Убинская, Татарская и др. Изучение кернового материала этих скважин заложило основы современной стратиграфии кайнозойских и поздне меловых отложений Западно-Сибирской равнины. В результате бурения были установлены большая выдержанность, протяженность и значительные мощности отдельных стратиграфических горизонтов, однако вопросы расчленения меловых и юрских отложений остались невыясненными.

В 1935 г. при бурении скважины для целей водоснабжения в районе железнодорожной станции Макушино (Курганская область) с глубин 620–711 м был получен фонтан газа азотно-метанового состава дебитом 850 м<sup>3</sup>/сут.

Нефтенасыщенный керн (трещиноватые аргиллиты пермского возраста) был поднят из колонковой скважины на р. Алабуге в Звериноголовском районе Курганской области. Нефтепроявления многократно отмечались и в нижнем течении р. Алабуги в южной части Курганской области, которые исследователем Н. П. Туаевым были оценены как естественные [6].

В 1940–1941 гг. «Новосибирским геологоразведочным трестом» при «Наркомнефти» был пробурен профиль скважин по линии Челябинск — Петропавловск, позволивший получить представление о геологическом строении мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. Результаты этих исследований обобщены Н. П. Туаевым, сделавшим вывод о нефтеперспективности Приуральской части низменности и Тургайского прогиба.

Геофизические исследования, связанные с поисками нефти и газа в Западной Сибири, были начаты несколько раньше, в 1937 г. Работы по магнитометрии и сейсмометрии, проводившиеся Западно-Сибирской геофизической экс-

педицией («Наркомнефти»), имели своей целью изучение геологического строения складчатого фундамента и мезозойско-кайнозойского покрова, а также подготовку площадей для нефтепоискового бурения в южных, наиболее обжитых районах Западной Сибири.

В 1931–1942 гг. на территории Зауралья выполнялась региональная магнитометрическая съемка. Первые этапы съемки были проведены Урало-Кузнецкой партией Ленинградского геофизического института под руководством Д. Ф. Раскина в 1931 г. с целью изучения глубинной структуры Тургайского прогиба. С 1932 г. эти работы были продолжены Восточным филиалом нефтяного геолого-разведочного института под руководством Д. С. Орлова. В 1940 г. проведены электроразведочные работы методом вертикального электрического зондирования (ВЭЗ) вдоль линии железной дороги. В 1940–1942 гг. осуществлялись сейсморазведочные работы корреляционным методом преломленных волн и методом отраженных волн (КМПВ и МОВ) в северных районах Зауральского краевого прогиба.

В 1937–1938 гг. в Звериноголовском районе, где ранее были установлены нефтепроявления, была проведена площадная магниторазведка для изучения тектоники и перспектив нефтегазоносности района.

Всего за период с 1930 по 1943 гг. организациями «Наркомнефти», Комитета по делам геологии и «Трансбурвода» были пробурены глубокие скважины в следующих районах: Тавдинском (350 м), Шумихинском (350 м), Макушинском (700 м), Смирновском (700 м), Асаново (3 скв. от 800 до 1 000 м), Ганькино (2 скв. от 1 000 до 1 360 м), Называевском (1 850 м), Татарском (1 200 м), Купино (1 200 м), Убинском (450 м) и несколько десятков скважин глубиной от 100 до 300 м в других районах. Результаты поисков нефти были отрицательными.

В годы Великой Отечественной войны разведочные работы в Западной Сибири были законсервированы, а Западно-Сибирский геологический трест и Западно-Сибирская геофизическая экспедиция «Наркомнефти» — ликвидированы.

По итогам этих исследований В. Г. Васильев, Н. П. Туаев отмечали высокие перспективы нефтегазоносности Западной Сибири и возможность превращения ее в короткий срок в новую нефтегазосную область СССР.

С 1946 г. осуществлялось бурение структурных скважин по линиям профилей Камышлов — Тюмень, Троицк — Звериноголовское, в некоторых скважинах в породах отмечались выпоты нефти.

К началу 1948 г. итоги поисковых работ в Западной Сибири были обобщены в коллективном труде под ред. Н. А. Кудрявцева, в котором была дана достаточно высокая оценка потенциальной нефтегазоносности этого огромного региона [9–11].

Следующий этап нефтепоисковых работ продолжался с 1948 по 1953 гг. Этот этап связан с деятельностью Министерства геологии СССР, созданного в 1946 г. главным образом с целью усиления нефтегазопроисковых работ в Сибири. В декабре 1947 г. Министерством геологии СССР было созвано совещание под руководством академика Д. В. Наливкина, на котором наметили направления геолого-разведочных работ в Западной Сибири. На совещании было принято решение в качестве первого этапа работ провести региональные геофизические исследования и выполнить бурение глубоких опорных скважин для выявления геологического строения недр и определения дальнейших направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ. Для развертывания этих работ в 1948 г. в составе «Главнефтегеологии» были созданы Центральная За-

падно-Сибирская нефтеразведочная экспедиция в г. Новосибирске и подчиненные ей Тюменская и Омская нефтеразведочные экспедиции.

С 1948 г. на юге Западной Сибири и в Зауралье геофизическими организациями проводились маршрутные геофизические работы с целью поисков перспективных на нефть и газ структур.

Планомерное изучение геологического строения Курганской области структурно-поисковым, структурно-картировочным, параметрическим и поисково-оценочным бурением относится к началу 50-х гг.

В 1954 г. трестом «Тюменьнефтегеология» разбурен профиль колонковых скважин по линии Красный Октябрь — Лебяжье, проведено структурно-поисковое бурение на Курганской площади. По профилю Курган — Лебяжье установлен очень пологий наклон морских третичных отложений в восточном направлении. В этом же году Белозерской комплексной партией в пределах Чашинского и Белозерского районов Курганской области проводилось структурно-картировочное бурение.

В конце 50-х гг., в связи с поисковыми работами на нефть в южных районах Западно-Сибирской равнины, глубокое бурение на территории Курганской области, в том числе в восточной ее части, осуществлялось Тюменским геологическим управлением. Были пробурены глубокие скважины на Варгашинской, Косолаповской, Алабугской и Петуховской площадях. Некоторые из них вскрыли палеозойские отложения. Так, с 1959 по 1962 гг. были пробурены скважина Варгашинская-1 и ряд скважин на Петуховском своде восточнее площади, в некоторых при испытании были получены признаки газа.

Позднее, в 1963–1965 гг., на Петуховской площади с целью выяснения ее нефтегазоносности были пробурены три скважины, давшие при испытании притоки минерализованной пластовой воды с растворенным горючим газом.

В 1952–1953 гг. в пределах Курганской области была выполнена аэромагнитная съемка масштаба 1:200 000. В результате этих работ была составлена схематическая карта строения складчатого фундамента. В 1957–1961 гг. часть территории была покрыта аэромагнитной съемкой масштаба 1:50 000. Целью этих работ являлось выявление площадей, перспективных на магнетитовое оруденение и получение новых данных в помощь геокартированию. По результатам работ были составлены сводные карты изолиний  $\Delta T_a$  масштаба 1:200 000.

На территории Макушинского и Петуховского районов в 1940–1950-х гг. Тюменской геофизической экспедицией были проведены электроразведочные работы методом ВЭЗ с целью поиска углеводородов. Однако анализ результатов и последующего бурения показал, что хорошая сходимость достигается лишь при глубине фундамента до 500 м.

В 1953–1954 гг. вопросами нефтегазоносности Тургайского прогиба занимались исследователи из Всесоюзного научно-исследовательского геологического института имени А. П. Карпинского (ВСЕГЕИ), В. П. Горский и др., которые дали положительную оценку району Тургайского прогиба в нефтегазоносном отношении.

Позднее, в 1956–1961 гг., Тюменским геологическим управлением пробурены две скважины на Алабугской и одна — на Косолаповской площадях (юг Курганской области). В скважине Косолаповской площади на глубине 455–460 м были обнаружены признаки нефти.

В 1953 г. объемы работ в пределах Тюменской нефтегазоносной области были максимальными на этапе 1949–1954 гг.

В 1954 г. перспективы нефтегазоносности юго-западных районов Западной Сибири изучали Тюменская экспедиция ВНИГРИ под руководством Н. П. Туаева и в 1954–1955 гг. экспедиция ВНИГРИ под руководством А. А. Султанаева и И. С. Гольберга, которые проводили нефтепоисковые исследования на территории зоны сочленения восточного склона Южного Урала и Курганской области, ими было установлено присутствие рифов нижневизейского и среднекаменноугольного возрастов, что указывало на возможную нефтеносность этих отложений.

В 1967 г. Уральское геологическое управление проводило маршрутные сейсморазведочные работы КМПВ и МОВ по региональным профилям: Дуванкульскому, Кустанайскому, Курганскому и др. В результате этих работ были выделены отдельные тектонические элементы, осложненные глубинными разломами.

В 1961 г. научно-исследовательским коллективом СНИИГГиМС проводилась отработка методики сейсмических исследований в районе Косолаповской площади, на основе чего был сделан вывод об отсутствии отражающих сейсмических границ в палеозойском комплексе отложений.

В 1961–1963 гг. на территории северной части Тургайского прогиба проводились геолого-съёмочные работы масштабов 1:2 500 000, 1:1 000 000 под руководством С. Г. Жеро. В результате была составлена тектоническая схема и даны рекомендации о перспективности отложений верхнего девона и нижнего карбона на нефть и газ.

В 1963–1970 гг. можно выделить следующий этап геолого-геофизического изучения нефтегазоносности. На этом этапе продолжались работы на подготовленных сейсморазведкой МОВ и колонковыми скважинами к глубокому бурению площадях. Буровые работы проводились на Чебоксарской, Ереминской, Добринской, Ингалинской, Южно-Тобольской, Петуховской (Курганская область), Карабашской, Комиссаровской, Менделеевской, Инжуриной, Туртасской, Леушинской, Иртышской и других площадях преимущественно в северной части территории. Их итогом стало открытие непромышленного Карабашского газового месторождения с залежью газа, приуроченной к коре выветривания пород фундамента. Залежь вскрыта одной скв. № 1, в которой приток газа составил 265 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Газопроявление было также зафиксировано в скв. № 5, однако из-за незначительного притока газа испытания были прекращены.

В 1962 г. в 4,5 км к северу от станции Петухово (Курганская область) Уральским геологическим управлением была пробурена гидрогеологическая скв. № 4. Скважина была пробурена до глубины 928,4 м и вскрыла базальные песчаники викуловской свиты (апт) толщиной 26 м, перекрытые альбскими глинами ханты-мансийской свиты. При пробной откачке воды произошел газоводяной выброс, причем высота фонтана достигала 15 м. Так как обсадная колонна не была зацементирована, из-за обвала пород фонтанирование через некоторое время прекратилось. Газопроявления наблюдались и в процессе бурения, начиная с глубины 227 м. Состав газа — азотно-метановый, тяжелых углеводородов не установлено.

В 50–60-е гг. территория Зауралья (в том числе и Курганская область) была покрыта геологической съёмкой масштаба 1:50 000 (А. П. Сигов, В. А. Грачев, Н. В. Малютин и др.). Составленные геологические карты послужили основой для поиска полезных ископаемых.

В 1972 г. в Курганскую область с нефтегазопроисковыми работами вышло Новосибирское территориальное геологическое управление (НТГУ), в дальней-

шем — Новосибирское производственное геологическое объединение (НПГО). С этого времени началось более планомерное изучение территории комплексом геолого-геофизических исследований, включая параметрическое бурение.

Сейсморазведочные работы на начальном этапе проводились как опытно-методические, затем как региональные маршрутные (КМПВ, МП МОВ — метод преломленных волн), постепенно сменившиеся региональными площадными (МП МОВ, МОГТ — метод общей глубинной точки, ЗПВ — зонд поверхностный прямой, ГСЗ — глубинное сейсмическое зондирование) и поисковыми площадными (МП МОВ, МОГТ), с целью изучения геологического строения района, выявления и подготовки объектов под поисковое бурение [12].

Основным методом, позволяющим картировать в условиях Западной Сибири нефтегазоперспективные объекты (антиклинальные структуры, неантиклинальные ловушки углеводородов), была и остается сейсморазведка — на первых этапах МОВ, в дальнейшем — МОВ ОГТ. Однако изученность территории сейсморазведкой является крайне низкой. Плотность имеющихся сейсмических профилей МОВ ОГТ явно недостаточна не только для разведочных, но и для поисковых целей, поскольку объектом поисков являются сложнопостроенные и малоразмерные неантиклинальные и комбинированные ловушки нефти и газа в отложениях тюменской свиты, ачимовской толщи и других стратиграфических уровней.

В дальнейшем, в 60–80-е гг., территория Курганской области почти целиком покрыта магнитной и групповой геологической съемкой масштаба 1:200 000. Работы проводились с целью детального изучения тектонического строения района и выявления на основе полученных данных участков, перспективных на поиски локальных структур. По результатам изучения потенциальных полей построены карты аномалий магнитного поля, карты распределения магнитных масс по глубине залегания и карты аномалий силы тяжести с сечением 1 мГл, позволившие высказать предположение о строении доюрского фундамента и определить участки для постановки сейсморазведочных работ МОВ с целью выявления положительных структур в платформенном чехле.

На всей территории Курганской области в 1967 г. проведена мелкомасштабная гравиметрическая съемка. По результатам работ составлена карта остаточных гравитационных аномалий масштаба 1:1 000 000, где исключены общий фон и влияние мезозойско-кайнозойского чехла. В 1975–1977 гг. вся территория восточной половины Курганской области была покрыта высокоточной гравиметрической съемкой масштаба 1:100 000. Работы выполнялись с целью изучения тектонического строения толщи терригенно-карбонатных отложений палеозойского комплекса и выявления на основе полученных данных участков, перспективных на поиски локальных структур. Было проведено схематичное районирование территории по вещественному составу пород, слагающих доюрские комплексы, с привлечением данных ранее пробуренных скважин. Определены участки для постановки сейсморазведочных работ с целью выявления положительных структур в платформенном чехле. По гравиметрическим данным в региональном плане выделены две зоны положительных аномалий северо-восточного простирания, разделенные отрицательным полем. В пределах последнего выделяется ряд локальных положительных аномалий, расположенных параллельно восточной зоне максимумов. Обширный минимум расположен между г. Курганом и п. Лебяжье.

В 1975–1976 гг. на территории Курганской области были выполнены площадные гравиметрическая и аэромагнитная съемки, в 1982 году — газобиохимическая съемка. Всего за время работ Новосибирского производственного

геологического объединения в Курганской области (1972–1984 гг.) выполнен следующий объем геофизических исследований: сейсморазведка — всего 3 356 пог. км, в том числе методом КМПВ ~ 1 100 пог. км, методом ОГТ — 2 256 пог. км; ЗПВ, ГСЗ — 24 000 км<sup>2</sup>; гравиметрическая съемка на площади 23,1 тыс. км<sup>2</sup>; аэромагнитная съемка на площади 48,0 тыс. км<sup>2</sup>.

С начала 70-х гг. геолого-поисковые работы на территории Курганской области проводило Новосибирское геологическое управление (объединение «Новосибирскгеология»). В 1970–1980-х гг. ПГО «Уралгеология» пробурены глубокие скважины (24 параметрических и структурно-поисковых скважины) вдоль широтных геофизических профилей — Бродокалмакского, Курганского, Березовского и Еткульского. Большая часть пробуренных вдоль профилей скважин (ВК-54, ВК-55, ВК-56, ВК-57) вскрыли доюрские отложения на глубине 1,5–1,7 км.

Параметрическое бурение на территории Курганской области проводилось Омской геологоразведочной экспедицией (ОГРЭ), в дальнейшем — Иртышской нефтегазоразведочной экспедицией (ИНГРЭ), входящей в состав ПГО «Новосибирскгеология» в период 1972–1983 гг. Всего пробурено 12 параметрических скважин глубиной от 951 до 2 800 м, общим метражом 21 725 м. Большинство скважин закладывалось на региональных сейсмических профилях КМПВ, МП МОВ, в субширотном направлении пересекающих Курганскую область, на положительных антиклинальных перегибах. Все они вскрыли отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и палеозоя на различную глубину: от 135 м в Северо-Кошелевской параметрической скв. № 1 до 2 440 м в Дуванкульской параметрической скв. № 6.

По результатам бурения получена геологическая информация о возрасте, формационном составе и толщинах отложений доюрских комплексов, характере складчатости, коллекторских свойствах девонских и каменноугольных разрезов, минерализации и составе подземных вод и растворенных в них газов [6, 12].

С 1972 г. на территории Курганской области выполняются сейсморазведочные работы КМПВ, МП МОВ, ЗПВ, ГСЗ и МОГТ.

В 1976–1977 гг. на юго-востоке Курганской области аэромагнитная партия 48/77 ЦКГЭ НТГУ выполнила высокоточную аэромагнитную съемку масштаба 1:50 000. К настоящему времени вся территория Курганской области заснята аэромагнитной и гравиметрической съемками масштабов 1:100 000 и 1:50 000.

В 1980 г. тематической партией 28/79-81 ЦКГЭ НТГУ проведены обобщение и интерпретация сейсмических материалов КМПВ восточной части Курганской области. Составлены карты рельефа фундамента по преломляющим границам, карты толщин, граничных скоростей и схема сейсмогеологического районирования образований промежуточного этажа. Отмечено, что расчлененность рельефа с увеличением глубины усложняется, а дисперсия граничных скоростей уменьшается. По результатам этих работ перспективы нефтегазоносности Курганской области связываются с территориями, тяготеющими к Вагай-Ишимской впадине. В результате выполненных площадных сейсморазведочных работ МОГТ масштаба 1:50 000 в Курганской области под глубокое бурение подготовлены 4 локальные структуры: Северо-Кошелевская (1980 г.), Западно-Петуховская (1980 г.), Южно-Воскрсенская (1985 г.), Дуванкульская (1983 г.), из них первые три структуры — в пределах Вагай-Ишимской впадины.

С 1981 года на данной территории проводит глубокое бурение Курганская геолого-разведочная экспедиция объединения «Уралгеология», пробурившая Хуторскую (Кх-220) глубокую скважину на глубину 938 м.

С 80-х гг. XX в. геологическая съемка стала проводиться в восточной половине Курганской области, где работами руководил А. М. Пумпянский с 1987 по 1992 гг. По результатам геолого-съёмочных работ построены и подготовлены к изданию геологические карты масштаба 1:200 000 на листы N-41-VI, XII; N-42-I, II, VII, VIII. На юге исследуемого района А. Ф. Драгун (1981 г.) проводил геолого-съёмочные работы масштаба 1:200 000 [6, 13].

Планированием геолого-геофизических работ и их руководством занимались Ю. К. Агафонов, В. В. Анисимов, А. Г. Быстрицкий, С. Г. Белкина, Г. Л. Гришин, Н. П. Дядюк, Л. М. Кравченко, Н. В. Мизинов, Ю. К. Миронов, Н. И. Морозов, Л. И. Ровнин, К. А. Савицкий, Ф. К. Салманов, В. И. Такканд, Л. Г. Цибулин, М. В. Шалавин, Ю. Г. Эрвье, А. Г. Юдин и др.

Научно-исследовательские работы по анализу и обобщению геолого-геофизической информации по южным районам Тюменской области выполнялись коллективами ученых ВСЕГЕИ, ВНИГРИ, СНИИГГТиМС, ГИНиСО АН СССР, ИГиРГИ, ЗапСибНИГНИ и других институтов. Значительный научный вклад в изучение описываемых районов внесли В. С. Бочкарев, В. Г. Васильев, Ф. Г. Гулари, Л. Г. Даин, В. П. Казаринов, В. Ф. Козырева, М. К. Коровин, Н. А. Кудрявцев, И. И. Нестеров, Н. Н. Ростовцев, М. Я. Рудкевич, Б. П. Ставицкий, Д. Л. Степанов, В. С. Сурков, Б. В. Топычканов, А. А. Трофимук и др.

В 2001 году специалистами ЗапСибНИГНИ и ТюмГНГУ была выполнена научно-исследовательская работа по обобщению и анализу геолого-геофизических и геохимических материалов Вагай-Ишимской впадины в пределах Курганской области. В результате проведено литолого-стратиграфическое расчленение разреза, построена тектоническая схема доюрских комплексов, проанализированы геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности и дана количественная оценка нефтегазоносности восточной части Курганской области. Разработаны рекомендации по рациональному недропользованию: намечены два региональных сейсмических профиля МОГТ, два участка для постановки детальных площадных сейсморазведочных работ, обосновано заложение параметрической скважины, выделено шесть нефтеперспективных лицензионных участков.

В дополнение к геофизическим исследованиям проводились геохимические работы с целью обнаружения скоплений углеводородов. В 2002–2003 гг. сотрудниками ЗСФ ИНГГ СО РАН были выполнены комплексные исследования с целью обоснования перспектив нефтегазоносности доюрских отложений. По результатам тепловой и газобиохимической съемки был сделан прогноз нефтеперспективных зон [6, 11, 12, 14].

В 2006 г. силами ОАО «Башнефтегеофизика» были выполнены полевые сейсморазведочные работы на территориях Северо-Привольного и Южно-Мокроусовского участков по методике МОВ ОГТ 2D. Кроме того, на данной территории были произведены геохимические работы методом газовой сейсмотомографии, в результате проведенных исследований были определены точки заложения двух скважин на Северо-Привольном и Южно-Мокроусовском лицензионных участках.

В начале 2007 года Правдинской геологоразведочной экспедицией осуществлено бурение скв. № 1 на Северо-Привольной площади с забоем 2 402 м, а в конце 2007 г. — скв. Южно-Мокроусовская-1 с забоем 2 400 м.

## **Выводы**

Таким образом, бурение скважин и сопутствующие этому процессу лабораторно-аналитические исследования фактического материала подтвердили наличие зон, благоприятных для образования скоплений углеводородов в палеозойских отложениях.

В результате выполненных геолого-разведочных работ на территории юга западной Сибири выявлена промышленная нефтеносность меловых и юрских отложений, выявлены и выделены мощные толщи карбонатных пород доюрского возраста в Вагай-Ишимской впадине (территория Курганской области), которые при благоприятных структурно-тектонических условиях, то есть при дальнейших исследованиях обозначенного района, вполне могут оказаться продуктивными на нефть и газ.

## **Библиографический список**

1. Нижневартовский район в судьбах Югры и России: материалы Всеросс. науч.-практ. конф., посвященной 85-летию со дня образования Нижневартовского района (Нижневартовск, 7 июня 2013 г.) / Под общ. ред. проф. Л. В. Алексеевой. – Нижневартовск: Изд-во Нижневартовского гос. ун-та, 2013. – 151 с.
2. Геология СССР. Том XX. Центральный Казахстан. Геологическое описание. Книга 1. – М.: Недра, 1972. – 532 с.
3. Геология СССР. Том XX. Центральный Казахстан. Геологическое описание. Книга 2. – М.: Недра, 1972. – 380 с.
4. Цареградская Л. Г. «Западная Сибирь: история поиска. 1900–1940 годы». Ханты-Мансийск, Екатеринбург: Баско, 2005. – С. 18–37.
5. Запывалов Н. П. Опыт поисков, разведки и освоения залежей нефти и газа в палеозойском «фундаменте» Западной Сибири // Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов: тез. докл. Междунар. науч.-практ. конф. (9–11 октября 2001 г.). – М., 2001. – С. 269–272.
6. История геологического поиска: К 50-летию открытия Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. – М.: Пента, 2003. – 288 с.
7. Нефть и газ Тюмени в документах. – Свердловск: Средне-Уральское книжное изд-во, 1971. – (Открытие века/Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-т). – Т. 1: 1901–1965. – С. 7–18.
8. Стратиграфия и условия образования девонских и каменноугольных отложений Тобол-Убаганского поднятия и Вагай-Ишимской впадины (юго-западная окраина Западной Сибири) / Г. А. Мизенс [и др.] // Литосфера. – 2011. – № 4. – С. 20–44.
9. Изучение внутренней структуры и коллекторских свойств кристаллического фундамента сейсморазведкой 3D / А. Г. Авербух [и др.] // Геофизика. – 2007. – № 4. – С. 66–73.
10. Материалы по обоснованию схемы территориального планирования Петуховского района Курганской области. Т. 3. – Петухово — Пермь, 2012. – 156 с.
11. Палеозойские отложения Западной Сибири — новый объект нефтегазопроисловых работ / Ю. Н. Варакин [и др.]; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2016. – 46 с.
12. Рьльков А. В., Кулахметов Н. Х. Количественная оценка суммарных начальных ресурсов нефти, газа и конденсата северо-восточной части Курганской области. – Тюмень, 2001. – 196 с.
13. Рьльков А. В., Кулахметов Н. Х. Распределение и перспективы нефтегазоносности локальных структур юга Тюменской области. – Тюмень, 2004. – 96 с.
14. Решения Межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины / Под ред. В. И. Краснова. – Новосибирск: СНИИГТиМС, 1999. – 80 с.

## References

1. Alekseeva, L. V. (Ed.). (2013). Nizhnevartovskiy rayon v sud'bakh Yugry i Rossii: materialy Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii, posvyashchennoy 85-letiyu so dnya obrazovaniya Nizhnevartovskogo rayona (Nizhnevartovsk, June 7, 2013). Nizhnevartovsk, Nizhnevartovsk State University Publ., 151 p. (In Russian).
2. Sidorenko, A. V. (Ed.). (1972). Geologiya SSSR. Tom XX. Tsentral'nyy Kazakhstan. Geologicheskoe opisanie. Kniga 1. Moscow, Nedra Publ., 532 p. (In Russian).
3. Sidorenko, A. V. (Ed.). (1972). Geologiya SSSR. Tom XX. Tsentral'nyy Kazakhstan. Geologicheskoe opisanie. Kniga 2. Moscow, Nedra Publ., 380 p. (In Russian).
4. Tsaregradskaya, L. G. (2005). Zapadnaya Sibir': istoriya poiska. 1900-1940 gody. Khandy-Mansiysk, Ekaterinburg, Basko Publ., pp. 18-37. (In Russian).
5. Zapivalov, N. P. (2001). Opyt poiskov, razvedki i osvoeniya zalezhey nefii i gaza v paleozoyskom "fundamente" Zapadnoy Sibiri. Neftegazonosnost' fundamenta osadochnykh basseynov: tezisy dokladov Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii (October, 9-11, 2001). Moscow, pp. 269-272. (In Russian).
6. Istoriya geologicheskogo poiska: K 50-letiyu otkrytiya Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii. (2003). Moscow, Penta Publ., 288 p. (In Russian).
7. Nef' i gaz Tyumeni v dokumentakh. (1971). Tom 1: 1901-1965. Sverdlovsk: Sredne-Ural'skoe knizhnoe izdatel'stvo Publ., pp. 7-18. (In Russian).
8. Mizens, G. A., Kucheva, N. A., Stepanova T. I., Mizens, L. I., Tolokonnikova, Z. A., Ivanova, R. M., & Rylkov, S. A. (2011). Stratigraphy and sedimentary environments of Devonian and Carboniferous deposits in Tobol-Ubagan uplift and Vagay-Ishim depression (south-western districts of Western Siberia). Lithosphere, (4), pp. 20-44. (In Russian).
9. Averbukh, A. G., Arapova, A. I., Akhmetova, E. R., Garnov, A. V., Graf, S. Yu., Gritsenko, A. M.,... Oberemechenko, I. S. (2007). Detailed 3D Seismic Studies of Crystalline Basement Structure and Reservoir Properties. Russian Geophysics, (4), pp. 66-73. (In Russian).
10. Materialy po obosnovaniyu skhemy territorial'nogo planirovaniya Petukhovskogo rayona Kurganskoy oblasti. (2012). T. 3. Petukhovo-Perm, 156 p. (In Russian).
11. Varaksin, Yu. N., Vyshemirskiy, V. S., Zalazaeva, L. V., Zapivalov, N. P., Kolyvanova, B. N., Min'ko, V. A., & Yashina, S. M. (2016). Paleozoyskie otlozheniya Zapadnoy Sibiri - novyy ob'ekt neftegazopoiskovykh rabot. Novosibirsk, 46 p. (In Russian).
12. Ryl'kov, A. V., & Kulakhmetov, N. Kh. (2001). Kolichestvennaya otsenka summarnykh nachal'nykh resursov nefii, gaza i kondensata severo-vostochnoy chasti Kurganskoy oblasti. Tyumen, 196 p. (In Russian).
13. Ryl'kov, A. V., & Kulakhmetov, N. Kh. (2004). Raspredelenie i perspektivy neftegazonosnosti lokal'nykh struktur yuga Tyumenskoy oblasti. Tyumen, 96 p. (In Russian).
14. Krasnov, V. I. (Ed.). (1999). Resheniya Mezhdedomstvennogo soveshchaniya po rassmotreniyu i prinyatiyu regional'noy stratigraficheskoy skhemy paleozoyskikh obrazovaniy Zapadno-Sibirskoy ravniny. Novosibirsk, 80 p. (In Russian).

## Сведения об авторах

**Арсеньев Алексей Аркадьевич**, начальник Гидродинамического отдела Тюменского филиала Территориального фонда геологической информации по Уральскому федеральному округу, г. Тюмень, e-mail: aarseniev62@mail.ru

**Мулявин Семен Федорович**, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

## Information about the authors

**Alexey A. Arsenyev**, Director of the Hydrodynamic Department, Tyumen branch of the Territorial Fund of Geological Information in the Ural Federal District, e-mail: aarseniev62@mail.ru

**Semen F. Mulyavin**, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

УДК 532.546

**Исследование влияния капиллярных явлений при фильтрации  
двухфазных несмешивающихся жидкостей в пористых средах**

**Ю. Е. Катанов<sup>1\*</sup>, А. К. Ягафаров<sup>1</sup>, И. И. Клещенко<sup>1</sup>, М. Е. Савина<sup>1</sup>,  
Г. А. Шлеин<sup>1</sup>, С. А. Ягафаров<sup>2</sup>**

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

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

\*e-mail: katanovje@tyuiu.ru

*Аннотация.* Исследован новый подход оценки геолого-технологической эффективности реализации ремонтно-изоляционных работ (на примере водо-изоляционных работ) в продуктивной части викуловской свиты с целью ограничения уровня водопритока в прискважинной зоне массива и максимизации продолжительности безводного периода добычи нефти в условиях двухфазной фильтрации.

*Ключевые слова:* капиллярное давление; насыщенность флюидом; смачиваемость; модель фильтрации; функциональная композиция; несмешивающиеся жидкости

**Studying the influence of capillary phenomena in two-phase filtration  
of immiscible fluids in porous media**

**Yury E. Katanov<sup>1\*</sup>, Alik K. Yagafarov<sup>1</sup>, Ivan I. Kleshchenko<sup>1</sup>,  
Marina E. Savina<sup>1</sup>, Gennady A. Schlein<sup>1</sup>, Saveliy A. Yagafarov<sup>2</sup>**

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

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

\*e-mail: katanovje@tyuiu.ru

*Abstract.* The article deal with a new approach to the assessment of geological and technological efficiency of the implementation of the remedial cementing (a case study of water shut-off treatment) in the productive part of Vikulov suite in order to limit the level of water inflow into the near-well area of the array and maximize the duration of waterless period of crude oil production in the conditions of two-phase filtration.

*Key words:* capillary pressure; fluid saturation; wettability; filtration model; functional composition; immiscible liquids

**Введение**

Разработка математического аппарата при учете капиллярных явлений в задачах литологии нефти и газа является актуальной темой исследования, поскольку позволит оптимизировать геолого-технологический функционал воз-

действия на прискважинную зону массива с целью максимального отбора жидкости из продуктивной части пористых сред.

#### **Объект и методы исследования**

В качестве объекта исследования выбраны продуктивные отложения месторождений Западной Сибири, относительно которых были получены аналитико-графические результаты поисковых и разведочных работ на газ и нефть [1–8]. Прогнозная и минерагеническая интерпретации полученных результатов были реализованы на базе современных математических методов.

Рассмотрены различные ситуации для создания геолого-математических моделей фильтрации флюидов: процесс вытеснения в слабо- и среднесцементированных горных породах, процессы пропитки массива в системе «нефть — вода», при одномерном течении несмешивающихся между собой несжимающихся жидкостей в условиях пренебрежения капиллярным давлением и гравитационной составляющей.

Представленные функциональные зависимости могут быть использованы для следующих практических целей: определив функциональную композицию совместного притока воды и нефти на базе геолого-промысловых данных, далее, аналитико-графически можно определить изменение относительных фазовых проницаемостей и относительную насыщенность коллекторов в переходной зоне массива. Также допустима гидродинамическая оценка эффективности воздействия на прискважинную зону с целью снижения водопритока, выполненная с учетом промысловых данных. Подобного комплексного подхода исследований в этой области не выявлено.

#### **Обсуждение**

Капиллярные явления представляют собой процесс влияния сил межмолекулярного взаимодействия на движение и равновесие свободной поверхности жидкости, границ жидкостей с твердыми телами и поверхности раздела несмешивающихся между собой жидкостей, например, опускание или поднятие уровня жидкости в капиллярах пористых сред. Сопротивления, создаваемые при фильтрации воды, называются капиллярным (добавочным) давлением, создаваемым поверхностным натяжением на искривленной поверхности жидкости в капилляре. Основные механизмы принятия решений по проявлению и работе с капиллярными явлениями были разработаны П. С. Лапласом.

Дж. Жюрен вывел формулу определения капиллярного давления  $P_k$ , основную характеристику которой составляет краевой угол смачивания [1, 9–11].

Для задач нефтегазовой геологии и разработки месторождений углеводородов явление капиллярного давления проявляется на границе между двумя или более фазами, насыщающими поры. При этом капиллярное давление в двухфазной системе равно разнице давлений в смачивающей и несмачивающей фазах: если смачивающая фаза представлена водой (исследование гидрофильной породы), тогда для двухфазной системы «нефть — вода» справедливо выражение

$$P_{c.oil.w} = p_{oil} - p_w = f(S_w). \quad (1)$$

Из выражения (1) видно, что капиллярное давление является функцией насыщенности  $S_w$  и зависит от характера дренирования или процесса пропитки (рис. 1); определяется для конкретных пород и насыщающих их флюидов при определенных значениях состава жидкостей и температуры [8–10, 12, 13].

Для процесса вытеснения (дренирования) насыщенность смачивающей фазой (водой), когда ее остатки, за счет перепада давления, нельзя «выдавить» из образца исследуемой породы, обозначим  $S_{i.w}$ .

Конечную насыщенность несмачивающей фазой (нефтью), при перепаде давления, когда при пропитке образца ее «вытеснить» уже нельзя, обозначим  $S_{oil.r.w}$ . Значения параметров  $S_{i.w}$  и  $S_{oil.r.w}$  хорошо согласуются с границами кривых относительных фазовых проницаемостей для двухфазной системы «нефть — вода». Но это в теории.

На практике же может оказаться недостоверной оценка изменения параметров насыщенности при увеличении глубины залегания пород. В таких случаях кривые капиллярного давления используют как априорную модель для определения начального распределения насыщенности массива по глубине с учетом характера смачиваемости горной породы, водонасыщенности и распределения пор по размерам [14].

Для пористых сред, в которых происходит одновременная фильтрация двух и более флюидов, закон Дарси можно модифицировать с учетом капиллярного давления, с использованием параметров эффективной фазовой проницаемости (вместо абсолютной), фазовой скорости, потенциала и плотности каждой из фаз, для оптимизации расчета скорости фильтрации. Тогда обобщенные полуэмпирические законы фильтрации для нефти и воды в двухфазной системе можно представить следующим образом:

$$q_{oil.x} = -\beta_c \cdot \frac{k_{oil.x} \cdot A_x}{\mu_{oil}} \cdot \frac{d\Phi_{oil}}{dx} \quad (2)$$

$$q_{w.x} = -\beta_c \cdot \frac{k_{wx} \cdot A_x}{\mu_w} \cdot \frac{d\Phi_w}{dx}, \quad (3)$$

где, соответственно, относительные проницаемости по нефти и воде  $k_{ox}, k_{wx}$  зависят от параметра насыщенности;  $\mu_{oil}, \mu_w$  — вязкости по нефти и воде;  $\beta_c = 86,4 \cdot 10^{-4}$  — переводной параметр;  $\Phi_{oil}, \Phi_w$  — потенциалы по нефти и воде;  $A_x$  — площадь поперечного сечения, расположенная перпендикулярно направлению фильтрации;  $dx$  — приращение исследуемого сечения относительно траектории фильтрации.

Эффективную проницаемость по нефти можно представить следующим образом:

$$k_{oil.x} = k_x \cdot \left( \frac{k_{oil.x}}{k_x} \right) = k_x \cdot k_{r.oil.w}, \quad (4)$$

где  $k_x$  — абсолютная проницаемость пористой среды в направлении оси  $x$ ,  $k_{r.oil.w}$  — относительная проницаемость по нефти.

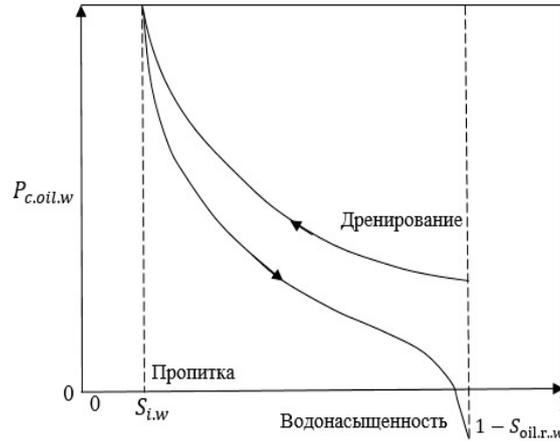


Рис. 1. Капиллярное давление в системе «нефть — вода» (вода — смачивающая фаза)

Аналогично для водной фазы справедливо уравнение

$$k_{w.x} = k_x \cdot \left( \frac{k_{w.x}}{k_x} \right) = k_x \cdot k_{r.w}. \quad (5)$$

Подставляя уравнения (4–5) в (2–3), получим

$$q_{oil.x} = -\beta_c \cdot k_x \cdot A_x \frac{k_{r.oil.w}}{\mu_{oil}} \cdot \frac{d\Phi_{oil}}{dx}, \quad (6)$$

$$q_{w.x} = -\beta_c \cdot k_x \cdot A_x \frac{k_{r.w}}{\mu_w} \cdot \frac{d\Phi_w}{dx}. \quad (7)$$

На рисунке 2 представлены зависимости относительных проницаемостей  $k_{r.oil.w}$  и  $k_{r.w}$  как функции водонасыщенности  $S_w$  для системы «нефть — вода», а также  $k_{r.oil.g}$  и  $k_{r.g}$  как функции  $S_g$  для системы «нефть — газ» соответственно.

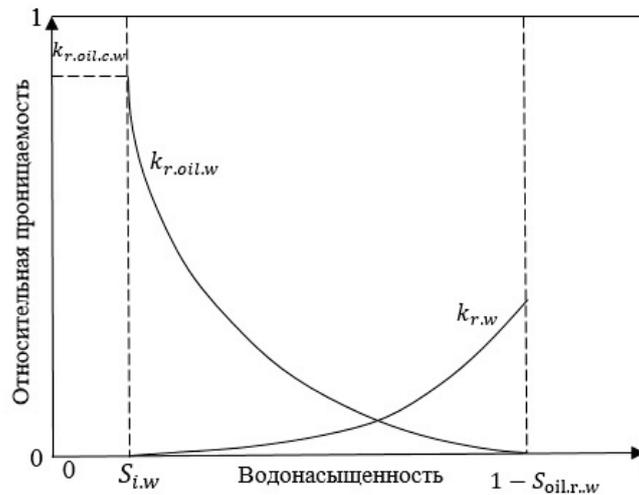


Рис. 2. Относительные фазовые проницаемости (кривые пропитки) для системы «нефть — вода»

Интервал допустимых значений относительной проницаемости фаз всегда находится в пределе от 0 до 1, и если за базовую проницаемость принять абсолютную проницаемость, то сумма  $k_{r.oil.w}$  и  $k_{r.w}$  при любых значениях  $S_w$  (соответственно,  $k_{r.oil.g}$  и  $k_{r.g}$  при любых  $S_g$ ) или меньше, или равна 1.

На практике кривые относительных фазовых проницаемостей (для процесса двухфазной фильтрации) получают по результатам лабораторных исследований на образцах керна.

Таким образом, для многофазных систем будут оптимальны обобщенные законы фильтрации, описанные формулами (6–7).

*Геолого-математические модели фильтрации флюидов*

*Двухфазная модель Кори.* Данная модель фильтрации используется при моделировании процесса вытеснения флюида в матрице цементированных гор-

ных пород. Приведенная насыщенность смачивающей фазы может быть определена следующим образом:

$$S_{w.n} = \frac{S_w - S_{i.w}}{1 - S_{i.w}}, \quad (8)$$

где  $S_w$  и  $S_{i.w}$  — насыщенность и остаточная насыщенность.

Тогда относительная проницаемость смачивающей фазы приближенно может быть вычислена следующим образом:

$$k_{r.w} = S_{w.n}^4, \quad (9)$$

а проницаемость по несмачивающей фазе представлена в виде

$$k_{r.n.w} = (1 - S_{w.n})^2 \cdot (1 - S_{w.n}^2). \quad (10)$$

*Двухфазная модель Наара и Хендерсона.* Данная модель фильтрации получена вероятностно-статистическим путем при исследовании процесса пропитки в системе «нефть — вода». Относительные проницаемости по воде и нефти рассчитывают аналогично модели Кори.

*Двухфазная фильтрационная модель Баклея — Леверетта.* Данная модель фильтрации описывает корректно движение жидкости только для одномерного течения, в рамках которого нефть и вода рассматриваются как несмешивающиеся и несжимаемые жидкости, а поровая среда недеформируемая. В таких условиях капиллярным давлением и влиянием силы тяжести можно пренебречь.

Для случаев прямолинейно-параллельного и плоскорадиального потоков это приводит к классической в теории вытеснения модели Баклея — Леверетта (функция распределения потоков фаз  $f(S_w)$ , имеющая простой физический смысл — отношение скорости фильтрации вытесняющей фазы (воды) к суммарной скорости потока двух фаз (нефть и вода)).

Совместный приток двух жидкостей рассматривается системно и описывается по полуэмпирическому закону Дарси [15].

Отношение скорости фильтрации вытесняющей смачивающей жидкости к суммарной скорости движущихся жидкостей можно представить в виде следующего соотношения:

$$f_1(\sigma) = \frac{1}{1 + \mu_0 \cdot \frac{k_2^*(\sigma)}{k_1^*(\sigma)}}, \quad (11)$$

где  $k_1^*(\sigma)$  и  $k_2^*(\sigma)$  — относительные фазовые проницаемости для воды и нефти как функции насыщенности  $\sigma$ , определяемые по экспериментальным данным;  $\mu_0$  — отношение коэффициентов динамической вязкости вытесняющей и вытесняемой жидкостей.

Физический смысл функции (11) состоит в дифференцированном изменении доли воды в добываемой продукции (рост водной фазы) при совместном притоке в скважину воды и нефти, а также определяет характер распределения водонефтенасыщенности и полноту их вытеснения по пласту (рис. 3).

Характерной особенностью зависимости  $f(S_w)$  является наличие точки перегиба  $S_{II}$ , участков выпуклости и вогнутости, где производная  $f(S_w)'$ , соответственно, около и больше нуля.

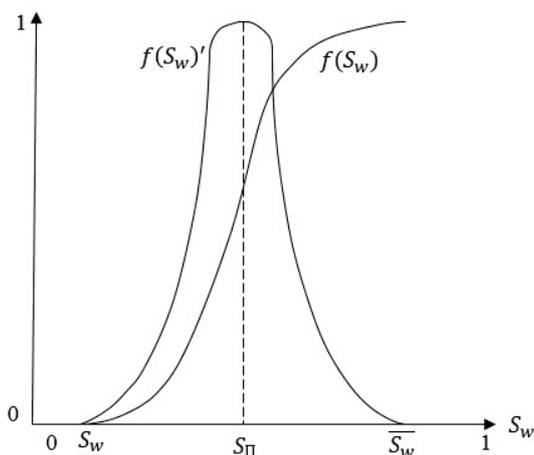


Рис. 3. Функция Баклея — Леверетта и ее производная

сти распространяются с большими скоростями, а при  $S_{II} < S_{1,w}$  скорость распространения установившегося значения насыщенности начинает уменьшаться, вследствие чего происходит многозначное перераспределение насыщенности (рис. 4, линия 1-2-3-4-5).

В области участка линии 1-2-3-4-5 одному и тому же значению  $S$  соответствуют три значения насыщенности  $S$ :  $S_{1,w}$ ,  $S_{2,w}$ ,  $S_{3,w}$ , что физически невозможно, поскольку в каждом сечении пласта в любой момент времени может существовать только одна насыщенность.

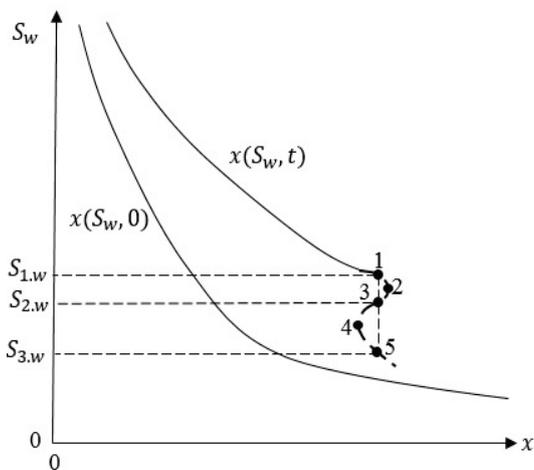


Рис. 4. Эффект многозначности распределения насыщенности

ности одной из фаз рассмотренная ранее задача уже не будет сводиться к одному уравнению для насыщенности, а возникнет необходимость совместного определения насыщенности и давления [16].

В результате анализа результатов проведенных исследований отечественных и зарубежных ученых мы записали систему уравнений фильтрации (12–18) относительно водонасыщенности и давления в пласте:

Зависимости функций  $f(S_w)$  и  $f(S_w)'$  от отношения вязкостей фаз  $m_0 = \frac{m_1}{m_2}$  определяют сдвиг кривой  $f(S_w)$  вправо, и эффективность вытеснения будет возрастать.

Геофлюидодинамической интерпретацией модели двухфазного вытеснения Баклея — Леверетта является преобладающая зависимость скорости распространения насыщенности от величины этой насыщенности. Данное явление называется дисперсией волн.

В интервале  $0 < S_w < S_{II}$  большие значения насыщенности

Данная неоднозначность может быть устранена введением в исследование величины скачка насыщенности (см. рис. 4, отрезок 1-3-5), скорость распространения которого равна скорости распространения насыщенности.

В инженерных расчетах скачок насыщенности объясняется пренебрежением капиллярными силами, за счет которых появляется некоторая «переходная зона» вблизи фронта вытеснения, относительно которой насыщенность изменяется непрерывно.

В случае неоднородного вытеснения и при учете сжимаемости

$$m \cdot \frac{\partial S_w}{\partial t} + \operatorname{div}(F(S_w) \cdot U) = Q \quad (12)$$

$$\operatorname{div}(U) = q \quad (13)$$

$$F(S_w) = \frac{u_w}{U} = \frac{\frac{k_w(S_w)}{\mu_w}}{\frac{k_w(S_w)}{\mu_w} + \frac{k_{oil}(S_w)}{\mu_{oil}}} \quad (14)$$

$$U = u_w + u_{oil} \quad (15)$$

$$u_{oil} = -k \cdot \frac{k_{oil}(S_w)}{\mu_{oil}} \cdot \operatorname{grad} p \quad (16)$$

$$u_w = -k \cdot \frac{k_w(S_w)}{\mu_w} \cdot \operatorname{grad} p \quad (17)$$

$$Q = \begin{cases} F(S_w) & \text{— стоки водонасыщенности на добывающих скважинах} \\ F(S_{0,w}) & \text{— источники водонасыщенности на нагнетательных скважинах,} \end{cases} \quad (18)$$

где  $S_w$  — водонасыщенность;  $k$  — абсолютная проницаемость массива;  $k_w(S_w)$  — относительная фазовая проницаемость по воде;  $k_{oil}(S_w)$  — относительная фазовая проницаемость по нефти;  $\mu_w, \mu_{oil}$  — динамические вязкости воды и нефти;  $q$  — стоки/источники жидкости (в общем объеме жидкости);  $Q$  — стоки/источники водонасыщенности;  $p$  — текущее давление в пласте;  $t$  — время. Предполагается, что  $S_w|_{t=0} = \underline{S_w}$ , где  $\underline{S_w} = 0,05 \div 1$  — остаточная водонасыщенность.

Область для решения данной задачи — область симметрии, вырезанная из бесконечной периодической плоскости добычи. На границах области устанавливаются условия непроницаемости или граничные периодические условия. Следует отметить, что коэффициенты  $k_w(S_w)$ ,  $k_{oil}(S_w)$  и сама функция Баклея — Леверетта  $F(S_w)$  зависят от водонасыщенности  $S_w$ , что явно приведет к ряду нелинейных эффектов, образованию скачков водонасыщенности и дополнительно усложнит процесс моделирования.

Для инженерных расчетов приведены коэффициенты проницаемости по нефти и воде

$$k_{oil}(S_w) = \begin{cases} 1, & 0 \leq S_w \leq \underline{S_w} \\ \left( \frac{\overline{S_w} - S_w}{\overline{S_w} - \underline{S_w}} \right)^2, & \underline{S_w} \leq S_w \leq \overline{S_w} \\ 0, & \overline{S_w} \leq S_w \leq 1 \end{cases} \quad (19)$$

$$k_w(S_w) = \begin{cases} 0, & 0 \leq S_w < \underline{S_w} \\ \left( \frac{S_w - \underline{S_w}}{\overline{S_w} - \underline{S_w}} \right)^2, & \underline{S_w} \leq S_w \leq S_{1,w} \\ 0,8 \cdot \left( \frac{S_w - \underline{S_w}}{\overline{S_w} - \underline{S_w}} \right)^{0,5}, & S_{1,w} < S_w \leq \overline{S_w} \end{cases},$$

где  $\overline{S_w}$  — предельно допустимая водонасыщенность,  $S_{1,w} = 0,70324$ .

При исследовании воздействия гидрофобизатором на нефтенасыщенные массивы меловых отложений Красноленинского месторождения (викуловская свита) была разработана технология изоляционных работ, направленных на ограничение водопритоков при получении притоков нефти промышленного типа [9, 17].

На примере данной свиты выявлена закономерность достижения наиболее максимальной эффективности проведения изоляционных работ (рис. 5): в массивах со значениями  $\sigma_B > 0,63$  получение промышленных притоков нефти затруднено; при достижении уровня насыщенности до значения 0,63 наблюдается незначительный эффект после водоизоляции; в массивах со значениями насыщенности с  $\sigma_B$  до 0,43 будет наблюдаться максимальная эффективность проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР) [11, 17].

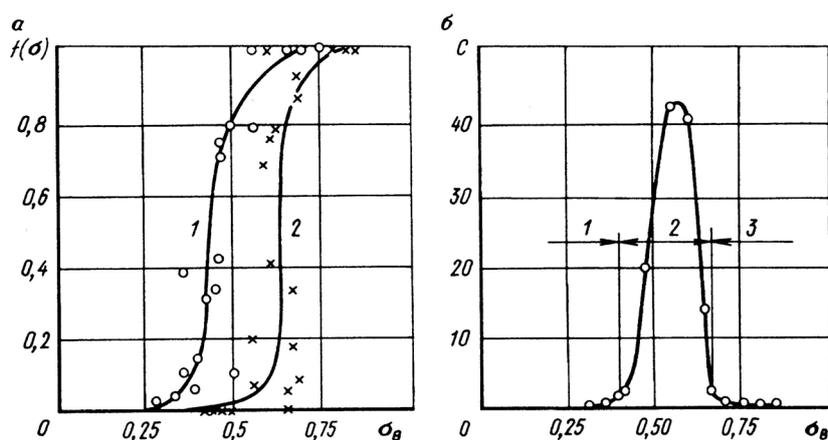


Рис. 5. Границы переходной зоны продуктивной части массивов викуловской свиты при воздействии кремнийорганических соединений: а) распределение функции Баклея — Леверетта: 1 — до процесса гидрофобизации, 2 — после процесса гидрофобизации; б) границы эффективности водоизоляционных работ: 1 — ( $\sigma_B < 0,43$  — достижение максимальной эффективности РИР), 2 — ( $\sigma_B \sim 0,43-0,63$  — достижение средней эффективности РИР), 3 — ( $\sigma_B > 0,63$  — преобладание минимальной эффективности РИР)

Для процесса ограничения водопритока системный учет капиллярного скачка давления  $p_k$  и скачка водонасыщенности, представленных в виде эмпирических функций, позволит учесть теорию приближенной оценки ширины зоны скачка насыщенности, рассмотренную в модели Рапопорта — Лиса.

Следует отметить, что рост градиентов насыщенностей наблюдается при воздействии капиллярных сил вдоль линии фронта вытеснения, где их значения будут максимальными. Это воздействие приводит к перераспределению фронта, что вызывает непрерывное изменение насыщенности, скачок которой будет представлен неявно.

С другой стороны, экспериментально установлено существование постоянно перемещающейся стабилизированной зоны насыщенности, которая при этом не изменяет своей формы, следовательно, распределение насыщенности относительно нее происходит стационарно при постоянном значении скорости вытеснения.

Необходимо отметить, что при уменьшении влияния капиллярных сил (уменьшении капиллярного давления) численное решение уравнения Рапопорта — Лиса стремится к аналитическому решению уравнения Баклея — Леверетта.

Построив функцию (11), графическим путем определяется насыщенность коллекторов в переходной зоне.

Определив функцию  $f_1(\sigma)$  по промысловым данным совместного притока, например, нефти и воды из формулы (19), можно определить и отношение соответствующих фазовых проницаемостей. По промысловым данным можно также оценить гидродинамическую характеристику прискважинной зоны при ограничении водопритока, рассчитав функцию (11) до  $(f_1)$ . После анализа изменившихся гидродинамических параметров построить функцию (19) для  $(f_2)$  — после обработки и найти отношение

$$C = \frac{f_1(\sigma)}{f_2(\sigma)}. \quad (20)$$

### **Выводы**

Рассмотрены основные геолого-математические модели фильтрации флюидов, границы и условия их применения при исследовании реальных капиллярных явлений в продуктивном пласте.

Разработанные способы определения истинного положения водонефтяного контакта и контроля над производством изоляционных работ, несомненно, окажут положительное влияние на качество заканчивания скважин и подготовки извлекаемых запасов нефти промышленных категорий.

Новые технологии добычи нефти из переходных зон нефтяных залежей и технология направленного воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) с целью ограничения водопритоков, интенсификации притоков и добычи безводной нефти в условиях двухфазной фильтрации, когда проявляется эффект подтягивания подстилающей нефть воды (образование конуса), в определенной степени решают проблему интенсификации притоков и продления безводного периода добычи нефти. При этом технология направленного воздействия на ПЗП позволяет вести ограничение водопритоков по управляемой схеме. Разработанный способ последовательно-циклической добычи нефти из продуктивного пласта является одним из способов управления водяным конусом, так как конус воды не может прорваться через перфорационные отверстия в нефтяную зону, и отбор воды физически означает изменение поля потенциала потока вокруг скважины таким образом, что водяной конус подавляется (выполаживается). Устойчивое положение конуса образуется и сохраняется вокруг скважины ниже отверстий вскрытого перфорацией нефтенасыщенного пласта, а наличие экрана еще более усиливает это положение во времени.

### **Библиографический список**

1. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа: учебник для вузов / А. А. Бакиров [и др.]; под ред. Э. А. Бакирова, В. Ю. Керимова. В 2 кн. – 4-е изд., перераб. и доп. – Кн. 1: Теоретические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. – М.: Недра, 2012. – 423 с.
2. Большаков Ю. Я. Теория капиллярности нефтегазонакопления. – Новосибирск: Наука, 1995. – 184 с.
3. Большаков Ю. Я., Тараканова Н. Н. Капиллярно-экранированные залежи УВ в песчаных коллекторах // Геология нефти и газа. – 1986. – № 6. – С. 21–26.
4. Геологические модели залежей нефтегазоконденсатных месторождений Тюменского Севера / В. И. Ермаков [и др.]; под ред. В. И. Ермакова, А. Н. Кирсанова. – М.: Недра, 1995. – 464 с.
5. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович [и др.]. – М.: Недра, 1975. – 679 с.

6. Политехнический словарь / Гл. ред. А. Ю. Ишлинский. – 2-е изд. – М.: Советская энциклопедия, 1980. – 656 с.
7. Рыбак В. К. Влияние неотектоники на изменение положения ВНК залежей нефти Краснolenинского свода // Тектоника Западной Сибири: сб. науч. тр. – Тюмень, 1987. – С. 126–129.
8. Телков А. П., Грачев С. И. Прикладные задачи разработки нефтегазоконденсатных месторождений и нефтегазодобычи: учебник. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 502 с.
9. Обоснование математических моделей нефтяных залежей на примере разработки пласта АС<sub>12</sub> Приобского месторождения. Обзор ВНИИОЭНГ / А. П. Телков [и др.]. – М., 1993. – 56 с.
10. Определение гидродинамической модели залежи и типа коллектора Салымского месторождения / И. Д. Умрихин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 6. – С. 33–38.
11. Ягафаров А. К., Федорцов В. К., Вылегжанина Л. А. Влияние смачиваемости твердой поверхности на фильтрацию нефтей в пористых средах // Тр. Тюменской областной науч.-техн. конф. по химии и химическим технологиям. – Тюмень, 1985. – С. 22–23.
12. Уингрейв Д., Шехтер Р., Уэйд В. Экспериментальное определение зависимости поверхностного натяжения от кривизны по результатам изучения течения жидкости // Современная теория капиллярности: сб. ст. / Под ред. А. И. Русанова (СССР), Ф. Я. Гудрича (США). – Л.: Химия, 1980. – С. 245–273.
13. Haug E. T. S., Holm L. W. Effect of WAG injection and rock wettability on oil recovery during CO<sub>2</sub> flooding // SPE Reservoir Engineering. – 1988. – Vol. 3, Issue 1. – P. 119–129. DOI: 10.2118/15491-PA
14. Ягафаров А. К. Геолого-геофизические основы интенсификации притоков из нефтеразведочных скважин Западной Сибири: Автореф. дис. д-ра геол.-минерал. наук. – Тверь, 1994. – 42 с.
15. Проблемы нефтегазоносности глубокозалегающих и сложнопостроенных объектов Западной Сибири / Ф. З. Хафизов [и др.] // Геология нефти и газа. – 1988. – № 5. – С. 5–8.
16. Jennings J. B. Capillary Pressure Techniques: Application to Exploration and Development Geology // AAPG Bulletin. – 1987. – Vol. 71. – pp. 1196–1209. DOI: 10.1306/703C8047-1707-11D7-8645000102C1865D
17. Ягафаров А. К., Пешков В. Е., Клещенко И. И. Новые методы изоляции водопритоков при разведке залежей нефти в терригенном разрезе // Бурение и крепление разведочных скважин в сложных геологических условиях: тр. ЗапСибНИГНИ. –1986. – С. 33–37.

#### References

1. Bakirov, A. A., Bakirov, E. A., Gabrielyants, G. A., Kerimov, V. Yu., & Mstislavskaya, L. P. (2012). *Teoreticheskie osnovy poiskov i razvedki nefiti i gaza. V dvukh knigakh. 4<sup>th</sup> edition, revised and expanded. Kniga 1: Teoreticheskie osnovy prognozirovaniya neftegazonosnosti nedr.* Moscow, Nedra Publ., 423 p. (In Russian).
2. Bol'shakov, Yu. Ya. (1995). *Teoriya kapillyarnosti neftegazonakopleniya.* Novosibirsk, Nauka Publ., 184 p. (In Russian).
3. Bol'shakov, Yu. Ya., & Tarakanova, N. N. (1986). *Kapillyarno-ekranirovannye zalezhi uglevodorodov v peschanykh kollektorakh.* Oil and gas geology, (6), pp. 21-26. (In Russian).
4. Ermakov, V. I., Kirsanov, A. N., Kirsanov, N. N., & Bembel, R. M. (1995). *Geologicheskie modeli zalezhey neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy Tyumenskogo Severa.* Moscow, Nedra Publ., 464 p. (In Russian).
5. Kontorovich, A. E., Nesterov, I. I., Salmanov, F. K., Trofimuk, A. A., & Erv'e, Yu. G. (1975). *Geologiya nefiti i gaza Zapadnoy Sibiri.* Moscow, Nedra Publ., 679 p. (In Russian).
6. Ishlinskiy, A. Yu. (Ed.). (1980). *Politekhnichestkiy slovar'. 2<sup>nd</sup> edition.* Moscow, Sovetskaya entsiklopediya Publ., 656 p. (In Russian).
7. Rybak, V. K. (1987). *Vliyanie neotektoniki na izmeneniye polozheniya vodoneftyanogo kontakta zalezhey nefiti Krasnoleninskogo svoda. Tektonika Zapadnoy Sibiri.* Tyumen, pp. 126-129. (In Russian).
8. Telkov, A. P., & Grachev, S. I. (2008). *Prikladnye zadachi razrabotki neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy neftegazodobychi.* Moscow, TsentrLitNefteGaz Publ., 502 p. (In Russian).
9. Telkov, A. P., Yagafarov, A. K., Kleshchenko, I. I., & Trenin, Yu. A. (1993). *Obosnovanie matematicheskikh modeley neftyanykhzalezhey na primere razrabotki plasta AS<sub>12</sub> Priobskogo mestorozhdeniya. Obzor VNIIOENG.* Moscow, 56 p. (In Russian).

10. Umrikhin, I. D., Vol'pin, S. G., Dneprovskaya, N. I., Smirnov, Yu. M., Lomakina, O. V., Vlasova, T. V.,... Fedortsov, V. K. (1984). Opredelenie gidrodinamicheskoy modeli zalezhi i tipa kollektora Salymского месторождения. Oil Industry, (6), pp. 33-38. (In Russian).
11. Yagafarov, A. K., Fedortsov, V. K., & Vylegzhanina, L. A. (1985). Vliyaniye smachivayemosti tverдой poverkhnosti na fil'tratsiyu neftey v poristyykh sredakh. Trudy Tyumenskoy oblasti nauchno-tekhnicheskoy konferentsii po khimii i khimicheskim tekhnologiyam. Tyumen, pp. 22-23. (In Russian).
12. Wingrave, J. A., Schechter, R. S., & Wade (Austin), W. H. (1980). An experimental determination of the curvature dependence of surface tension from fluid flow studies. The modern theory of capillarity. Leningrad, Khimiya Publ., pp. 245-273. (In English).
13. Haung, E. T. S., & Holm, L. W. (1988). Effect of WAG injection and rock wettability on oil recovery during CO<sub>2</sub> flooding. SPE Reservoir Engineering, 3(1), pp. 119-129. (In English). DOI: 10.2118/15491-PA
14. Yagafarov, A. K. (1994). Geologo-geofizicheskie osnovy intensivifikatsii pritokov iz nefterazvedochnyykh skvazhin Zapadnoy Sibiri. Avtoref. diss. dokt. geol.-mineral. nauk. Tver, 42 p. (In Russian).
15. Khafizov, F. Z., Onishchuk, T. M., Shpil'man, V. I., Pikh, N. A., & Yagafarov, A. K. (1988). Problemy neftegazonosnosti glubokozalegayushchikh i slozhnoostroennykh ob'ektov Zapadnoy Sibiri. Oil and gas geology, (5), pp. 5-8. (In Russian).
16. Jennings, J. B. (1987). Capillary Pressure Techniques: Application to Exploration and Development Geology. AAPG Bulletin, 71, pp. 1196-1209. (In English). DOI: 10.1306/703C8047-1707-11D7-8645000102C1865D
17. Yagafarov, A. K., Peshkov, V. E., & Kleshchenko, I. I. (1986). Novye metody izolyatsii vodopritokov pri razvedke zalezhey nefti v terrigenom razreze. Bureniei kreplenie razvedochnyykh skvazhin v slozhnykh geologicheskikh usloviyakh: trudy ZapSibNIGNI, pp. 33-37. (In Russian).

#### **Сведения об авторах**

**Катанов Юрий Евгеньевич**, к. г.-м. н., доцент кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: katanovje@tyuiu.ru

**Ягафаров Алик Каюмович**, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Клещенко Иван Иванович**, д. г.-м. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Савина Марина Егоровна**, ассистент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Шлейн Геннадий Андреевич**, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Ягафаров Савелий Альбертович**, студент, Тюменский государственный университет, г. Тюмень

#### **Information about authors**

**Yury E. Katanov**, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, e-mail: katanovje@tyuiu.ru

**Alik K. Yagafarov**, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

**Ivan I. Kleshchenko**, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

**Marina E. Savina**, Assistant at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

**Gennady A. Schlein**, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

**Saveliy A. Yagafarov**, Student, University of Tyumen

УДК 551.2;539.3

**Анализ результатов маркшейдерско-геодезических наблюдений  
на Пыть-Яхском геодинамическом полигоне**

**Д. А. Мисюрёв\*, Ю. В. Васильев, Д. П. Иноземцев**

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

*\*e-mail: denis.misyrev@gmail.com*

*Аннотация.* Проведено обобщение полученного эмпирического материала по современным геодеформационным процессам. Были использованы основные методы анализа и интерпретации полученной информации, продемонстрирована возможность применения результатов геодинамического мониторинга в целях обеспечения промышленной безопасности объектов городской застройки г. Пыть-Ях от вредного влияния разработки Мамонтовского месторождения нефти. Основная концептуальная схема подобной интерпретации сводится к решению обратных задач современной геодинамики разломов и выявлению источников формирования локальных аномалий напряженно-деформированного состояния недр.

В качестве основных методов анализа использовались геометрическое нивелирование II класса точности, высокоточные спутниковые наблюдения, высокоточная гравиметрия и спутниковая радарная интерферометрия.

*Ключевые слова:* геодинамический мониторинг; маркшейдерско-геодезические работы; высокоточные спутниковые наблюдения; геометрическое нивелирование II класса точности; высокоточная гравиметрия; спутниковая радарная интерферометрия

**Analysis of the results of the surveying and geodetic observations  
at the Pyt-Yakh geodynamic site**

**Denis A. Misyurev\*, Yuri V. Vasilev, Dmitry P. Inozemtsev**

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

*\*e-mail: denis.misyrev@gmail.com*

*Abstract.* The article is devoted to a generalization of the obtained empirical material on modern geodeformation processes. For this, we used the basic methods of analysis and interpretation of the received information. In addition, we show the possibility of using the results of geodynamic monitoring in order to ensure industrial safety of urban development facilities in Pyt-Yakh from the harmful effects of the development of the Mamontovskoye oil field. The main conceptual scheme of interpretation of the obtained data is reduced to solving the inverse problems of modern fault geodynamics and identifying the sources of formation of local anomalies of stress-strain state of the subsoil.

Geometric leveling of class II accuracy, high-precision satellite observations, high-precision gravimetry and satellite radar interferometry were used as the main methods of analysis.

*Key words:* geodynamic monitoring; surveying and geodetic works; high-precision satellite observations; geometric leveling class II accuracy; high-precision gravimetry; satellite radar interferometry

## Введение

Мамонтовское месторождение — одно из крупнейших нефтяных месторождений Российской Федерации, открытое в 1965 году и располагающееся в Ханты-Мансийском автономном округе — Югре, рядом с г. Пыть-Ях. Оператором месторождения является одно из ведущих добывающих предприятий ООО «РН-Юганскнефтегаз». Следует отметить, что контур площади городской черты Пыть-Ях расположен в центральной купольной части Мамонтовского месторождения, где сосредоточена основная техногенная нагрузка на недра при добыче углеводородного сырья (рис. 1).

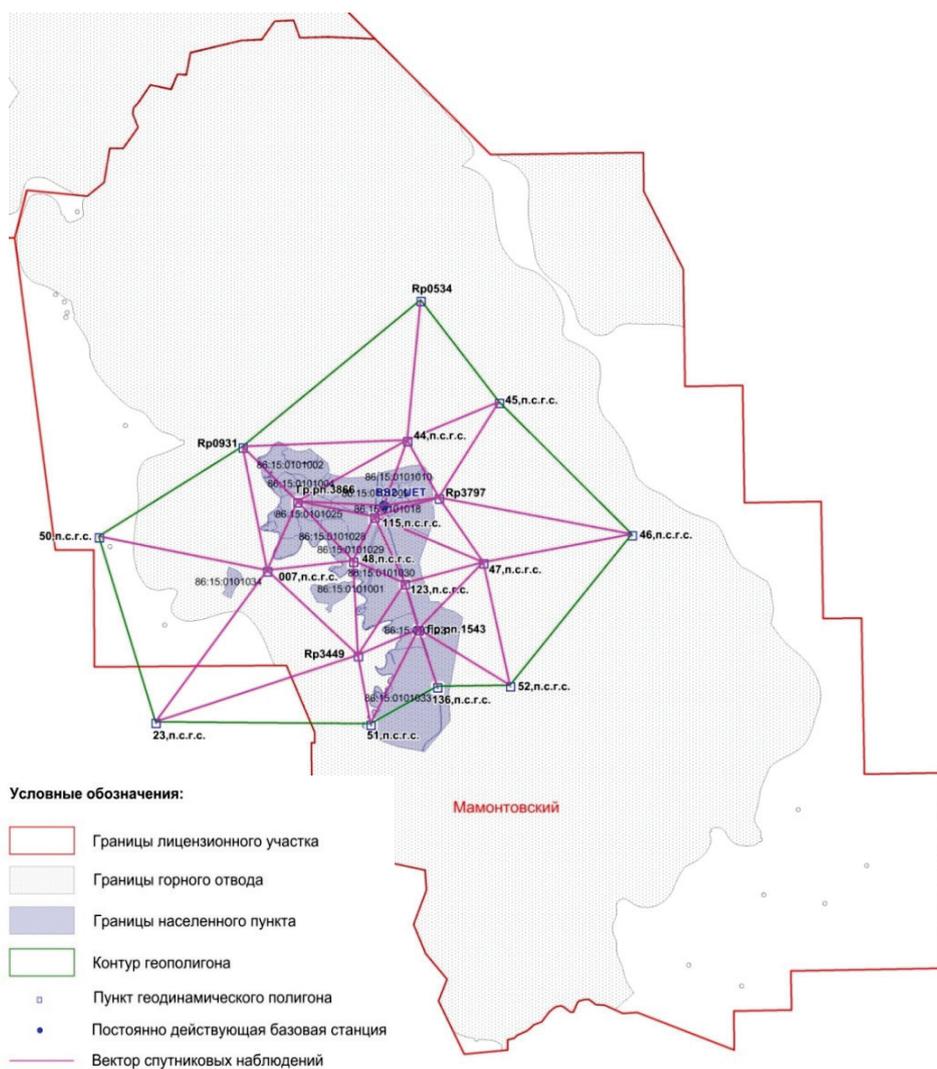


Рис. 1. Обзорная схема Мамонтовского месторождения нефти

Для обеспечения эксплуатационной безопасности гражданских и промышленных сооружений, расположенных в зоне влияния разработки месторождения, в соответствии с требованиями нормативных документов были выполнены маркшейдерско-геодезические работы [1–4].

В 2001 году по заказу ООО «РН-Юганскнефтегаз» на территории г. Пыть-Ях была создана комплексная наблюдательная станция для контроля развития деформационных процессов земной поверхности, оказывающих прямое влияние на безопасность эксплуатации месторождения в границах городской застройки.

На этапе 2001–2011 гг. был выполнен комплекс маркшейдерско-геодезических наблюдений на геодинамическом полигоне г. Пыть-Ях. Помимо этого, были выполнены реконструкция существующей сети (восстановление утраченных пунктов) и закладка новых пунктов, распределенных по территории месторождения.

2014 год ознаменовался разработкой Проекта геодинамического полигона г. Пыть-Ях Пермским национальным исследовательским политехническим университетом.

В период 2016–2017 гг. согласно разработанному Проекту специалистами предприятия ООО «Сибирская Геодезическая Компания» были выполнены первый и второй цикл маркшейдерско-геодезических наблюдений на пунктах Мамонтовского геодинамического полигона.

В 2019 году специалистами ООО «НПП “Сибгеокарта”» был выполнен последующий третий цикл комплекса маркшейдерско-геодезических наблюдений. Специалистами Западно-Сибирского филиала Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН проведены анализ и интерпретация результатов системы геодинамического мониторинга.

1. Обследование пунктов Мамонтовского геодинамического полигона на соответствие правилам закладки центров и реперов на пунктах нивелирной и геодезической сетей — 61 шт.

2. Нивелирование II класса точности на пунктах Мамонтовского геодинамического полигона — 38,6 км.

3. Высокоточные спутниковые наблюдения на пунктах геодинамического полигона в период 2016–2017 гг. — 20 шт., в 2019 году — 36 шт.

4. Высокоточная гравиметрия на пунктах геодинамического полигона — 46 шт.

5. Спутниковая радарная интерферометрия на территории Мамонтовского геодинамического полигона.

Схема расположения пунктов Мамонтовского геодинамического полигона относительно объектов обустройства месторождения и городской застройки представлена на рисунке 2.

Основной целью работы является получение количественных параметров вертикальных и горизонтальных движений пунктов существующего геодинамического полигона по данным 4 основных методов, необходимых для проведения качественного геодинамического мониторинга на территории г. Пыть-Ях: геометрическое нивелирование II класса точности, высокоточные спутниковые наблюдения, гравиметрические работы и спутниковая радарная интерферометрия [5, 6].

Маркшейдерские наблюдения нацелены на изучение развития деформаций земной поверхности в зависимости от горно-геологических условий<sup>1</sup>. По результатам наблюдений корректируются принятые геомеханические модели (повышение надежности прогноза на основе математического моделирования); уточняются параметры и закономерности процесса сдвижения; выделяются

<sup>1</sup> РД 07-603-03. Инструкции по производству маркшейдерских работ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.infosait.ru/norma\\_doc/43/43121/index.htm](http://www.infosait.ru/norma_doc/43/43121/index.htm).

участки интенсивных смещений земной поверхности; выделяются зоны геодинамического риска [7–10].

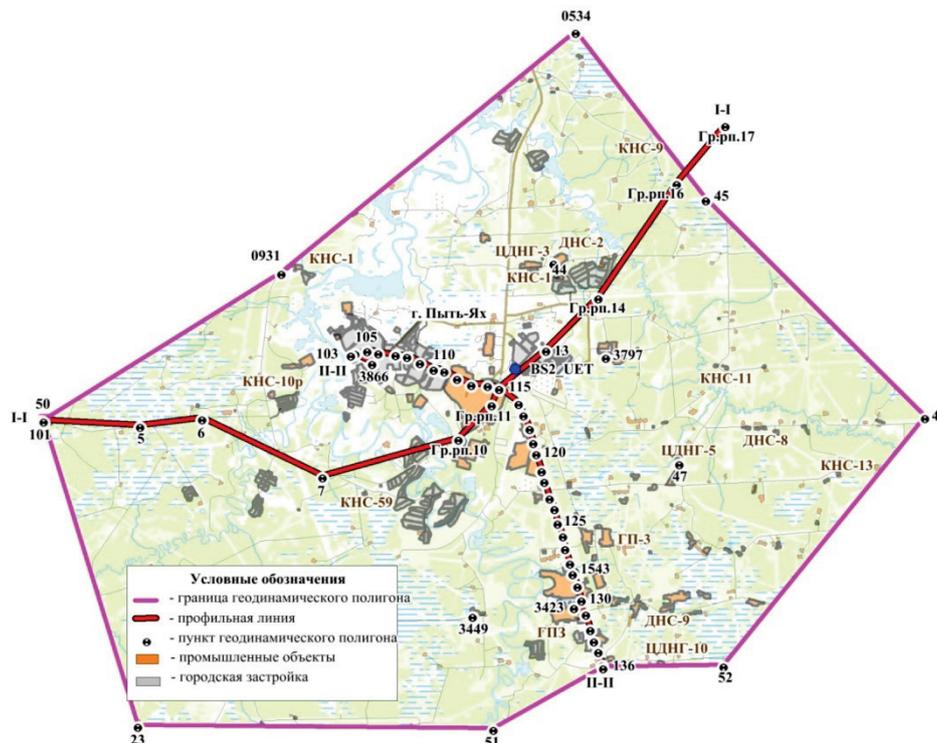


Рис. 2. Схема расположения пунктов Мамонтовского геодинамического полигона относительно объектов обустройства месторождения

### Геометрическое нивелирование II класса точности

Нивелирование по программе II класса точности на Мамонтовском геодинамическом полигоне — это часть комплекса геодезических исследований, служащих для получения количественных характеристик вертикальных смещений земной поверхности [11].

Нивелирная сеть геодинамического полигона состоит из 2 основных профильных линий, пересекающих центральную часть территории геодинамического полигона с запада на северо-восток и с севера на юг (см. рис. 2).

*Инструменты.* Для выполнения работ по нивелированию II класса точности использовалось следующее геодезическое оборудование: электронный нивелир фирмы Trimble DiNi 0.3 с СКО 0,3 мм на километр двойного хода и комплект инварных односторонних штриховых реек LD11 и LD12.

*Методика измерений.* Наблюдения на Пыть-Яхском геодинамическом полигоне проводились методом геометрического нивелирования II класса точности согласно требованиям действующей инструкции ГКИНП (ГНТА)-03-010-03.

Нивелирование выполнено в прямом и обратном направлениях по костылям и кольям. Контроль на станции проводился автоматически, так как в установке данного прибора перед началом работ были введены параметры, не позволяющие ему игнорировать и записывать превышения больше допустимых.

В прямом и обратном направлениях нивелирование выполнялось по одной и той же трассе и по одним и тем же переходным точкам.

Допуск разности превышений между прямым и обратным ходом в миллиметрах вычисляется по формуле (1)

$$F_{\text{доп.н}} = 3 \text{ мм} \sqrt{L_{\text{км}}}, \quad (1)$$

где  $L$  — периметр полигона или длина секции в км.

*Анализ и интерпретация данных высокоточного геометрического нивелирования.* Согласно полученным данным, за период наблюдения 2017–2019 гг. 17 пунктов геодезического полигона подвержены понижению высотных отметок, что составляет 38 % от общего числа анализируемых пунктов. Максимальное оседание –13 мм наблюдается на репере 6, когда максимальное поднятие +37 мм — на грунтовом репере 3 423. Средневзвешенное изменение высотных отметок варьируется в пределах 1,8 мм.

В период 2016–2019 гг. из 45 пунктов наблюдения на 15 пунктах наблюдения зафиксировано понижение высотных отметок, что в процентном соотношении составляет 33 % от общего числа анализируемых пунктов. Максимальное оседание –19 мм наблюдается на репере 6, когда максимальное поднятие +62 мм — на грунтовом репере 3 423. Средневзвешенное изменение высотных отметок варьируется в пределах –5 мм.

Дальнейший анализ и интерпретация повторных нивелирных наблюдений основываются на построении графиков изолиний вертикальных смещений пунктов на 2 основных профильных линиях (рис. 3). Привлечение информации с указанных графиков поможет с максимальной точностью выявить проблемные зоны исследуемого участка [10].

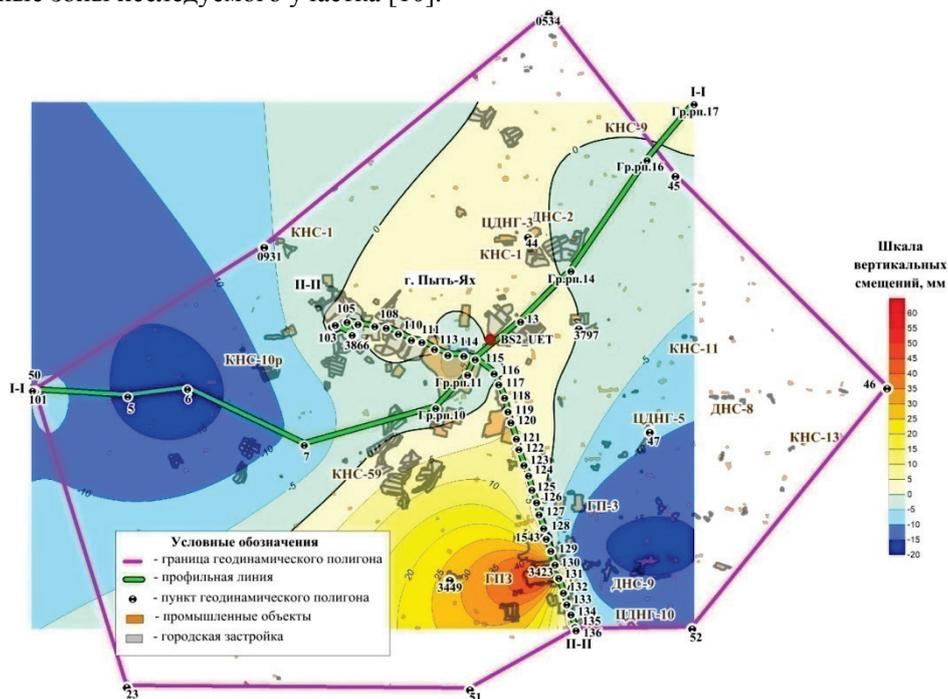


Рис. 3. Схема изолиний вертикальных смещений пунктов Мамонтовского геодезического полигона по данным высокоточного нивелирования II класса за период 2016–2019 гг.

Как видно из рисунка 3, центральная часть геодинамического полигона, в которой располагаются основные промышленные объекты и городская застройка, находится в пределах изолиний от  $-5$  до  $0$  мм, что является хорошим показателем и не угрожает безопасной эксплуатации г. Пыть-Ях. Восточная и западная части полигона подвержены оседанию пунктов, не превышающих величины  $-20$  мм.

Следует отметить наличие локального поднятия  $+62$  мм на юге геодинамического полигона в районе газоперерабатывающего завода. Указанная величина накапливалась в течение трех циклов наблюдения со средней скоростью  $20$  мм/год. Максимальные относительные деформации на данном участке составляют  $6,93 \cdot 10^{-5}$ , что на 2 порядка меньше предельных и допустимых значений, согласно нормативной документации<sup>2</sup>.

### **Высокоточные спутниковые наблюдения**

С целью уточнения результатов анализа данных по высокоточному нивелированию при изучении напряженно-деформируемого состояния скелета коллектора и вмещающих его пород на Мамонтовском геодинамическом полигоне проводятся высокоточные спутниковые определения горизонтальной составляющей вектора сдвига земной поверхности [12].

Плановая сеть полигона представляет собой пространственное геодезическое построение в виде сплошной сети триангуляции, которая равномерно покрывает территорию месторождения и охватывает зону деформаций земной поверхности. Общая сеть включает в себя пункты, различающиеся по программе выполняемых на них спутниковых наблюдений и по их роли в общей программе построения сети: постоянно действующая базовая станция (BS2\_UET), 7 опорных пунктов (23, 45, 46, 50, 52, 0534 и 0931) и 29 рабочих пунктов [13, 14].

Все пункты жестко связаны между собой системой векторов (базисных линий), образуя единую сеть. В качестве элемента построения был использован треугольник, как наиболее жесткая геометрическая фигура, обеспечивающая надежный контроль при выполнении полевых наблюдений. Сеть запроектирована так, чтобы от каждого, вновь определяемого пункта вектора строились не менее чем до 3 пунктов [15].

*Инструменты.* Производство GNSS-измерений на пунктах Мамонтовского геодинамического полигона осуществлялось при помощи спутниковых геодезических приемников Javad Triumph-1 Махог. Всего в работе было задействовано 8 приемников.

Используемые приемники прошли обязательную процедуру метрологической аттестации и на основании этого признаны годными к производству высокоточных измерений.

*Методика измерений.* При проведении спутниковых определений для обеспечения точности, предъявляемой к измерениям на геодинамических полигонах, при определении плановых координат пунктов геодинамического полигона применяются сетевой метод (замыкания полигонов) и лучевой метод с использованием статического режима.

<sup>2</sup> СП 22.133330.2016. Свод правил основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83\* [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/456054206>.

Центрирование спутниковой антенны выполнялось с помощью оптического центра. Высота антенны измерялась мерной рулеткой. На пунктах спутниковой геодезической сети использовалось принудительное центрирование.

На всем протяжении измерений нормальными условиями наблюдений спутниковой системы являлись наличие 5 спутников в зоне приема спутниковых сигналов, значение фактора PDOP  $< 5$  и отсутствие сбоев при приеме спутниковых сигналов.

#### Анализ результатов высокоточных GNSS-наблюдений

По результатам трех циклов наблюдений был выполнен сравнительный анализ координат пунктов Пыть-Яхского геодезического полигона (рис. 4). Полученные величины позволяют дать максимально точную оценку горизонтальных движений пунктов за период 2016–2019 гг.

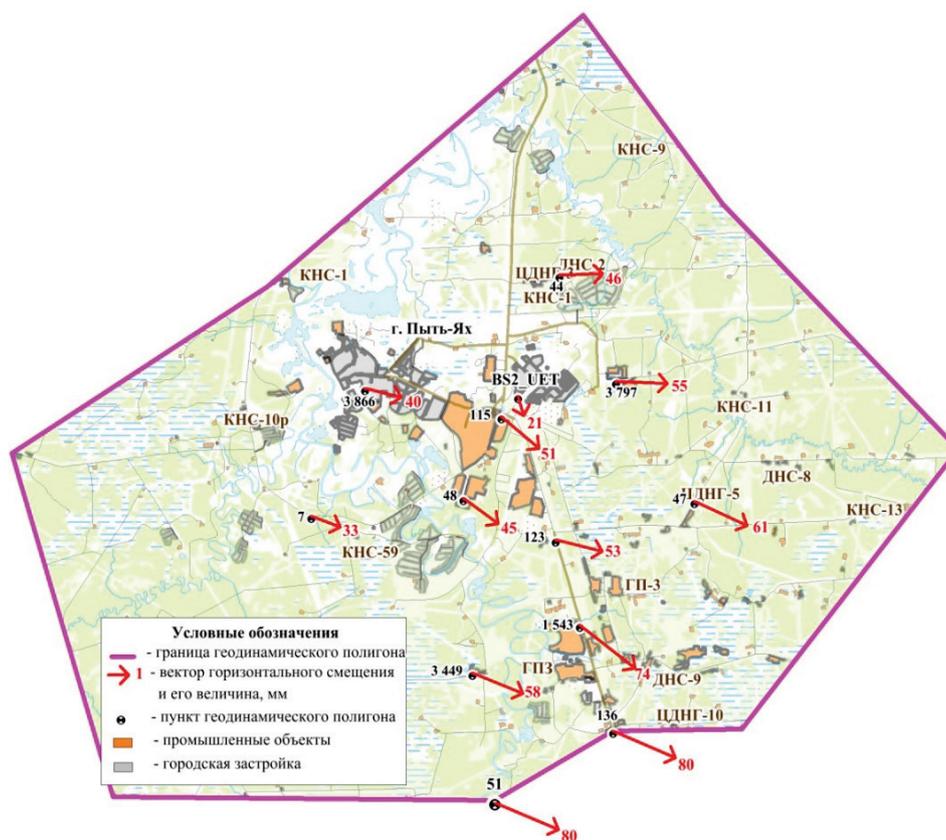


Рис. 4. Схема горизонтальных движений центров пунктов Пыть-Яхского геодезического полигона за период 2016–2019 гг.

Полученные значения максимальных горизонтальных движений пунктов Пыть-Яхского геодезического полигона позволяют с уверенностью заявить, что все репера получают незначительные смещения в горизонтальной плоскости. Величина измерения координат соотносится с конструкционной точностью примененного геодезического оборудования. Максимальный вектор горизонтального смещения 55 мм за период наблюдения 2017–2019 гг.

наблюдается на пункте 136, а за период наблюдения 2016–2019 гг. 80 мм — на пунктах 136 и 51. Преобладает юго-восточное направление смещения пунктов геодинимического полигона.

В дальнейшем полученные координаты были использованы для вычисления относительных горизонтальных деформаций. Полученные значения находятся в пределах от  $-3,31 \cdot 10^{-5}$  до  $8,82 \cdot 10^{-6}$  и тем самым не превышают предельных и допустимых деформаций согласно ПБ 07-269-98<sup>3</sup>.

### Высокоточная гравиметрия

В период 2016–2019 гг. на пунктах исходной опорной гравиметрической сети Мамонтовского геодинимического полигона были выполнены высокоточные гравиметрические наблюдения с целью обеспечения мониторинга локальных вариаций поля силы тяжести неприливногo характера, обусловленных техногенным воздействием на геологическую среду в процессе разработки месторождения (рис. 5).

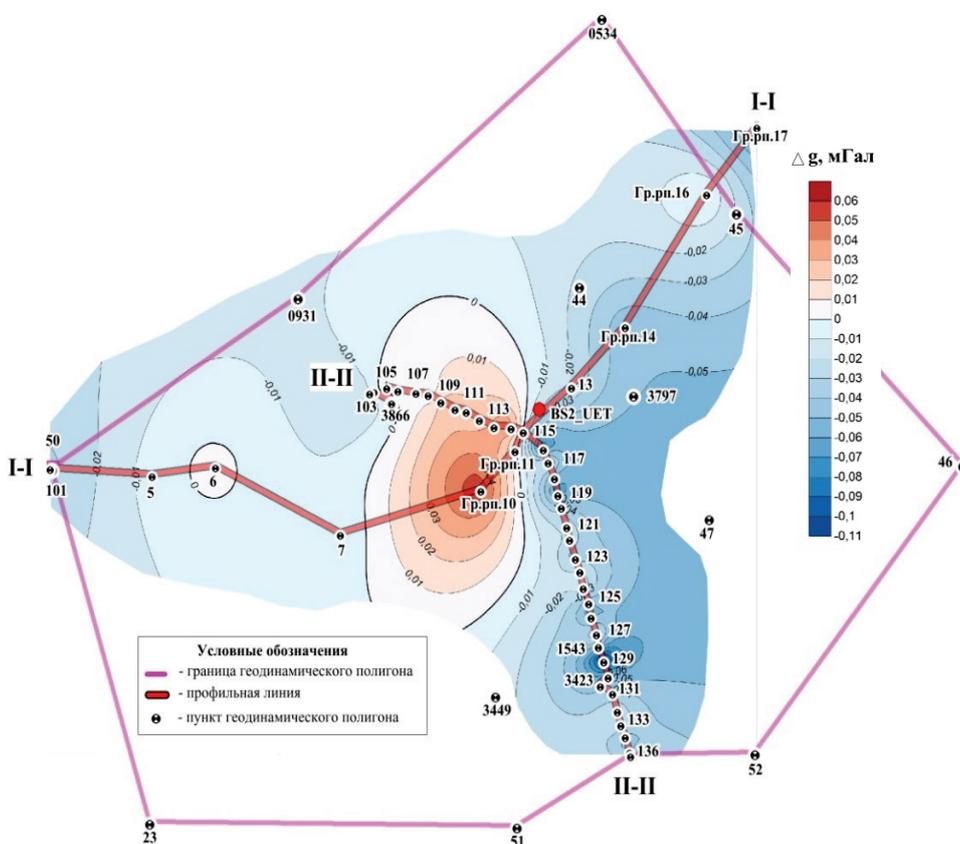


Рис. 5. Карта-схема динамики приращения ускорения силы тяжести на Мамонтовском геодинимическом полигоне за период 2016–2019 гг.

<sup>3</sup> ПБ 07-269-98. Правила охраны сооружений и природных объектов от вредного влияния подземных горных разработок на угольных месторождениях. – СПб.: ВНИМИ, 1998. – 291 с.

Гравитационный мониторинг направлен на выявление динамических аномалий во времени сил тяжести земли на дневной поверхности, которые обусловлены изменениями плотностных характеристик на глубине. Физический смысл мониторинга заключается в том, что извлекается более легкий флюид, который замещается более тяжелым рабочим агентом (жидкостью). Поскольку месторождение находится в поздней стадии разработки, добыча осуществляется посредством масштабной системы поддержания пластового давления. При этом в зоне отбора продуктивных горизонтов выявляются зоны повышенного пластового давления за счет нагнетания рабочего агента, к которым могут быть приурочены участки локального подъема высотных отметок наблюдательных пунктов геодинимического полигона.

*Инструменты и методика наблюдений.* Инструментальные наблюдения выполнены гравиметрической аппаратурой марки CG-5 по методике однократных измерений с центральным (исходным) пунктом в условном уровне с привязкой гравиметрических наблюдений к уровню государственной гравиметрической сети.

Среднеквадратическая погрешность единичного наблюдения составляет  $\epsilon_{\text{ряд}} = \pm 10$  мкГал. Общее количество пунктов наблюдений составило 46 к.п.

По данным (см. рис. 5) в центральной части геодинимического полигона наблюдается зона уплотнения, что свидетельствует об отрицательных перемещениях земной коры. Следует отметить, что на остальной части геодинимического полигона наблюдается разуплотнение пород. Это разуплотнение отображается уменьшением гравитационного поля, которое является следствием повышения земной поверхности.

Таким образом, данные гравиметрии могут являться надежным источником информации при выявлении условий формирования современных деформаций земной поверхности от техногенного влияния добычи углеводородного сырья.

### **Спутниковая радарная интерферометрия**

Метод радарной интерферометрии дает площадную оценку смещений и позволяет выделить зоны, для которых требуется повышенное внимание. Совместная обработка множества последовательных съемок позволяет рассчитывать скорости смещений постоянных отражающих объектов с точностью до первых миллиметров и оценивать влияние деформаций земной поверхности на техногенную инфраструктуру месторождения [16, 17].

Для обработки спутниковых радиолокационных данных ALOS-2/PALSAR-2 был применен метод дифференциальной интерферометрии (DInSAR — Differential InSAR). Построены карты вертикальных смещений земной поверхности. Точность оценки смещения, рассчитанная на основе параметра интерферометрической когерентности, составила 3 см. На рисунке 6 представлены результаты обработки данных Sentinel-1A/B для г. Пыть-Ях.

По данным ALOS-2, на территории г. Пыть-Ях отчетливо выделяется область поднятия. Результаты обработки свидетельствуют о том, что максимальная область поднятия распространяется за зону застройки. Величина максимальной отметки составила 50 мм. Скорость поднятия по данным Sentinel-1A/B достигает 25 мм/год.

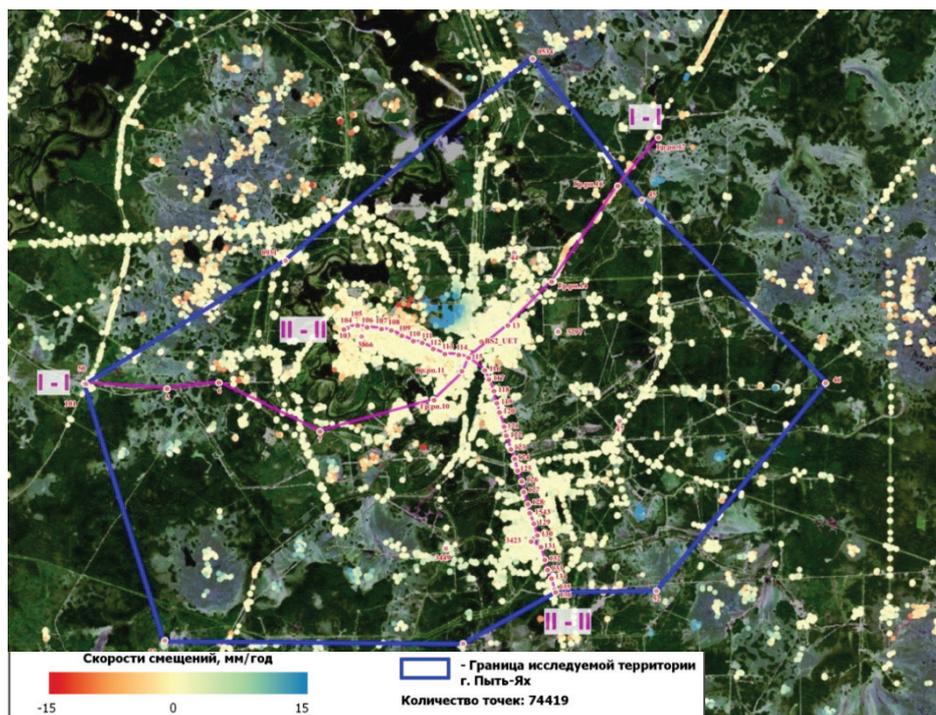


Рис. 6. Карта скоростей смещений постоянных отражателей на территории г. Пыть-Ях по результатам обработки данных Sentinel-1A/B за 2 года (2017–2019 гг.)

### Выводы

1. Сеть геодинамического полигона на Мамонтовском месторождении нефти состоит из 61 глубинного репера, которые различаются по программе выполняемых на них наблюдений.
2. С момента разработки Проекта геодинамического полигона было выполнено три цикла маркшейдерско-геодезических наблюдений (нивелирование II класса точности, спутниковые GNSS-наблюдения, высокоточная гравиметрия и спутниковая радарная интерферометрия).
3. В результате анализа данных геометрического нивелирования II класса точности была выявлена зона поднятия центральной части геодинамического полигона, в которой располагаются основные промышленные объекты и городская застройка. Следует отметить наличие локальной зоны оседания в районе пересечения двух профильных линий. Центральная часть геодинамического полигона, в которой располагаются основные промышленные объекты и городская застройка, находится в пределах изолиний от  $-5$  до  $0$  мм, что не угрожает безопасной эксплуатации г. Пыть-Ях.
4. Обработка материалов гравиметрии за период 2016–2019 гг. показала наличие зоны уплотнения — оседания высотных отметок в месте пересечения двух основных профильных линий. В остальной части геодинамического полигона наблюдается разуплотнение пород по динамике плотностных характеристик сил тяжести, которое является следствием повышения земной поверхности.
5. По данным спутниковой радарной интерферометрии за период наблюдения 2017–2019 гг. было выявлено, что на территории городской застройки и основных промышленных объектов наблюдается поднятие высотных отметок,

не превышающих величины 3 мм. Также была выявлена локальная зона поднятия за пределами городской застройки величиной 50 мм.

6. В результате анализа данных вертикальных и горизонтальных сдвижений пунктов Мамонтовского геодинамического полигона за период 2016–2019 гг. была выявлена корреляционная связь между 3 основными определениями. Так, по результатам геометрического нивелирования, высокоточной гравиметрии и спутниковой радарной интерферометрии было подтверждено наличие поднятия (до 5 мм) на территории городской застройки и основных промышленных объектов. Также материалами высокоточной гравиметрии была подтверждена локальная зона оседания в районе пересечения двух основных профильных линий, выявленная в результате геометрического нивелирования.

#### **Библиографический список**

1. Петухов И. М., Батугина И. М. Геодинамика недр. – М.: МГГУ, 1999. – 287 с.
2. Сидоров В. А., Кузьмин Ю. О., Хитров А. М. Концепция «Геодинамическая безопасность освоения углеводородного потенциала недр России». – М.: ИГРГИ, 2000. – 56 с.
3. Определение параметров пластов по данным наблюдений за смещением поверхности земли / И. Д. Умрихин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1981. – № 10. – С. 29–32.
4. Хайн В. Е., Ломизе М. Г. Геотектоника с основами геодинамики. – М.: Книжный дом «Университет», 2005. – 560 с.
5. О создании геодинамических полигонов для мониторинга деформационных процессов при разработке месторождений углеводородов / Ю. А. Кашников [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 6–9.
6. Инструментальные наблюдения за сдвижением земной поверхности на нефтяных месторождениях Верхнекамского региона / Ю. А. Кашников [и др.] // Нефтепромышленное дело. – 2010. – № 7. – С. 50–54.
7. Брайт П. И., Медведский Е. Н. Измерение осадок и деформаций геодезическими методами. – М.: Геоиздат, 1979. – 200 с.
8. Кашников Ю. А., Ашихмин С. Г. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. – М.: Недра, 2007. – 466 с.
9. Мазницкий А. С. Геодезический мониторинг и прогнозирование техногенной геодинамики на месторождениях нефти и газа: Автореф. дис. д-ра техн. наук. – Киев, 2002. – 22 с.
10. Современная геодинамика и сейсмичность юго-востока Татарстана / Р. С. Хисамов [и др.]. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2012. – 240 с.
11. Маркшейдерское обеспечение разработки месторождений нефти и газа: моногр. / Ю. А. Кашников [и др.]. – М.: Недра, 2018. – 454 с.
12. Антонович К. М. Использование спутниковых радионавигационных систем в геодезии: моногр. Часть 1. – Новосибирск: СГГА, 2005. – 333 с.
13. Болдин В. А. Глобальная навигационная спутниковая система ГЛОНАСС. – 2-е изд., исправ. – М.: ИПРЖР, 1999. – 560 с.
14. Герасимов А. П. Уравнивание государственной геодезической сети. – М.: Картоцентр: Геоиздат, 1996. – 216 с.
15. Изотов А. А. Основы спутниковой геодезии. – М.: Недра, 1974. – 329 с.
16. Мусихин В. В. Мониторинг процессов оседаний земной поверхности в районах интенсивного недропользования на основе интерферометрической обработки данных космического радиолокационного зондирования: Автореф. дис. канд. техн. наук. – Пермь, 2012. – 146 с.
17. Кашников Ю. А., Мусихин В. В., Лысков И. А. Определение оседаний земной поверхности при разработке месторождений полезных ископаемых по данным радарной интерферометрии // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2012. – Т. 48, № 4. – С. 68–77.

#### **References**

1. Petukhov, I. M., & Batugina, I. M. (1999). *Geodinamika neдр*. Moscow, Sholokhov Moscow State University for Humanities Publ., 287 p. (In Russian).

2. Sidorov, V. A., Kuzmin, Yu. O., & Khitrov, A. M. (2000). Kontsepsiya "Geodinamicheskaya bezopasnost' osvoeniya uglevodorodnogo potentsiala nedr Rossii". Moscow, IGRGI Publ., 56 p. (In Russian).
3. Umrikhin, I. D., Dneprovskaya, N. I., Entov, V. M., Kurenkov, O. V., Buzinov, S. N., Malakhova, T. A., & Liberman, G. I. (1981). Opredelenie parametrov plastov po dannym nablyudeniya za smeshcheniem poverkhnosti zemli. Oil Industry, (10), pp. 29-32. (In Russian).
4. Khayn, V. E., & Lomize, M. G. (2005). Geotektonika s osnovami geodinamiki. Moscow, Knizhnyy dom "Universitet" Publ., 560 p. (In Russian).
5. Kashnikov, Yu. A., Zalyalov, I. M., Sosnin, V. G., Belyaev, K. V., Korekov, A. V., & Sychev, A. M. (2013). On the creating of geodynamic polygon for monitoring of deformation process in the oil and gas fields development. Oil Industry, (4), pp. 6-9. (In Russian).
6. Kashnikov, Yu. A., Ashikhmin, S. G., Bukin, V. G., Shustov, D. V., & Shadrin, D. M. (2010). Instrumental monitoring of rock subsidence in oil fields of verkhnekamsk region. Oilfield Engineering, (7), pp. 50-54. (In Russian).
7. Brayt, P. I., & Medvedskiy, E. N. (1979). Izmerenie osadok i deformatsiy geodezicheskimi metodami. Moscow, Geoizdat, 200 p. (In Russian).
8. Kashnikov, Yu. A., & Ashikhmin, S. G. (2007). Rock mechanics in petroleum industry. Moscow, Nedra Publ., 466 p. (In Russian).
9. Maznitskiy, A. S. (2002). Geodezicheskiy monitoring i prognozirovaniye tekhnogennoy geodinamiki na mestorozhdeniyakh nefi i gaza. Avtoref. diss. dokt. tekhn. nauk. Kiev, 22 p. (In Russian).
10. Khisamov, R. S., Gatiyatullin, N. S., Kuz'min, Yu. O., Bakirov, R. Kh., Gatiyatullin, R. N., Razmatulin, M. Kh.,... Kashurkin, P. I. (2012). Sovremennaya geodinamika i seysmichnost' yugovostoka Tatarstana. Kazan, Tatarstan Academy of Sciences, Fen Publ., 240 p. (In Russian).
11. Kashnikov, Yu. A., Belyaev, K. V., Bogdanets, E. S., & Sogorin, A. A. (2018). Marksheyderskoe obespechenie razrabotki mestorozhdeniy nefi i gaza. Moscow, Nedra, 454 p. (In Russian).
12. Antonovich, K. M. (2005). Ispol'zovaniye sputnikovykh radionavigatsionnykh sistem v geodezii. Chast' I. Novosibirsk, SGGG Publ., 333 p. (In Russian).
13. Boldin, V. A. (1999). Global'naya navigatsionnaya sputnikovaya sistema GLONASS. 2<sup>nd</sup> edition, revised. Moscow, IPRZHR Publ., 560 p. (In Russian).
14. Gerasimov, A. P. (1996). Uravnivaniye gosudarstvennoy geodezicheskoy seti. Moscow, Kartotsentr: Geodezizdat Publ., 216 p. (In Russian).
15. Izotov, A. A. (1974). Osnovy sputnikovoy geodezii. Moscow, Nedra Publ., 329 p. (In Russian).
16. Musikhin, V. V. (2012). Monitoring protsessov osedaniya zemnoy poverkhnosti v rayonakh intensivnogo nedropol'zovaniya na osnove interferometricheskoy obrabotki dannykh kosmicheskogo radiolokatsionnogo zondirovaniya: Avtoref. diss. kand. tekhn. nauk. Perm, 146 p. (In Russian).
17. Kashnikov, Yu. A., Musikhin, V. V., & Lyskov, I. A. (2012). Radar interferometry-based determination of ground surface subsidence under mineral mining. Journal of Mining Science, 48(4), pp. 649-655. (In Russian).

#### **Сведения об авторах**

**Мисюрёв Денис Андреевич**, младший научный сотрудник, Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень, e-mail: denis.misyrev@gmail.com

**Васильев Юрий Владимирович**, к. г.-м. н., старший научный сотрудник, Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень

**Иноземцев Дмитрий Павлович**, ведущий инженер, Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень

#### **Information about authors**

**Denis A. Misyurev**, Junior Researcher, West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen, e-mail: denis.Misyurev@gmail.com

**Yuri V. Vasilev**, Candidate of Geology and Mineralogy, Senior Researcher, West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen

**Dmitry P. Inozemtsev**, Leading Engineer, West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen

## Особенности гидрогеологической стратификации нефтегазоносных отложений западной части Енисей-Хатангского бассейна

Д. А. Новиков<sup>1, 2\*</sup>, Е. В. Борисов<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН,  
г. Новосибирск, Россия

<sup>2</sup>Новосибирский национальный исследовательский государственный университет,  
г. Новосибирск, Россия

\*e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

*Аннотация.* Приводятся результаты исследований по стратифицированию гидрогеологического разреза западных районов Енисей-Хатангского бассейна, расположенного в арктической зоне Сибири. В изученном районе установлено развитие двух водоносных этажей, в составе которых выделены палеозойский нерасчлененный, триасовый, нижнесреднеюрский, верхнеюрский, неокомский, апт-альб-сеноманский, верхнемеловой и палеоген-четвертичный водоносные комплексы. Выявлено распространение по площади одиннадцати водоносных и одиннадцати водоупорных горизонтов. Выделенные гидрогеологические подразделения распространены не повсеместно, что связано с эволюцией осадочного бассейна. Значительная часть горизонтов выпадает из гидрогеологического разреза вследствие размыва в пределах Мессояхской наклонной гряды или выклинивания в прибортовых частях прогиба.

*Ключевые слова:* гидрогеологическая стратификация разреза; водоносный комплекс; водоносный горизонт; фильтрационно-емкостные свойства; Енисей-Хатангский бассейн

## Features of the hydrogeological stratification of oil and gas bearing deposits in the western part of the Yenisei-Khatanga basin

Dmitry A. Novikov<sup>1, 2\*</sup>, Evgeny V. Borisov<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian  
Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia

<sup>2</sup>Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia

\*e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

*Abstract.* The article presents results and findings of the research into stratification of the hydrogeological section of western areas of the Yenisei-Khatanga basin localized in the Siberian Arctic zone. The identified two hydrogeological structural stages in the study area include the Paleozoic (undivided), Triassic, Lower-Middle Jurassic, Upper Jurassic, Neocomian, Aptian-Albian-Cenomanian, Upper Cretaceous and Paleogene-Quaternary water-bearing complexes. There have been recognized as many as eleven aquifers and eleven confining beds formed within the area where the established hydrogeological units are found not ubiquitously distributed, which is associated with the sedimentary basin evolution. A considera-

ble part of the horizons have failed to be included in the hydrogeological section either due to the erosion processes within the Messoyakha inclined ridge or their pinching out in the borders of the basin.

*Key words:* hydrogeological stratification of the section; water-bearing complex; aquifer; reservoir properties; the Yenisei-Khatanga basin

### **Введение**

В данной работе впервые представлены результаты исследований по гидрогеологическому стратифицированию осадочного чехла западных районов Енисей-Хатангского бассейна (ЕХБ), расположенного в арктической зоне Сибири, в соответствии с последними рекомендациями Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации.

Исследования, направленные на разработку теоретических основ гидрогеологической стратификации осадочных бассейнов, отражены в многочисленных работах М. С. Гуревича, И. К. Зайцева, Н. К. Игнатовича, Г. Н. Каменского, А. А. Карцева, К. Кейльгака, В. А. Кирюхина, П. П. Климентова, В. Н. Корценштейна, Н. М. Кругликова, Е. В. Пиннекера, О. В. Равдоникас, Ф. П. Саваренского, Ю. К. Смоленцева, Б. П. Ставицкого, Н. И. Толстихина и других исследователей.

На протяжении многих лет М. С. Гуревичем, Б. Ф. Маврицким, В. Ф. Ковелевым, Н. М. Кругликовым, В. А. Нуднером, А. Д. Назаровым, В. М. Матусевичем, А. А. Розиным, В. В. Нелюбиным и др. проводились работы по обоснованию основных принципов, критериев, методов и приемов расчленения водонапорной системы Западно-Сибирского артезианского бассейна (ЗСАБ) на составляющие элементы. В разные годы ими были предложены стратификационные схемы, отражающие методическую часть и специфику гидрогеологического строения отдельных регионов [1–23]. Одним из них является ЕХБ, под которым авторами рассматривается западная часть одноименного прогиба и прилегающие территории Мессояхской наклонной гряды (рис. 1).

### **Материалы и методы**

Согласно современной терминологии, при расчленении геологического разреза выделяются следующие основные гидрогеологические подразделения: водоносный пласт, водоносный/водоупорный горизонт, гидрогеологический (водоносный/водоупорный) комплекс и гидрогеологический этаж. Наиболее мелкой таксономической единицей являются водоносные пласт и горизонт [24–28].

Первые схемы гидрогеологической стратификации ЗСАБ были составлены в 1950-х гг. под редакцией М. С. Гуревича, Б. Ф. Маврицкого, Н. М. Кругликова и др. На них были отображены границы водоносных и водоупорных комплексов. Как показывает их сравнительный анализ, основной целью гидрогеологической стратификации являлось отражение цикличности осадконакопления (формирования водовмещающих/водоупорных пород) в разных масштабах ее проявления. По мере накопления геологического материала детальность проводимой гидрогеологической стратификации значительно увеличивалась. В настоящее время, имея обширные материалы по стратиграфии и литологии, с использованием данных интерпретации геофизических исследований и керн типовых скважин стало возможным проведение гидрогеологической стратификации геологических структур и их частей с высокой детальностью. Общие закономерности гидрогеологического расчленения разреза были выполнены ранее в Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН (ИНГГ СО РАН) [23, 29–31].

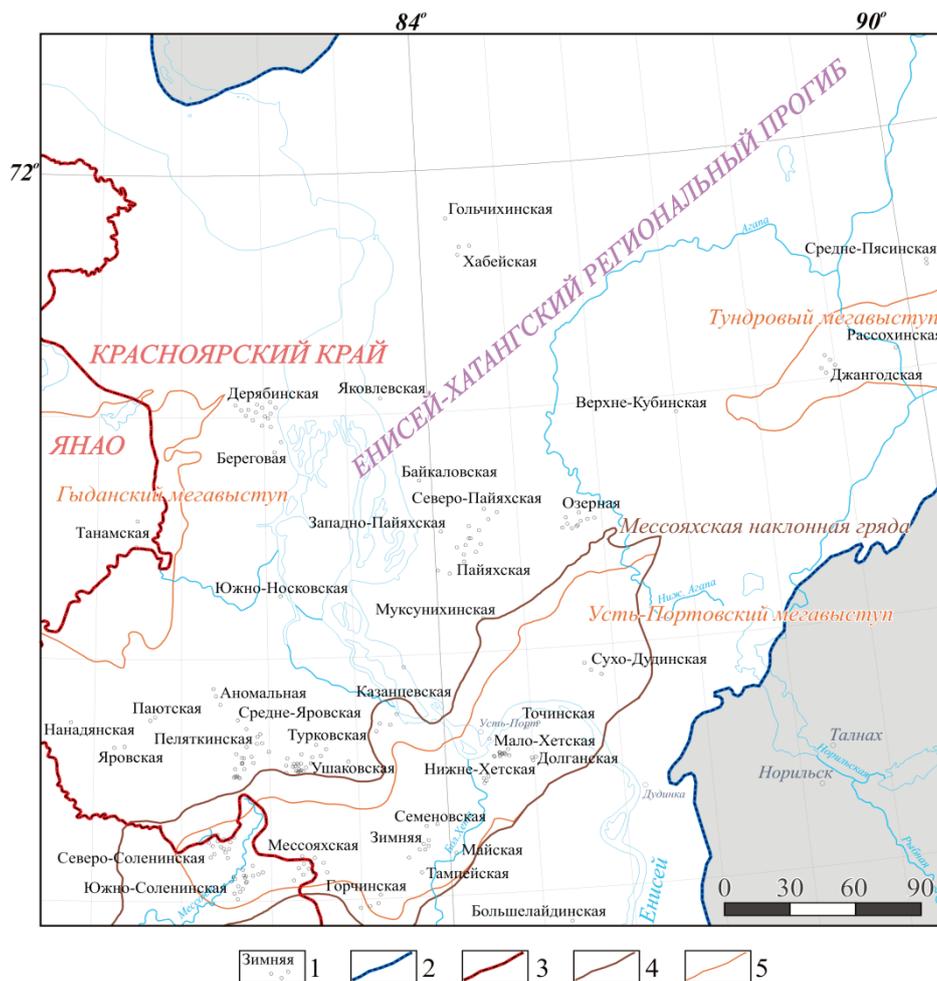


Рис. 1. Обзорная карта района исследования: 1 — глубокие скважины; границы: 2 — мезозойского осадочного чехла, 3 — административные, 4 — положительных надпорядковых тектонических элементов, 5 — тектонических элементов первого порядка

Для расчленения гидрогеологического разреза ЕХБ был привлечен комплекс каротажных диаграмм по более чем 200 скважинам. В качестве основных методов геофизических исследований скважин (ГИС) были использованы стандартный и радиоактивный каротажи; вспомогательными методами послужили кавернометрия, а также индукционный и акустический каротаж. При описании литологического состава и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород были использованы данные по 45 скважинам, включающие более 2 500 определений пористости и более 1 800 определений проницаемости образцов керн, выполненных в ИНГГ СО РАН.

#### Результаты и их обсуждение

В ЗСАБ региональные водоупорные толщи делят разрез на два водоносных этажа: нижний — нерасчлененные образования палеозойского фундамента, триасовые, юрские и меловые отложения; верхний — верхнемеловые и палеоген-четвертичные отложения (рис. 2). Каждый водоносный этаж подразделяется на отдельные водоносные комплексы.

Водоносный этаж	Индекс	Водоносный ярус	Водоносный комплекс	Индекс	Горизонт	Свита	Индекс					
Верхний	1(K <sub>1</sub> -Q)	кайнозойский (KZ)	палеоген-четвертичный	8(P-Q)	полигенетический водоносный горизонт	—	2(P <sub>1</sub> -Q)					
					кампан-маастрихтский водоносный	танамская K <sub>2</sub> (tn)	2(K <sub>2</sub> cp <sub>2</sub> -K <sub>2</sub> m)					
Нижний	9(PZ-MZ)	мезозойский (MZ)	верхнемеловой	8(K <sub>2</sub> )	нижнекампанский относительно водоупорный	салпадаяхинская K <sub>2</sub> (spd)	3(K <sub>2</sub> cp <sub>1</sub> )					
					среднетуронско-сантонский водоносный	насоновская K <sub>2</sub> (ns)	2(K <sub>2</sub> t <sub>2</sub> -K <sub>2</sub> st)					
					верхнесеноманско-туронский водоупорный	дорожковская K <sub>1</sub> (drzh)	4(K <sub>2</sub> s <sub>1</sub> -K <sub>2</sub> t <sub>1</sub> )					
					среднеальбско-сеноманский водоносный	долганская K <sub>1</sub> (dlg)	2(K <sub>2</sub> al <sub>1</sub> -K <sub>2</sub> s <sub>2</sub> )					
					среднеаптско-альбский водоупорный	яковлевская K <sub>1</sub> (jak)	4(K <sub>2</sub> a <sub>2</sub> -K <sub>2</sub> al <sub>2</sub> )					
					берриаско-нижнеаптский водоносный	K <sub>1</sub> (nch-sd-mch)	2(K <sub>2</sub> b-K <sub>2</sub> 2a <sub>1</sub> )					
					кимериджско-нижнеаптский водоупорный	яновстанская (J <sub>3</sub> lv)	4(J <sub>3</sub> km-K <sub>2</sub> b <sub>1</sub> )					
					оксфордский водоносный	ситовская (J <sub>3</sub> sg)		2(J <sub>3</sub> o)				
								верхнеюрский	8(J <sub>1</sub> )	келловенский водоупорный	топчинская (J <sub>1</sub> tch)	4(J <sub>1</sub> c)
										верхнебайосско-батский водоносный	малышевская (J <sub>2</sub> m)	2(J <sub>1</sub> b <sub>2</sub> -J <sub>2</sub> bt)
										верхнебайосский водоупорный	леонтьевская (J <sub>2</sub> ln)	4(J <sub>2</sub> b <sub>2</sub> )
										нижнебайосский водоносный	вымская (J <sub>2</sub> vm)	2(J <sub>2</sub> b <sub>1</sub> )
ааленский водоупорный	лайдинская (J <sub>2</sub> ld)	4(J <sub>2</sub> a)										
верхнетоварский водоносный	налаяхская (J <sub>2</sub> nd)	2(J <sub>2</sub> t <sub>2</sub> )										
нижнетоварский водоупорный	китерботская (J <sub>2</sub> kt)	4(J <sub>2</sub> t <sub>1</sub> )										
верхнеплинсбахский водоносный	шараповская (J <sub>2</sub> sh)	2(J <sub>2</sub> p <sub>2</sub> )										
верхнеплинсбахский водоупорный	левинская (J <sub>2</sub> lv)	4(J <sub>2</sub> p <sub>1</sub> )										
теттангско-нижнеплинсбахский водоносный	зимняя (J <sub>2</sub> zm)	2(J <sub>2</sub> g-J <sub>2</sub> p <sub>1</sub> )										
		триасовый		8(T)	индско-рэтский водоупорный	—	4(T <sub>1</sub> -T <sub>2</sub> r)					
					палеозойский (PZ)	палеозойский нерасчлененный 8(Pz)						

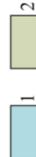


Рис. 2. Гидрогеологические подразделения западной части Енисей-Хатангского бассейна. Горизонты: 1 — водоносные; 2 — водоупорные

*Палеозойский нерасчлененный водоносный комплекс* на рассматриваемой территории представлен отложениями нижнего и среднего палеозоя (ордовика, силура, девона) [32]. Преимущественно карбонатные породы, представленные известняками и доломитами, вскрыты скважинами на Сухо-Дудинской и Точинской площадях, преимущественно терригенные — на Долганской площади (см. рис. 1). В керне скважин отмечено присутствие как эффузивных (туфы), так и интрузивных пород (диабазы).

*Триасовый водоносный комплекс* представлен индско-рэтским водоупорным горизонтом (см. рис. 2). Отложения нижнего — среднего триаса на исследуемой территории распространены локально и представлены преимущественно терригенными породами тампейской серии [33], вскрытыми в сводовой части Усть-Портовского выступа на Мало-Хетской, Семеновской и Тампейской площадях, и эффузивными образованиями, развитыми на северном борту прогиба (Гольчихинская и Хабейская площади).

*Нижнесреднеюрский водоносный комплекс* на рассматриваемой территории распространен почти повсеместно (рис. 3) и представлен морскими и прибрежно-морскими осадками. Комплекс сложен чередованием проницаемых водоносных (геттангско-нижнеплинсбахский, верхнеплинсбахский, верхнетоарский, нижнебайосский, верхнебайосско-батский) и водоупорных горизонтов (верхнеплинсбахский, нижнетоарский, ааленский, верхнебайосский) (см. рис. 2), сложенных преимущественно алевролитопесчанистыми и глинистыми породами [34].

Комплекс характеризуется низкой степенью изученности глубоким бурением. Коллекторские свойства и состав пород водоносных горизонтов варьируются незначительно. Пористость песчаников геттангско-нижнеплинсбахского горизонта варьируются от 4,4 до 10,9 %, проницаемость — от  $0,1 \cdot 10^{-9}$  до  $0,4 \cdot 10^{-9}$  мкм<sup>2</sup>.

Пористость проницаемых разностей верхнеплинсбахского горизонта изменяется от 10,3 до 15,6 % при проницаемости от  $0,15 \cdot 10^{-9}$  до  $2,66 \cdot 10^{-9}$  мкм<sup>2</sup>. Для верхнетоарского горизонта эти параметры составляют 3,59–15,6 % и  $0,001 \cdot 10^{-9}$ – $33,47 \cdot 10^{-9}$  мкм<sup>2</sup>, для нижнебайосского — 10,7–13,33 % и  $0,04 \cdot 10^{-9}$ – $0,21 \cdot 10^{-9}$  мкм<sup>2</sup>, для верхнебайосско-батского — 4,84 до 24,1 % и от  $0,001 \cdot 10^{-9}$  до  $16,44 \cdot 10^{-9}$  мкм<sup>2</sup>.

*Верхнеюрский водоносный комплекс* в пределах западной части ЕХБ частично (Зимняя, Тампейская площади) или полностью (Мессояхская, Семеновская площади) отсутствует лишь в сводовой части Усть-Портовского мегавыступа (см. рис. 3). На юго-востоке исследуемой территории, узкой полосой (75–100 км) протягивающейся вдоль северо-западной границы Сибирской платформы и расширяясь в направлении Усть-Портовского мегавыступа, выделяется оксфордский водоносный горизонт, связанный с морскими и прибрежно-морскими песчано-алевролитовыми породами сиговской свиты (см. рис. 2). Пористость проницаемых разностей горизонта изменяется от 8,46 до 12,18 % при средней проницаемости  $0,42 \cdot 10^{-9}$  мкм<sup>2</sup>. Оксфордский водоносный горизонт перекрывает келловейский флюидоупорный горизонт, соответствующий глинистым породам точинской свиты, и перекрывается глинами и аргиллитами яновстанской свиты, слагающими киммериджско-берриасский водоупорный горизонт (см. рис. 2).

В северо-западной части территории, по направлению к осевой части прогиба, оксфордский водоносный горизонт с подстилающим келловейским и перекрывающим его киммериджско-берриасским водоупорными горизонтами замещается батско-берриасским водоупорным горизонтом, сложенным монотонной глинистой толщей гольчихинской свиты.



*Неокомский водоносный комплекс* на территории исследования распространен повсеместно и представлен берриасс-нижнеаптским водоносным горизонтом (см. рис. 2, 3). В юго-восточной части прогиба горизонт представлен нижнехетской, суходудинской и малохетской свитами, в северо-западной части прогиба — шуратовской, байкаловской и малохетской [33]. Проницаемые породы комплекса представлены переслаиванием песчаников и алевролитов различных морских фаций от мелководно-морских до глубоководных (ачимовская толща). Коллекторские свойства берриасс-нижнеаптского горизонта определены во множестве скважин и изменяются в весьма широких пределах: пористость — от 0,29 до 77,22 %, проницаемость — от  $0,01 \cdot 10^{-9}$  до  $1\,449,2 \cdot 10^{-9}$  мкм<sup>2</sup>. Отмечается повышение ФЕС вверх по разрезу.

*Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс* в пределах изучаемого региона распространен на большей части территории, частично (Сухо-Дудинская, Долганская, Нижне-Хетская площади) или полностью (Точинская, Мало-Хетская площади) отсутствуя лишь в пределах сводовой части Усть-Портовского мегавыступа (см. рис. 3). В составе комплекса выделяется среднеальбско-сеноманский водоносный горизонт, сложенный песками и алевролитами долганской свиты и изолированный от зоны активного водообмена перекрывающим его верхнесеноманско-туронским (глинистая часть дорожковской свиты) и подстилающим среднеаптско-альбским (яковлевская свита) водопорными горизонтами (см. рис. 2) Пористость проницаемых разностей среднеальбско-сеноманского водоносного комплекса изменяется от 3,29 до 34,7 %, проницаемость —  $99,5 \cdot 10^{-9}$  мкм<sup>2</sup>.

*Верхнемеловой водоносный комплекс* представлен глинами, алевролитами и песками насоновской, салпадаяхинской и танамской свит [35], распространенных на исследуемой территории фрагментарно и относящихся к зоне активного водообмена. В составе комплекса выделяются среднетуронско-сантонский (насоновская свита) и кампан-маастрихтский (танамская свита) водоносные горизонты и разделяющий их нижнекампанский относительно водопорный горизонт (салпадаяхинская свита). Коллекторские свойства насоновской и танамской свит не изучены; по данным ГИС пористость проницаемых разностей может достигать 25 %.

*Палеоген-четвертичный водоносный комплекс* почти сплошным маломощным чехлом покрывает территорию исследования. Преимущественно комплекс представлен озерно-аллювиальным и ледниковыми несцементированными четвертичными отложениями, тогда как палеогеновые и неогеновые осадки развиты фрагментарно и распространены преимущественно в пределах осевой части ЕХБ. Комплекс представлен палеоген-четвертичным полигенетическим водоносным горизонтом.

### **Выводы**

- В гидрогеологическом разрезе Енисей-Хатангского бассейна впервые выполнено детальное гидрогеологическое расчленение на водоносные этажи, комплексы, водоносные и водопорные горизонты.
- Выделенные гидрогеологические подразделения распространены не повсеместно, что связано с эволюцией осадочного бассейна. Значительная часть горизонтов выпадает из гидрогеологического разреза вследствие размыва в пределах Мессояхской наклонной гряды или выклинивания в прибортовых частях прогиба.

- Дальнейшая детализация гидрогеологической стратификации осадочного чехла ЕХБ будет основана на выделении и корреляции отдельных водоносных и водоупорных пластов.

*Исследования проводились при финансовой поддержке проектов ФНИ № 0331-2019-0025 «Геохимия, генезис и механизмы формирования состава подземных вод арктических районов осадочных бассейнов Сибири», № 0331-2019-0017 «Модели геологического строения, условия формирования и прогноз нефтегазоносности юрско-меловых отложений арктических регионов Сибири» и Российского фонда фундаментальных исследований в рамках научного проекта № 18-05-70074 «Ресурсы Арктики».*

#### **Библиографический список**

1. Зайцев И. К. Методика составления сводных гидрогеологических карт / Под ред. Г. П. Синягина, Г. В. Богомолова. – М. – Л.: Госгеолиздат, 1945. – 86 с.
2. Геология и нефтеносность Западно-Сибирской низменности / Под. ред. Д. В. Дробышева, В. П. Казаринова. – Л.: Гостоптехиздат, 1958. – 272 с.
3. Ростовцев Н. Н., Равдоникас О. В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. – М.: Гостоптехиздат, 1958. – 391 с.
4. Материалы по геологии, гидрогеологии, геофизике и полезным ископаемым Западной Сибири: сб. ст. – Л.: Гостоптехиздат, 1959. – 178 с. – (Труды Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья Министерства геологии и охраны недр СССР. Труды; Вып. 1).
5. Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений: Труды Совещания по геохимическим методам / Академия наук СССР. Ин-т геологии и разработки горючих ископаемых; отв. ред. В. А. Соколов. – М.: Изд-во Академии наук СССР, 1959. – 458 с.
6. Рябченков А. С. О принципах гидрогеологической стратификации // Советская геология. – 1959. – № 3. – С. 101–113.
7. Воды и газы палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири / В. Б. Торганова [и др.] // Труды ВНИГРИ. – 1960. – Вып. 159. – 460 с.
8. Ковалев В. Ф. Подземные воды среднего и северного Зауралья и вопросы газонефтеносности // Труды горно-геологического института. – 1960. – Вып. 47. – 61 с.
9. Маврицкий Б. Ф. Западно-Сибирский артезианский бассейн (гидрогеология, геотермия, палеогидрогеология) // Труды лаборатории гидрогеологических проблем АН СССР. – М.: Изд-во АН СССР, 1962. – Т. XXXIX. – 175 с.
10. Региональная гидрогеология Сибири и Дальнего Востока // Материалы комиссии по изучению подземных вод Сибири и Дальнего Востока. – Иркутск, 1962. – Вып. 2. – 238 с.
11. Кругликов Н. М. Гидрогеология северо-западного борта Западно-Сибирского артезианского бассейна. – Л.: Недра, 1964. – 165 с.
12. Гидрогеология СССР. Т. XVI: Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области). – М.: Недра, 1970. – 368 с.
13. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович [и др.] – М.: Недра, 1975. – 680 с.
14. Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и особенности формирования залежей углеводородов / Н. М. Кругликов [и др.]. – Л.: Недра, 1985. – 279 с.
15. Назаров А. Д. Нефтегазовая гидрогеохимия юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. – М.: Идея-Пресс, 2004. – 288 с.
16. Матусевич В. М., Рыльков А. В., Ушатинский И. Н. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. – 225 с.
17. Шварцев С. Л., Новиков Д. А. Природа вертикальной гидрогеохимической зональности нефтегазоносных отложений (на примере Надым-Тазовского междуречья, Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45, № 8. – С. 1008–1020.

18. Новиков Д. А., Лепокуров А. В. Гидрогеологические условия нефтегазоносных отложений на структурах южной части Ямало-Карской депрессии // Геология нефти и газа. – 2005. – № 5. – С. 24–33.
19. Новиков Д. А., Шварцев С. Л. Гидрогеологические условия Предьенисейской нефтегазоносной субпровинции // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50, № 10. – С. 1131–1143.
20. Novikov D. A., Sukhorukova A. F. Hydrogeology of petroleum deposits in the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin // Arabian Journal of Geosciences. – 2015. – Vol. 8, Issue 10. – P. 8703–8719.
21. Novikov D. A. Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins // Petroleum Exploration and Development. – 2017. – Vol. 44, Issue 5. – P. 780–788. DOI: 10.1016/S1876-3804(17)30088-5
22. Нефтегазовая гидрогеохимия доюрских комплексов южных районов Обь-Иртышского междуречья / Д. А. Новиков [и др.] // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329, № 12. – С. 39–54. DOI: 10.18799/24131830/2018/12/19
23. Новиков Д. А. Роль элизионного водообмена в формировании гидродинамического поля Ямало-Карской депрессии // Литология и полезные ископаемые. – 2019. – № 3. – С. 248–261. DOI: 10.31857/S0024-497X20193248-261
24. Шварцев С. Л. Общая гидрогеология. – М.: Недра, 1996. – 423 с.
25. Карцев А. А., Абукова Л. А., Абрамова О. П. Словарь по нефтегазовой гидрогеологии. – М.: ГЕОС, 2015. – 304 с.
26. Origin and evolution of formation waters, Alberta Basin, Western Canada sedimentary Basin. I. Chemistry / C. A. Connolly [et al.] // Applied Geochemistry. – 1990. – Vol. 5, Issue 4. – P. 375–395. DOI: 10.1016/0883-2927(90)90016-X
27. Hydrogeology, Geopressures and Hydrocarbon Occurrences, Beaufort-Mackenzie Basin / B. Hitchon [et al.] // Bulletin of Canadian Petroleum Geology. – 1990. – Vol. 38, Issue 2. – P. 215–235.
28. Fluid evolution in the Dabei Gas Field of the Kuqa Depression, Tarim Basin, NW China: Implications for fault-related fluid flow / X. Guo [et al.] // Marine and Petroleum Geology. – 2016. – № 78. – P. 1–16. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2016.08.024
29. Кох А. А., Новиков Д. А. Гидродинамические условия и вертикальная гидрогеохимическая зональность подземных вод в западной части Хатангского артезианского бассейна // Водные ресурсы. – 2014. – Т. 41, № 4. – С. 375–386. DOI: 10.7868/S0321059614040099
30. Борисов Е. В., Казаненков В. А. К вопросу об индексации нижнесреднеюрских продуктивных песчаных пластов в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т. 13, № 4. – Режим доступа: [http://ngtp.ru/rub/2018/38\\_2018.html](http://ngtp.ru/rub/2018/38_2018.html). DOI: 10.17353/2070-5379/38\_2018
31. Новиков Д. А. Гидрогеологические предпосылки нефтегазоносности западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геодинамика и тектонофизика. – 2017. – Т. 8, № 4. – С. 881–901. DOI: 10.5800/GT-2017-8-4-0322
32. Расчленение юрских и меловых скважин, пробуренных в Усть-Енисейской синеклизе в 1962–1967 годах / Н. И. Байбородских [и др.] // Ученые записки. Региональная геология. – Л.: НИИГА, 1968. – Вып. 12. – С. 5–24.
33. Решения 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск: ИНГТ СО РАН, 2004. – 111 с.
34. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / Б. Н. Шурыгин [и др.]. – Новосибирск: Из-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2000. – 480 с.
35. Решения 5-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины, принятым МРСС-90 14–18 мая 1990 г. и утвержденным МСК СССР 30 января 1991 г. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1991. – 54 с.

### References

1. Zaytsev, I. K. (1945). Metodika sostavleniya svodnykh gidrogeologicheskikh kart. Moscow-Leningrad, Gosgeolizdat Publ., 87 p. (In Russian).
2. Drobyshev, D. V., & Kazarinov, V. P. (Eds.). (1958). Geologiya i neftenosnost' Zapadno-Sibirskoy nizmennosti. Leningrad: Gostoptekhizdat Publ., 272 p. (In Russian).

3. Rostovtsev, N. N., & Ravdonikas, O. V. (1958). Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskoy nizmennosti. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 391 p. (In Russian).
4. Materialy po geologii, gidrogeologii, geofizike i poleznym iskopaemym Zapadnoy Sibiri: sbornik statey. (1959). Issue 1. Leningrad, Gostoptekhizdat Publ., 178 p. (In Russian).
5. Sokolov V. A. (Ed.). (1959). Geokhimicheskie metody poiskov neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy: Trudy Soveshchaniya po geokhimicheskim metodam. Moscow, Academy of Sciences of the USSR Publ., 458 p. (In Russian).
6. Ryabchenkov, A. S. (1959). O printsipakh gidrogeologicheskoy stratifikatsii. Sovetskaya geologiya, (3), pp. 101-113. (In Russian).
7. Torgovanova, V. B., Dubrova, N. V., Kruglikov, N. M., Lozovskiy, M. R., & Pomarnatskiy, M. A. (1960). Vody i gazy paleozoyskikh i mezozoyskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri. Trudy VNIGRI, (159), 460 p. (In Russian).
8. Kovalev, V. F. (1960). Podzemnye vody srednego i severnogo Zaural'ya i voprosy gazo-neftenosnosti. Trudy gorno-geologicheskogo institute, (47), 51 p. (In Russian).
9. Mavritskiy, B. F. (1962). Zapadno-Sibirskiy artezianskiy basseyn (gidrogeologiya, geotermya, paleogidrogeologiya). Trudy laboratorii gidrogeologicheskikh problem Akademii nauk SSSR. T. XXXIX. Moscow, Academy of Sciences of the USSR Publ., 175 p. (In Russian).
10. Regional'naya gidrogeologiya Sibiri i Dal'nego Vostoka (1962). Materialy komissii po izucheniyu podzemnykh vod Sibiri i Dal'nego Vostoka. Issue 2. Irkutsk, 238 p. (In Russian).
11. Kruglikov, N. M. (1964). Gidrogeologiya severo-zapadnogo borta Zapadno-Sibirskogo artezianskogo basseyna. Leningrad, Nedra Publ., 166 p. (In Russian).
12. Gidrogeologiya SSSR. T. XVI: Zapadno-Sibirskaya ravnina (Tyumenskaya, Omskaya, Novosibirskaya i Tomskaya oblasti). (1970). Moscow, Nedra Publ., 368 p. (In Russian).
13. Kontorovich, A. E., Nesterov, I. I., Salmanov, F. K., Surkov, V. S., Trofimuk, A. A., & Erv'e, Yu. G. (1975). Geologiya nefti i gaza Zapadnoy Sibiri. Moscow, Nedra Publ., 680 p. (In Russian).
14. Kruglikov, N. M., Nelyubin, V. V., & Yakovlev, O. N. (1985). Gidrogeologiya Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo basseyna i osobennosti formirovaniya zalezhey uglevodorodov. Leningrad, Nedra Publ., 279 p. (In Russian).
15. Nazarov, A. D. (2004). Neftegazovaya gidrogeokhimiya yugo-vostochnoy chasti Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii. Moscow, Ideya-Press Publ., 288 p. (In Russian).
16. Matusevich, V. M., Ryl'kov, A. V., & Ushatinskiy, I. N. (2005). Geoflyudal'nye sistemy i problemy neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskogo megabasseyna. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 225 p. (In Russian).
17. Shvartsev, S. L., & Novikov, D. A. (2004). Priroda vertikal'noy gidrogeokhimicheskoy zonal'nosti neftegazonosnykh otlozheniy (na primere Nadym-Tazovskogo mezhdurech'ya, Zapadnaya Sibir'). Russian Geology and Geophysics, 45(8), pp.1008-1020. (In Russian).
18. Novikov, D. A., & Lepokurov, A. V. (2005). Hydrogeological conditions of petroleum potential deposits on the structures in the southern part of Yamalo-Karskoye depression. Oil and gas geology, (5), pp. 24-33. (In Russian).
19. Novikov, D. A., & Shvartsev, S. L. (2009). Hydrogeological conditions of the Pre-Yenisei petroleum subprovince. Russian Geology and Geophysics, 50(10), pp. 873-883. (In English).
20. Novikov, D. A., & Sukhorukova, A. F. (2015). Hydrogeology of petroleum deposits in the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin. Arabian Journal of Geosciences, 8(10), pp. 8703-8719. (In English).
21. Novikov, D. A. (2017). Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins. Petroleum Exploration and Development, 44(5), pp. 780-788. (In English). DOI: 10.1016/S1876-3804(17)30088-5
22. Novikov, D. A., Ryzhkova, S. V., Dultsev, F. F., Chernykh, A. V., Ses, K. V., Efimtsev N. A., & Shokhin, A. E. (2018). Oil and gas hydrogeochemistry of the pre - Jurassic deposits in the southern areas of Ob-Irtysh interfluves. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering, 329(12), pp. 39-54. (In Russian). DOI: 10.18799/24131830/2018/12/19
23. Novikov D. A. (2019). Role of elision water exchange in formation of the Yamalo-Kara depression hydrodynamic field. Litologiya i poleznye iskopaemye, (3), pp. 248-261. (In Russian). DOI: 10.31857/S0024-497X20193248-261
24. Shvartsev, L. S. (1996). Obshchaya gidrogeologiya. Moscow, Nedra Publ., 423 p. (In Russian).
25. Kartsev, A. A., Azbukova, L. A., & Abramova, O. P. (2015). Glossary of Petroleum Hydrogeology. Moscow, GEOS Publ., 304 p. (In Russian).

26. Connolly, C. A., Lynn, M. W., Baadsgaard, H., & Longstaffe, F. J. (1990). Origin and evolution of formation waters, Alberta Basin, Western Canada sedimentary Basin. I. Chemistry. Applied Geochemistry, 5(4), pp. 375-395. (In English). DOI: 10.1016/0883-2927(90)90016-X
27. Hitchon, B., Underschultz, J. R., Bachu, S., & Sauveplane, C. M. (1990). Hydrogeology, Geopressures and Hydrocarbon Occurrences, Beaufort-Mackenzie Basin. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 38(2) (June), pp. 215-235. (In English).
28. Guo, X., Liu, K., Jia, Ch., Song, Y., Zhao, M., Zhuo, Q., & Lu, X. (2016). Fluid evolution in the Dabei Gas Field of the Kuqa Depression, Tarim Basin, NW China: Implications for fault-related fluid flow. Marine and Petroleum Geology, (78), pp. 1-16. (In English). DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2016.08.024
29. Kokh, A. A., & Novikov, D. A. (2014). Hydrodynamic conditions and vertical hydrogeochemical zonality of groundwater in the Western Khatanga Artesian Basin. Water Resources, 41(4), pp. 396-405. (In English). DOI: 10.1134/S0097807814040083
30. Borisov, E. V., & Kazanenkov, V. A. (2018). The problem of stratigraphical indexing of Lower-Middle Jurassic productive sandstones in the western part of the Yenisei-Khatanga regional trough. Negtegazovaya Geologiya. Teoria I Praktika, 13(4). (In Russian). Available at: [http://ngtp.ru/rub/2018/38\\_2018.html](http://ngtp.ru/rub/2018/38_2018.html). DOI: 10.17353/2070-5379/38\_2018
31. Novikov, D. A. (2017). Hydrogeological conditions for the presence of oil and gas in the western segment of the Yenisei-Khatanga regional trough. Geodynamics & Tectonophysics, 8(4), pp. 881-901. (In Russian). DOI: 10.5800/GT-2017-8-4-0322
32. Baiborodskikh, N. I., Bro, E. G., Gudkova, S. A., Kartseva, G. N., Nakaryakov, V. D., Ronkina, Z. Z., Sapir, M. Kh., & Sorokov, D. S. (1968). Raschlenenie yurskikh i melovykh skvazhin, proburenykh v Ust'-Eniseyskoy sineklize v 1962-1967 godakh. Uchenye zapiski. Regional'naya geologiya. Issue 12. Leningrad, NIIGA Publ., pp. 5-24. (In Russian).
33. Resheniya shestogo Mezhdomstvennogo stratigraficheskogo soveshchaniya po rassmotreniyu i prinyatiyu utochnennykh stratigraficheskikh skhem mezozoyskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri, Novosibirsk (2003). Novosibirsk, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences Publ., 111 p. (In Russian).
34. Shurygin, B. N., Nikitenko, B. L., Devyatov, V. P., Il'ina, V. I., Meledina, S. V., Gaideburova, E. A.,... Mogucheva, N. K. (2000). Stratigraphy of oil and gas basins of Siberia. Jurassic System. Novosibirsk, SB RAS Publ., Department "GEO", 480 p. (In Russian).
35. Resheniya pyatogo Mezhdomstvennogo regional'nogo stratigraficheskogo soveshchaniya po mezozoyskim otlozheniyam Zapadno-Sibirskoy ravniny, prinyatym MRSS-90 14-18 maya 1990 goda. i utverzhennym MSK SSSR 30 yanvarya 1991 goda. (1991). Tyumen, ZapSibNIGNI Publ., 54 p. (In Russian).

#### Сведения об авторах

#### Information about the authors

**Новиков Дмитрий Анатольевич**, к. г.-м. н., заведующий лабораторией гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, доцент кафедр геологии месторождений нефти и газа и общей и региональной геологии, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск, e-mail: [NovikovDA@ipgg.sbras.ru](mailto:NovikovDA@ipgg.sbras.ru)

**Борисов Евгений Владиславович**, младший научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа арктических регионов Сибири, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, г. Новосибирск

**Dmitry A. Novikov**, Candidate of Geology and Mineralogy, Head of the Laboratory of Sedimentary Basins Hydrogeology of Siberia, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Associate Professor at the Department of Geology of Petroleum Fields and at the Department of General and Regional Geology, Novosibirsk State University, e-mail: [NovikovDA@ipgg.sbras.ru](mailto:NovikovDA@ipgg.sbras.ru)

**Evgeny V. Borisov**, Junior Researcher at the Laboratory of Oil and Gas of Arctic Regions of Siberia, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk

**Аннотация.** Развитие теории и опыта применения методов повышения нефтеотдачи выходит на первый план в условиях истощения традиционных запасов. В России накоплен достаточно большой опыт применения газовых методов увеличения нефтеотдачи, которые были опробованы на Алексеевском, Битковском, Ключевом, Новогоднем, Ромашкинском, Самотлорском, Федоровском и других месторождениях. Наибольшая эффективность при применении газовых методов достигается при условии смесимости или полной растворимости закачиваемого газа и пластовой нефти. Поэтому анализ возможности применения газовых методов начинается с оценки условий смесимости. Экспериментальное исследование условий смесимости является длительной и дорогостоящей процедурой. Для первоначальной оценки смесимости в научно-технической литературе предложено большое количество корреляционных зависимостей, учитывающих пластовую температуру и составы нефти и газа — кандидата на закачку в пласт. Большинство таких зависимостей определено для нефтей, залегающих в различных частях мира и многообразных отложениях. Анализ применимости этих корреляционных зависимостей для месторождений Западной Сибири является актуальной задачей.

В статье на примере Самотлорского месторождения сопоставлены результаты расчетов по более чем десяти корреляционным зависимостям с экспериментальными данными определения условий смесимости, выполненных на моделях тонких трубок, заполненных песком (slim tube). Сравнение проводится как для углекислого газа, так и для жирных углеводородных газов.

**Ключевые слова:** газовые методы увеличения нефтеотдачи; минимальное давление смесимости; корреляционные зависимости; эксперименты по вытеснению на тонких трубках

**Correlation dependencies validation for minimum miscibility pressure  
of gas and reservoir oil determination**

**Alexander V. Kobyashev<sup>1</sup>, Konstantin M. Fedorov<sup>2</sup>, Vladimir A. Zakharenko<sup>1\*</sup>,  
Svetlana K. Grachova<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

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

\*e-mail: vazakharenko@tinnc.rosneft.ru

*Abstract.* The development of the theory and application experience of enhanced oil recovery methods comes to the fore in the conditions of depletion of traditional reserves. Russia has accumulated quite a lot of experience in applying gas enhanced oil recovery methods that have been tested at the Romashkino oil field, the Samotlor oil field, the Fedorovskoe oil field, etc. The maximum efficiency in the application of gas drive methods is achieved under the condition of miscibility or full solubility of the injected gas and reservoir oil. Therefore, an analysis of the gas methods applicability begins from the investigation of miscibility conditions assessment. Experimental study of miscibility conditions is a time consuming and expensive procedure. A large number of correlation dependencies taking into account the reservoir temperature and the composition of oil and gas - a candidate for injection into the reservoir were proposed in the technical literature for the initial assessment of miscibility. Most of these dependencies are defined for petroleum occurring in different parts of the world and diverse sediments. An analysis of the applicability of these correlations for the fields, which are located in Western Siberia, is an actual task.

The article compares the results of calculations for more than ten correlation dependencies with experimental data for determining the miscibility conditions, performed on of slim tubes models, a case study of the Samotlor oil field. The comparison is made for both carbon dioxide and enriched hydrocarbon gases.

*Key words:* gas methods of enhanced oil recovery; minimum miscibility pressure; correlation dependencies; slim tube experiments

### **Введение**

Газовые и водогазовые методы воздействия на пласт относятся к третичным методам увеличения нефтеотдачи, реализация которых позволяет не только увеличить коэффициент вытеснения нефти и тем самым повысить конечную нефтеотдачу (КИН), но также решить проблему утилизации попутно-добываемого нефтяного газа [1, 2]. В основе данных методов лежит принцип перераспределения углеводородных компонентов между пластовой нефтью и закачиваемым газом, приводящий к снижению поверхностного натяжения и снижению остаточной нефтенасыщенности [3, 4]. Механизм вытеснения нефти газом зависит от значений пластового давления, температуры и составов газа и нефти, выделение критериев подобия или безразмерных чисел, определяющих тип механизма, является сложной задачей, не решенной на сегодняшний день [5].

Процесс, в котором достигается нулевое поверхностное натяжение, называется смешивающимся вытеснением, обеспечивающим значение коэффициента вытеснения нефти из пористой среды близкое к единице. Минимальное давление, при котором обеспечивается смешиваемость при пластовой температуре, называется минимальным давлением смесимости (МДС).

Максимальная эффективность газовых методов достигается именно при МДС. Основная цель предварительных исследований состоит в поиске составов газа, при котором МДС меньше пластового давления. Наибольшее распространение получили газы на основе  $\text{CO}_2$  и комбинации газов различных ступеней сепарации попутного газа [4, 6].

### **Применение корреляционных зависимостей**

Различают три группы экспериментальных методов определения МДС: вытеснение нефти газом из тонкой, но длинной трубки, наполненной песком (slim tube); лабораторный метод наблюдения за всплывающим пузырем газа в нефти; лабораторное измерение коэффициента поверхностного натяжения на границе газ — нефть. Несмотря на более оперативное применение лабораторных методов испытание на тонких трубках (slim tube test) является стандартом де-факто в нефтяной промышленности и наиболее распространенным и признанным для определения МДС. Эти эксперименты позволяют дос-

тичь более высокой точности определения МДС, однако процедура по тонкой трубке — это дорогое и сложное исследование, требующее специального оборудования и значительного времени [7, 8].

Таблица 1

**Компонентный состав пластовой нефти  
Самотлорского месторождения**

Компонент	Моль, %
N <sub>2</sub>	0,29
CO <sub>2</sub>	0,09
CH <sub>4</sub>	28,40
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	1,05
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	3,41
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,40
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	3,35
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1,42
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	2,13
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	2,45
C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	5,30
C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	4,27
C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	3,67
C <sub>10</sub> H <sub>22</sub> <sup>+</sup>	42,78
Молярная масса, г/моль	136,0
Плотность пластовой нефти, кг/м <sup>3</sup>	774,0
Плотность нефти в поверхностных условиях (температура 20 °С), кг/м <sup>3</sup>	852,9
Плотность разгазированной нефти, кг/м <sup>3</sup>	847,8
Пластовая температура, °С	56,0
Пластовое давление, МПа	12,2

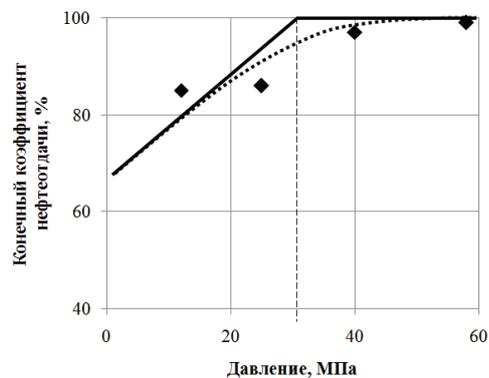
В качестве первого шага или экспресс-оценки процесса могут быть применены корреляционные зависимости, связывающие МДС с пластовой температурой и составом газа. Работ, посвященных определению таких зависимостей, достаточно большое количество в современной научнотехнической литературе. Данные методики условно можно разделить на две категории: 1) определение МДС при закачке только CO<sub>2</sub> [9–14]; 2) определение МДС при закачке попутного нефтяного газа различного состава [12, 13, 15–19].

Корреляционные зависимости основаны на связи МДС и термобарических условий пласта (давление и температура), компонентного состава нефти и закачиваемого газа (содержание метана, доля CO<sub>2</sub>, доля средних компонентов в нефти C<sub>2</sub>–C<sub>4</sub>, молекулярная масса компонентов C<sub>5</sub><sup>+</sup>, псевдокритическая температура смеси и т. д.).

Оценка степени достоверности определения величины МДС с помощью представленных корреляционных зависимостей выполнена на основании сопоставления расчетных значений с фактическими данными экспериментов на тонких трубках по Самотлорскому месторождению. Состав и основные характеристики пробы нефти представлены в таблице 1.

Оценка степени достоверности

**Рис. 1. Обработка данных по вытеснению нефти Самотлорского месторождения углекислым газом**



### Обработка экспериментальных данных

Определение МДС из экспериментов по вытеснению нефти газом является нетривиальной задачей. Такие эксперименты приводятся в некотором интервале давлений, включающем пластовое давление. Рассмотрим методику определения МДС на примере экспериментальных данных по закачке углекислого газа.

Для рассматриваемого месторождения эксперименты по закачке углекислого газа проводились при пластовых условиях с рекомбинированными пробами пластовой нефти на четырех давлениях вытеснения: 12,3, 24,5, 39,2 и 58,8 МПа. Результаты определения конечного коэффициента вытеснения нефти (ККВН) представлены на рисунке 1. МДС определяется по точке излома зависимости ККВН от давления, но эти зависимости имеют плавный изгиб, а не излом. Распространенным приемом определения точки излома является проведение линейных трендов для максимальных значений ККВН и его растущих значений при низких давлениях, пересечение этих трендов и указывает на значение МДС [20]. Такая процедура и представлена на рисунке 1, согласно ей значение МДС для вытеснения нефти CO<sub>2</sub> при пластовой температуре равно 27 МПа.

Фактически за счет убывания давления вдоль трубки с песком смесимость может наблюдаться не по всей длине трубки, а в областях, примыкающих к входу. Предлагаемая процедура позволяет определить смесимость в большей части трубки.

Как видно из рисунка 1, в случае закачки CO<sub>2</sub> наблюдается вытеснение близкое к смешивающемуся даже при давлении нагнетания близком к пластовому. Так, при давлении закачки 12,3 МПа ККВН составил 85,2 %, при давлениях закачки более 40 МПа ККВН достигает значений 97,5–99,7 %.

Результаты расчетов корреляционных зависимостей с учетом данных таблицы 1 представлены в таблице 2. Как видно, все корреляционные зависимости дают заниженный результат (см. табл. 2). Расхождение может быть объяснено ошибками в тренде роста ККВН при увеличении давления, то есть для повышения точности определения МДС по данным вытеснения в тонких трубках необходимы дополнительные эксперименты в области малых давлений (ниже пластового).

Таблица 2

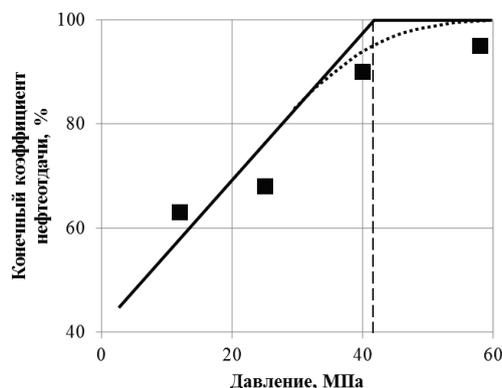
**Результаты расчетов минимального давления смесимости при закачке CO<sub>2</sub> по Самотлорскому месторождению**

Автор методики	МДС корреляционные зависимости, МПа	Отклонение от значения МДС (27 МПа) по графической зависимости, %
C. Cronquist [9]	15,9	-41,6
W. F. Yelling, R. S. Metcalfe [10]	11,4	-57,8
O. Glaso [11]	14,5	-49,4
H. Yuan [12]	15,8	-42,7
R. B. Alston [13]	16,7	-39,3
J. P. Johnson & J. S. Pollin [14]	10,3	-62,0

В качестве использования природного газа рассмотрена возможность закачки газа первой ступени сепарации попутного газа. Его состав приведен в таблице 3.

Эксперименты в тонкой трубке проведены при тех же давлениях, что и при закачке CO<sub>2</sub>, результаты представлены на рисунке 2. Использование предлагаемой методики определяет значение МДС как 42 МПа.

*Рис. 2. Обработка данных по вытеснению нефти Самотлорского месторождения газом первой ступени сепарации*



Использование данных (см. табл. 1 и 3) позволяет рассчитать МДС по упомянутым выше корреляционным зависимостям, эти результаты сведены в таблицу 4. Согласно этой таблице наиболее близкие результаты показали методики авторов [12, 15, 18].

Таблица 3

**Компонентный состав первой ступени сепарации попутного нефтяного газа Самотлорского месторождения**

Компонент	Мольная доля, %
N <sub>2</sub>	2,79
CO <sub>2</sub>	0,01
CH <sub>4</sub>	82,46
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	5,22
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	5,77
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,08
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,78
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,33
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,33
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,15
C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,06
C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0,03
C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	0,003
C <sub>10</sub> H <sub>22+</sub>	0,003
Молярная масса, г/моль	20,5

Таблица 4

**Результаты расчетов минимального давления смеси при закачке газа первой ступени сепарации по Самотлорскому месторождению**

Автор методики	МДС, МПа	Отклонение от значения МДС (42 МПа) по графической зависимости, %
A. M. Maklavani [15]	38,2	-9,0
O. Glaso [11]	31,9	-24,0
H. M. Sebastian [16]	55,5	32,2
M. Dong [17]	63,3	50,8
A. Firoozabadi [18]	45,9	9,3
S. S. Kuo [19]	12,4	-70,5
H. Yuan [12]	43,0	2,5

### Выводы

Проведенные исследования показали, что экспериментальный метод определения МДС для газа и пластовой нефти позволяет получить наиболее точ-

ные результаты. Эти данные не зависят от точности определения составов углеводородных компонентов нефти и газа, неуглеводородных примесей, которые вообще могут не фиксироваться при химических методах анализа. Для достоверной интерпретации лабораторных экспериментов необходимо проведение исследования в широком диапазоне значений давления вытеснения.

Корреляционные зависимости, предложенные в литературе, позволяют выполнить приблизительную оценку МДС и могут применяться в качестве первоначального подхода при постановке лабораторных экспериментов, что позволит оптимизировать продолжительные и дорогостоящие исследования. Основным недостатком аналитических способов является значительный разброс получаемых значений МДС при изменении состава закачиваемого агента воздействия даже при одних и тех же пластовых условиях.

Для Самотлорского месторождения наилучшая сходимость расчетных значений МДС по углеводородному газу с экспериментальными данными получена по корреляционным зависимостям Н. Yuan [12], А. М. Maklavani [15] и А. Firoozabadi [18]. Отмечается значительное расхождение расчетных и фактических данных МДС по углекислому газу, которое связано с неопределенностью в интерпретации результатов эксперимента вследствие узкого диапазона исследования, не включающего режим закачки при давлении ниже давления насыщения.

#### **Библиографический список**

1. Степанова Г. С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. – М.: Газоил пресс, 2006. – 198 с.
2. Вашуркин А. И., Свищев М. Ф., Ложкин Г. В. Повышение нефтеотдачи водогазовым воздействием на пласт // Нефтепромысловое дело. – 1977. – № 9. – С. 23–24.
3. Lake L. W. Enhanced Oil Recovery. – New Jersey, Englewood Cliffs: Prentice-Hall, 1989. – 550 p.
4. Баталин О. Ю., Брусиловский А. И., Захаров М. Ю. Фазовые равновесия в системах природных углеводородов. – М.: Недра, 1992. – 272 с.
5. Fedorov R. V., Samolovov D. A., Polkovnikov F. I. Recovery Drive Analysis in Respect to Tilted Oil Rims // SPE Russian Petroleum Technology Conference (Moscow, 15–17 October, 2018). – Available at: <https://doi.org/10.2118/191486-18RPTC-MS>.
6. Christensen J. R., Stenby E. E., Skauge A. Review of WAG Field Experience // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2001. – Vol. 4, Issue 2. – P. 97–106. DOI: 10.2118/71203-PA
7. Stalkup F. I. Miscible Flooding Fundamentals // Society of Petroleum Engineers Monograph Series. – 1983. – 204 p.
8. Физическое моделирование режимов газового воздействия на нефтегазоконденсатных месторождениях Восточной Сибири / И. В. Сабанчин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 6. – С. 92–96. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-6-92-97
9. Cronquist C. Carbon dioxide dynamic miscibility with lightreservoir oils // Proc. Fourth Annual U.S. DOE Symposium. – Tulsa, Oklahoma, 1978. – P. 28–30.
10. Yelling W. F., Metcalfe R. S. Determination and Prediction of CO<sub>2</sub> minimum Miscibility Pressures // Journal of Petroleum Technology. – 1980. – Vol. 32, Issue 01. – P. 160–168. DOI: 10.2118/7477-PA
11. Glaso O. Generalized Minimum Miscibility Pressure Correlation // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1985. – Vol. 25, Issue 06. – P. 927–934. DOI: 10.2118/12893-PA
12. Improved MMP Correlations for CO<sub>2</sub> Floods Using analytical Gas Flooding Theory // H. Yuan [et al.] // SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery (Tulsa, Oklahoma, 17–21 April). – 2004. – Available at: <https://doi.org/10.2118/89359-MS>.
13. Alston R. B., Kokolis G. P., James C. F. CO<sub>2</sub> minimum miscibility pressure: A correlation for Impure CO<sub>2</sub> streams and live oil systems // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1985. – Vol. 25, Issue 02. – P. 268–274. DOI: 10.2118/11959-PA

14. Johnson J. P., Pollin J. S. Measurement and correlation of CO<sub>2</sub> miscibility pressures // SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium (Tulsa, Oklahoma, 5–8 April). – 1981. – Available at: <https://doi.org/10.2118/9790-MS>.
15. New minimum miscibility pressure (MMP) correlation for hydrocarbon miscible injections / A. M. Maklavani [et al.] // Brazilian journal of petroleum and gas. – 2010. – Vol. 4, Issue 1. – P. 11–18. – Available at: <http://www.portalabpg.org.br/bjpg/index.php/bjpg/article/view/83/116>.
16. Sebastian H. M., Wenger R. S., Renner T. A., Correlation of minimum miscibility pressure for impure CO<sub>2</sub> streams // Journal of Petroleum Technology. – 1985. – Vol. 37, Issue 11. – P. 2076–2082. DOI: 10.2118/12648-PA
17. Dong M. Potential of Greenhouse gas storage and utilization through enhanced oil recovery – Task 3: Minimum miscibility pressure studies. Final report, SRC Publication № P-110-468-C-99, 1999.
18. Firoozabadi A., Aziz K. Analysis and correlation of nitrogen and lean-gas miscibility pressure // SPE Reservoir Engineering. – 1986. – Vol. 1, Issue 06. – Available at: <https://doi.org/10.2118/13669-PA>.
19. Kuo S. S. Prediction of miscibility for the enriched-gas drive process // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Las Vegas, Nevada, 22–26 September). – 1985. – Available at: <https://doi.org/10.2118/14152-MS>.
20. Диагностика и оптимизация работы скважин на примере совместной эксплуатации пластов на месторождении G Республики Судан / В. Л. Терентьев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – № 6. – 2013. – С. 106–108.

### References

1. Stepanova, G. S. (2006). Gazovye i vodogazovye metody vozdeystviya na neftyanye plasty. Moscow, Gazoil press Publ., 198 p. (In Russian).
2. Vashurkin, A. I., Svishchev, M. F., & Lozhkin, G. V. (1977). Povyshenie nefteotdachi vo-dogazovym vozdeystviem na plast. Neftegazovoye delo, (9), pp. 23-24. (In Russian).
3. Lake, L. W. (1989). Enhanced Oil Recovery. New Jersey, Englewood Cliffs, Prentice-Hall, 550 p. (In English).
4. Batalin, O. Yu., Brusilovskiy, A. I., & Zakharov, M. Yu. (1992). Fazovye ravovesiya v sistemakh prirodnykh uglevodorodov. Moscow, Nedra Publ., 272 p. (In Russian).
5. Fedorov, R. V., Samolovov, D. A., & Polkovnikov, F. I. (2018). Recovery Drive Analysis in Respect to Tilted Oil Rims. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, 15-17 October, 2018. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/191486-18RPTC-MS>
6. Christensen, J. R., Stenby, E. E., & Skauge, A. (2001). Review of WAG Field Experience. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 4(2), pp. 97-106. (In English). DOI: 10.2118/71203-PA
7. Stalkup, F. I. (1983). Miscible Flooding Fundamentals. Society of Petroleum Engineers Monograph Series, 204 p. (In English).
8. Sabanchin, I. V., Titov, R. V., Petrakov, A. M., Egorov, Yu. A., Lebedev, I. A., Nenartovich, T. L., & Starkovskiy, V. A. (2017). Physical simulation of gas injection at oil-gas-condensate fields of Eastern Siberia. Oil Industry, (6), pp. 92-96. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2017-6-92-97
9. Cronquist, C. (1978). Carbon dioxide dynamic miscibility with lightreservoir oils. Proc. Fourth Annual U.S. DOE Symposium. Tulsa, Oklahoma, pp. 28-30. (In English).
10. Yelling, W. F., & Metcalfe, R. S. (1980). Determination and Prediction of CO<sub>2</sub> minimum Miscibility Pressures. Journal of Petroleum Technology, 32(01), pp. 160-168. (In English). DOI: 10.2118/7477-PA
11. 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
12. Yuan, H., Johns, R. T., Egwuenu, 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, Tulsa, Oklahoma, 17-21 April. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/89359-MS>
13. Alston, R. B., Kokolis, G. P., & James, C. F. (1985). CO<sub>2</sub> minimum miscibility pressure: A correlation for Impure CO<sub>2</sub> streams and live oil systems. Society of Petroleum Engineers Journal, 25(02), pp. 268-274. (In English). DOI: 10.2118/11959-PA

14. Johnson, J. P., & Pollin, J. S. (1981). Measurement and correlation of CO<sub>2</sub> miscibility pressures. SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, 5-8 April. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/9790-MS>
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). Available at: <http://www.portalabpg.org.br/bjpg/index.php/bjpg/article/view/83/116>.
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. Dong M. (1999). Potential of Greenhouse gas storage and utilization through enhanced oil recovery - Task 3: Minimum miscibility pressure studies. Final report, SRC Publication No P-110-468-C-99. (In English).
18. Firoozabadi, A., & Aziz, K. (1986). Analysis and correlation of nitrogen and lean-gas miscibility pressure. SPE Reservoir Engineering, 1(06). (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/13669-PA>
19. Kuo, S. S. (1985). Prediction of miscibility for the enriched-gas drive process. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Las Vegas, Nevada, 22-26, September. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/14152-MS>
20. Terentyev, V. L., Kolyagin, A. G., Krashakova, O. L., Gusev, S. S., & Fedorov, K. M. (2013). Diagnostics and optimization of multilayer wells exploitation on the example of Sudanese G field development. Oil Industry, (6), pp. 106-108. (In Russian).

#### **Сведения об авторах**

**Кобяшев Александр Вячеславович**, главный менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

**Федоров Константин Михайлович**, д. ф.-м. н., профессор, Тюменский государственный университет, г. Тюмень

**Захаренко Владимир Александрович**, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, e-mail: [vazakharenko@tnnc.rosneft.ru](mailto:vazakharenko@tnnc.rosneft.ru)

**Грачева Светлана Камильевна**, руководитель группы, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

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

**Alexander V. Kobyashev**, Chief Manager, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

**Konstantin M. Fedorov**, Doctor of Physics and Mathematics, Professor, University of Tyumen

**Vladimir A. Zakharenko**, Chief Specialist, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, e-mail: [vazakharenko@tnnc.rosneft.ru](mailto:vazakharenko@tnnc.rosneft.ru)

**Svetlana K. Gracheva**, Team Leader, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

**Сочетание технологий заводнения, водогазового воздействия  
и изменения направления фильтрационных потоков  
на рифовых месторождениях нефти**

**Д. А. Кузин, И. М. Сагитова, Ю. В. Зейгман, Д. К. Сагитов\***

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия*  
*\*e-mail: sagitovdk@inbox.ru*

*Аннотация.* Разработка рифовых месторождений осложнена высокой изменчивостью геолого-физических свойств коллектора по простиранию и разрезу, а также изменчивостью реологических свойств нефти в пределах залежи. Уровень взаимодействия скважин до их ввода в разработку непредсказуем. В подобных условиях организация эффективной системы воздействия на пласт сопряжена с решением множества уникальных в каждом конкретном случае технологических задач. На примере группы рифовых месторождений обобщен опыт внедрения систем воздействия различными агентами и их сочетаниями (вода, газ, водогаз). Показано, что исчерпание естественной пластовой энергии не является основанием для прекращения разработки изолированного участка рифовой залежи. Необходима оценка преимущественного направления фильтрации по истории разработки для формирования комплекса мероприятий с использованием полученной информации (изменение направления фильтрационных потоков, смена или сочетание вытесняющих агентов), в том числе и по участкам, состоящим лишь из двух скважин. Выделены особенности реакции добывающих скважин, дающие основание для применения потокоотклоняющих технологий.

*Ключевые слова:* рифовый массив; водогазовое воздействие; поддержание пластового давления; причины обводнения; фильтрационные потоки; режим истощения

**Combination of water flooding, water-gas influence and changes  
in the direction of filtration flows in reef oil fields**

**Denis A. Kuzin, Idaliia M. Sagitova, Yury V. Zeigman, Damir K. Sagitov**

*Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia*  
*\*e-mail: sagitovdk@inbox.ru*

*Abstract.* The development of reef deposits is complicated by the high variability of the geological and physical properties of the reservoir along strike and section, as well as the variability of the rheological properties of oil within the reservoir. The level of interaction between wells before they are put into production is not predictable. In such conditions, the organization of an effective system of stimulation of the reservoir is associated with the solution of many unique in each case technological problems. Using the example of a group of reef deposits, the experience of introducing exposure systems by various agents and their combinations (water, gas, water-gas) is summarized. It is shown that the exhaustion of natural reservoir energy is not the basis for stopping the development of an isolated section of the reef deposit. It is necessary to assess the primary direction of filtra-

tion according to the development history for the formation of a set of measures using the information received (changing the direction of filtration flows, changing or combining displacing agents), including the information for areas consisting of only two wells. The reaction features of producing wells that provide the basis for the use of flow deflect technologies are highlighted.

*Key words:* reef massif; water-gas influence; reservoir pressure maintenance; water-cut factors; filtration flows; depletion mode

### **Введение**

За всю историю добычи из Ишимбайской полосы рифовых массивов открыто и находится в разработке 20 газонефтяных и нефтегазовых месторождений. Данные месторождения связаны с рифовыми массивами сакмаро-артинского возраста нижней перми. Они имеют большой этаж нефтегазонасности, который варьируется от 100 до 500 метров. Нефтенасыщенная толщина изменяется от 15 (Шамовское месторождение) до 440 метров (Старо-Казанковское месторождение). Нефти данных месторождений маловязкие от 1,25 до 4,4 мПа · с. Все месторождения разрабатывались на режиме истощения, со временем режим растворенного газа переходил в гравитационный. Однако на стадиях снижения добычи нефти на исследуемых месторождениях были предприняты попытки организации системы поддержания пластового давления (ППД) с помощью закачки воды в пласт с целью стабилизации энергетического состояния нефтенасыщенных пластов [1–3]. Также общей схожей чертой для всех рассматриваемых рифовых массивов является то, что все залежи, слагающие месторождения, подстилаются подошвенной водой и в нижней части имеют зону окисленной нефти (ЗОН), толщина которой в зависимости от месторождения изменяется от 8–12 до 28–50 метров.

Зона окисленной нефти — это участок пласта, который содержит неподвижную нефть. Порода в этой зоне заполнена густой окисленной нефтью, являющейся непроницаемым экраном для других флюидов. ЗОН в рифовых массивах располагается между нефтеносной зоной и водоносным горизонтом.

### **Объект и методы исследования. Экспериментальная часть**

Всего было рассмотрено 13 месторождений Ишимбайской полосы, в которых закачка воды с целью ППД была организована в разное время. Самые первые попытки были предприняты на Старо-Казанковском нефтяном месторождении в 1955 году, где под нагнетание были переведены четыре добывающие скважины (рис. 1). Закачка воды проводилась вплоть до 1961 года, однако существенного эффекта не было замечено. Нагнетание осуществляли в три разные зоны пласта для выявления оптимальной технологии и применения ее в будущем.

Коллекторами в рифовых массивах Старо-Казанковского месторождения являются известняки и доломиты с первичной и вторичной пористостью смешанного порово-каверно-трещинного типа. Пористые разности пород распределены в теле массива в виде отдельных линз, связанных между собой каналами и трещинами.

По комплексу органических осадков известняки подразделяются на мшанковые, водорослевые, криноидные, фузулинидовые, коралловые, гидроактиноидные и брахиоподовые. Чаще всего в разрезах встречаются известняки с преобладанием двух или трех групп организмов.

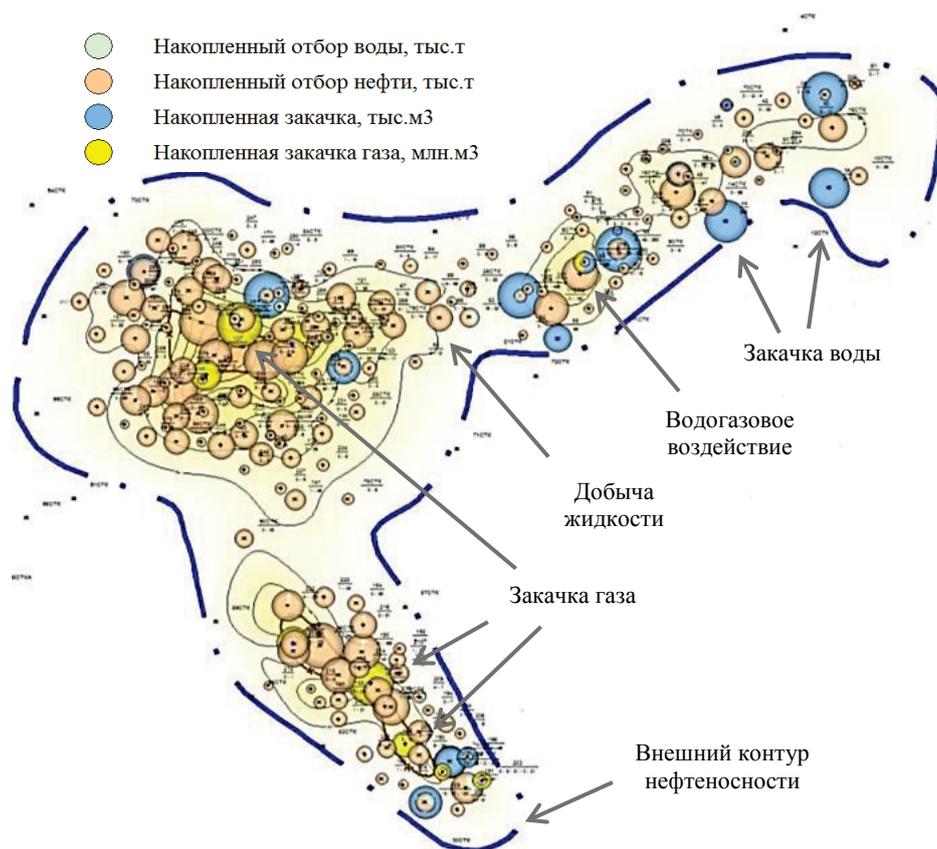


Рис. 1. Карта накопленных отборов и закачки Старо-Казанковского месторождения на карте начальных нефтенасыщенных толщин

Наиболее распространенными являются мшанковые, криноидные и водорослевые известняки, которые обычно слагают пласты, прослои и линзы пород-коллекторов. Особенностью рифовых известняков является отсутствие в примеси терригенного материала. Емкостные свойства карбонатных отложений как коллектора создаются за счет первичной и вторичной пористости, карста и трещин [4–6]. Тип коллектора каверново-порový, а участками трещинно-каверново-порový.

По данным исследования керна пористость была изучена при помощи 1 076 образцов из 47 скважин. Значение проницаемости установлено с помощью 173 образцов керна, отобранных из 36 скважин. По 701 образцу из 47 скважин пористость в среднем составляет 11,6 %, а проницаемость по 137 образцам из 32 скважин — 0,024 мкм<sup>2</sup>, при изменении в интервале 5,0–32,3 % и 0,0001–0,435 мкм<sup>2</sup> соответственно (табл. 1).

Таблица 1

Диапазон фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов исследуемого нефтяного пласта

Параметр	Пористость, %	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>
Диапазон изменений	5,0–32,3	0,0001–0,4350
Среднее значение	8,7	0,021

Закачка выполнялась под зону окисленной нефти, в водоносную часть массива, а также в нефтяную часть рифа [7–9]. Накопленная компенсация отборов закачкой по участкам составила 170–190 % [10]. По итогу было выявлено, что при нагнетании в поднефтяную часть рифа эффекта не было обнаружено, так как нет гидродинамической взаимосвязи между ЗОН и нефтяной частью пласта. При закачке в водоносную часть массива эффекта также не было. При закачке в нефтяную часть пласта можно было наблюдать постепенный рост пластового давления, однако роста дебитов нефти не было получено. Нагнетание в нефтяную часть массива привело к прогрессирующему обводнению скважинной продукции реагирующих добывающих скважин [11, 12]. Повторную попытку организации системы ППД на Старо-Казанковском месторождении произвели уже гораздо позже, в 1994 году — после того как закачка газа в нефтяную часть рифа больше не являлась рациональной, было организовано несколько участков нагнетания воды. Как 30-ю годами ранее, существенного эффекта данное мероприятие не принесло. Однако по истории разработки исследуемого месторождения можно сделать вывод об успешной организации системы закачки газа с целью поддержания пластового давления. За счет закачки газа удалось немного улучшить энергетическое состояние истощенных пластов и получить рост дебитов нефти [13–20].

С проблемой неэффективности закачки воды столкнулись еще на шести рифовых месторождениях. По ряду месторождений наблюдался небольшой эффект от закачки воды, однако прирост дебита по участкам закачки связан в основном с одновременным выводом из консервации нескольких добывающих скважин. Со временем дебиты нефти и на этих скважинах снизились до величин, которые были перед их выводом в бездействующий фонд.

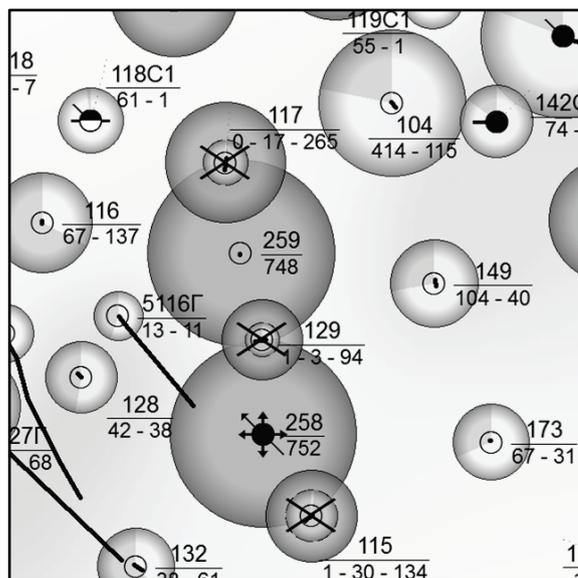


Рис. 2. Карта текущих отборов жидкости и закачки воды на 2000 год (направление влияния скв. 258, Ново-Узыбашевский риф)

Однако на Столярковском, Ишимбайском и Ново-Узыбашевском месторождениях эффект от закачки был получен. На Ново-Узыбашевском месторожде-

нии закачка велась в два рифа: Ново-Узыбашевский и Табулдакский. По первому система ППД была организована с 1989 года по одному участку путем нагнетания в скв. 29УЗБ. Компенсация отборов в 1990–1993 гг. достигала 950 %. В 1980-е гг. проведены исследования процессов фильтрации индикаторными методами (скв. 117) на Ново-Узыбашевском рифе, подтвердившие гидродинамическую связь [21, 22] между добывающими и нагнетательными скважинами (рис. 2). С началом закачки отмечается резкий рост обводненности по добывающим скважинам первого ряда (рис. 3). В период остановки закачки обводненность не снизилась, добывалась привнесенная вода. Далее было организовано приконтурное заводнение в 2013 году переводом двух скважин — скв. 309 и скв. 334. Ближайшая реагирующая скв. 625г введена в 2016 году. Отборы по жидкости и динамика обводненности стабильны.



Рис. 3. Оценка изменений характеристик добывающей скв. 149 по жидкости и обводненности после начала закачки в нагнетательную скв. 258 (ПВЛГ — перевод на вышележащий горизонт)

На Табулдакском рифе Ново-Узыбашевского месторождения было организовано внутриконтурное заводнение в 1977 году. Результат заводнения — рост пластового давления до первоначального уровня и увеличение дебитов жидкости по добывающим скважинам при поддержании текущей компенсации 140–200 %. По состоянию на 01.11.2019 накопленный объем закачки — 9 570 тыс. м<sup>3</sup>, накопленная компенсация — 133 %, текущий уровень компенсации — 164 %. Подобный эффект получили на Столяровском (накопленный объем закачки — 1 506 тыс. м<sup>3</sup>; накопленная добыча нефти — 364 тыс. т) и Ишимбайском месторождениях (накопленный объем закачки — 2 265,9 тыс. м<sup>3</sup>; накопленная добыча нефти — 1 784,9 тыс. т)

#### Результаты. Обсуждение

По итогу проведенного анализа можно охарактеризовать систему ППД путем закачки воды в рифовые месторождения Ишимбайской полосы как низкоэффективную, так как незначительный эффект был получен только по трем

месторождениям из 13 исследованных. В основном заводнение либо не давало эффекта при закачке под ЗОН, либо эффект был отрицательным ввиду роста обводненности скважинной продукции в случае нагнетания в нефтеносную часть массива. Для данных месторождений можно порекомендовать водогазовое воздействие, учитывая схожесть их геологического строения и физико-химических свойств насыщающих флюидов. Также ввиду уже имеющегося опыта такого рода закачки на Старо-Казанковском месторождении в 2015 году и имеющегося в процессе положительного эффекта данное мероприятие может позволить повысить текущее пластовое давление и дебиты нефти в истощенных пластах. Закачка обычного сухого газа имеет сопутствующие риски, такие как прорывы газа к добывающим скважинам, большие капиталовложения, обусловленные высокой стоимостью компрессорного оборудования и необходимостью подготовки газа к закачке. Также закачка газа в проектных объемах требует значительных эксплуатационных затрат на покупку газа и экономически нецелесообразна. Закачка газа в меньших объемах не позволит достигнуть утвержденного значения коэффициента нефтеотдачи. Технология водогазового воздействия позволит компенсировать дополнительную покупку газа за счет закачки в пласт воды и достигнуть утвержденного значения коэффициента извлечения нефти.

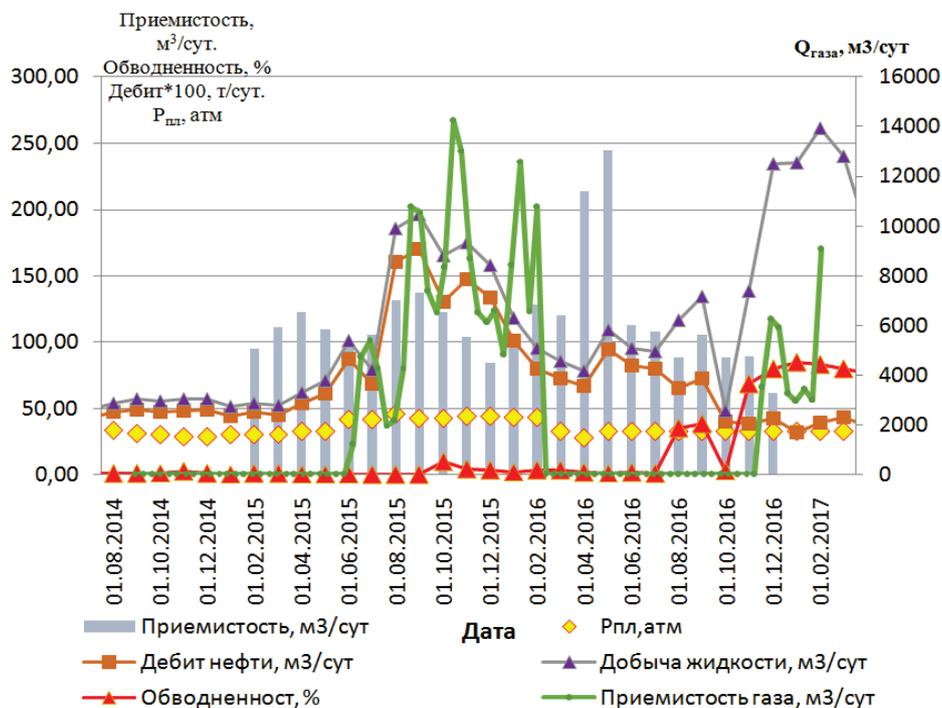


Рис. 4. Оценка реакции на закачку в нагнетательную скв. 279 добывающих скважинах первого ряда (Старо-Казанковское месторождение)

Промысловые испытания технологии закачки водогазовой смеси были реализованы в 2015 году на одном из участков Старо-Казанковского месторождения (рис. 4). В ходе реализации закачки была отмечена реакция на ближайшем окружении нагнетательной скв. 279 в виде повышения пласто-

вого давления и увеличения дебита жидкости на 10–20 %, прорывов воды также не было обнаружено.

По результатам проведенных испытаний зафиксировано, что водогазовое воздействие эффективно в качестве метода ППД. В течение года на добывающих скважинах в ближайшем окружении повысились дебиты, увеличилось пластовое давление, снизился газовый фактор, не произошло прорывов воды. Безводный период после начала воздействия составил полтора года. За этот период осуществлялись как смена соотношения закачиваемых флюидов, так и изменение объемов отбора жидкости и ее компенсации. Через два месяца после прорыва воды водогазовое воздействие было остановлено. Попытки стабилизировать обводненность возвратом на естественный режим дали незначительный положительный эффект.

### **Выводы**

- Залежи нефти, представленные рифовыми отложениями, даже в пределах одного геологического массива характеризуются высокой изменчивостью как форм залегания, так и фильтрационно-емкостных свойств.
- В условиях высокой начальной разрозненности запасов нефти и отсутствия информации о гидродинамической связи коллекторов по простиранию организация системы ППД не представляется возможной.
- В процессе разработки на естественных режимах истощения собирается информация об особенностях взаимодействия скважин, что в будущем, после соответствующей обработки, ляжет в основу решений о формировании системы воздействия на пласт, содержащий остаточные запасы нефти в условиях пониженного пластового давления.
- Выбор вытесняющего агента играет определяющую роль при формировании системы воздействия на изначально разрозненные и истощенные в процессе отборов на естественных режимах запасы нефти. Сочетание положительных свойств таких агентов, как вода и углеводородный газ, на примере нескольких участков рифового массива характеризуется оптимистичными прогнозами.
- Формы сочетания агентов возможны различные: последовательная закачка оторочек воды и газа, непрерывная закачка водогазовой смеси или циклическое водогазовое воздействие.
- Опыт применения водогазового воздействия на скв. 279 Старо-Казанковского месторождения показал чувствительность технологии к изменению соотношения объемов закачки воды и газа.
- Прекращение водогазового воздействия [23–27], после прорыва воды к одной из реагирующих добывающих скважин первого ряда через почти два года закачки, привело к снижению отборов жидкости и постепенному снижению обводненности, что указывает на возможность в будущем организации мероприятий по изменению направлений фильтрационных потоков с целью увеличения охвата воздействием.

### **Библиографический список**

1. Особенности разработки с газовым воздействием рифового массива Грачевского месторождения / О. Н. Малец [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 4. – С. 36–39.
2. EOR Potential of the Michigan Silurian Reefs Using CO<sub>2</sub> / B. Toelle [et al.] // SPE Symposium on Improved Oil Recovery (Tulsa, Oklahoma, 20–23 April, 2008). – 2008. – Available at: <https://doi.org/10.2118/113843-MS>.

3. Перспективы добычи нефти и увеличения нефтеотдачи на истощенных рифовых месторождениях Предуральяского прогиба Башкортостана / И. А. Исхаков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 4. – С. 49–54.
4. Моделирование процессов нефтеизвлечения из анизотропного пласта при различных режимах разработки залежи / Н. И. Хисамутдинов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 1. – С. 5–7.
5. Сарваретдинов Р. Г., Сагитов Д. К. Использование геолого-математической модели пласта при сопоставлении средних значений пористости и проницаемости различных по неоднородности пластов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2008. – № 10. – С. 15–20.
6. Классификация участков залежей на геологические тела в деформированных структурах пласта и унификации схем размещения скважин для гидродинамического моделирования / Н. И. Хисамутдинов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 6. – С. 54–59.
7. Нигматуллин Э. Н., Акчурин Х. И., Ленченкова Л. Е. Обоснование механизма гелеобразования в растворах полисиликатов натрия при действии кислот [Электронный ресурс] // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 2. – С. 375–382. – Режим доступа: <http://ogbus.ru/article/view/obosnovanie-mexanizma-geleobrazovaniya-v-rastvorax-polisilikatov-natriya-pri-dejstvii-kislot>.
8. Fattakhov I. G., Bakhtizin R. N. Regulation ranks of associated water production decrease [Электронный ресурс] // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 5. – С. 213–219. – Режим доступа: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=17998419>.
9. Пат. 2299977 РФ. Способ добычи нефти на поздней стадии разработки нефтяной залежи, подстилаемой водой / Хисамутдинов Н. И., Владимиров И. В., Тазиев М. М., Сагитов Д. К., Алексеев Д. Л., Буторин О. И.; опубл. 27.05.07.
10. Сагитов Д. К., Хальзов А. А., Лепихин В. А. Оперативная коррекция компенсации отборов закачкой на нефтяных месторождениях // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 26–28.
11. Сагитов Д. К. Накопление «визуального опыта» с целью дальнейшего прогнозирования процесса обводнения скважин на основе статистического моделирования // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 12. – С. 30–35.
12. Fattakhov I. G. The identification technique of oil well water invasion ways // Oil and Gas Business. – 2011. – Issue 3. – P. 160–164.
13. Водогазовое воздействие — перспективный метод увеличения нефтеотдачи месторождений с карбонатными коллекторами / Р. В. Вафин [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 1. – С. 38–42.
14. Шувалов А. В., Самигуллин И. Ф., Сулейманов А. А. Опытно-промышленные работы в ОАО «АНК Башнефть», связанные с внедрением газового и водогазового воздействия // Геология, полезные ископаемые и проблемы геоэкологии Башкортостана, Урала и сопредельных территорий. – 2008. – № 7. – С. 239–241.
15. Андреев В. Е., Иксанова И. А. Перспективы применения технологии водогазового воздействия в карбонатных коллекторах Урало-Поволжья // Нефтегазовые технологии и новые материалы (проблемы и решения). – Уфа, 2012. – С. 136–141.
16. Современные представления об интенсификации добычи нефти из неоднородных обводненных карбонатных коллекторов / А. В. Лысенков [и др.] // Сервисные услуги в добыче нефти: материалы науч.-техн. конф. – Уфа: УГНТУ, 2014. – С. 92–96.
17. Особенности и перспективы разработки карбонатных коллекторов / А. В. Лысенков [и др.] // Сервисные услуги в добыче нефти: материалы науч.-техн. конф. – Уфа: УГНТУ, 2014. – С. 97–102.
18. Комплексный подход к разработке дизайна кислотных обработок скважин им. Р. Требса / А. Е. Фоломеев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 8. – С. 72–75.
19. Исследование совместимости пластовых флюидов и рабочих агентов для предотвращения осложнений при кислотных обработках в условиях Могдинского месторождения / Л. И. Гильмутдинова [и др.] // Инновации и наукоемкие технологии в образовании и экономике: материалы VI Междунар. науч.-практ. конф. / Отв. ред. К. Ш. Ямалетдинова. – 2017. – С. 118–126.
20. Theory and Practice of Acidizing High Temperature Carbonate Reservoirs of R. Trebs Oil Field, Timan-Pechora Basin / A. E. Folomeev [et al.] // SPE Russian Oil and Gas Exploration

& Production Technical Conference and Exhibition (Moscow, 14–16 October). – 2014. – Available at: <https://doi.org/10.2118/171242-MS>.

21. Оценка степени взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин методом распознавания образов по истории их эксплуатации / Д. К. Сагитов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 35–36.

22. Частотный анализ взаимовлияния соседних скважин по изменению объемов закачки и обводненности продукции по истории эксплуатации / С. Х. Абдульмянов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 11. – С. 20–24.

23. О закачке ПДС в карбонатные коллектора на опытном участке Балкановского месторождения / Ш. А. Гафаров [и др.] // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: сб. науч. тр. – Уфа: УГНТУ, 1999. – С. 27–33.

24. Абызбаев И. И., Андреев В. Е. Прогнозирование эффективности физико-химического воздействия на пласт // Нефтегазовое дело. – 2005. – № 3. – С. 167–176.

25. Владимиров И. В., Альмухаметова Э. М., Велиев Э. М. Условия эффективного применения заводнения горячей водой при разработке послойно неоднородных по проницаемости пластов с высоковязкой нефтью // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 9. – С. 62–65.

26. Изучение физико-химических свойств гелеобразующей системы на основе алюмосиликатов / Л. Е. Ленченкова [и др.] // Разработка и совершенствование методов увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов (теория и практика): сборник. – Уфа: Гилем, 1998. – С. 192–195.

27. Способы оценки эффективности формирования системы заводнения на объекте Западно-Усть-Балыкского месторождения / В. А. Проскурин [и др.] // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2013. – № 6. – С. 36–38.

### References

1. Malets, O. N., Turdymatov, A. N., Gaysin, D. K., & Pestretsova, N. G. (2007). Features of development with gas impact of Grachevskoye deposit reef massif. *Oil Industry*, (4), pp. 36-39. (In Russian).

2. Toelle, B., Pekot, L. J., Harrison, W. B., Barnes, D., & Grammer, G. M. (2008). EOR Potential of the Michigan Silurian Reefs Using CO<sub>2</sub>. SPE Symposium on Improved Oil Recovery. Tulsa, Oklahoma, 20-23 April. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/113843-MS>

3. Iskhakov, I. A., Gabitov, G. Kh., Gajnullin, K. Kh., Lisovsky, N. N., Lozin, E. V., Safonov, E. N., & Yagafarov, Yu. N. (2003). Prospects of an oil recovery and production rate increase on depleted reef fields in the Preduralskiy flexure of Bashkortostan. *Oil Industry*, (4), pp. 49-54. (In Russian).

4. Hisamutdinov, N. I., Vladimirov, I. V., Sagitov, O. K., & Abdulmyanov, S. H. (2010). Modeling of oil recovery from anisotropic layer under various regimes of deposit (CO) development. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (1), pp. 5-7. (In Russian).

5. Sarvaretdinov, R. G., & Sagitov, D. K. (2008). Ispol'zovanie geologo-matematicheskoy modeli plasta pri sopostavlenii srednikh znacheniy poristosti i pronitsaemosti razlichnykh po neodnorodnosti plastov. *Automation, telemechanization and communication in the oil industry*, (10), pp. 15-20. (In Russian).

6. Khisamutdinov, N. I., Sagitov, D. K., Shaislamov, V. Sh., & Listik, A. R. (2012). Classification of deposits' sectors for geological bodies in formations' deformed structures and standardization of schemes of wells' placement for hydrodynamic modeling. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (6), pp. 54-59. (In Russian).

7. Nigmatullin, E. N., Akchurin, Kh. I., & Lenchenkova, L. E. (2012). The explanation mechanism of gelation in sodium polysilicate solutions with acids effect study. *Neftgazovoye delo*, (2), pp. 375-382. (In Russian). Available at: <http://ogbus.ru/article/view/obosnovanie-mexanizma-geleobrazovaniya-v-rastvorax-polisilikatov-natriya-pri-dejstvii-kislota>

8. Fattakhov, I. G., & Bakhtizin, R. N. (2011). Regulation ranks of associated water production decrease. *Neftgazovoye delo*, (5), pp. 213-219. (In English). Available at: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=17998419>

9. Khisamutdinov, N. I., Vladimirov, I. V., Taziev, M. M., Sagitov, D. K., Alekseev, D. L., & Butorin, O. I. Sposob dobychi nefi na pozdney stadii razrabotki neftyanoy zalezhi, podstilae-moy vodoy. Pat. 2299977 RF. Published: 27.05.07. (In Russian).

10. Sagitov, D. K., Khalzov, A. A., & Lepikhin, V. A. (2012). Prompt correction of compensation of liquid removals by means of water injection in oil fields. *Oilfield Engineering*, (1), pp. 26-28. (In Russian).
11. Sagitov, D. K. (2005). Nakoplenie "vizual'nogo opyta" s tsel'yu dal'neyshego prognozirovaniya protsessa obvodneniya skvazhin na osnove statisticheskogo modelirovaniya. *Oilfield Engineering*, (12), pp. 30-35. (In Russian).
12. Fattakhov, I. G. (2011). The identification technique of oil well water invasion ways. *Oil and Gas Business*, (3), pp. 160-164. (In English).
13. Vafin, R. V., Zaripov, M. S., Taziev, M. M., Chukashev, V. N., Butorin, O. I., Vladimirov, I. V., & Sagitov, D. K. (2005). Vodogazovoe vozdeystvie - perspektivnyy metod uvelicheniya nefteotdachi mestorozhdeniy s karbonatnymi kollektorami. *Oilfield Engineering*, (1), pp. 38-42. (In Russian).
14. Shuvalov, A. V., Samigullin, I. F., & Suleymanov, A. A. (2008). Opytno-promyshlennyye raboty v OAO "ANK Bashneft" ", svyazannyye s vnedreniem gazovogo i vodogazovogo vozdeystviya. *Geologiya, poleznye iskopaemye i problemy geoekologii Bashkortostana, Urala i sopredel'nykh territoriy*, (7), pp. 239-241. (In Russian).
15. Andreev, V. E., & Iksanova, I. A. (2012). Perspektivy primeneniya tekhnologii vodogazovogo vozdeystviya v karbonatnykh kollektorakh Uralo-Povolzh'ya. *Neftegazovyye tekhnologii i novyye materialy (problemy i resheniya)*, pp. 136-141. (In Russian).
16. Lysenkov, A. V., Yakubov, R. N., Antipin, Yu. V., & Chebotarev, A. V. (2014). Sovremennyye predstavleniya ob intensivatsii dobychi nefti iz neodnorodnykh obvodnennykh karbonatnykh kollektorov. *Servisnyye uslugi v dobyche nefti: materialy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii*. Ufa, Ufa State Petroleum Technological University Publ., pp. 92-96. (In Russian).
17. Lysenkov, A. V., Yakubov, R. N., Maksimov, E. A., & Sakhibgareev, A. K. (2014). Osobennosti i perspektivy razrabotki karbonatnykh kollektorov. *Servisnyye uslugi v dobyche nefti: materialy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii*. Ufa, Ufa State Petroleum Technological University Publ., pp. 97-102. (In Russian).
18. Folomeev, A. E., Vakhrushev, S. A., Sharifullin, A. R., Lendoenkova, L. E., Nabiullin, R. M., & Fedorov, A. I. (2014). Integrated approach to well acidizing design on R. Trebs oil field (Timan-Pechora Basin). *Oil Industry*, (8), pp. 72-75. (In Russian).
19. Gil'mutdinova, L. I., Voloshin, A. I., Shadrina, P. N., Komkov, A. A., Folomeev, A. E., & Lenchenkova, L. E. (2017). Issledovanie sovместimosti plastovykh flyuidov i rabochikh agentov dlya predotvrashcheniya oslozhneniy pri kislotnykh obrabotkakh v usloviyakh Mogdinskogo mestorozhdeniya. *Innovatsii i naukoemkie tekhnologii v obrazovanii i ekonomike. Materialy VI Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii*, pp. 118-126. (In Russian).
20. Folomeev, A. E., Sharifullin, A. R., Vakhrushev, S. A., Murinov, K. Yu., Akimkin, A. V., Lenchenkova, L. E.,... Federov, A. I. (2014). Theory and Practice of Acidizing High Temperature Carbonate Reservoirs of R. Trebs Oil Field, Timan-Pechora Basin. *SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition*. Moscow, 14-16 October. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/171242-MS>
21. Sagitov, D. K., Safullin, I. R., Lepikhin, V. A., & Arzhilovsky, A. V. (2012). Assessment of cross impact of production and injection wells with the help of application of method of pattern recognition by history of their operation. *Oilfield Engineering*, (1), pp. 35-36. (In Russian).
22. Abdulmyanov, S. Kh., Sagitov, D. K., Safullin, I. R., & Astakhova, A. N. (2012). Frequency analysis of adjoining wells interference causing change of volumes of water injecting and product water-flooding performed on the basis of operational history. *Oilfield Engineering*, (11), pp. 20-24. (In Russian).
23. Gafarov, Sh. A., Gazizov, A. Sh., Kabirov, M. M., & Sultanov, V. G. (1999). O zakachke PDS v karbonatnye kollektora na opytnom uchastke Balkanovskogo mestorozhdeniya. *Razrabotka i ekspluatatsiya neftyanykh mestorozhdeniy: sbornik nauchnykh trudov*. Ufa: Ufa State Petroleum Technological University Publ., pp. 27-33. (In Russian).
24. Abyzbaev, I. I., & Andreev, V. E. (2005). Prognozirovaniye effektivnosti fiziko-khimicheskogo vozdeystviya na plast. *Neftegazovoye delo*, (3), pp. 167-176. (In Russian).
25. Vladimirov, I. V., Almuhametova, E. M., & Veliyev, E. M. (2016). Conditions of the effective use of hot water flooding for development of heavy oil deposits with non-uniform permeability. *Oil Industry*, (9), pp. 62-65. (In Russian).

26. Lenchenkova, L. E., Luk'yanova, N. Yu., Mukhametzhanova, R. S., Ganiev, R. R., & Fakhretdinov, R. N. (1998). Izuchenie fiziko-khimicheskikh svoystv geleobrazuyushchey sistemy na osnove alyumosilikatov. Razrabotka i sovershenstvovanie metodov uvelicheniya nefteotdachi trudnoizvlekaemykh zapasov (teoriya i praktika): sbornik. Ufa: Gilem Publ., 1998, pp. 192-195. (In Russian).

27. Proskurin, V. A., Khisamutdinov, N. I., Antonov, M. S., & Sagitov, D. K. (2013). Some techniques applied for assessment of water-flooding system efficiency and formation at one of the objects of Western Ust-Balyk field. Automation, telemechanization and communication in the oil industry, (6), pp. 36-38. (In Russian).

#### **Сведения об авторах**

**Кузин Денис Александрович**, магистрант, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

**Сагитова Идалия Минибаевна**, специалист в области разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

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

**Сагитов Дамир Камбирович**, д. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, e-mail: sagitovdk@inbox.ru

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

**Denis A. Kuzin**, Master's Student, Ufa State Petroleum Technological University

**Idaliia M. Sagitova**, Specialist in the Development and Operation of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technological University

**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

**Damir K. Sagitov**, Doctor of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technological University, e-mail: sagitovdk@inbox.ru

## Расчет объемного коэффициента газонасыщенных нефтей

**С. И. Перевощиков**

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия  
e-mail: perevoschikovsi@tyuiu.ru

*Аннотация.* Приводится вывод полуэмпирической зависимости для расчета объемного коэффициента газонасыщенных нефтей с использованием ранее полученных выражений, одним из которых является зависимость для определения объемного коэффициента подобных нефтей при давлении насыщения их газом, вторым — выражение для коэффициента сжимаемости таких нефтей. Перечисленные зависимости базируются на гипотетической модели молекулярной структуры газонасыщенных нефтей, разработанной на основе дырочной теории жидкости Я. И. Френкеля. Данное обстоятельство и физическая обоснованность используемых выражений, а также базирование полученного выражения на общепринятой зависимости для определения коэффициента сжимаемости жидкости в лабораторных условиях придают итоговому полуэмпирическому выражению теоретической характер и обеспечивают его применимость для широкого круга нефтей, что удостоверяется при вводимой в работе проверкой полученного выражения.

*Ключевые слова:* капиллярная жидкость; гипотетическая модель; газонасыщенная нефть; объемный коэффициент

## Calculating the volume coefficient of gas-saturated oils

**Sergey I. Perevoschikov**

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia  
e-mail: perevoschikovsi@tyuiu.ru

*Abstract.* The article is devoted to the conclusion of a semi-empirical dependence for calculating the volume coefficient of gas-saturated oils. For this calculation, the author of the article used expressions, which have been calculated earlier; the first expression is the expression of dependence for determining the volume coefficient at a gas saturation pressure of oils; the second expression is the expression for the compressibility factor of such oils. These dependences are based on a hypothetical model of the molecular structure of gas-saturated oils, developed on the basis of the J. I. Frenkel's hole theory of liquids. This fact, the physical validity of these expressions, and the basing of the obtained expression on a generally accepted dependence for determining the compressibility coefficient of a liquid under laboratory conditions give the final semi-empirical expression a theoretical character and ensure its applicability for a wide range of oils, which is confirmed by the verification of the expression, which is obtained in the article.

*Key words:* capillary liquid; hypothetical model; gas-saturated oil; volume coefficient

## Введение

Объемный коэффициент является одним из ключевых параметров газонасыщенных нефтей, к которым относятся пластовые и в целом нефтепромысловые нефти, нефти, транспортируемые по промысловым и межпромысловым трубопроводам, в перспективе — по некоторым магистральным нефтепроводам.

Посредством рассматриваемого параметра оценивается изменение объема газонасыщенных нефтей, которое происходит под воздействием различных факторов и может достигать ощутимых размеров (до двух раз и более). Поэтому подлежит обязательному учету, так как такие изменения существенно влияют на оценку разведанных запасов нефти, параметры технологических объектов нефтепромыслов, технологические и прочие параметры трубопроводов, транспортирующих нефти в газонасыщенном состоянии.

Для расчета объемного коэффициента предложен ряд зависимостей. Это в первую очередь выражение института Гипростокнефть [1] и представленный в [2] расчетно-графический метод определения объемного коэффициента, а также предлагаемые в [3, 4] зависимости. К аналогичным выражениям можно отнести приводимую в [5] формулу.

Формулу, приводимую в [5], трудно отнести к расчетным зависимостям, так как она является аналитическим описанием лабораторного определения искомого параметра через плотность дегазированной и газонасыщенной нефти ( $\rho_0$  и  $\rho_n$ ), а также через плотность растворенного в нефти газа  $\rho_r$  и газосодержание нефти  $V$ . Ключевым параметром в этой формуле является *определяемая лабораторным путем* плотность газонасыщенной нефти  $\rho_n$ :

$$B = \frac{\rho_0 + \rho_r \cdot V}{\rho_n}, \quad (1)$$

где  $B$  — объемный коэффициент газонасыщенной нефти.

Расчетно-графический метод [2] отличает нахождение объемного коэффициента преимущественно по графическим зависимостям (в количестве трех) и погрешность 5÷10 %. Базирование данной методики на графическом материале усложняет ее использование в инженерных расчетах, где востребованы аналитические выражения, позволяющие решать инженерные задачи в общем виде. В определенной мере этому препятствует и повышенная погрешность данного метода, соизмеримая с величиной определяемого параметра.

Зависимость [3] учитывает только газосодержание нефти, оставляя без внимания такие, также влияющие на объемный коэффициент факторы, как давление и температура, физические особенности нефти и растворенного в нефти газа

$$B = 1 + k \cdot V, \quad (2)$$

где  $k = 0,0035$ .

Это позволяет использовать (2) лишь для ориентировочных расчетов.

Формула (3) института Гипростокнефть [1] и формула (4) [4] имеют меньше недостатков — каждая из них представляет единое выражение, в котором учитываются не все, но основные, влияющие на  $B$  факторы:

$$B = 1 + k_r \cdot V, \quad (3)$$

где  $k_r = n + q \cdot \left(\frac{\rho_r}{1,205} - 1\right)$ ;

при температуре 20 °C:  $n = 0,003$ ,  $q = 0,00035$ .

$$B = B_n \cdot (1 - \beta_p \cdot \Delta P), \quad (4)$$

где  $B_n$  — объемный коэффициент газонасыщенной нефти при давлении насыщения нефти газом;  $\beta_p$  — коэффициент сжимаемости газонасыщенной нефти, равный  $17 \cdot 10^{-10} \text{ м}^2/\text{Н}$ ;  $\Delta P$  — разность между действующим на нефть давлением и давлением насыщения нефти газом,  $\text{Н}/\text{м}^2$ ;

$$B_n = 1 + 1,322 \cdot 10^{-3} \cdot (1 + 3,700 \cdot \frac{T}{1000}) \cdot \rho_r^{0,5} \cdot V;$$

$T$  — абсолютная температура газонасыщенной нефти,  $\text{К}$ .

Зависимость (3) института Гипростокнефть эмпирическая, в ней не принимается во внимание один из важнейших для  $B$  факторов — действующее на нефть давление. Другой, также значимый в этом случае фактор, температура, учитывается крайне ограниченно: для присутствующих в (3) эмпирических коэффициентов даются значения только для одной температуры —  $20^\circ \text{С}$ . Действительный диапазон температур, в котором находятся газонасыщенные нефти, значительно шире.

Эмпирическое выражение (4) получено на основе двух зависимостей — плотности сжиженного газа от плотности того же газа, но в газообразном состоянии и плотности сжиженного газа от температуры. При получении (4) также использовалось известное в физике выражение, связывающее объем жидкости с действующим на жидкость давлением. Все отмеченное придает (4) некоторую физическую обоснованность. Одновременно с этим при расшифровке содержащихся в (4) параметров для коэффициента сжимаемости  $\beta_p$  дается одно для всех нефтей значение  $17 \cdot 10^{-10} \text{ м}^2/\text{Н}$ . Это заметно упрощает используемую в (4) зависимость  $B$  от  $\Delta P$ , поскольку сжимаемость жидкостей существенно зависит от физических особенностей последних. А это в (4) не учитывается.

В целом все рассмотренные способы определения  $B$  ([4] в меньшей степени) по существу являются эмпирическими, полученными без должного физического обоснования. Это ограничивает область их уверенного применения той эмпирической базой, которая послужила для них основой.

Лишенное отмеченных недостатков выражение, приемлемое для широкого круга нефтей и условий их нахождения, может быть создано только на основе определенной, физически обоснованной модели рассматриваемого явления.

#### **Объект и методы исследования**

Подавляющее большинство газонасыщенных нефтей приобретают газонасыщенное состояние естественным путем и, по существу, являются смесью широкого круга различных углеводородов с присутствием некоторых не углеводородных компонентов, таких как азот, углекислый газ, некоторые инертные газы и т. д. Изначально эта смесь, находящаяся в пластовых условиях под большим давлением, является жидкостью. При снижении давления (например, при извлечении этой жидкости из пласта) те компоненты рассматриваемой смеси, которые имеют меньший молекулярный вес и более летучи, частично или полностью переходят в газовую фазу. При каких-либо дальнейших изменениях условий нахождения образовавшейся двухфазной системы возникающая газовая фаза и жидкая фаза обмениваются соответствующими компонентами. Таким образом, находящуюся в естественно газонасыщенном состоянии нефть лишь условно можно рассматривать как состоящую из собственно нефти (то

есть дегазированной нефти) и насыщающего нефть газа. Эту условность подчеркивает и то обстоятельство, что в зависимости от схемы и характера полной или частичной дегазации нефти физические характеристики получаемой дегазированной нефти, а также газа могут существенно варьироваться.

Условность разделения компонентов газонасыщенных нефтей на собственно нефть и насыщающий нефть газ при визуальном восприятии жидком состоянии газонасыщенных нефтей приводит к заключению, что содержащийся в нефти газ является жидкостью, то есть при «вхождении» в нефть газ сжимается. Такой взгляд сформировался достаточно давно и разделяется многими исследователями, которыми при этом отмечается, что находящийся в нефти газ приобретает несколько иные физические свойства, отличные от аналогичных свойств газов, сжимаемых обычным способом [2].

Попытка объяснить особенности физических свойств насыщающего нефть газа предпринята в работах [6, 7]. Объяснение базируется на гипотетической модели молекулярной структуры капельных жидкостей и газонасыщенных нефтей (как частного вида данных жидкостей), созданной на основе дырочной теории жидкости Я. И. Френкеля [8]. Данная гипотетическая модель позволила не только раскрыть возможные истоки специфических свойств содержащегося в нефти газа, но и получить основанные на учете этих свойств полуэмпирические зависимости для определения некоторых параметров газонасыщенных нефтей. В частности, выражение (5) для определения объемного коэффициента  $B_H$  при давлении насыщения нефти газом и различных значениях температуры, а также зависимость (6) для расчета коэффициента сжимаемости газонасыщенных нефтей  $\beta_p$ .

$$B_H = 1 + \frac{\rho_r}{\rho_{ж}} \cdot V, \quad (5)$$

где  $B_H$  — объемный коэффициент газонасыщенной нефти при давлении насыщения нефти газом и при рассматриваемой температуре;  $\rho_r$  — плотность растворенного в нефти газа при нахождении газа в газообразном состоянии при 20 °С и 760 мм рт. ст.;  $\rho_{ж}$  — плотность содержащегося в нефти в условно сжиженном состоянии газа при давлении насыщения нефти газом и при рассматриваемой температуре, кг/м<sup>3</sup>;  $V$  — газосодержание нефти, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$$\rho_{ж} = \rho_{ж0} - \beta_{tH} \cdot (t - 20);$$

$\rho_{ж0}$  — плотность насыщающего нефть газа, находящегося в условно сжиженном состоянии, при давлении насыщения нефти газом и при температуре 20 °С, кг/м<sup>3</sup>;  $\beta_{tH}$  — коэффициент термического расширения условно сжиженного газа в газонасыщенной нефти, 1/°С;

$$\rho_{ж0} = 408 \cdot \rho_r^{0,5}; \quad \beta_{tH} = 2,008 - 1,315 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{ж0}.$$

$$\beta_p = \beta_{p0} + \beta_{pг} \cdot \frac{\rho_r}{\rho_{ж}} \cdot V, \quad (6)$$

где  $\beta_{p0}$  — коэффициент сжимаемости дегазированной нефти, м<sup>2</sup>/Н;  $\beta_{pг}$  — коэффициент сжимаемости растворенного в нефти газа, находящегося в условно сжиженном состоянии, м<sup>2</sup>/Н;

$$\beta_{p_0} = 56,07 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{(1 - \beta_v \cdot P)^2}{[\rho_0 - \beta_t \cdot (t - 20)]^2}; \quad (7)$$

$$\beta_{p\Gamma} = 0,7933 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{(1 + \frac{\rho_{\Gamma} \cdot V}{\rho_{\text{ж}}})}{(1 - \rho_{\Gamma} / \rho_{\Gamma 0}) \cdot \rho_{\Gamma}^2}; \quad (8)$$

$\beta_v$  — обобщенный коэффициент квазисжимаемости дегазированной нефти, равный  $9,18 \cdot 10^{-10} \text{ м}^2/\text{Н}$ ;  $P$  — действующее на нефть давление,  $\text{Н}/\text{м}^2$ ;  $\rho_0$ ; — плотность дегазированной нефти при  $20^\circ \text{С}$  К и  $760 \text{ мм}$  рт. ст.,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;  $\beta_t$  — коэффициент термического расширения дегазированной нефти,  $1/^\circ\text{С}$ ;

$$\beta_t = 1,825 - 1,315 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_0;$$

$\rho_{\Gamma 0}$  — граничное значение плотности газа, выше которого зависимость (6) неприменима ( $\rho_{\Gamma 0} = 2,353 \text{ кг}/\text{м}^3$ ).

Соответствие выражений (5) и (6) описываемым ими явлениям иллюстрируют приведенные на рисунках 1 и 2 зависимости параметров  $B_n$  и  $\beta_p$  от основных, определяющих эти параметры факторов.

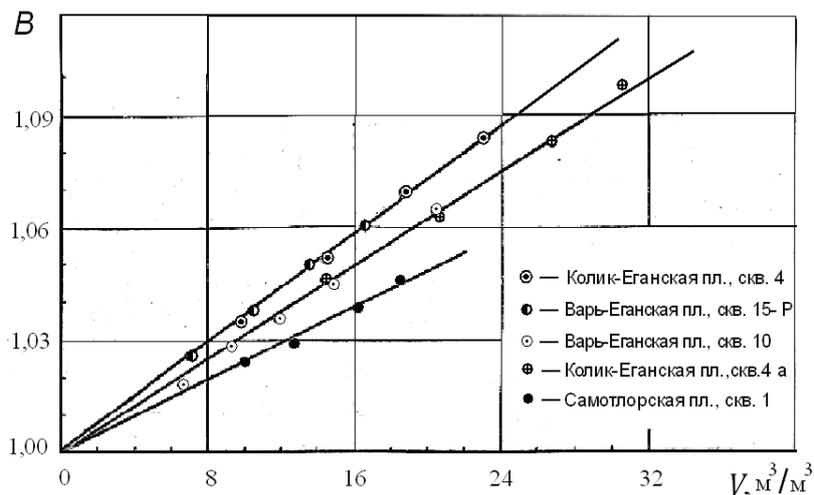


Рис. 1. Зависимость объемного коэффициента  $B$  от газосодержания  $V$  (при давлении, равном давлению насыщения нефти газом) [6]

На рисунке 1 приведены результаты ступенчатого разгазирования глубоких проб ряда нефтей Западной Сибири. Каждая из этих проб сепарировалась от газа по своеобразной ступенчатой схеме. Это позволило при ограниченном количестве исходного материала получить достаточно представительную для последующего анализа информационную базу (см. рис. 1), дающую возможность делать обобщающие выводы.

Согласно рисунку 1 при давлении, равном давлению насыщения нефти газом, объемный коэффициент  $B$  и газосодержание  $V$  связаны линейной функцией, проходящей через точку с координатами  $(0; 1)$ . Точно такую же зависимость  $B$  от  $V$  дает выражение (5). При этом по (5), так же как это наблюдается

и на рисунке 1, каждой нефти (в общем случае) свойственен свой наклон прямой  $B = f(V)$  к оси абсцисс. По (5) наклон определяется отношением  $(\rho_r/\rho_{ж})$ , характеризующим физические особенности нефтей и растворенных в них газов (свойства собственно нефтей косвенно отражает плотность  $\rho_{ж}$  [6]). Таким образом, соответствие выражения (5) физической сути описываемой им зависимости подтверждается. В количественном плане также наблюдается необходимое соответствие — погрешность (5) в целом составляет порядка 3 % (в единичных случаях доходит до 8,9 %) [6].

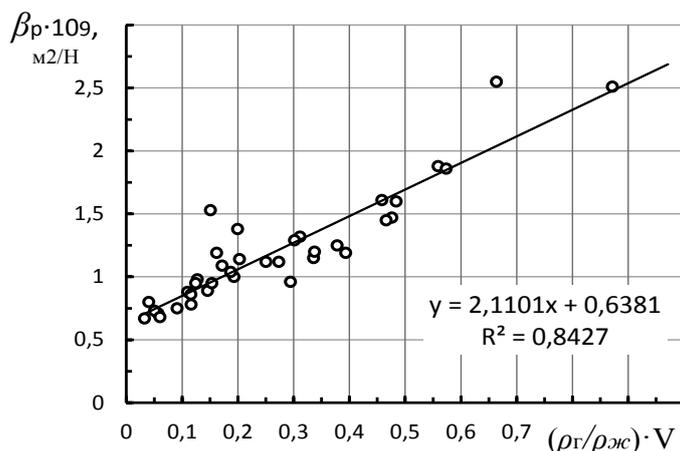


Рис. 2. Зависимость коэффициента сжимаемости газонасыщенных нефтей  $\beta_p$  от параметра  $V_r = (\rho_r/\rho_{ж}) \cdot V$ , построенная по данным [9]

Приведенное на рисунке 2 аппроксимирующее выражение с достоверностью  $R^2 = 0,8427$  отвечает (6), что свидетельствует о физической состоятельности (6). При этом как на рисунке 2, так и по (6) коэффициент  $\beta_p$  линейно зависит от комплексного аргумента  $(\rho_r/\rho_{ж}) \cdot V$ . Кроме этого, по аппроксимирующему выражению при  $(\rho_r/\rho_{ж}) \cdot V = 0$  значение коэффициента  $\beta_p$ , соответствующее по (6) коэффициенту сжимаемости дегазированной нефти, равно  $0,6381 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2/\text{Н}$ . Это значение находится в приводимом в [2] интервале коэффициентов сжимаемости дегазированных нефтей  $0,4 \div 0,7 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2/\text{Н}$ , что также подтверждает физическую состоятельность (6).

Несколько меньшая единицы достоверность наблюдаемой на рисунке 2 зависимости объясняется рассмотрением на одном координатном поле данных, относящихся к различным давлениям и температурам. Эти факторы учтены в итоговых выражениях (7) и (8) для  $\beta_{p0}$  и  $\beta_{pr}$ , определяющих  $\beta_p$ . Принятие их во внимание обеспечивает зависимости (6) погрешность порядка 15 %, что для практических расчетов приемлемо, так как способно увеличивать итоговую погрешность определения  $B$  с учетом всех значимых факторов не более чем на 1,0 %. Таким образом, зависимость (6) физически соответствует описываемому ею явлению и по точности удовлетворяет расчетной практике.

### Результаты

Выражения (5) и (6) дают возможность установить связь объемного коэффициента с еще одним, не учтенным ранее, но значимым для  $B$  фактором —

действующим на нефть давлением — и таким образом получить окончательную для расчета объемного коэффициента зависимость. Зависимость, приемлемую для различных нефтей и для различных условий их нахождения, таких как пластовые условия, условия нефтепромыслового оборудования и трубопроводного транспорта. Такое выражение можно получить на основе (9) — формулы, используемой для определения коэффициента сжимаемости жидкости опытным путем [2].

$$\beta_{Pж} = -\frac{1}{V_0} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta P}, \quad (9)$$

где  $\beta_{Pж}$  — коэффициент сжимаемости жидкости,  $\text{м}^2/\text{Н}$ ;  $V_0$  и  $\Delta V$  — исходный объем ( $\text{м}^3$ ) и изменение исходного объема жидкости ( $\text{м}^3$ ) при повышении давления на величину  $\Delta P$  ( $\text{Н}/\text{м}^2$ ).

Применительно к рассматриваемому случаю под исходным объемом будем понимать объем газонасыщенной нефти при давлении насыщения ее газом  $V_n$ , а под  $\Delta V$  — изменение этого объема под действием  $\Delta P = (P - P_n)$ , где  $P$  — действующее на нефть давление,  $\text{Н}/\text{м}^2$ ;  $P_n$  — давление насыщения нефти газом,  $\text{Н}/\text{м}^2$ . В соответствии с произведенными заменами под  $\beta_{Pж}$  будем понимать  $\beta_p$ .

$$\Delta V = (V_n - V_p),$$

где  $V_p$  — объем, занимаемый газонасыщенной нефтью под давлением  $P$ ,  $\text{м}^3$ .

После замены в (9) присутствующих в этом выражении параметров на приведенные выше их аналоги и решения полученной зависимости относительно  $V_p$  получим

$$V_p = V_n \cdot (1 - \beta_p \cdot \Delta P). \quad (10)$$

Исходный объем  $V_n$ , как было условлено, является объемом, занимаемым газонасыщенной нефтью при давлении насыщения нефти газом и соответствующей температуре. Этот объем можно выразить через объемный коэффициент  $B_n$  и объем, занимаемый нефтью в дегазированном состоянии  $V_d$

$$V_n = B_n \cdot V_d. \quad (11)$$

Подставим значение  $V_n$  из (11) в (10) и поделим обе части полученного выражения на  $V_d$ . В результате будем иметь

$$\frac{V_p}{V_d} = B_n \cdot \frac{V_d}{V_d} \cdot (1 - \beta_p \cdot \Delta P). \quad (12)$$

Находящееся в левой части (12) отношение ( $V_p/V_d$ ) есть объемный коэффициент при рассматриваемой температуре и действующем на нефть давлении  $P$ . То есть искомый, учитывающий все влияющие на него факторы, объемный коэффициент газонасыщенной нефти  $B$ . С учетом этого и сокращения  $V_d$  в правой части (12) окончательно имеем

$$B = B_n \cdot (1 - \beta_p \cdot \Delta P), \quad (13)$$

где  $B_n$  и  $\beta_p$  находятся, соответственно, по (5) и (6).

### Анализ результатов исследований

Выражение (13) было подвергнуто анализу с целью проверки его физической содержательности и погрешности.

Физическую содержательность данной зависимости обеспечивают используемые при ее выводе выражения (5) и (6), чье соответствие физической природе описываемых ими явлений удостоверяется в работах [6, 7]. Наличие у (13) необходимой физической базы подтверждается также получением ее на основе формулы (9), широко используемой для опытного определения коэффициента сжимаемости жидкостей.

Погрешность выполняемых по (13) расчетов иллюстрируют приводимые в таблице цифры.

### Сопоставление результатов расчетов по (13) с фактическими данными [9]

Нефть (количество рассмотренных месторождений)	Характеристика нефти				
	$t, ^\circ\text{C}$	$V, \text{ м}^3/\text{м}^3$	$\rho_r, \text{ кг}/\text{м}^3$	$\rho_o, \text{ кг}/\text{м}^3$	$\Delta P, \text{ кг}/\text{см}^2$
Коми республика (4)	62...69	73,7...111,0	1,14...1,48	845...853	52...149
Пермский край (7)	20...27	11,2...173,9	1,14...1,425	815...893	5...144
Татарстан (1)	40,5	36,9	1,500	885	106,9
Башкартостан (8)	18...39	19,3...100	1,325...1,53	830...895	11...74
Краснодарский край (10)	44...107	44,4...235,7	0,874...1,180	817...928	5...168
Ставропольский край (2)	135...148	78,8...101,3	1,154...1,281	828...848	165...214
Сибирь (2)	67...85	43,6...57,3	0,783...0,967	856...881	88...134
Сахалин (1)	50	64,8	0,791	860	36
Нефть (количество рассмотренных месторождений)	Результаты расчета $B$				
	$B$ факт.	$B$ расч.	Погрешность, %		
Коми республика (4)	1,28...1,33	1,239...1,311	-0,69 ÷ -3,28		
Пермский край (7)	1,02...1,42	1,02...1,456	0,08 ÷ 2,52		
Татарстан (1)	1,12	1,114	-0,50		
Башкартостан (8)	1,05...1,30	1,055...1,30	-0,07 ÷ -1,54		
Краснодарский край (10)	1,10...1,72	1,114...1,836	-0,74 ÷ 1,16(6,7)		
Ставропольский край (2)	1,31...1,37	1,297...1,417	-1,0 ÷ 3,4		
Сибирь (2)	1,12...1,22	1,113...1,159	-0,63 ÷ (-5,24)		
Сахалин (1)	1,16	1,157	-0,26		

Из таблицы следует, что оценка погрешности (13) проводилась на достаточно представительном материале, охватывающем широкий круг нефтей, различающихся по месту происхождения и физическим свойствам. В этот круг входят 35 месторождений нефти 8 различных географически удаленных друг от друга регионов с диапазоном физических свойств, характерных для большинства существующих газонасыщенных нефтей.

Согласно таблице погрешность (13) в целом составляет порядка 3,5 %, за исключением двух (приведенных в скобках) случаев, причину проявления ко-

торых установить не удалось. Эти случаи, возможно, являются следствием исключительной индивидуальности некоторых нефтей, которую предвидеть сложно, но которую доступно учесть соответствующей коррекцией содержащихся в (13) параметров. О возможности исправления ситуации таким способом свидетельствуют данные таблицы.

Приводимые в таблице погрешности специфичны; для нефтей одних регионов они преимущественно положительны, для других — отрицательны. Это указывает на то, что нефтям различных регионов присущи свои особенности, не учтенные в зависимости (13), носящей общий характер. В двух исключительных случаях эти особенности проявляются наиболее выражено, но для нефтей того региона, к которому они принадлежат, они в целом типичны — «вписываются», соответственно, в положительный и отрицательный тренд погрешностей соответствующего региона. Таким образом, проводя коррекцию содержащихся в (13) параметров с учетом особенностей нефтей рассматриваемого региона, можно добиться как общего снижения погрешности для всех входящих в этот регион нефтей, так и снижения не совсем типичных для этих нефтей погрешностей, заметно превышающих общий уровень. Наименование требующих корректировки параметров и направление их коррекции выявляются несложным анализом физических свойств соответствующих нефтей и присутствующих в (13) параметров. Наличие у последних конкретного физического содержания существенно упрощает анализ и делает его результативным.

Физическое содержание параметрам *полумпирической* зависимости (13) придает способ получения (13) на основе физически обоснованной модели молекулярной структуры газонасыщенных нефтей, справедливость которой косвенно подтверждают результаты приведенной выше проверки (13) на данных по достаточно широкому кругу нефтей.

### **Выводы**

На основании приведенного выше анализа полученную зависимость (13) можно рекомендовать для практических расчетов.

### **Библиографический список**

1. Цветков В. И., Афанасьев В. М. О производительности трубопроводов, перекачивающих газонасыщенную нефть // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1971. – № 11. – С. 3–4.
2. Гиматулинов Ш. К. Физика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1971. – 312 с.
3. Перовошиков С. И., Перовошикова Р. З. К определению объемного коэффициента газонасыщенной нефти // Труды Тюменского индустриального института. – 1974. – Вып. 24. – С. 126–129.
4. Перовошиков С. И. Об объемном коэффициенте газонасыщенной нефти // Нефтепромышленное дело. – 1977. – № 5. – С. 45–47.
5. Антипов В. Н. Утилизация нефтяного газа. – М.: Недра, 1983. – 157 с. – (Экономия топлива и электроэнергии).
6. Перовошиков С. И. К определению объемного коэффициента газонасыщенных нефтей // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 2. – С. 86–96. DOI: 10.31660/0445-0108-2019-2-86-96
7. Перовошиков С. И. Определение коэффициента сжимаемости газонасыщенных нефтей // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 3. – С. 64–76. DOI: 10.31660/0445-0108-2019-3-64-76
8. Курс физики. Т. 1 / Б. М. Яворский [и др.]. – 3-е изд. – М.: Высшая школа, 1965. – 376 с.
9. Требин Г. Ф., Чарьгин Н. В., Обухова Т. М. Нефти месторождений Советского Союза: справочник. – М.: Недра, 1974. – 312 с.

## References

1. Tsvetkov, V. I., & Afanas'ev, V. M. (1971). O proizvoditel'nosti truboprovodov, perekachivayushchikh gazonasyschennuyu neft'. Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons, (11), pp. 3-4. (In Russian).
2. Gimatudinov, Sh. K. (1971). Fizika neftyanogo i gazovogo plasta. Moscow, Nedra Publ., 312 p. (In Russian).
3. Perevoschikov, S. I., & Perevoschikova, R. Z. (1974). K opredeleniyu ob'emnogo koeffitsienta gazonasyschennoy nefti. Trudy Tyumenskogo industrial'nogo institute, (24), pp. 126-129. (In Russian).
4. Perevoschikov, S. I. (1977). Ob ob'emnom koeffitsiente gazonasyschennoy nefti. Oilfield Engineering, (5), pp. 45-47. (In Russian).
5. Antip'ev, V. N. (1983). Utilizatsiya neftyanogo gaza. Moscow, Nedra Publ., 157 p. (In Russian).
6. Perevoschikov, S. I. (2019). Determining of volume coefficient of gas-saturated oils. Oil and Gas Studies, (2), pp. 86-96. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-2-86-96
7. Perevoschikov, S. I. (2019). Calculation of the compressibility factor of gas-saturated oils. Oil and Gas Studies, (3), pp. 64-76. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-3-64-76
8. Yavorskiy, B. M., Detlaf, A. A., Milkovskaya, L. B., & Sergeev, G. P. (1965). Kurs fiziki. Tom 1. 3<sup>rd</sup> edition. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 376 p. (In Russian).
9. Trebin, G. F., Charygin, N. V., & Obukhova, T. M. (1974). Nefti mestorozhdeniy Sovetskogo Soyuzu: spravochnik. Moscow, Nedra Publ., 312 p. (In Russian).

## Сведения об авторе

**Перевощиков Сергей Иванович**, д. т. н., консультант кафедры прикладной механики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: perevoschikovsi@tyuiu.ru

## Information about the author

**Sergey I. Perevoschikov**, Doctor of Engineering, Consultant at the Department of Applied Mechanics, Industrial University of Tyumen, e-mail: perevoschikovsi@tyuiu.ru

**Конечно-разностное моделирование профиля притока в изолированном  
однородном изотропном частично вскрытом пласте**

**А. И. Филиппов, О. В. Ахметова, А. А. Ковальский, М. Р. Губайдуллин\***

*Стерлитамакский филиал Башкирского государственного университета,  
г. Стерлитамак, Россия*

*\*e-mail: fir\_bmf@mail.ru*

*Аннотация.* Работа посвящена исследованию профилей притоков, возникающих при отборе углеводородов из частично вскрытых пластов-коллекторов. Расчеты выполнены на основе конечно-разностной программы для расчетов полей давления и скорости в пласте, основанной на решении задачи о поле давления в изолированном изотропном однородном пласте, локализованном в интервале от  $H_1$  до  $-H_2$  и перфорированном в диапазоне  $-H < z < H$ , полностью содержащемся в интервале пласта.

Построены графические зависимости для поля давления, вертикальной и горизонтальной компонент и модуля скорости флюида, фильтрующегося из периферии к скважине. Представлены линии уровня для указанных полей и на основе их анализа выявлены важные закономерности течения. Вычислительный эксперимент показал, что на выходе в скважину в перфорированной части пласта отсутствуют вертикальные потоки, а при удалении от скважины они отличны от нуля. Показано, что межслойные перетоки существуют даже в однородных частично вскрытых пластах. В то же время приток из несовершенного вскрытого однородного изотропного пласта, продуцирующего в режиме заданной депрессии, не является равномерным, а максимум модуля горизонтальной компоненты скорости на всех кривых достигается на границах интервала перфорации. Показано, что в центре симметрично перфорированного и несовершенного вскрытого пласта наблюдается минимальный удельный приток.

*Ключевые слова:* фильтрация; несовершенное вскрытие; двухмерное течение; конечно-разностная программа; поле давления; поле скоростей

**Finite-difference modeling of the inflow profile in an isolated homogeneous  
isotropic partially opened reservoir**

**Alexander I. Filippov, Oksana V. Akhmetova, Aleksei A. Kovalsky,  
Marat R. Gubaidullin\***

*Sterlitamak Branch of Bashkir State University, Sterlitamak, Russia*

*\*e-mail: fir\_bmf@mail.ru*

*Abstract.* The article is devoted to the study of tributary profiles arising from the selection of hydrocarbons from partially opened reservoirs. The calculations were performed based on the finite-difference program for calculating the pressure and velocity fields in the formation, based on the solution of the problem of the pressure field in an isolated isotropic homogeneous formation, localized in the range from  $H_1$  to  $-H_2$  and perforated in the range  $-H < z < H$ , which is completely contained in the interval of the reservoir.

Graphical dependencies are constructed for the pressure field, the vertical and horizontal components, and the velocity modulus of the fluid filtered from the periphery to the well. Level lines for the indicated fields are presented and, based on their analysis, important regularities of the flow are revealed. A computational experiment showed that there are no vertical flows at the hole in the perforated part of the formation, and when they are removed from the well, they are non-zero. It was shown that interlayer flows exist even in homogeneous partially opened formations. At the same time, the inflow from an imperfectly opened homogeneous isotropic reservoir producing in a given depression mode is not uniform, and the maximum modulus of the horizontal velocity component in all curves is reached at the boundaries of the perforation interval. It is shown that in the center of a symmetrically perforated and imperfectly opened formation a minimum specific inflow is observed.

*Key words:* filtration; imperfect autopsy; two-dimensional flow; finite-difference program; pressure field; velocity field

### **Введение**

Измерение профиля притока из пластов является одним из наиболее широко применяемых методов исследования скважин и пластов. Информация, извлекаемая из регистрируемой неравномерности притока, широко используется для решения ряда геолого-промысловых задач. Однако вклад физических факторов, вызывающих сложное распределение притока по толщине пласта, до настоящего времени не исследован в должной степени, а интерпретация скважинных дебитограмм часто осуществляется на интуитивном уровне.

Данная статья посвящена исследованию влияния фактора, заключающегося в несовпадении интервала перфорации с границами проницаемого насыщенного пласта, на профиль притока из пласта (фактор несовпадения или мисмач-фактор (mismatch)). Практический интерес к такой проблеме обусловлен тем, что этот фактор является одним из важнейших, определяющих несовершенство вскрытия пласта. Несовпадение указанных границ чаще всего происходит вследствие погрешностей технологического процесса перфорации и проблем привязки результатов геофизических исследований к разрезу, объясняющееся растяжением кабеля, достигающим десятков метров, в процессе записи геофизических кривых. А наличие неперфорированных участков в кровле и подошве пласта может приводить к возникновению застойных зон, снижению продуктивности пласта и коэффициента нефтеизвлечения.

Впрочем в случае пластов с водонефтяным контактом перфорация осуществляется только в кровельной части. В этом случае фактор несовпадения используется для уменьшения содержания воды в продукции скважины.

На практике вклад исследуемого в данной работе мисмач-фактора осложнен влиянием неоднородностей пласта, неравномерности вскрытия, различием проницаемости ближней и удаленной от скважины зон пласта, вызванным различными технологическими процессами, и т. п. Для того чтобы исключить влияние слоистых неоднородностей, характерных для природных коллекторов нефти и газа, ниже рассмотрен случай фильтрации в однородном изолированном пласте. Предполагается отсутствие локальных перепадов давления в при-скважинной зоне, вызванных несовершенством процесса перфорации, кольматацией призабойной зоны пласта и т. п.

Приток жидкости из пластов в реальных условиях инициируется снижением гидростатического давления в скважине, что вызывает перепад давления

относительно пластового. Это означает, что наиболее близким, по сути, к реальным скважинным условиям является режим заданной депрессии на пласт. Между тем известно, что исследование режима заданной депрессии при радиальном течении осложнено влиянием геометрического фактора. Для преодоления этой трудности рассмотрено плоское течение, которое сохраняет все основные и важнейшие закономерности фильтрационного течения в реальном пласте. Следует отметить, что использованное упрощение уменьшает точность количественных оценок, что, однако, не влияет на полученные в работе выводы. Применительно к численным методам расчеты для плоского течения позволяют использовать равномерную сетку для конечно-разностных расчетов.

Поставленная проблема предполагает решение задачи о поле давления в однородном изотропном пласте, когда граничные точки пласта не совпадают с границами интервала перфорации. Полученное поле давления, с помощью закона Дарси, позволяет определить фильтрационное поле скоростей, значения которого на выходе из пористой среды позволяют найти профиль притока из пласта. В рассматриваемом случае движение жидкости в пласте не является одномерным, поэтому одномерные поля течения [1, 2] в таких условиях не позволяют исследовать особенности притока из пласта. Многомерные задачи о притоке жидкости из пласта представляют научный и практический интерес, о чем свидетельствует значительное количество классических и современных работ [3–13].

Особое значение имеет решение задачи о распределении давления в частично вскрытом пласте, поскольку оно позволяет оценить выработку невоскритых зон. Заметим, что в большинстве опубликованных работ влияние несовершенства вскрытия учитывается на основе эмпирического скин-фактора, который формально позволяет учесть совокупность причин неидеального вскрытия (см. работу [3] и цитируемые в ней источники). Однако такой подход не снимает проблемы изучения вклада каждой причины в отдельности, что и осуществлено в данной статье.

### Объект и методы исследования

Геометрия задачи представлена на рисунке 1. Ось  $z$  прямоугольной декартовой системы координат ориентирована перпендикулярно слою коллектора нефти и совпадает со стенкой галереи, моделирующей скважину.

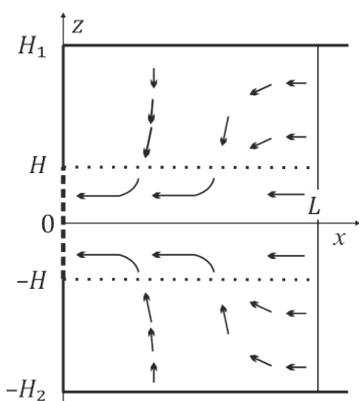


Рис. 1. Геометрия задачи о плоской фильтрации в изолированном пласте с учетом неполноты вскрытия

Предполагается, что однородный изолированный изотропный пласт, локализованный в интервале от  $H_1$  до  $-H_2$ , продуцирует в перфорированном интервале  $-H < z < H$  жидкость в режиме заданного перепада давления  $P_0$ . Дополнительно считается, что физические параметры среды в диапазоне рассматриваемых перепадов не зависят от давления.

Задача заключается в отыскании фильтрационного поля давления и скорости двумерного плоского течения в изолированном однородном изотропном пласте, который перфорирован неидеально.

Отметим, что совокупность численных решений задач такого рода, имеющих научное, практическое и образовательное значение, является компьютерным аналогом

одномерных задач «золотого фонда» теории фильтрации, допускающих аналитическое решение.

Математическая постановка гидродинамической задачи о поле давления в однородном изотропном изолированном пласте основана на решении уравнения пьезопроводности

$$m\beta\mu \frac{\partial P}{\partial t} - k \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} - k \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = 0, \quad t > 0, \quad 0 < x < L, \quad -H_2 < z < H_1. \quad (1)$$

Условия изолированности, в соответствии с законом Дарси, представлены равенствами нулю вертикальных производных давления

$$\left. \frac{\partial P}{\partial z} \right|_{z=H_1} = 0, \quad \left. \frac{\partial P}{\partial z} \right|_{z=-H_2} = 0, \quad 0 < x < L, \quad t > 0. \quad (2)$$

Начальное и предельное условия представлены тривиальными значениями давления в начальный момент времени и на некоторой удаленной от скважины поверхности  $x = L$ . Выбор величины  $L$  определяется дополнительными условиями. Например, значение  $L$  можно полагать равным расстоянию между рядами нагнетательных и эксплуатационных скважин. В данной работе положение этой поверхности выбирается таким образом, что создаваемые в скважине возмущения давления за рассматриваемый промежуток времени не достигают указанной поверхности

$$P|_{t=0} = 0, \quad -H_2 < z < H_1, \quad 0 < x < L, \quad (3)$$

$$P|_{x=L} = 0, \quad t > 0, \quad -H_2 < z < H_1. \quad (4)$$

В неперфорированных верхнем и нижнем слоях задано условие изолированности

$$\left. \frac{\partial P}{\partial x} \right|_{x=0} = 0, \quad -H_2 < z < -H, \quad H < z < H_1, \quad (5)$$

а на границе со скважиной в перфорированном интервале постулируется режим заданного перепада давления

$$P|_{x=0} = P_0, \quad -H < z < H. \quad (6)$$

Координаты (или компоненты) вектора скорости фильтрации определяются с помощью закона Дарси

$$v_x = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x}, \quad v_z = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial z}. \quad (7)$$

Для изучения полей давления и скорости в условиях, соответствующих не полностью вскрытому пласту и описываемых в задаче (1)–(7), использованы конечно-разностные методы. В основу алгоритма положена наиболее явная схема на равномерной сетке с шагом  $h_1$  по координате  $x$  и  $h_2$  — по координате  $z$ ; шаг по времени принят равным  $\tau$ . В разностной форме уравнение (1) представлено в виде взаимосвязи значений в следующем временном слое через их величины в предыдущем [14–20]

$$P_{i,j}^{k+1} = P_{i,j}^k - \frac{k\tau}{m\beta\mu} \frac{P_{i+1,j}^k + P_{i-1,j}^k - 2P_{i,j}^k}{h_1^2} - \frac{k\tau}{m\beta\mu} \frac{P_{i,j+1}^k + P_{i,j-1}^k - 2P_{i,j}^k}{h_2^2}, \quad (8)$$

где  $P_{i,j}^k$  — значения искомого поля давления в узлах равномерной сетки,  $i \in [0, N_1]$ ,  $j \in [-N_2, N_2]$ ,  $k \in [0, N_3]$ , где  $N_1 + 1$ ,  $2N_2 + 1$ ,  $N_3 + 1$  — количество узлов сетки по осям  $x, z$  и времени  $t$ .

Значения  $P_{i,j}^k$  в начальный момент времени полагаются нулевыми во всех точках  $i, j$  нулевого временного слоя ( $k = 0$ ), кроме точек, расположенных в интервале перфорации  $j \in [-N, N]$ ,  $i = 0$ , значения которых полагаются и далее поддерживаются равными  $P_0$ .

На изолированных границах пласта  $i \in [0, N_1]$ ,  $j = N_2, j = -N_2$  и неперфорированных участках ( $i = 0, j \in [-N_2, -N]$ ), ( $i = 0, j \in [N, N_1]$ ) вычисления значений  $P_{i,j}^k$  не осуществляются. На каждом слое им присваиваются значения, вычисленные в соседних точках.

Численные алгоритмы не допускают бесконечных значений пространственных координат, поэтому область вычислений искусственно ограничивают. Такой границей в задаче является линия  $x = L$ . Если протяженность пласта ограничена, то наличие такой границы является естественным. В данной задаче влияния правой границы на результаты вычислений следует избегать. Для этого программа прекращает вычисления, когда возмущения в прилегающих к правой границе узлах превышают заданный уровень. Если достигаемые при этом значения времени не соответствуют требуемым, то значение  $L = N_1 h_1$  увеличивается, и процесс вычислений повторяется до достижения требуемых значений времени.

Соотношение между пространственными и временными шагами выбиралось в соответствии с требованием устойчивости. До начала вычислительных экспериментов программа тщательно тестировалась, и осуществлялся комплекс мероприятий контроля вычислений в процессе их реализации. Реализовано сопоставление результатов вычислительных экспериментов с аналитическими моделями [3, 14, 15].

### Результаты

Ниже описаны важнейшие результаты вычислительных экспериментов, достоверность которых тщательно проконтролирована. Рассмотрен симметричный случай, когда верхний и нижний неперфорированные интервалы имеют одинаковую толщину. В расчетах приняты значения проницаемости  $k = 10^{-14} \text{ м}^2$ , вязкости  $\mu = 6 \cdot 10^{-3} \text{ Па с}$ , сжимаемости  $\beta = 10^{-9} \text{ Па}^{-1}$ , пористости  $m = 0,1$ , депрессии  $P_0 = 10^6 \text{ Па}$ .

Рисунок 2 иллюстрирует пространственное распределение (а) и изолинии (б) поля давления в пласте для случая симметричной геометрии вскрытия  $H = 2 \text{ м}$ ,  $H_2 = H_1 = 5 \text{ м}$  при значении времени  $t = 3 \text{ 600 с}$ . Отметим, что возмущения поля давления, вызванные отбором из пласта, соответствуют снижению давления относительно пластового, то есть имеют отрицательный знак. На рисунке 2 эти значения представлены положительными значениями, то есть при анализе графиков следует иметь в виду, что применительно к случаю отбора у возмущений давления изменен знак. Приведенные кривые (см. рис. 2) по использованному знаку значений давления соответствуют случаю закачки в пласт в режиме заданной репрессии. Впрочем, как следует из анализа постановки задачи, с точностью до знака поля давления для случая закачки и отбора являются идентичными.

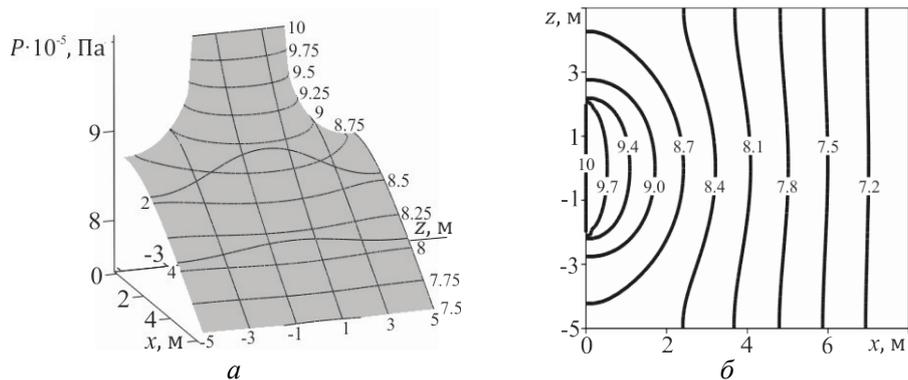


Рис. 2. Пространственное распределение (а) и линии уровня (б) поля давления при  $t = 3\ 600\ \text{с}$

Наиболее важным отличием рассматриваемого течения, учитывающего несовпадение интервала перфорации с границами пласта, от течения в однородном изотропном пласте при геометрии, соответствующей идеальной перфорации, является наличие изменений давления в направлении оси  $z$ . Зависимость поля давления от вертикальной координаты означает наличие фильтрационного потока в поперечном к основному потоку направлении, который при отсутствии мисмач-фактора отсутствует. Это означает, что при рассматриваемом несовпадении интервала перфорации с границами пласта неизбежно возникают межслойные перетоки как в перфорированном интервале, так и в нескрытых толщинах.

Итак, несовпадение интервала перфорации с границами пласта приводит к возникновению перетоков как из неперфорированных слоев пласта к перфорированной зоне, так и поперечных потоков в перфорированном слое. Вычислительные эксперименты показывают, что при приближении границ интервала перфорации к границам пласта зависимости поля давления от вертикальной координаты, а следовательно, и поперечные межслойные перетоки исчезают.

Из рисунка 2 следует, что максимальные возмущения давления достигаются в центре перфорированного слоя при  $z = 0$ , то есть на оси  $x$ . При удалении от центра пласта возмущения давления, вызванные фильтрационным потоком, уменьшаются. Рисунок 2 свидетельствует также, что изменения давления при удалении от скважины наблюдаются и на изолированной границе  $z = \pm 5\ \text{м}$ . Это означает, что горизонтальные фильтрационные потоки имеются и на границе пласта, в то же время вертикальные фильтрационные потоки на границе пласта, согласно предположению о его изолированности, отсутствуют.

Анализируя рисунок 2 б, отмечаем, что на больших расстояниях  $x > 6\ \text{м}$  линии уровня представлены вертикальными прямыми. Это означает, что векторы скорости фильтрации на этой линии направлены горизонтально, то есть межслойные перетоки, формирующие профиль притока из пласта, отсутствуют. Течение же в этой области является почти одномерным. При приближении к интервалу перфорации в области  $x < 6\ \text{м}$  кривизна линий уровня увеличивается, что свидетельствует об увеличении вклада межслойных перетоков при приближении к интервалу перфорации. Итак, на больших расстояниях течение в рассматриваемой системе эквивалентно одномерному, например, течению в пористом стержне, а в ближней зоне вклад двухмерных эффектов течения является существенным.

Отметим, что анализ поля давления не предоставляет достаточного количества информации для иллюстрации особенностей формирования профиля притока в пласте в рассматриваемом случае. Для получения более детальной картины необходимо изучение поля скорости, которое представлено ниже конечно-разностными аналогами для вертикальной и горизонтальной компонент градиента поля давления в формулах (7).

На рисунке 3 изображены пространственное распределение (а) и изолинии (б) вертикальной компоненты скорости в пласте для тех же условий, что и на рисунке 2. Наличие ненулевых значений вертикальной компоненты скорости в области  $x < 6$  м отличает течение в пласте с реальной и идеальной (или совершенной) перфорацией. В однородном совершенно перфорированном пласте вертикальная компонента всегда равна нулю. Из рисунка 3 следует, что вертикальная компонента скорости обращается в нуль на изолированных границах пласта  $z = H_1 = 5$  м,  $z = -H_2 = -5$  м и линии симметрии, то есть на оси  $x$ .

В верхнем слое  $0 < z < H_1$  значения вертикальной компоненты скорости положительны, то есть при отборе жидкость течет к центру пласта, а при закачке — напротив, от центра к верхней изолированной границе. В нижнем слое  $-H_2 < z < 0$  м значения вертикальной компоненты скорости отрицательные, а при отборе жидкость течет к центру пласта, а при закачке — к нижней изолированной границе. Итак, мисмач-фактор является причиной возникновения межслойных перетоков и в неперфорированных и в перфорированном слоях пласта.

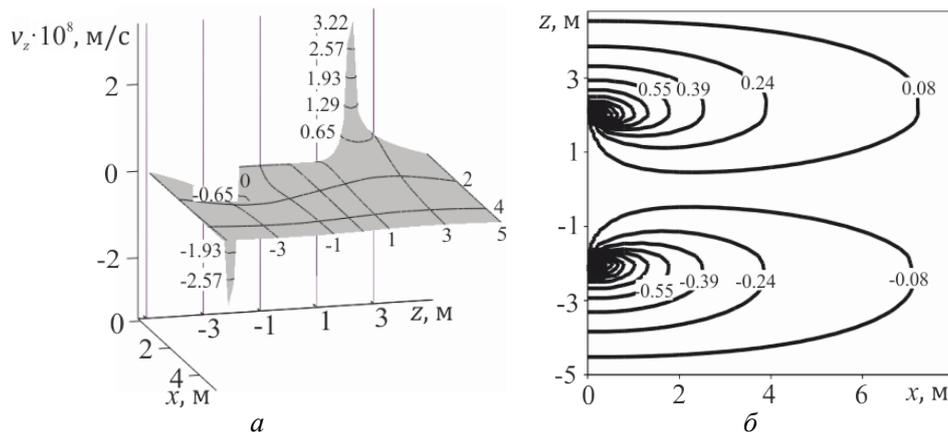


Рис. 3. Вертикальная компонента скорости — при закачке (или ее абсолютное значение — при отборе): пространственное распределение (а) и линии уровня (б)

Пространственное распределение вертикальной компоненты скорости также существенно не равномерно. Глобальный максимум вертикальной компоненты скорости при отборе достигается вблизи нижней граничной точки интервала перфорации ( $x = 0$  м,  $z = -5$  м), а глобальный минимум — вблизи нижней граничной точки интервала перфорации ( $x = 0$  м,  $z = 5$  м). Представленный на рисунке 3 случай соответствует закачке, при которой максимум скорости фильтрации достигается в точке ( $x = 0$  м,  $z = 5$  м), а глобальный минимум — в точке ( $x = 0$  м,  $z = -5$  м).

Линии уровня вертикальной компоненты скорости (см. рис. 4 б) разделяются на две группы. Первая группа условно начинается в точке  $x = 0$  м,  $z = 2$  м и

заканчивается на соответствующем верхнему неперфорированному интервалу отрезке  $x = 0$  м,  $2 \text{ м} < z < H_1$ . Вторая группа начинается в точке  $x = 0$  м,  $z = -2$  м и заканчивается на соответствующем нижнему неперфорированному интервалу отрезке  $x = 0$  м,  $-H_2 < z < -2$  м.

Наличие отмеченных особенностей и максимумов вертикальной компоненты скорости находится в тесной связи с пространственно-временным распределением горизонтальной компоненты скорости и формирует профиль притока (или поглощения — при закачке).

Рисунок 4 иллюстрирует пространственное распределение (а) и изолинии (б) горизонтальной компоненты скорости в пласте с учетом влияния мисмач-фактора для тех же условий, что и на рисунке 2. Заметим, что в полностью вскрытом однородном изотропном пласте вертикальная компонента скорости равна нулю, а горизонтальная — не зависит от координаты  $z$ . Кривые, приведенные на рисунке 4, свидетельствуют о том, что картина течения в пласте с учетом фактора несовпадения качественно меняется.

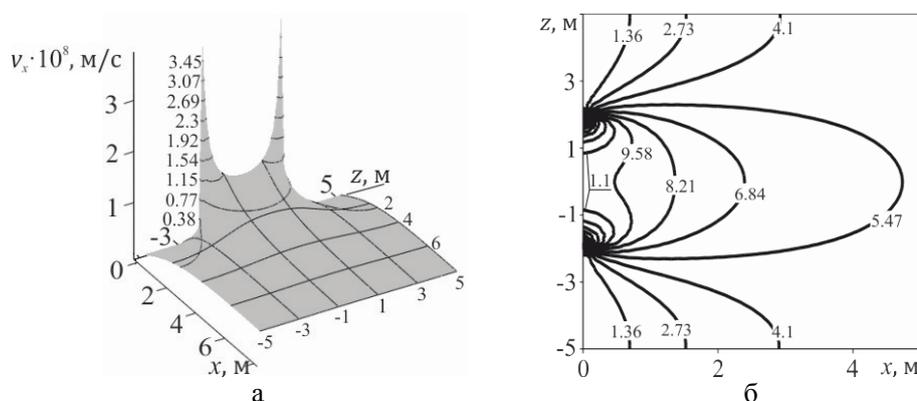


Рис. 4. Горизонтальная компонента скорости — при закачке (или ее модуль — при отборе): пространственное распределение (а) и линии уровня (б)

Анализируя линии уровня, изображенные на рисунке 4 б, заключаем, что течение делится на две зоны: ближнюю (или прискважинную) и дальнюю. В *ближней зоне* линии уровня включают *два типа*, отличающиеся от изображенных на рисунке 3 б только *направлениями условного выхода* из точек, соответствующих границам интервала перфорации. Наличие двух указанных типов среди линий уровня приводит к наличию двух максимумов горизонтальной компоненты скорости в любом сечении зоны, соответствующем постоянным значениям  $z$ .

В *дальней зоне* все линии уровня представлены только *одним типом*. Во-первых, они начинаются и заканчиваются в точках, соответствующих границам интервала перфорации. Во-вторых, функция  $x = x(y)$ , описывающая эти линии, имеет только один максимум. Такие линии обеспечивают наличие только одного максимума горизонтальной координаты скорости в любом сечении дальней зоны, соответствующем постоянным значениям  $z$ . Максимум горизонтальной координаты скорости в рассматриваемом симметричном случае расположен на оси  $x$ . Границей между зонами выступает такое  $z$ -сечение, в любом  $z$ -сечении правой окрестности которого содержится только одна точка максимума, а в любом левом — две.

Из кривых, приведенных на рисунке 4 б, следует, что на изолированных границах пласта горизонтальная компонента скорости отлична от нуля, однако величина ее значительно меньше, нежели в перфорированной части пласта. При приближении к границам интервала перфорации ( $z = \pm 2$  м,  $x = 0$  м) в прискважинной зоне величина горизонтальной компоненты скорости возрастает, достигая максимума (см. рис. 4 б).

В неперфорированных верхнем и нижнем слоях величина горизонтальной компоненты обращается в нуль на изолированных отрезках линии  $x = 0$  м и на значительном удалении вглубь пласта ( $x \rightarrow \infty$ ). При некоторых значениях горизонтальной координаты величина горизонтальной компоненты скорости также достигает локального максимума.

При удалении вглубь пласта (при возрастании горизонтальной координаты) в перфорированном слое величина горизонтальной компоненты скорости монотонно убывает от максимального значения, достигаемого на выходе из пористой среды. Такие особенности поля горизонтальных скоростей обусловлены наличием межслойных перетоков, вызванных фильтрационными потоками из неперфорированных слоев в перфорированный.

Из кривых, приведенных на рисунке 2, следует, что поле давления на выходе из перфорированного слоя не зависит от вертикальной координаты, что определяется условием (6) задачи (1)–(6). Из рисунка 4 видно, что горизонтальная компонента скорости, напротив, зависит от вертикальной координаты  $z$ . Ее величина достигает максимального значения на границах интервала перфорации, а минимальное значение горизонтальной компоненты соответствует центру перфорированного слоя.

На рисунке 5 представлено пространственное распределение (а) и изолинии (б) модуля вектора скорости  $v = \sqrt{v_x^2 + v_z^2}$  в несовершенном вскрытом пласте для тех же условий, что и на рисунке 2. Как и в случае горизонтальной компоненты скорости, область фильтрации может быть разделена на две зоны: прискважинную и дальнюю. Отличие наблюдается только в объектах начала и конца линий уровня. В ближней зоне условное начало основного количества линий сосредоточено на линии перфорации. В дальней зоне линии начинаются на одном неперфорированном отрезке контакта со скважиной и заканчиваются — на другом.

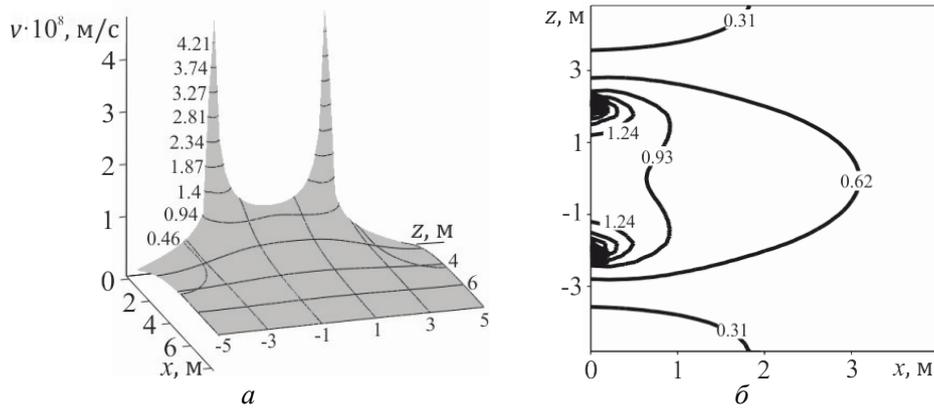


Рис. 5. Распределение модуля скорости фильтрации в пространстве (а) и линии уровня (б)

Следующая важная особенность скалярного поля модуля скорости обусловлена тем, что горизонтальная компонента скорости на линии  $x = 0$  отлична от нуля только в интервале перфорации  $-2 \text{ м} < z < 2 \text{ м}$ , и равна нулю на неперфорированных отрезках  $x = 0$ :  $2 \text{ м} < z < H_1$  и  $-H_2 < z < -2 \text{ м}$ . По этой причине горизонтальная компонента скорости испытывает скачкообразные изменения в точках  $x = 0, z = \pm 2 \text{ м}$ . Аналогичные скачки в тех же точках испытывает и вертикальная компонента скорости, так как она обращается в нуль на линии перфорации и отлична от нуля на неперфорированных отрезках скважины. Поскольку модуль скорости содержит сумму квадратов компонент, то аналогичные скачки на линии  $x = 0$  м, модуля скорости в точках  $z = \pm 2 \text{ м}$  отсутствуют.

Из анализа рисунков 4 и 5 следует, что горизонтальная компонента скорости на выходе из пористой среды в перфорированном интервале определяет профиль притока (или поглощения — при закачке) жидкости в скважину. На рисунке 6 изображены графики горизонтальной компоненты скорости фильтрации на выходе из пористой среды или профили притока. Кривые, приведенные на рисунке 6, свидетельствуют о том, что даже в однородном изотропном пласте, продуцирующем жидкость в режиме заданной депрессии, профиль притока не является равномерным. Максимальные значения удельного притока наблюдаются на границах перфорированного интервала, а минимальные — в центре пласта. Причиной неравномерности притока является наличие мисмач-фактора. Отметим, что сходный результат, но путем вариации эмпирического скин-фактора, получен в работе [3] на основе решения задачи, в которой условия изолированности верхнего и нижнего слоев пласта отсутствуют.

Из кривых, приведенных на рисунке 6 а, следует, что с увеличением времени значения удельного притока в центре интервала перфорации снижаются. Уменьшаются и максимальные значения удельного притока в граничных точках интервала перфорации. В то же время при увеличении толщины неперфорированных слоев возрастают значения удельных притоков в центре и граничных точках интервала перфорации (рис. 6 б).

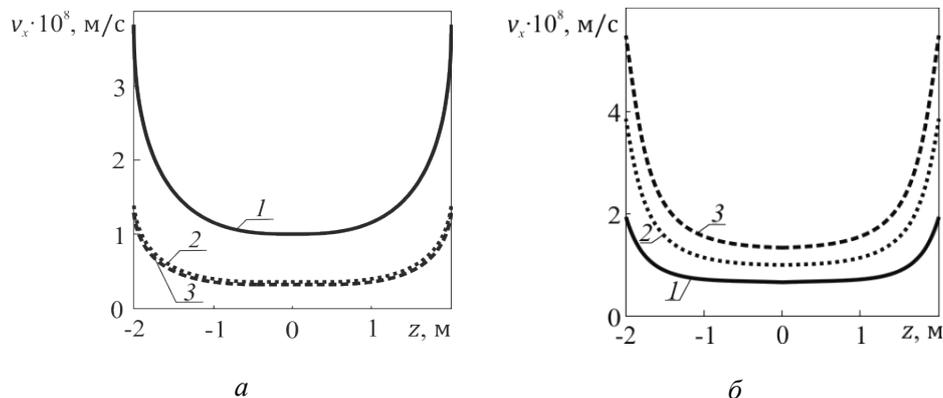


Рис. 6. Профиль притока (скорости фильтрации на выходе из пористой среды  $x = 0$  м) в перфорированной части пласта: а — для различных значений времени: 1 —  $t = 1$  час, 2 — 10 часов, 3 — 100 часов при общей толщине пласта 10 м; б — для различных значений толщины пласта: 1 — 12 м, 2 — 20 м, 3 — 28 м при  $t = 1$  час

## **Выводы**

Итак, вычислительные эксперименты на основе конечно-разностной модели плоского течения позволили выявить важные особенности формирования профиля притока в однородном изотропном изолированном пласте, вызванные фактором несовпадения.

Модель предсказывает, что в режиме постоянной депрессии в однородном пласте, границы которого не совпадают с интервалом перфорации, возникают вертикальные фильтрационные межслойные перетоки. Область течения при этом включает две зоны. В дальней зоне поле скоростей фильтрации имеет в любом  $z$ -сечении только один максимум. При переходе в ближнюю зону максимум поля скорости дальней зоны делится на два расходящихся. Эти максимумы в дальнейшем, возрастая при приближении к скважине, сливаются с границами интервала перфорации.

Описанные особенности течения имеют результатом неравномерный профиль притока в интервале перфорации, причем минимальные значения удельного притока наблюдаются в центре пласта, а максимальные — на границе интервала перфорации. Причиной такого распределения являются вертикальные межслойные перетоки, неизбежно возникающие вследствие несовпадения интервала перфорации с границами пласта — одного из факторов несовершенства вскрытия.

Предсказываемые на основе численного эксперимента особенности профиля притока в несовершенном вскрытом пласте важно учитывать при интерпретации скважинных дебитограмм. В случае пластов с водонефтяным контактом, когда перфорация осуществляется только в кровельной части, созданная конечно-разностная модель может быть использована в таких условиях для прогноза обводнения продукции. Практическое использование выявленных закономерностей позволит усовершенствовать методику интерпретации скважинных дебитограмм и развить технологию нефтеизвлечения.

## **Библиографический список**

1. Щелкачев В. Н. Уточнение вывода основных динамических уравнений теории фильтрации // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1961. – № 2. – С. 87–93.
2. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде / Пер. с англ. А. И. Геймана – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 640 с. – (Современные нефтегазовые технологии).
3. Морозов П. Е. Полуаналитическое решение задачи нестационарного притока жидкости к несовершенной скважине // Ученые записки Казанского университета. Серия: физико-математические науки. – 2017. – Т. 159, № 3. – С. 340–353.
4. Куштанова Г. Г. Нестационарная фильтрация жидкости в трещиновато-пористом пласте по неравновесному закону // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2008. – № 5. – С. 25–30.
5. Забоева М. И., Каширина К. О. Установившийся приток газа к несовершенной скважине в однородно-анизотропном пласте // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010. – № 1. – С. 30–34.
6. Поля скоростей фильтрации в слоисто-неоднородных пластах / А. И. Филиппов [и др.] // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. – Т. 4, № 4. – С. 118–130. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-4-118-130
7. Filippov A. I., Gubaidullin M. R., Akhmetova O. V. Pressure Field in the Process of Radial Filtration in a Nonuniform Orthotropic Stratum in the Asymptotic Approximation // Journal of Engineering Physics and Thermophysics. – 2015. – Vol. 88, Issue 6. – P. 1329–1340. DOI: 10.1007/s10891-015-1317-0

8. Filippov A. I., Akhmetova O. V., Filippov I. M. Filtration pressure field in an inhomogeneous bed in constant drainage // *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*. – 2012. – Vol. 85, Issue 1. – P. 1–18. DOI: 10.1007/s10891-012-0615-z
9. Akhmetova O. V., Filippov A. I., Filippov I. M. Quasi-steady-state pressure fields in linear flow through a porous inhomogeneous anisotropic reservoir in the asymptotic approximation // *Fluid Dynamics*. – 2012. – Vol. 47, Issue 3. – P. 364–374. DOI: 10.1134/S0015462812030106
10. Филиппов А. И. Ахметова О. В., Губайдуллин М. Р. Асимптотически осредненное решение задачи о поле давления в слоисто-неоднородной пористой среде [Электронный ресурс] // *Нефтегазовое дело*. – 2015. – № 3. – С. 693–712. – Режим доступа: <https://doi.org/10.17122/ogbus-2015-3-693-712>.
11. Первое асимптотическое приближение задачи о поле давления в неоднородной ортотропной пористой среде / А. И. Филиппов [и др.] // *Известия Уфимского научного центра РАН*. – 2016. – № 1. – С. 5–12.
12. Yeh H. D., Chang Y. C. Recent advances in modeling of well hydraulics // *Advances in Water Resources*. – 2013. – Vol. 51. – P. 27–51. DOI: 10.1016/j.advwatres.2012.03.006
13. Yang S. Y., Yeh H. D. A general semi-analytical solution for three types of well tests in confined aquifers with a partially penetrating well // *Terrestrial, Atmospheric and Oceanic Sciences*. – 2012. – Vol. 23, Issue 5. – P. 577–584. DOI: 10.3319/tao.2012.05.22.02(wmh)
14. Ши Д. Численные методы в задачах теплообмена / Пер. с англ. И. Е. Зино, В. Л. Грязнова; под ред. В. И. Полежаева. – М.: Мир, 1988. – 544 с.
15. Самарский А. А. Теория разностных схем: учеб. пособие. – М.: Наука, 1977. – 656 с.
16. Самарский А. А., Гулин А. В. Численные методы. – М.: Наука, 1989. – 432 с.
17. Араманович И. Г., Левин В. И. Уравнения математической физики: учеб. пособие для вузов. – М.: Наука, 1969. – 287 с.
18. Зенкевич О. Метод конечных элементов в технике / Пер. с англ.; под ред. Б. Е. Победря. – М.: Мир, 1975. – 541 с.
19. Михлин С. Г., Смолицкий Х. Л. Приближенные методы решения дифференциальных и интегральных уравнений. – М.: Наука, 1965. – 383 с.
20. Рихтмайер Р., Мортон К. Разностные методы решения краевых задач / Пер. со 2-го англ. изд. Б. М. Будака [и др.]; под ред. Б. М. Будака, А. Д. Горбунова – М.: Мир, 1972. – 418 с.

### References

1. Shchelkachev, V. N. (1961). Utochnenie vyvoda osnovnykh dinamicheskikh uravneniy teorii fil'tratsii. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz*, (2), pp. 87-93. (In Russian).
2. Muskat, M. (1946). *The flow of homogeneous fluids through porous media*. New York, P.imprenta, 763 p. (In English).
3. Morozov, P. E. (2017). Semi-Analytical Solution for Unsteady Fluid Flow to a Partially Penetrating Well. *Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta. Seriya Fiziko-Matematicheskie Nauki*, 159(3), pp. 340-353. (In Russian).
4. Kushtanova, G. G. (2008). Unsteady-state flow of liquid in the fractured-porous formation under the non-equilibrium law. *Higher educational institutions news. Neft' i gaz*, (5), pp. 25-30. (In Russian).
5. Zaboeva, M. I., & Kashirina, K. O. (2010). Steady-state influx of gas to the imperfect well in the homogeneous-anisotropic reservoir. *Higher educational institutions news. Neft' i gaz*, (1), pp. 30-34. (In Russian).
6. Filippov, A. I., Akhmetova, O. V., Kovalsky, A. A., & Gubaidullin, M. R. (2018). Fields of Filtration Rates in Layered Heterogeneous Beds. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 4(4), pp. 118-130. (In Russian). DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-4-118-130
7. Filippov, A. I., Gubaidullin, M. R., & Akhmetova, O. V. (2015). Pressure Field in the Process of Radial Filtration in a Nonuniform Orthotropic Stratum in the Asymptotic Approximation. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 88(6), pp. 1329-1340. (In English). DOI: 10.1007/s10891-015-1317-0
8. Filippov, A. I., Akhmetova, O. V., & Filippov, I. M. (2012). Filtration pressure field in an inhomogeneous bed in constant drainage. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 85(1), pp. 1-18. (In English). DOI: 10.1007/s10891-012-0615-z

9. Akhmetova, O. V., Filippov, A. I., & Filippov, I. M. (2012). Quasi-steady-state pressure fields in linear flow through a porous inhomogeneous anisotropic reservoir in the asymptotic approximation. *Fluid Dynamics*, 47(3), pp. 364-374. (In English). DOI: 10.1134/S0015462812030106
10. Filippov, A. I. Akhmetova, O. V., & Gubaidullin, M. R. (2015). Asymptotically averaging solving the problem of the pressure field in layered porous medium. *Oil and Gas Business*, (3), pp. 693-712. (In Russian). Available at: <https://doi.org/10.17122/ogbus-2015-3-693-712>
11. Filippov, A. I., Akhmetova, O. V., Kovalskiy, A. A., & Gubaydullin, M. R. (2016). First asymptotic approximation of the problem on orthotropic pressure field in heterogeneous porous media. *Proceedings of the RAS Ufa Scientific Centre*, (1), pp. 5-12. (In Russian).
12. Yeh, H. D., & Chang, Y. C. (2013). Recent advances in modeling of well hydraulics. *Advances in Water Resources*, 51, pp. 27-51. (In English). DOI: 10.1016/j.advwatres.2012.03.006
13. Yang, S. Y., & Yeh, H. D. (2012). A general semi-analytical solution for three types of well tests in confined aquifers with a partially penetrating well. *Terrestrial, Atmospheric and Oceanic Sciences*, 23(5), pp. 577-584. (In English). DOI: 10.3319/tao.2012.05.22.02(wmh)
14. Shih, T. M. (1984). *Numerical Heat Transfer*. New York, Hemisphere Publishing Corporation, 544 p. (In English).
15. Samarskiy, A. A. (1977). *Teoriya raznostnykh skhem*. Moscow, Nauka Publ., 656 p. (In Russian).
16. Samarsky, A. A., & Gulin, A. B. (1989). *Chislennyye metody*. Moscow, Nauka Publ, 432 p. (In Russian).
17. Aramanovich, I. G., & Levin, V. I. (1969). *Uravenniya matematicheskoy fiziki*. Moscow, Nauka Publ., 287 p. (In Russian).
18. Zienkiewicz, O. C. (1971). *The finite element method in engineering science*. London, McGraw-Hill, 521 p. (In English).
19. Mikhlin, S. G., & Smolitskiy, Kh. L. (1965). *Priblizhennyye metody resheniya differentsial'nykh i integral'nykh uravneniy*. Moscow, Nauka Publ., 383 p. (In Russian).
20. Richtmayer R. D., & Morton, K. W. (1967). *Difference methods for initial-value problems*. New York, Interscience Publishers, 405 p. (In English).

#### **Сведения об авторах**

**Филиппов Александр Иванович**, д. т. н., профессор кафедры общей и теоретической физики, Стерлитамакский филиал Башкирского государственного университета, г. Стерлитамак

**Ахметова Оксана Валентиновна**, д. ф.-м. н., заведующий кафедрой общей и теоретической физики, Стерлитамакский филиал Башкирского государственного университета, г. Стерлитамак

**Ковальский Алексей Алексеевич**, к. ф.-м. н., директор, Стерлитамакский филиал Башкирского государственного университета, г. Стерлитамак

**Губайдуллин Марат Радикович**, младший научный сотрудник, Стерлитамакский филиал Башкирского государственного университета, г. Стерлитамак, e-mail: [fir\\_bmf@mail.ru](mailto:fir_bmf@mail.ru)

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

**Alexander I. Filippov**, Doctor of Engineering, Professor at the Department of General and Theoretical Physics, Sterlitamak Branch of Bashkir State University, Sterlitamak

**Oksana V. Akhmetova**, Doctor of Physics and Mathematics, Head of the Department of General and Theoretical Physics, Sterlitamak Branch of Bashkir State University, Sterlitamak

**Aleksei A. Kovalsky**, Candidate of Physics and Mathematics, Director, Sterlitamak Branch of Bashkir State University, Sterlitamak

**Marat R. Gubaidullin**, Junior Researcher, Sterlitamak Branch of Bashkir State University, Sterlitamak, e-mail: [fir\\_bmf@mail.ru](mailto:fir_bmf@mail.ru)

## Анализ применения струйных аппаратов на месторождениях Западной Сибири

Г. А. Шлеин, В. Г. Кузнецов\*, А. Б. Баа, Е. Г. Гречин

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

\*e-mail: kuznetsovg@tyuiu.ru

**Аннотация.** В настоящее время постоянно расширяется применение струйных аппаратов в нефтегазовой промышленности. Причинами этого является наличие у струйных аппаратов ряда преимуществ, таких как простота их конструкции, высокая надежность и уникальные технические возможности при перекачке газожидкостных смесей, отсутствие подвижных механических деталей, малая критичность к содержанию механических примесей и вязкости добываемой жидкости.

Целью исследования является анализ применения струйных аппаратов при освоении скважин на месторождениях Западной Сибири.

**Ключевые слова:** струйный аппарат, газожидкостная смесь; насосно-компрессорные трубы; индикаторная диаграмма; кривая восстановления давления; гидродинамические исследования

## Analysis of the application of jet pumps in the field development in Western Siberia

Gennady A. Shlein, Vladimir G. Kuznetsov\*, Augustine Boateng Baah, Grechin E. G.

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

\*e-mail: kuznetsovg@tyuiu.ru

**Abstract.** Currently, the use of jet devices in the oil and gas industry is constantly expanding. The reason for this expansion in the oil and gas industry is the presence of a number of advantages. One of the advantages is the compactness of the working section. Other advantages of the jet pump are the simplicity of its design, high reliability and unique technical capabilities when pumping gas-liquid mixtures, the absence of moving mechanical parts, low criticality to the content of mechanical impurities and viscosity of the extracted liquid.

The aim of the study is to analyze the use of jet devices during well development in Western Siberia.

**Key words:** jet device; gas-liquid mixture; tubing; indicator diagram; pressure build-up curve; well testing

### Введение

В настоящее время постоянно расширяется применение струйных аппаратов в нефтегазовой промышленности [1], что обусловлено их простотой конструкции, компактностью, высокой надежностью и возможностью перекачки

вязких газожидкостных смесей, содержащих механические примеси [2]. В связи с этим применение струйных аппаратов становится перспективным способом освоения, исследования скважин и добычи нефти. Использование их функциональных возможностей позволяет исследовать и эксплуатировать сложные геологические объекты (пласты, насыщенные высоковязкими нефтями). В процессе работы струйного аппарата возможно создать любую технически возможную по величине и продолжительности управляемую депрессию, проводить запись кривых восстановления давления (КВД) с закрытием скважины на забое, осуществлять отбор глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов [3, 4]. При этом за счет эффективной очистки прискважинной зоны пласта (ПЗП) и проведения качественных гидродинамических исследований скважин (ГДИС) производители получают достоверную информацию о фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС) продуктивных пластов-коллекторов, а при этом еще и значительное сокращение трудозатрат [5]. Однако, несмотря на их широкое применение в различных отраслях промышленности, эти аппараты характеризуются сравнительно низким коэффициентом полезного действия, не превышающим значения 0,30 [6, 7].

### Объект и методы исследования

Объектом исследования являются нефтяные скважины месторождений Западной Сибири и струйные аппараты для их освоения. Методами исследования являются сбор, анализ и обработка промысловых данных.

Период развития теории струйных аппаратов насчитывает около двух сотен лет [8]. В 1859 году Ж. Б. Вентури изобрел устройство, представляющее собой трубу с сужающимся соплом (трубка Вентури), ставшее прообразом водоструйного насоса. Начальные основы теории струйных аппаратов были заложены еще в работах Г. Цейнера и М. Ренкина в 1860 году [9].

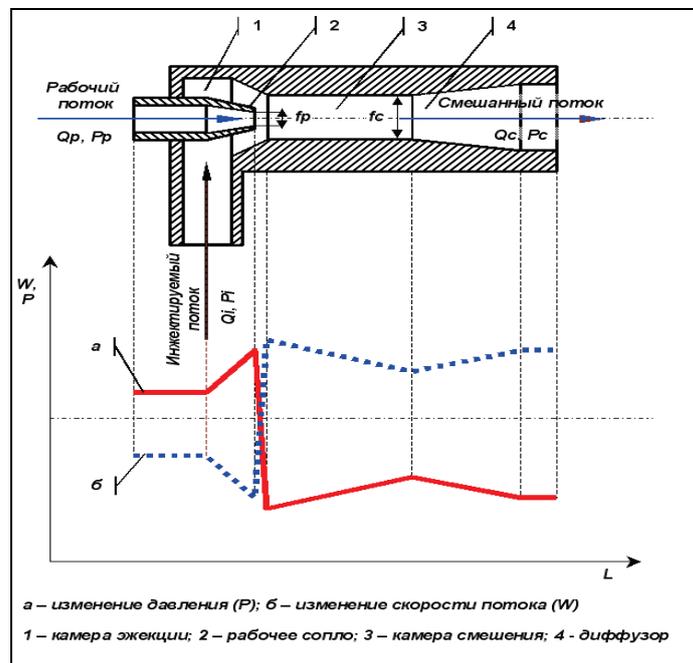


Рис. 1. Принципиальная схема работы струйного аппарата

Принцип работы струйных аппаратов заключается в следующем. Рабочая жидкость под высоким давлением подается в сопло и истекает с высокой скоростью до 300 м/с при третьем критическом режиме истечения [10]. При таких условиях в приемной камере аппарата создается область низкого давления, и добываемая жидкость через горловину поступает в камеру смешения и далее в диффузор [11]. На рисунке 1 приведена принципиальная схема работы струйного аппарата.

Струйные аппараты в промышленном масштабе начали применять в России и странах СНГ в первой половине 60-х гг., а в настоящее время их применяют на месторождениях Башкирии, Татарии, Коми, Западной и Восточной Сибири [12]. Освоение и исследование скважин с помощью струйных аппаратов производится как в разведочных, так и в добывающих скважинах. Доля использования струйных аппаратов в освоении скважин и нефтедобыче неуклонно возрастает. Одним из явных преимуществ струйных аппаратов перед другими методами освоения, исследования скважин является возможность осуществления ГДИС методами установившихся и неустойчивых отборов и восстановления давлений, с закрытием скважин на забое. Обработка полученных таким путем данных позволяет получить наиболее точные ФЕС продуктивных пластов [13].

### **Опыт применения струйных аппаратов в скважинах месторождений Западной Сибири**

Широкое применение на месторождениях Западной Сибири получили струйные аппараты следующих типов: УОС-1; УОС-1м; АНС-2; УЭОС-2; УГИП-1; УГИС-6; УГИС-7; УЭИП-1; УЭИП-3м; УСН-СН и т. д. [11]. Необходимо отметить, что указанные типы аппаратов подразделяются на стационарные и нестационарные с внутренними извлекаемыми вставками и используются в зависимости от требований и конкретных промысловых условий. Такое применение с учетом всей специфики месторождений позволяет осуществлять полноценные комплексы мероприятий по освоению, исследованию скважин, интенсификации притоков, оперативно управлять режимами добычи при эксплуатации скважин [14]. В результате при использовании струйных аппаратов в геолого-разведочном производстве имеются ощутимый прирост запасов углеводородов и существенная дополнительная добыча нефти при эксплуатации скважин [15].

Установки струйных аппаратов также хорошо зарекомендовали себя при эксплуатации отдаленных месторождений, где отсутствуют подъездные дороги, линии электропередач и возможности осуществления безкомпрессорного газлифта. В этом случае приводом силовых наземных насосов служат газовые двигатели, работающие на попутном газе, поступающем из эксплуатируемых скважин [16]. В настоящее время большой объем геолого-разведочных работ ведется на месторождениях, залежи продуктивных пластов которых имеют сложное геологическое строение, низкое нефтегазонасыщение и проницаемость и характеризуются как месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Также в эксплуатацию вводится все большее число рыхлых слабосцементированных коллекторов, насыщенных тяжелыми высоковязкими нефтями. Поэтому скважины, вскрывшие такие пласты-коллекторы, характеризуются низкими ФЕС и малодебитными притоками [17]. Многолетний опыт применения струйных аппаратов на нефтяных месторождениях топливно-энергетического комплекса России показывает, что для освоения и исследова-

ния низкодебитных непереливающих скважин наиболее эффективна технология с применением струйных аппаратов [18].

Рассмотрим в качестве примера эффективность применения струйных аппаратов на одном из нефтяных месторождений Широного Приобья (табл. 1).

Таблица 1

**Результаты освоения скважин струйными аппаратами на нефтяном месторождении Широного Приобья Западной Сибири**

Номер объекта	Интервал освоения, м	До интенсификации		После интенсификации		ОП после интенсификации
		Дебит, м <sup>3</sup> /с	Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут / кгс/см <sup>2</sup>	Дебит, м <sup>3</sup> /с	Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут / кгс/см <sup>2</sup>	
		Н <sub>дин</sub> , м		Н <sub>дин</sub> , м		До интенсификации
1	2 622–2 654	$\frac{1,9}{792,5}$	0,024	$\frac{2,24}{1203}$	0,019	0,79
2	2 694–2 704	$\frac{1,22}{798}$	0,015	$\frac{3,67}{1271,5}$	0,029	1,93
3	2 594–2 605	«сухо»	–	$\frac{9,0}{1538}$	0,059	+
4	2 633–2 648	$\frac{1,0}{1108}$	0,010	$\frac{2,89}{1348,5}$	0,021	2,10
5	2 664–2 679	$\frac{1,9}{1472,6}$	0,013	$\frac{0,63}{1214,6}$	0,005	0,38
6	2 596–2 640	$\frac{2,08}{1174}$	0,018	$\frac{13,5}{1287,5}$	0,105	5,83
7	2 722–2 711	$\frac{0,43}{1290}$	0,003	$\frac{6,7}{1102}$	0,061	20,33
8	2 790–2 813	«сухо»	–	$\frac{1,5}{1247,5}$	0,012	+
9	2 681–2 691	«сухо»	–	$\frac{8,4}{-}$	–	+
10	2 655–2 779 2 682–2 698	$\frac{3,5}{1144}$	0,031	$\frac{8,06}{1296}$	0,062	2,07
11	2 680–2 695	$\frac{1,4}{1581}$	0,009	$\frac{2,86}{1234}$	0,023	2,55
12	2 724–2 759 2 818–2 826	$\frac{0,45}{1058}$	0,0043	$\frac{2,2}{805}$	0,027	6,28

На данном месторождении более чем в двадцати скважинах провели освоение, исследование скважин и интенсификацию притоков из продуктивных пластов почти одной группы — АС<sub>10</sub>, АС<sub>11</sub>, АС<sub>12</sub> струйными аппаратами типов УОС-1, УОС-1м и УГИП-1 [19].

Анализ таблицы 1 показывает, что работы по освоению, исследованию скважин и интенсификации притоков с помощью струйных аппаратов на указанном месторождении осуществлялись в низкодебитных объектах (пластах) с очень низкой продуктивностью, изменяющейся в диапазоне от 0,003 до 0,031 м<sup>3</sup>/сут\*кгс/см<sup>2</sup> и проницаемостью от 0,78 до 28,3 мД. При этом даже в таких условиях в 3-м и 9-м объектах получены промышленные притоки нефти на динамических уровнях жидкости в скважинах с коэффициентом продуктивности и дебитом по нефти, соответственно, 0,059 м<sup>3</sup>/сут\*кгс/см<sup>2</sup> и 8,40 м<sup>3</sup>/сут. В то же время при первичном освоении этих пластов (до работ по интенсификации притоков с помощью струйных аппаратов) притоки нефти из 3-го, 8-го и 9-го объектов не были получены («сухие»). По причине очень низких ФЕС пластов промышленные притоки нефти из 1-го и 5-го объектов получить после интенсификации не удалось. На рисунке 2 представлена диаграмма, характеризующая улучшение ФЕС ПЗП пластов в скважинах нефтяного месторождения Широкого Приобья Западной Сибири, до и после интенсификации притоков струйными аппаратами.

Из анализа рисунка 2 следует, что применение струйных аппаратов дает более высокие результаты очистки ПЗП от загрязнения и улучшает ФЕС.

На рисунке 3 представлена схема компоновки забойного скважинного оборудования, используемого при освоении скважин струйными аппаратами, а на рисунке 4 — схема обвязки наземного оборудования.

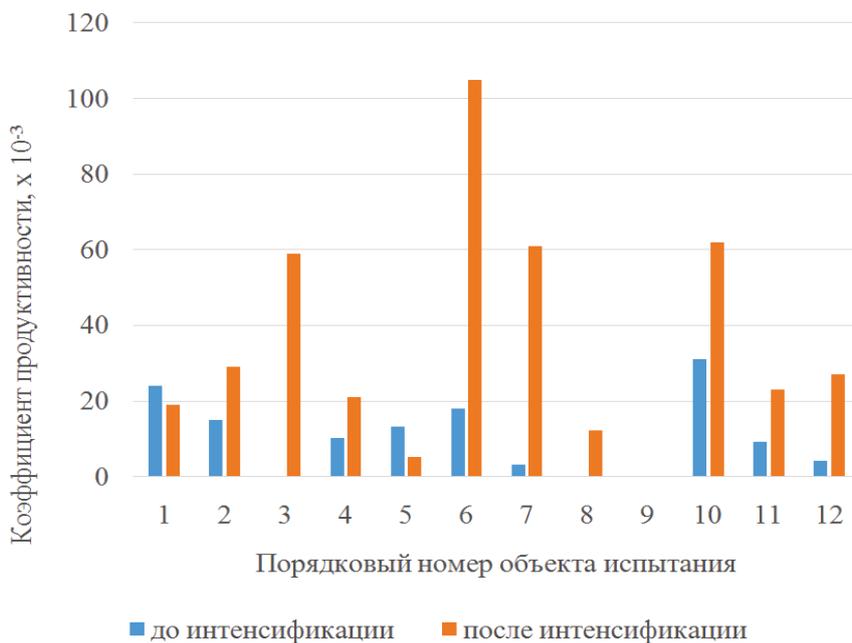


Рис. 2. Диаграмма изменения коэффициента продуктивности пластов до и после работ по интенсификации притоков жидкости в скважинах

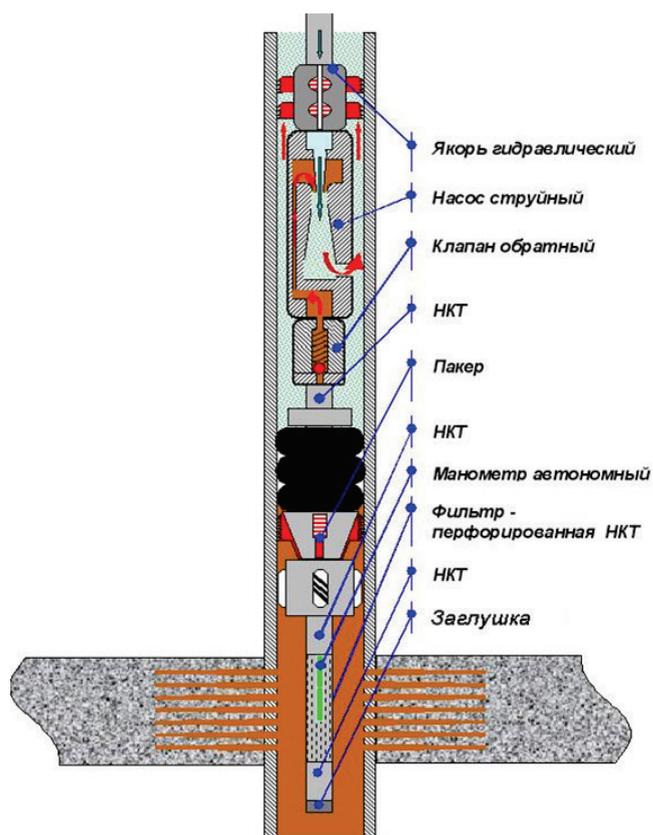


Рис. 3. Схема компоновки подземного скважинного оборудования при освоении скважин нефтяного месторождения Широтного Приобья с помощью струйного аппарата

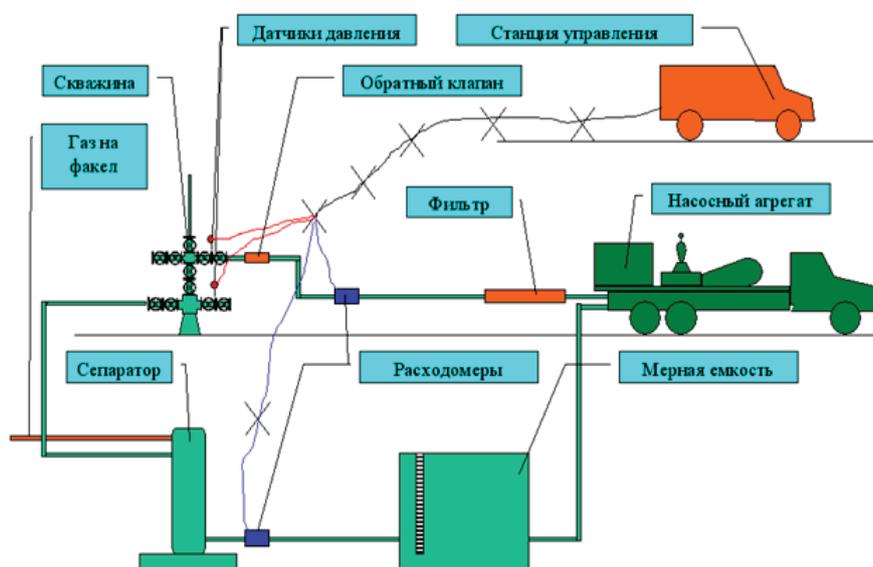


Рис. 4. Схема обвязки наземного оборудования при освоении скважин нефтяного месторождения Широтного Приобья с помощью струйного аппарата

В дальнейшем работы на данных скважинах проводились в следующем порядке [20]:

- дренирование пластов циклами кратковременных переменных депрессий с целью очистки прискважинных зон от загрязняющих материалов (всего 30–40 циклов, каждый продолжительностью 10–15 минут);
- проведение гидродинамических исследований методами установившихся отборов на 3–4 режимах фильтрации. Рекомендуемые рабочие давления — 7,5; 10,0; 15,0; 20,0 МПа, время работы на режиме 1–2 часа;
- проведение исследований методом восстановления давления (КВД) при наличии обратного клапана в компоновке инструментов путем остановки работы гидравлического насоса на 1–2 часа.

В результате исследований скважин глубинными манометрами были записаны диаграммы изменения забойных давлений на режимах откачек и КВД (рис. 5) [3, 4].

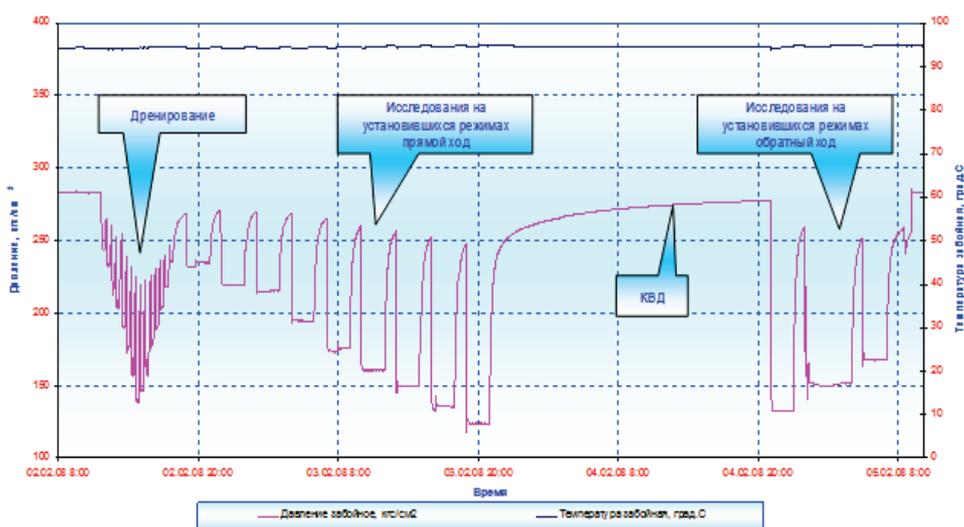


Рис. 5. Динамограмма изменения забойных скважинных параметров при освоении скважин нефтяного месторождения Широтного Приобья

ФЕС пластов определялись по результатам обработки КВД дифференциальным методом И. А. Чарного — И. Д. Умрихина или методом Хорнера [21].

Соответственно, чтобы оценивать эффективность применения струйных насосов на данном месторождении в качестве средства интенсификации притоков, коэффициенты продуктивности скважин до и после каждого его использования на каждом объекте работ определяли по данным снижения уровня жидкостей в скважинах азотно-компрессорным способом.

В таблице 2 представлены данные по пластам и соответствующим им коэффициентам проницаемостей, определенным в результате обработки КВД при работах на скважинах данного месторождения по освоению, исследованию и интенсификации притоков с помощью струйного аппарата [22–24].

Коэффициенты проницаемости пластов

п/п	Пласт	Интервал освоения, м	Коэффициент проницаемости, мД
1	$AC_{12}^{1-2}$	2 622–2 654	2,79
2	$AC_{12}^{1-2}$	2 694–2 704	7,25
3	$AC_{11}^{2-4}$	2 594–2 605	0,78
4	$AC_{12}^{2-3}$	2 633–2 648	17,8
5	$AC_{12}^{1-2}$	2 664–2 679	5,8
6	$AC_{12}^0$	2 596–2 640	11,5
7	$AC_{12}^{1-2}$	2 722–2 711; 2 728–2 734	–
8	$AC_{12}$	2 790–2 813;	–
	$AC_{12}^3$	2 761–2 772	
9	$AC_{12}$	2 681–2 691; 2 775–2 735	–
10	$AC_{12}^{1-2}$	2 655–2 779; 2 682–2 698	7,5
11	$AC_{12}$	2 680–2 695	–
12	$AC_{12}^{1-2}$	2 724–2 759; 2 818–2 826	28,3

### Обсуждение

Как видно из данных таблиц 1 и 2, работы по интенсификации притоков с помощью струйного аппарата проводились в пластах группы  $AC$ , характеризующихся низкой проницаемостью  $k_{пр} = 0,80–30$  мД, что согласно классификации А. А. Ханина соответствует горным породам, не обладающим коллекторскими свойствами [25]. Тем не менее в 3 скважинах при первичном освоении притока нефти из пластов не получено. В дальнейшем в указанных выше скважинах после проведения работ по интенсификации притоков с помощью струйного насоса получены промышленные притоки нефти. Продуктивность скважин и ФЕС пластов на указанном нефтяном месторождении после проведения работ по освоению, исследованию и интенсификации притоков с помощью струйных насосов в среднем увеличились в 4,7 раза.

### Выводы

- Применение струйных аппаратов для освоения, исследования скважин и интенсификации притоков на указанном месторождении показало высокую эффективность увеличения ФЕС продуктивных пластов по сравнению с обычными традиционными методами вызова притока, освоения и исследования скважин.
- Эффективная очистка ПЗП от загрязнения методом переменных кратковременных циклических депрессий с помощью струйных насосов позволила получить промышленные притоки нефти из пластов с очень низкими коллекторскими свойствами.

- Рациональное использование данной технологии в комплексе с физико-химическими методами воздействия на низкопроницаемые пласты в перспективе даст возможность достижения более высокой экономической эффективности на других нефтяных месторождениях.

#### **Библиографический список**

1. Струйные насосы для перекачки многофазных сред / Ю. А. Сазонов [и др.] // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2012. – № 4. – С. 35.
2. Булатов А. И., Савенок О. В., Яремийчук Р. С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин: моногр. – Краснодар: Издательский Дом-Юг, 2016. – 576 с.
3. Matthews C. S., Russell D. G. Pressure Buildup and Flow Tests in Wells. – New York–Dallas: Society of Petroleum Engineers of AIME, 1967. – 165.
4. Van Poolen H. K. Status of Drill-Stem Testing Techniques and Analysis // Journal of petroleum technology. – 1961 (April). – P. 333–339.
5. Освоение и исследование нефтяных скважин струйными аппаратами: моногр. / Г. А. Шлеин [др.]; под ред. С. И. Грачева. – Тюмень: Вектор Бук, 2011. – 192 с.
6. Соколов Е. Я., Зингер Н. М. Струйные аппараты. – 3-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 352 с.
7. Дроздов А. Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях: учеб. пособие. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 309 с.
8. Лямаев Б. Ф. Гидроструйные насосы и установки. – Л.: Машиностроение, Ленинградское отделение, 1988. – 256 с.
9. Подвидз Л. Г., Кириловский Ю. Л. Расчет струйных насосов и установок // Труды ВИГМ. – 1968. – Вып. 38. – С. 44–97.
10. Яремийчук Р. С., Качмар Ю. Д. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин. – Львов, 1982. – 214 с.
11. Теория и практика строительства боковых стволов в нефтяных скважинах: освоение и исследование струйными аппаратами / И. И. Клещенко [и др.]. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 352 с.
12. Технология повышения продуктивности скважин с помощью струйных аппаратов: НТС / Р. С. Яремийчук [и др.] // Сер. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ, 1992. – 328 с.
13. Разработка нефтяных и газовых месторождений / А. К. Ягафаров [и др.]. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 396 с.
14. Пути повышения эффективности использования скважин не месторождениях Западной Сибири: труды ЗапСибНИГНИ. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1985. – Вып. 66. – 343 с.
15. Шлеин Г. А. Совершенствование и разработка новых технологий освоения нефтяных скважин с помощью струйных аппаратов на месторождениях Западной Сибири: Автореф. дис. канд. техн. наук. – Тюмень, 2008. – 22 с.
16. Федорцов В. К., Ягафаров А. К., Клевцур А. П. Практические указания по испытанию поисковых и разведочных скважин на нефть и газ: моногр. Часть 2. Освоение скважин, интенсификация притоков из поровых коллекторов. – Тюмень: Главтюменьгеология; ЗапСибБурНИПИ, 1988. – 365 с.
17. Шлеин Г. А. Испытание и исследование слабосцементированных пластов, насыщенных высоковязкими нефтями на Русском месторождении (Ямало-Ненецкий автономный округ) // Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа: III Всеросс. науч.-практ. конф. (20–24 сент. 2004 г.). – Томск, 2004. – С. 189–193.
18. Шлеин Г. А., Газимов Р. Р., Ирипханов Р. Д. Применение вибрационно-циклических методов интенсификации притоков и восстановления приемистости при освоении скважин // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 9. – С. 76–79.
19. Ягафаров А. К., Курамшин Р. М., Демичев С. С. Интенсификация притоков нефти из скважин на месторождениях Западной Сибири. – Тюмень: Слово, 2000. – 223 с.
20. Шлеин Г. А. Перспективы применения струйных насосов при комплексном воздействии на призабойные зоны пластов в разведочных скважинах Западной Сибири // Современные технологии и технические средства, повышающие технико-экономические показатели строительства нефтегазовых скважин: тез. докл. науч.-практ. конф. молодых ученых

и специалистов / «Главтюменьгеология», НТО «Горное», ЗапСибБурНИПИ. – Тюмень, 1986. – С. 56–58.

21. Бузинов С. Н., Умрихин И. Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. – М.: Недра. – 1984. – 269 с.

22. McAlister J. A., Nutter B. P., Lebourg M. A New System of Tools for Better Control and Interpretation of Drill-Stem Tests // Journal of petroleum technology. – 1965. – Vol. 17, Issue 02. – P. 207–214. DOI: 10.2118/965-PA

23. Edwards A. G., Winn R. H. A Summary of Modern Tools and Techniques Used in Drill Stem Testing. – Duncan, Oklahoma: Halliburton Services, 1973.

24. Testers J. Review of Basic Formation Evaluation. – Houston, Texas: Johnston Schlumberger, 1974. – 29 p.

25. Ханин А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М.: Недра, 1969. – 368 с.

### References

1. Sazonov, Yu A., Kazakova, E. S., Dimaev, T. N., & Myasishchev, A. A. (2012). Struynye nasosy dlya perekachki mnogofaznykh sred. Upravlenie kachestvom v neftegazovom komplekse, (4), pp. 35. (In Russian).

2. Bulatov, A. I., Savenok, O. V., & Yaremiychuk, R. S. (2016). Nauchnye osnovy i praktika osvoeniya neftyanykh i gazovykh skvazhin. Krasnodar, Publishing House - South, 576 p. (In Russian).

3. Matthews, C. S., & Russell, D. G. (1967). Pressure Buildup and Flow Tests in Wells. New York-Dallas, Society of Petroleum Engineers of AIME, 165 p. (In English).

4. Van Poolen, H. K. (1961). Status of Drill-Stem Testing Techniques and Analysis. Journal of petroleum technology. April 1961 Issue, pp. 333-339. (In English).

5. Shlein G. A., Yagafarov, A. K., Fedortsov, V. K., & Kleshchenko, I. I. (2011). Osvoenie i issledovanie neftyanykh skvazhin struynymi apparatami. Tyumen, Vektor Buk Publ., 192 p. (In Russian).

6. Sokolov, E. Ya., & Zinger, N. M. (1989). Struynye apparaty. 3<sup>rd</sup> edition, revised. Moscow, Energoatomizdat Publ., 352 p. (In Russian).

7. Drozdov, A. N. (2008). The Technology and technique of oil production by submersible pumps in the complicated conditions. Moscow, MAKS Press Publ., 309 p. (In Russian).

8. Lyamaev, B. F. (1988). Hidrostruynye nasosy i ustanovki. Leningrad, Mashinostroenie Publ., Leningradskoe otdelenie, 256 p. (In Russian).

9. Podvidz, L. G., & Kirilovski, Yu. L. (1968). Raschet struynykh nasosov i ustanovok. Trudy VIGM, (38), pp. 44-97. (In Russian).

10. Yaremiychuk, R. S., & Kachmar, Yu. D. (1982). Vskrytie produktivnykh gorizontov i osvoenie skvazhin. Lviv, 214 p. (In Russian).

11. Kleshchenko, I. I., Shenberger, V. M., Shlein, G. A., Yagafarov, A. K., Leontiev, D. S., & Popova, Zh. S. (2015). Teoriya i praktika stroitel'stva bokovykh stvolov v neftyanykh skvazhinakh: osvoenie i issledovanie struynymi apparatami. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 352 p. (In Russian).

12. Yaremiychuk, R. S., Voznyy, V. R., Kifor, B. M., & Lotovskiy, V. N. (1992). Tekhnologiya povysheniya produktivnosti skvazhin s pomoshch'yu struynykh apparatov: NTS. Ser. Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more. Moscow, VNIIOENG Publ., 328 p. (In Russian).

13. Yagafarov, A. K., Kleshchenko, I. I., Zozulya, G. P., Zeygman, Yu. V., Rogachev, M. K., & Shlein, G. A. (2010). Razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 396 p. (In Russian).

14. Puti povysheniya effektivnosti ispol'zovaniya skvazhin na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri: trudy ZapSibNIGNI. (1985). Vypusk. 66. Tyumen, ZapSibNIGNI Publ., 343 p. (In Russian).

15. Shlein, G. A. (2008). Sovershenstvovanie i razrabotka novykh tekhnologiy osvoeniya neftyanykh skvazhin s pomoshch'yu struynykh apparatov na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri. Avtoref. diss. kand. tekhn. nauk. Tyumen, 22 p. (In Russian).

16. Fedortsov, V. K., Yagafarov, A. K., & Klevtsur, A. P. (1988). Prakticheskie ukazaniya po ispytaniyu poiskovykh i razvedochnykh skvazhin na nef' i gaz. CHast' 2. Osvoenie skvazhin, intensivatsiya pritokov iz porovykh kollektorov. Tyumen, Glavtyumen'geologiya; ZapSibBurNIPI Publ., 365 p. (In Russian).

17. Shlein, G. A. (2004). Ispytanie i issledovanie slabostsementirovannykh plastov, nasyshchennykh vysokovyazkimi neftyami na Russkom mestorozhdenii (Yamalo-Nenetskiy avtonomnyy okrug). Dobycha, podgotovka, transport nefi i gaza: III Vserossiyskaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya (September 20-24, 2004). Tomsk, pp. 189-193. (In Russian).
18. Shlein, G. A., Gazimov, R. R., & Iripkhanov, R. D. (2000). Primenenie vibratsionno-tsiklicheskiykh metodov intensivatsii pritokov i vosstanovleniya priemistosti pri osvoenii skvazhin. Oil Industry, (9), pp. 76-79. (In Russian).
19. Yagafarov, A. K., Kuramshin, R. M., & Demichev, S. S. (2000). Intensifikatsiya pritokov nefi iz skvazhin na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri. Tyumen, Slovo Publ., 223 p. (In Russian).
20. Shlein, G. A. (1986). Perspektivy primeneniya struynykh nasosov pri kompleksnom vozdeystvii na prizaboynye zony plastov v razvedochnykh skvazhinakh Zapadnoy Sibiri. Sovremennyye tekhnologii i tekhnicheskie sredstva, povyshayushchie tekhniko-ekonomicheskie pokazateli stroitel'stva neftegazovykh skvazhin: tezisy dokladov nauchno-prakticheskoy konferentsii molodykh uchenykh i spetsialistov. "Glavyumen'geologiya", NTO "Gormoe", ZapSibBurNPI. Tyumen, pp. 56-58. (In Russian).
21. Buzinov, S. N., & Umrikhin, I. D. (1984). Gidrodinamicheskie metody issledovaniya skvazhin i plastov. Moscow, Nedra Publ., 269 p. (In Russian).
22. McAlister, J. A., Nutter, B. P., & Lebourg, M. (1965). A New System of Tools for Better Control and Interpretation of Drill-Stem Tests. Journal of petroleum technology, 17(2), pp. 207-214. (In English). DOI: 10.2118/965-PA
23. Edwards, A. G., & Winn, R. H. (1973). A Summary of Modern Tools and Techniques Used in Drill Stem Testing. Duncan, Oklahoma, Halliburton Services. (In English).
24. Testers, J. (1974). Review of Basic Formation Evaluation. Houston, Texas, Johnston Schlumberger, 29 p. (In English).
25. Khanin, A. A. (1969). Porody-kollektory nefi i gaza i ikh izuchenie. Moscow, Nedra Publ., 368 p.

#### **Сведения об авторах**

**Шлеин Геннадий Андреевич**, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Кузнецов Владимир Григорьевич**, д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: kuznetsovvg@tyuiu.ru

**Баа Огустин Боатенг**, студент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Гречин Евгений Глебович**, д. т. н., профессор кафедры прикладной механики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

#### **Information about authors**

**Gennady A. Shlein**, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

**Vladimir G. Kuznetsov**, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: kuznetsovvg@tyuiu.ru

**Augustine Boateng Baah**, Student, Industrial University of Tyumen

**Evgeny G. Grechin**, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Applied Mechanics, Industrial University of Tyumen

DOI: 10.31660/0445-0108-2020-1-106-113

УДК 621.91.01

**Пластическая прочность режущих частей инструментов из СТМ  
при точении жаропрочных сплавов**

**В. А. Белозёров\*, Ю. А. Темпель**

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия*

*\*e-mail: belozerov48@mail.ru*

*Аннотация.* Рассматривается моделирование физико-химического процесса ползучести, определяющего пластическую прочность режущих частей при вершинах инструментов из СТМ. Процесс ползучести связан с явлениями диффузии и диффузионным износом инструмента из СТМ в зоне квази-хрупкого перехода (то есть температурного перехода инструментальных СТМ от хрупкого к пластическому состоянию при высоких температурах резания) при тонком точении жаропрочных сплавов и сталей. Точение жаропрочных сплавов при высоких температурах резания, соответствующих квазихрупкому переходу, позволяет проводить процесс обработки на сверхвысоких скоростях резания, что расширяет области применения инструментов из СТМ. Создана математическая модель изнашивания и разрушения режущей части при вершине инструмента и СТМ вследствие явлений диффузии в процессе тонкого точения жаропрочного сплава.

*Ключевые слова:* точение; жаропрочные сплавы; диффузионный износ; пластическая прочность; инструменты из СТМ

**Plastic strength of cutting parts of tools from STM when there is turning  
heat-resistant alloys**

**Vladimir A. Belozerov\*, Yulia A. Tempel**

*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*

*\*e-mail: belozerov48@mail.ru*

*Abstract.* The article is devoted to the modeling of physical and chemical creep process, which determines the plastic strength of cutting parts at the vertices of the tools from STM. The creep process is associated with the phenomena of diffusion and diffusion wear of the tool from STM in the zone of quasi-brittle transition (that is, the temperature transition of tool STM from brittle to plastic state at high cutting temperatures) with thin turning of heat-resistant alloys and steels. Turning of

heat-resistant alloys at high cutting temperatures, corresponding to the quasi-brittle transition, allows the machining process at ultra-high cutting speeds, which expands the application of tools from STM. We have created mathematical model of wear and destruction of the cutting part at the top of the tool and STM due to diffusion phenomena in the process of thin turning of a heat-resistant alloy.

*Key words:* turning; heat-resistant alloys; diffusion wear; plastic strength; tools from STM

### **Введение**

Режущий инструмент может выйти из строя вследствие выкрашивания, скалывания режущей кромки или потери его первоначальной формы в результате деформации. В первом случае происходит хрупкое разрушение режущей кромки при вершине инструмента, а во втором — вязкое разрушение (при пластической деформации).

Какому виду разрушения будет подвержена режущая кромка инструмента при резании, зависит от физико-механических и химических свойств инструментального материала и способа нагружения режущего инструмента [1].

Сверхскоростное точение жаропрочных сплавов на никелевой основе инструментами из синтетических сверхтвердых материалов (СТМ) почти не изучено, тогда как при сверхскоростном точении образуется не сливная стружка, а циклическая стружка с высокой неоднородностью деформации.

### **Объект и методы исследования**

Интенсифицированные параметры режима резания при тонком точении жаропрочных сплавов резцами из СТМ создают напряженно-деформированное и тепловое состояние режущей части инструмента при вершине, близкое к состоянию квазихрупкого перехода, то есть перехода от хрупкого разрушения инструментального материала к пластическому разрушению (пластическому течению) в процессе резания. Пластическое разрушение инструментального сверхтвердого материала связано с диффузионным износом режущей части при вершине инструмента из СТМ [2].

Экспериментальные исследования пластического разрушения проводились нами для режущей части инструмента из гексанига-Р при тонком точении жаропрочных сплавов.

Моделирование физико-химического процесса ползучести для создания условий пластического разрушения режущей части инструмента из СТМ при вершине осуществлялось нами при тонком точении жаропрочного сплава ХН62МВКЮ-ВД, HRC 37–39 на предельных режимах резания  $V = 1,67$  м/с ( $n = 2\ 000$  мин<sup>-1</sup>),  $S = 0,15$  мм/об,  $t = 0,6–1$  мм, когда наблюдается сравнительно яркое свечение вершины резца. Обработка осуществлялась на универсальном токарно-винторезном станке модели 1И611П повышенной точности. Измерение температур резания и температур пластического разрушения режущей части инструмента из СТМ производилось контактным методом с применением искусственных хромель-алюмелевых термопар [3].

При исследовании процесса ползучести режущих частей при вершинах инструментов из СТМ в процессе тонкого точения жаропрочных сплавов мы опирались на работы Б. С. Бокштейна [4], Г. С. Креймера [5], В. С. Кушнера [6, 7], Т. Н. Лоладзе [2] и других авторов.

Экспериментальным исследованиям взаимодействия труднообрабатываемых сталей и сплавов с режущими частями при вершинах инструментов в процессе точения с высокими температурами резания посвящены также работы Р. Ю. Некрасова, У. С. Путиловой [8–11] и других авторов.

При использовании инструментов из СТМ на основе КНБ наблюдаются случаи их аномально высокого износа независимо от механических свойств обрабатываемых сталей и сплавов. При точении жаропрочных сплавов стойкость резцов ниже, чем при обработке закаленных до такой же твердости конструкционных сталей. В этом случае интенсивный износ инструмента из КНБ обусловлен спецификой его взаимодействия с некоторыми элементами сплавов. При высоких температурах в зоне контакта инструмента из СТМ и обрабатываемого материала происходит диффузионное взаимодействие, которое интенсифицируется при наличии в химическом составе обрабатываемого материала большого количества хрома. Проведенное исследование позволило сделать вывод, что КНБ и никель, который в больших количествах входит в химический состав жаропрочных материалов, взаимодействуют в среде водорода при температуре 1 373–1 473 К в твердой фазе с образованием боридов никеля NiB, Ni<sub>3</sub>B. При температуре 1 573–1 673 К и содержании BN сф 60 моль % в результате взаимодействия появляется жидкая фаза, которая не смачивает зерна КНБ и «выпотевает» из образцов в виде «капель». С повышением температуры отжига образцов одинакового состава содержание КНБ и никеля уменьшается, а количество боридов никеля увеличивается [12].

Температура, при которой начинается реакция нитрида бора с компонентами жаропрочных сплавов, определяет величину стойкости инструмента из КНБ. При наличии в сплаве компонентов (хрома и никеля) и температуре в зоне резания, достаточной для химической реакции между ними и нитридом бора, стойкость инструмента резко падает.

Таким образом, необходимо дальнейшее изучение механизмов разрушения и изнашивания режущих частей инструментов из СТМ при высоких температурах резания в процессе диффузионного износа для обеспечения эффективных методов повышения работоспособности и пластической прочности этих инструментов.

### **Результаты**

Экспериментально установлено, что при температуре 1 273–1 373 К начинается взаимодействие КН-ВН с хромом, который в значительном количестве входит в химический состав жаропрочных материалов. Эта температура является температурой начала диффузионного взаимодействия обрабатываемого и инструментального материала (жаропрочного сплава и СТМ). Температура  $\theta^{\circ} = 1\ 373\text{ К}$  является температурой перехода СТМ (разных марок) от хрупкого к пластическому (вязкому) состоянию, то есть это температура квазихрупкого перехода для инструментальных СТМ в процессе тонкого точения жаропрочных сплавов и сталей, в химический состав которых входит хром.

Далее необходимо провести анализ изменений средних контактных напряжений и коэффициентов трения на передней  $q_N$ ,  $q_F$ ,  $\mu$  и задней  $q_{N1}$ ,  $q_{F1}$ ,  $\mu_1$  поверхностях резцов из СТМ при тонком точении жаропрочных сплавов от температуры в процессе диффузионного изнашивания, необходимо окончательно определиться с диапазоном температур пластического течения (процесса ползучести) при диффузионном износе режущих частей инструментов из СТМ и других инструментальных материалов.

Анализ температурных зависимостей средних контактных напряжений  $qN$ ,  $qF$  и коэффициента трения  $\mu$  на передней поверхности в зоне контакта инструмента из гексанита-Р в процессе точения сплава ХН62МВКЮ-ВД, HRC 38 при диффузионном износе ( $t \geq 1$  мм;  $S = 0,15$  мм/об;  $v = 1,67$  м/с;  $-n = 2\ 000$  мин<sup>-1</sup>) показывает, что при увеличении температуры диффузионного износа от 1 373 до 18 730 К наиболее резко уменьшаются средние касательные контактные напряжения  $qF$  в 2,26 раза, а средние нормальные контактные напряжения  $qN$  уменьшаются в 2,04 раза. При этом изменение температуры диффузионного износа почти не влечет за собой изменение коэффициента трения на передней поверхности резца из гексанита-Р, который уменьшается от 0,395 до 0,382, то есть в 1,035 раза. Это связано явлениями пластического течения (ползучести) инструментального материала — гексанит-Р.

Зависимости от изменения температуры средних контактных напряжений  $qN_1$ ,  $qF_1$  и коэффициента трения  $\mu_1$  на задней поверхности инструмента из гексанита-Р в процессе точения сплава ХН62МВКЮ-ВД, HRC 38 при диффузионном износе позволяют сделать вывод о том, что при увеличении температуры диффузионного износа от 1 373 до 1 873 К средние нормальные контактные напряжения  $qN_1$  плавно уменьшаются от 1 000 до 730 МПа, то есть в 1,37 раза, а средние касательные контактные напряжения  $qF_1$  также плавно уменьшаются от 330 до 235 МПа, то есть в 1,435 раза. Плавное уменьшение средних контактных напряжений  $qN_1$ ,  $qF_1$  приводит к тому, что средний коэффициент трения  $\mu_1$  на задней поверхности инструмента из гексанита-Р при диффузионном износе остается почти постоянным, уменьшаясь (при увеличении температур от 1 373 до 1 873 К) от 0,33 до 0,322, то есть в 1,025 раза.

Представляет интерес сравнение величин коэффициентов трения на передней и задней поверхностях инструмента из гексанита-Р при хрупком состоянии инструментального материала и вязком состоянии (процессе ползучести при диффузионном износе). Значения коэффициентов трения на передней  $\mu = 0,67-0,6$  и задней  $\mu_1 = 0,61-0,39$  поверхностях инструмента из гексанита-Р при тонком точении сплава ХН62МВКЮ-ВД, HRC38 ( $t = 0,05$  мм;  $S = 0,02-0,15$  мм/об;  $V = 0,33-1,67$  м/с) получены нами при хрупком состоянии инструментального материала. Значения коэффициентов трения на передней  $\mu = 0,395-0,382$  и задней  $\mu_1 = 0,33-0,322$  поверхностях инструмента из гексанита-Р при диффузионном износе режущей части в процессе точения сплава ХН62МВКЮ-ВД, HRC38 проанализированы при вязком состоянии инструментального материала. Сравнение коэффициентов трения  $\mu$  на передней поверхности инструмента из гексанита-Р показывает, что при диффузионном износе коэффициент трения  $\mu$  уменьшается в 1,7–1,58 раза по сравнению с абразивно-механическим износом в зоне хрупкого состояния инструментального материала. Аналогично, сравнение коэффициентов трения  $\mu_1$  на задней поверхности инструмента из гексанита-Р позволяет сделать вывод, что при диффузионном износе коэффициент трения  $\mu_1$  уменьшается в 1,85–1,21 раза по сравнению с коэффициентом трения  $\mu_1$  в зоне хрупкого состояния режущей части инструмента из гексанита-Р.

В целом пластическое течение (ползучесть) при диффузионном износе приводит к стабилизации процессов трения на передней и задней поверхностях инструмента из гексанита-Р при точении жаропрочных сплавов, так как коэффициенты трения на передней и задней поверхностях становятся практически постоянными при увеличении температуры диффузионного износа.

В процессе диффузионного износа режущей части инструмента из гексани-та-Р наиболее резко уменьшаются средние контактные напряжения на передней поверхности  $qF$  в 2,26 раза,  $qN$  — в 2,04 раза.

Разработка математической модели разрушения и изнашивания инструмента из СТМ при диффузионном износе в процессе тонкого точения жаропрочного сплава предопределяет использование математических методов планирования экспериментов, применение которых обосновывает способы воздействия на исследуемый объект (то есть процесс разрушения и изнашивания инструмента из СТМ при диффузионном износе) и факторы этого воздействия (то есть контактные характеристики тонкого точения жаропрочного сплава при диффузионном износе режущей части инструмента из СТМ) [13, 14]. В то же время физическое моделирование ограничено в применении [15, 16].

Математическая модель описывает только наиболее характерные явления [17, 18]. Различают модели детерминистские и статистические.

В целом необходимо стремиться к тому, чтобы математическая модель отражала контактные процессы при резании и процесс разрушения режущей части инструмента в динамике (в развитии) протекания этих процессов.

Построение модели производится с использованием математических методов планирования эксперимента.

В число управляемых независимых переменных факторов не может быть включен параметр  $qF$ , так как, как показали исследования, при диффузионном износе  $qF$  изменяются от 310 до 137 МПа, являются меньше по величине значений  $qN$  в 2,53–2,62 раза и меньше значений  $qN_1$  в 3,32–5,34 раза. В число управляемых независимых переменных факторов не могут быть включены параметры  $\mu$  и  $\mu_1$ , так как эти факторы зависят, соответственно, от  $qN$ ,  $qF$  и  $qN_1$ ,  $qF_1$ .

В результате ранжирования факторов при построении регрессионной математической модели разрушения и изнашивания вследствие явлений диффузии режущей части инструмента из СТМ с достаточной степенью приближения принимаются следующие управляемые переменные контактные характеристики процесса резания, именуемые в дальнейшем факторами:

- 1) средние нормальные контактные напряжения на передней поверхности инструмента —  $qN$ , МПа;
- 2) средняя температура в зоне резания при диффузионном износе режущей части инструмента —  $\theta^\circ$ , К;
- 3) средние нормальные контактные напряжения на задней поверхности инструмента —  $qN_1$ , МПа;
- 4) средние касательные контактные напряжения на задней поверхности инструмента —  $qF_1$ , МПа.

Остальные контактные характеристики процесса ползучести при диффузионном износе режущей части инструмента из СТМ —  $qF$ ,  $\mu$ ,  $\mu_1$ , не отнесенные к числу переменных независимых факторов при построении математической модели, могут быть легко определены по известным зависимостям для конкретных условий по известным параметрам  $qN$ ,  $\theta^\circ$ ,  $qN_1$ ,  $qF_1$ .

Уравнение регрессии для полученной математической модели имеет вид

$$\begin{aligned} W_0 = & 3,142 \cdot qN - 3,573 \cdot \theta^\circ + 5,823 \cdot qN_1 + 8,623 \cdot qF_1 - 0,0043 \cdot qN \cdot \theta^\circ - \\ & - 0,105 \cdot qN \cdot qN_1 - 0,0166 \cdot qN \cdot qF_1 + 0,047 \cdot qF_1 \cdot \theta^\circ + 0,043 \cdot qN_1 \cdot \theta^\circ + \\ & + 0,0398 \cdot qN_1 \cdot qF_1 - 0,000010 \cdot qN \cdot qN_1 \cdot \theta^\circ + 0,000271 \cdot qN \cdot qN_1 \cdot qF_1 - \\ & - 0,000183 \cdot qN_1 \cdot qF_1 \cdot \theta^\circ - 3,125. \end{aligned} \quad (1)$$

Полученная математическая модель всесторонне показывает область определения итоговой характеристики процесса (то есть относительного объемного изнашивания и разрушения режущей части инструмента из гексанита-Р вследствие явлений диффузии  $W_0$  при точении сплава ХН62МВКЮ-ВД, HR38 ) в факторном пространстве регулируемых параметров (контактных нагрузок на режущую часть инструмента).

### **Выводы**

Отличие полученной нами математической модели разрушения режущей части инструмента из СТМ от известных состоит в том, что она получена в области вязкого состояния инструментального материала, связанного с диффузионным износом режущей части инструмента из СТМ, при котором средние контактные напряжения на передней  $q_N$ ,  $q_F$  и задней  $q_{N_1}$ ,  $q_{F_1}$  поверхностях режущего инструмента почти не исследовались.

Анализ уравнения регрессии для полученной математической модели позволил установить, что влияние величин напряжений на задней поверхности  $q_{N_1}$ ,  $q_{F_1}$  инструмента из СТМ в процессе диффузионного износа на разрушение режущей части инструмента из СТМ превосходит влияние величин напряжений на передней поверхности  $q_N$  и средних температур  $\theta^\circ$  явлений диффузии. Общий вклад взаимовлияния факторов  $q_N$ ,  $\theta^\circ$ ,  $q_{N_1}$ ,  $q_{F_1}$  на процесс изнашивания и разрушения вследствие явлений диффузии режущей части инструмента из СТМ значительно превышает влияние каждой из указательных контактных характеристик (факторов) в отдельности.

При реализации на практике термомеханического подхода при выборе марки инструментального СТМ для тонкого точения жаропрочных сплавов и сталей [19], а также при проведении нами экспериментальных и теоретических исследований в области пластической прочности инструментов из СТМ (с учетом тонкого точения в области квазихрупкого перехода) для сверхскоростного тонкого точения жаропрочных сплавов и сталей на станках с ЧПУ, гибких производственных модулях и обрабатывающих центрах выбраны отечественные марки инструментальных СТМ [20] — композит 10Д (гексанит-Р), композит 09 (ПТНБ), композит 05ИТ — сборные резцы с круглыми двухсторонними неперетачиваемыми пластинами, зарубежные марки инструментальных СТМ — Amorbite DBC50 002 (Англия), вюрцин (Япония), сумиборок BN200 (Япония).

### **Библиографический список**

1. Подураев В. Н. Технология физико-химических методов обработки. – М.: Машиностроение, 1985. – 264 с.
2. Лоладзе Т. Н. Прочность и износостойкость режущего инструмента. – М.: Машиностроение, 1982. – 320 с.
3. Белозёров В. А., Утешев М. Х. Моделирование процесса ползучести и энергия активации при диффузионном износе режущей части инструмента из СТМ // Научно-технические проблемы и прогнозирование надежности и долговечности конструкций и методы их решения. Труды VI Междунар. конф. – СПб.: Изд-во Политехнического университета, 2005. – С. 70–72.
4. Бокштейн Б. С. Диффузия в металлах. – М.: Металлургия, 1978. – 248 с.
5. Креймер Г. С. Прочность твердых сплавов. – 2-е изд. – М.: Металлургия, 1971. – 248 с.
6. Васин С. А., Верещака А. С., Кушнер В. С. Резание металлов: Термомеханический подход к системе взаимосвязей при резании: учебник для технических вузов. – М.: Изд-во МГТУ им. Н. Е. Баумана, 2001. – 447 с.

7. Кушнер В. С. Термомеханическая теория процесса непрерывного резания пластичных материалов. – Иркутск: Издательство Иркутского ун-та, 1982. – 180 с.
8. Nekrasov R. Yu., Starikov A. A., Korchuganov M. A. Performance Assessment of Carbide Tooling under Thermal and Loading Conditions // *Applied Mechanics and Materials*. – 2014. – Vol. 682. – P. 414–417. DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMM.682.414
9. Diagnostics of cut-layer deformation and rational tool loading in numerically controlled lathes / R. Yu. Nekrasov [et al.] // *Russian Engineering Research*. – 2014. – Vol. 34, Issue 12. – P. 826–828. DOI: 10.3103/S1068798X14120181
10. Nekrasov R. Yu., Soloviev I. V., Putilova U. S. Laser Interferometry Method of Stress Determination in Loaded Cutting Tool Parts // *Applied Mechanics and Materials*. – 2015. – Vol. 698. – P. 537–541. DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMM.698.537
11. Numerical studies to determine spatial deviations of a work piece that occur when machining on CNC machines / R. Yu. Nekrasov [et al.] // *MATEC Web of Conferences*. – 2017. – Vol. 129. – Available at: <https://doi.org/10.1051/mateconf/201712901072>.
12. Белицкий М. Я., Гайдаренко Ф. Л., Баталин Г. И. Контактные взаимодействия нитрохрома X20H80 с нитридом бора // *Порошковая металлургия*. – 1976. – № 12. – С. 31–39.
13. Адлер Ю. П., Маркова Е. В., Грановский Ю. В. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий. – М.: Наука, 1976. – 279 с.
14. Налимов В. В., Чернова А. Н. Статистические методы планирования экстремальных экспериментов. – М.: Наука, 1965. – 340 с.
15. Nekrasov R. Yu., Starikov A. I., Soloviev I. V. Simulation of Technological Systems for Diagnosis and Management Machining with CNC // *Applied Mechanics and Materials*. – 2015. – Vol. 770. – P. 617–621. DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMM.770.617
16. Старков В. К. Физика и оптимизация резания металлов. – М.: Машиностроение, 2009. – 640 с.
17. Lomova O. S. Mathematical modeling of structural changes in the surfaces of work pieces with thermal perturbations in the process of grinding // *Omsk Scientific Bulletin*. – 2013. – № 2–120. – P. 95–98.
18. Моделирование систем и процессов: учебник для академического бакалавриата / В. Н. Волкова [и др.]; под ред. В. Н. Волковой. – М.: Юрайт, 2014. – 592 с.
19. Белозеров В. А., Силич А. А., Утешев М. Х. Термомеханическая модель процесса тонкого точения жаропрочных сплавов инструментами из СТМ // *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. – 2014. – № 4. – С. 91–94.
20. Белозеров В. А., Утешев М. Х., Калиев А. Н. Сверхскоростное точение жаропрочных сплавов инструментами с двухслойными пластинами из композиционных СТМ // *Наука и технологии. Тезисы докладов XXXIII Всеросс. конф. по проблемам науки и технологий*. – Миасс, 2013. – С. 38.

### References

1. Poduraev, V. N. (1985). *Tekhnologiya fiziko-khimicheskikh metodov obrabotki*. Moscow, Mashinostroenie Publ., 264 p. (In Russian).
2. Loladze, T. N. (1982). *Prochnost' i iznosostoykost' rezhushchego instrumenta*. Moscow, Mashinostroenie Publ., 320 p. (In Russian).
3. Belozеров, V. A., & Uteshev, M. Kh. (2005). *Modelirovanie protsessa polzuchesti i energiya aktivatsii pri diffuzionnom iznose rezhushchey chasti instrumenta iz STM. Nauchno-tekhnicheskie problemy i prognozirovaniye nadezhnosti i dolgovechnosti konstruktсий i metody ikh resheniya. Trudy VI Mezhdunarodnoy konferentsii*. St. Petersburg, St. Petersburg Polytechnic University Publ., pp. 70-72. (In Russian).
4. Bokshcheyn, B. S. (1978). *Diffuziya v metallakh*. Moscow, Metallurgiya Publ., 248 p. (In Russian).
5. Kreymmer, G. S. (1971). *Prochnost' tverdykh splavov*. 2<sup>nd</sup> edition. Moscow, Metallurgiya Publ., 248 p. (In Russian).
6. Vasin, S. A., Vereshchaka, A. S., & Kushner, V. S. (2001). *Rezanie metallov: Termomekhanicheskiy podkhod k sisteme vzaimosvyazey pri rezanii: uchebnik dlya tekhnicheskikh vuzov*. Moscow, Bauman Moscow State Technical University Publ., 448 p. (In Russian).
7. Kushner, V. S. (1982). *Termomekhanicheskaya teoriya protsessa nepreryvnogo rezaniya plastichnykh materialov*. Irkutsk, Irkutsk University Publ., 180 p. (In Russian).

8. Nekrasov, R. Yu., Starikov, A. A., & Korchuganov, M. A. (2014). Performance Assessment of Carbide Tooling under Thermal and Loading Conditions. *Applied Mechanics and Materials*, 682, 414-417. (In English). DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMM.682.414
9. Nekrasov, R. Yu., Putilova, U. S., Nekrasov, Yu. I., Starikov, A. I., & Kharitonov, D. A. (2014). Diagnostics of cut-layer deformation and rational tool loading in numerically controlled lathes. *Russian Engineering Research*, 34(12), pp. 826-828. (In English). DOI: 10.3103/S1068798X14120181
10. Nekrasov, R. Yu., Soloviev, I. V., & Putilova, U. S. (2015). Laser Interferometry Method of Stress Determination in Loaded Cutting Tool Parts. *Applied Mechanics and Materials*, 698, pp. 537-541. (In English). DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMM.698.537
11. Nekrasov, R. Yu., Tempel, Yu. A., Tempel, O. A., Solovyov, I. V., & Starikov, A. I. (2017). Numerical studies to determine spatial deviations of a work piece that occur when machining on CNC machines. *MATEC Web of Conferences*, 129. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1051/mateconf/201712901072>
12. Belitskiy, M. Ya., Gaydarenko, F. L., & Batalin, G. I. (1976). Kontaktnye vzaimodeystviya nikhroma KH20N80 s nitridom bora. *Soviet Powder Metallurgy and Metal Ceramics*, (12), pp. 31-39. (In Russian).
13. Adler, Yu. P., Markova, E. V., & Granovskiy, Yu. V. *Planirovanie eksperimenta pri poiske optimal'nykh usloviy*. Moscow, Nauka Publ., 279 p. (In Russian).
14. Nalimov, V. V., & Chernova, A. N. (1965). *Statisticheskie metody planirovaniya ekstremal'nykh eksperimentov*. Moscow, Nauka Publ., 340 p. (In Russian).
15. Nekrasov, R. Yu., Starikov, A. I., & Soloviev, I. V. (2015). Simulation of Technological Systems for Diagnosis and Management Machining with CNC. *Applied Mechanics and Materials*, 770, pp. 617-621. (In English). DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMM.770.617
16. Starkov, V. K. (2009). *Physics and optimization of cutting of materials* Moscow, Mashinostroenie Publ., 640 p. (In Russian).
17. Lomova, O. S. (2013). Mathematical modeling of structural changes in the surfaces of work pieces with thermal perturbations in the process of grinding. *Omsk Scientific Bulletin*, (2-120), pp. 95-98. (In English).
18. Volkova, V. N., Kozlov, V. N., Lypar', Yu. I., Firsov, A. N., Chernen'kaya, L. V., Gorelova, G. V., & Paklin, N. B. (2014). *Modelirovanie sistem i protsessov*. Moscow, Urait Publ., 592 p. (In Russian).
19. Belozеров, V. A., Silich, A. A., & Uteshev, M. H. (2014). Thermomechanical model of the process of fine turning of heat-resistant alloys by tools from STM. *Higher educational institutions news. Neft' i gaz*, (4), pp. 91-94. (In Russian).
20. Belozеров, V. A., Uteshev, M. Kh., & Kaliev, A. N. (2013). Sverkhskorostnoe tochenie zharoprochnykh splavov instrumentami s dvukhsloynymi plastinami iz kompozitsionnykh STM. *Nauka i tekhnologii. Tezisy dokladov XXXIII Vserossiyskoy konferentsii po problemam nauki i tekhnologiy*. Miass, p. 38. (In Russian).

#### **Сведения об авторах**

**Белозёров Владимир Анатольевич**, к. т. н., доцент кафедры технологии машиностроения, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: [belozеров48@mail.ru](mailto:belozеров48@mail.ru)

**Темпель Юлия Александровна**, ассистент кафедры технологии машиностроения, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

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

**Vladimir A. Belozеров**, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Technology of Machine Building, Industrial University of Tyumen, e-mail: [belozеров48@mail.ru](mailto:belozеров48@mail.ru)

**Yulia A. Tempel**, Assistant at the Department of Technology of Machine Building, Industrial University of Tyumen

**Анализ принципов проектирования земляного полотна  
автомобильных дорог в районах распространения вечномерзлых  
грунтов в Западной Сибири**

**А. Н. Шуваев<sup>1\*</sup>, М. В. Панова<sup>1</sup>, С. В. Картавый<sup>2</sup>**

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

<sup>2</sup>ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Тюмень

\*e-mail: anshuvaev46@mail.ru

*Аннотация.* Разработанные в прошлом столетии и применяемые в настоящий период проектными организациями принципы проектирования автомобильных дорог на вечномерзлых грунтах не обеспечивают требуемую устойчивость земляного полотна, что приводит к преждевременному разрушению дорожных одежд. Одной из основных причин является недоучет процессов тепловлагопереноса системы «атмосфера — насыпь — деятельный слой основания». При отсыпке земляного полотна из сыпуче- и сухомерзлых грунтов расчетная высота насыпи по первому принципу составляет 2,0–2,5 м. Но уже в первый летний период за счет фильтрации воды атмосферных осадков происходит оттаивание не только грунтов насыпи, но и деятельного слоя основания. Это приводит к дополнительному переувлажнению деятельного слоя и возникновению деформаций осадки земляного полотна и дорожной одежды. В зимний период накопленный таким образом потенциал воды мигрирует к зоне промерзания, и за счет сил морозного пучения проявляются деформации расширения и растрескивания грунтов насыпи. Для надежного регулирования водно-теплового режима насыпи требуется разработка конструкций с применением геотехнических материалов.

*Ключевые слова:* дорожные одежды; земляное полотно; мерзлые грунты; замерзание; оттаивание; верхний горизонт вечномерзлых грунтов

**Analysis of the subgrade design concept in areas of permafrost  
soil distribution in Western Siberia**

**Anatoly N. Shuvaev<sup>1\*</sup>, Marina V. Panova<sup>1</sup>, Sergey V. Kartavy<sup>2</sup>**

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

<sup>2</sup>Gazpromneft NTC LLC, Tyumen, Russia

\*e-mail: anshuvaev46@mail.ru

*Abstract.* The subgrade design concept on permafrost soils was developed in the last century, and currently it are still used in the highway engineering by design organizations. However, this design concept doesn't provide the required stability of the subgrade that leads to premature destruction of road pavement. One of the main reasons for the destruction of road pavement is the lack of accounting for the processes of heat and moisture transfer of the "atmosphere — embankment — active base layer" system. When filling the subgrade with loosely frozen soils and dry frozen soils, the estimated embankment height according to the first principle is 2,0–2,5 m. Nevertheless, in summer the embankment soils, but also the active base layer is thawed by filtering water. This leads to additional waterlogging of the active layer and the occurrence of deformations of the settlement of the subgrade

and road pavement. In winter the water potential thus accumulated migrates to the freezing zone, and due to the forces of frost heaving, expansion and cracking deformations of the embankment soils appear. Therefore, the development of structures using geotechnical materials is necessary for reliable regulation of the water-thermal regime of the embankment.

*Key words:* road pavement; subgrade; frozen soils; freezing; thawing; the upper horizon of permafrost soils

### **Введение**

В задачу проектирования грунтовых насыпей транспортных сооружений в районах распространения многолетнемерзлых грунтов входит не только обоснование конструкции земляного полотна<sup>1</sup>, но и прогнозирование процессов их формирования [1–4].

Грунт, как многофазная система, состоит из минеральных частиц, воды (в твердой и жидкой фазе) и газов. Лед присутствует в качестве породообразующего минерала, что является его отличительной особенностью. В мерзлых грунтах все составляющие изменяются при изменении внешних воздействий температуры, давления и т. д., находясь в динамическом равновесии<sup>2,3,4</sup>.

Поровый лед занимает равномерно распределенные полости, которые частично смыкаются при оттаивании, а при последующем промерзании вновь заполняются. При оттаивании льда фильтрация воды происходит по одним и тем же порам и микротрещинам.

Наличие этих обстоятельств — постоянные разработанные пути фильтрации и обезвоженность мерзлых грунтов — обусловили высокий коэффициент фильтрации при их оттаивании.

### **Влияние геометрических размеров насыпи на водно-тепловой режим**

Натурные наблюдения показывают, что при прочих равных условиях площадь подошвы насыпи значительно влияет на состояние грунтов деятельного слоя основания. Вторым фактором являются величина установившейся среднегодовой температуры грунтов на ее поверхности и температура мерзлых пород на глубине нулевых амплитуд в пределах полосы отвода.

Определенные геометрические параметры и конструктивные элементы насыпи будут способствовать охлаждению подстилающих грунтов и, следовательно, повышению ее устойчивости. В этом случае установившаяся среднегодовая температура поверхности грунта под насыпью окажется ниже, чем температура мерзлых пород в естественных условиях. В противном случае эти условия будут оказывать тепляющее влияние на грунты основания.

---

<sup>1</sup> Пособие по проектированию земляного полотна автомобильных дорог на слабых грунтах (к СНиП 2.05.02-85) / Гос. всеоюз. дор. НИИ. — М.: Стройиздат, 1989. — 192 с.

<sup>2</sup> Инструкция по проектированию и строительству автомобильных дорог для обустройства нефтяных и газовых месторождений на севере Тюменской области и в других районах тундры с аналогичными условиями: ВСН 201-85 / Минтрансстрой. — Введ. 1985-07-01. — М.: Союздорнии, 1985.

<sup>3</sup> Инструкция по проектированию и строительству промысловых автодорог на нефтяных и газовых месторождениях Западной Сибири. ВСН 26-90. — Тюмень, 1991.

<sup>4</sup> Методические рекомендации по использованию торфа в нижней части насыпи при строительстве автомобильных дорог на болотах [Электронный ресурс] / А. Н. Шуваев [и др.]. — М.: СоюзДорНИИ, 1973. — Режим доступа: <http://www.norm-load.ru/SNiP/Data1/44/44291/index.htm>.

Формирование нового деятельного слоя в основании таких насыпей независимо от времени производства работ по их отсыпке завершается в течение 3–5 лет. Объясняется это явление применением дренирующих и слабо дренирующих грунтов и температурой атмосферных вод, проникающих к поверхности основания путем инфильтрации. Особенно велико влияние инфильтрации на температурный режим в основании и теле насыпей, отсыпанных в зимнее время из сыпучемерзлых грунтов. Отсутствие в таком грунте порового льда-цемента обуславливает его высокую водопроницаемость, благодаря чему такие насыпи при высоте их до 5,0 м после выпадения первых летних дождей, как правило, полностью оттаивают. И лишь спустя 2–3 года после отсыпки земляного полотна, когда предзимняя влажность грунтов в теле насыпи достигает 10 % и более, происходит частичная кольматация пор сыпучего грунта льдом, что снижает влияние инфильтрации осадков на термическую деятельную толщу.

Обусловлено это тем, что большая часть атмосферной влаги, проникающей в тело земляного полотна, скатывается по мерзлому водоупору в стороны, не израсходовав аккумулированных в ней значительных запасов тепла. В теле насыпей преобладает кондуктивная передача тепла, что в конечном счете приводит к закономерному уменьшению мощности слоя сезонного оттаивания грунтов основания в сечении по оси насыпей с ростом их высоты.

Даже незначительное просачивание воды в основание насыпи вызывает необратимое повышение температуры подстилающих грунтов (в зоне фильтрации температура грунта становится положительной), что обычно приводит к развитию значительных по величине и длительных осадков земляного полотна.

Оттаивание грунта связано с появлением деформации консолидации, которая протекает медленно и сложнее, чем консолидация талого грунта.

#### **Анализ принципов проектирования грунтовых насыпей на мерзлоте**

В восьмидесятых годах прошлого столетия были разработаны три принципа проектирования земляного полотна автомобильных дорог в районах распространения вечной мерзлоты. Первый принцип предусматривает обеспечение условий расположения верхнего горизонта вечномерзлых грунтов (ВГВМГ) выше подошвы насыпи и сохранения его на этом уровне в течение всего периода эксплуатации дороги. Строительство в России по этому принципу трудоемко и неэкономично, что связано с отсутствием сыпуче- и сухомерзлых грунтов для возведения земляного полотна.

Второй принцип предусматривает расположение ВГВМГ ниже подошвы насыпи, но при этом допустимая глубина оттаивания грунтов ограничивается нормативными значениями вертикальных необратимых деформаций дорожной конструкции. Осадки становятся существенно большими, чем при строительстве по первому принципу, вследствие чего предъявляются повышенные требования к дорожной одежде.

Третий принцип проектирования, предусматривающий предварительное оттаивание и осушение грунтов в карьерах и в пределах полосы отвода, целесообразно использовать на территориях, имеющих дренирующие грунты.

Проектирование по первому принципу [5–8] осуществляется, как правило, на особо сложных по мерзлотно-грунтовым условиям участках с низкотемпературной вечной мерзлотой на глинистых просадочных грунтах с высокой (выше предела текучести) влажностью, когда оттаивание грунта основания не допускается, так как это может привести к недопустимым деформациям и разрушению дорожной одежды, особенно на участках дорог с капитальным типом

покрытия. При этом земляное полотно проектируют в насыпях, выемки за-прещаются. Минимальную высоту насыпи на мерзлых грунтах определяют на основе теплотехнического расчета промерзания (протаивания) грунтов естественного основания и насыпей дорог с учетом капитальности дорожной одежды и принятого типа покрытия, а также допустимых норм осадок основания насыпи в период эксплуатации дороги.

Высота насыпей определяется расчетами на теплоустойчивость, снегонезаносимость и прочность на основании положений ВСН 84-89, СП 34.13330-2012, СП 25.13330.2012, используются компьютерные программы численного решения тепловых задач или методика теплотехнического расчета. Окончательно принимается высота, обеспечивающая выполнение всех требований, предусмотренных указанными документами.

Проектирование и строительство дорог по второму принципу производится на сложных по мерзлотно-грунтовым условиям участках местности с низкотемпературной вечной мерзлотой на глинистых и песчаных малопроемочных грунтах с влажностью менее предела текучести, когда допускают оттаивание грунтов основания на расчетную величину с учетом допустимых деформаций покрытия в процессе эксплуатации дороги. Высота насыпи назначается из условия снегонезаносимости, а осадка при оттаивании и морозное пучение при промерзании не превышают допустимой величины, согласно теплотехническим расчетам. Земляное полотно проектируется в насыпях, выемки допускаются в исключительных случаях.

Проектирование дорог по третьему принципу осуществляется на легкоосушаемых грунтах с влажностью менее предела текучести на участках высокотемпературной вечной мерзлоты. Его применяют обычно на сухих и сырых участках местности, когда предусматривается заблаговременное (за 1–2 года до начала строительства) оттаивание мерзлых грунтов, устройство водоотвода и осушение дорожной полосы, что приводит к упрочнению грунтов основания за счет их предпостроечной осадки при оттаивании.

В условиях многолетнемерзлых грунтов основной объем земляных работ предпочтительнее выполнять в зимнее время, используя естественное промерзание грунта для технологических проездов, передвижения строительных машин и механизмов, а также глубокое промораживание слабых оснований и тела насыпи в целях сохранения заданного теплового режима на участках дороги, запроектированных по первому принципу.

Существуют два варианта организации строительства дороги [9–12]: одностадийное и двухстадийное. Двухстадийное строительство применяется на дорогах с капитальным типом покрытия. Это практикуется в основном со сборными покрытиями, когда на участке дороги предусматривается открытие временного движения автомобилей до момента проектной стабилизации земляного полотна и окончательного сооружения дорожной одежды. При этом на первой стадии сооружается земляное полотно до проектной отметки с учетом запаса на осадку, выравнивается верх насыпи, и укладываются железобетонные плиты сборного дорожного покрытия без сварки и омоноличивания швов. После достижения проектной глубины оттаивания и стабилизации земляного полотна снимают плиты дорожного покрытия, производят частичную досыпку (если это необходимо) насыпи с глубоким виброуплотнением грунта и окончательное сооружение дорожной одежды.

В течение долгих лет в транспортном строительстве отдавали предпочтение первому принципу проектирования [13, 14]. Первый принцип необходим и в тех районах строительства, где получили развитие мерзлотные процессы и яв-

ления: бугры пучения, жильные и погребенные льды, термокарст и т. д. Такие основания могут обладать несущей способностью только в мерзлом состоянии. Однако повсеместное применение первого принципа имеет свои недостатки. Повышение высоты насыпи, необходимое для реализации первого принципа, связано с удорожанием строительства и уменьшением его темпов. Кроме того, реализация первого принципа существенно влияет на водно-тепловой и гидрологический режимы в полосе отвода.

#### Схемы замораживания — оттаивания насыпи и деятельного слоя

Поднятие мерзлоты до подошвы насыпи и выше нее нарушает режим надмерзлотных вод, что приводит к образованию наледей. Поэтому в дорожном строительстве в последнее время все чаще стали переходить ко второму принципу проектирования, связанному с допущением частичного оттаивания основания насыпей. На рисунке 1 представлена схема частичного оттаивания грунта деятельного слоя за счет тепловлагопереноса. Расчетный период полного оттаивания плавающий, зависящий от температуры воздуха и состояния грунтов. При этом происходит переувлажнение грунтов деятельного слоя до полной влагоемкости. Как правило, это трудно прогнозируется, и на данный момент отсутствует достоверная методика расчета влагонакопления.

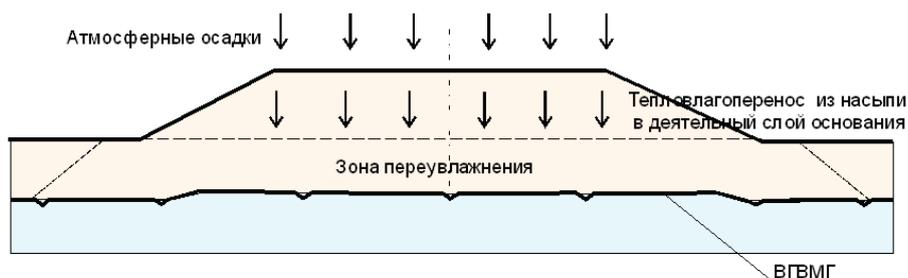


Рис. 1. Схема оттаивания в конце летнего периода

На рисунке 2 показано начало замораживания верхней части насыпи и миграции влаги к фронту промерзания. В средней части насыпи талый массив грунта продолжает отдавать тепло в деятельный слой. Происходит одновременное замораживание верхнего слоя насыпи и оттаивание основания.

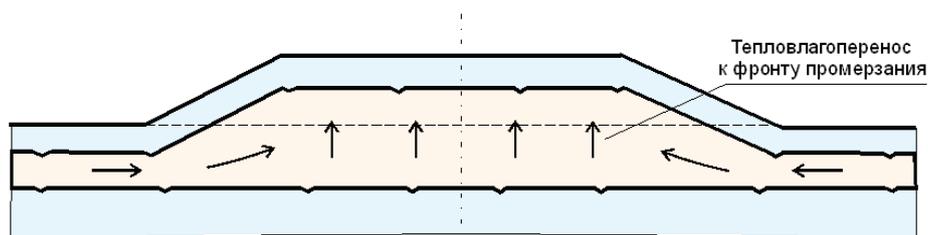


Рис. 2. Схема замораживания в начальный зимний период

По данным мониторинга [15] опытных участков промысловых дорог, в Новом Уренгое такое явление происходит до начала зимнего периода. На третьей стадии, после полного промораживания деятельного слоя к середине зимы, возможно наличие талого переувлажненного грунта в средней нижней части насыпи и основания (рис. 3).

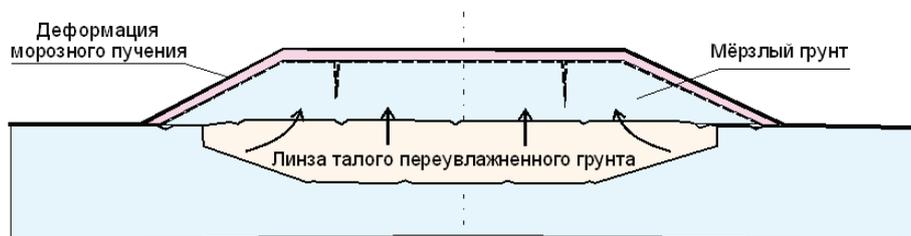


Рис. 3. Схема замораживания грунтов насыпи и деятельного слоя в зимний период

Продолжается миграция влаги к фронту промерзания, а проходя через мерзлый грунт земляного полотна, часть воды испаряется с образованием морозобойных трещин и увеличением деформаций за счет сил морозного пучения (рис. 4). В весенний период деформации насыпи при оттаивании, как правило, достигают величин, значительно превосходящих допускаемые.

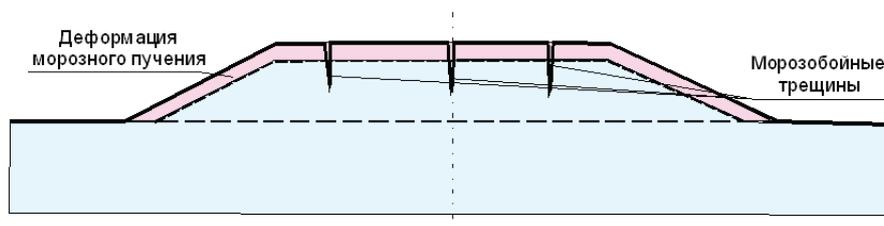


Рис. 4. Деформации замороженной насыпи

### Выводы

- Анализ первого и второго принципов проектирования указывает на невозможность их применения для обоснования конструкций насыпей и стадийной организации строительства дорог на мерзлоте.
- Применение сухо- и сыпучемерзлых грунтов в теле насыпи не обеспечивает положение верхней границы мерзлоты выше подошвы земляного полотна.
- Разработка ресурсосберегающих конструкций земляного полотна на основе местных грунтов и геосинтетических материалов позволит разработать механизм управления водно-тепловым режимом насыпей на мерзлоте с большей степенью надежности.

### Библиографический список

1. Шуваев А. Н. Земляное полотно из мерзлых грунтов. – М.: Недра, 1997. – 155 с.
2. Нигматулин Р. И. Динамика многофазных сред. – М.: Наука, 1987. – Ч. I. – 464 с.

3. Цытович Н. А. Механика мерзлых грунтов. – М.: Высшая школа, 1973. – 448 с.
4. Пузаков Н. А. Водно-тепловой режим земляного полотна и автомобильных дорог. – М.: Автотрансиздат, 1960. – 168 с.
5. Казарновский В. Д. Пути повышения надежности долговечности дорог в сложных природных условиях // Наука и техника в дорожной отрасли. – 2002. – № 2. – С. 92–93.
6. Линцер А. В. Пути повышения качества и эффективности дорожного строительства в нефтепромысловых районах Западной Сибири // Нефтепромысловое строительство. – 1977. – № 7. – С. 31–33.
7. Konrad J. M., Morgestern N. R. A mechanistic theory of ice lens formation in fine-grained soils // Canadian Geotechnical Journal. – 1980. – Vol. 17, Issue 4. – P. 473–486. DOI: 10.1139/t80-056
8. Konrad J. M., Morgestern N. R. Frost heave prediction of chilled pipelines buried in unfrozen soils. – Canadian Geotechnical Journal. – 1984. – Vol. 21, Issue 4. – P. 100–115. DOI: 10.1139/t84-008
9. Замятин А. В., Шуваев А. Н. Результаты исследований грунтовых массивов возведенных в зимний период при замораживании и оттаивании // Научно-технический вестник Поволжья. – 2011. – № 2. – С. 91–94.
10. Шуваев А. Н., Маслов Д. В. Макетные испытания грунтовых насыпей // Строительный вестник Тюменской области. – 2012. – Вып. 3 (61). – С. 87–88.
11. Шуваев А. Н., Панова М. В., Пульдас Л. А. Иноформационная технология инженерного обеспечения надежности дорожных конструкций в условиях севера // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2017. – Т. 3, № 3. – С. 110–124. DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-3-110-124
12. Шуваев А. Н., Панова М. В. Надежность и долговечность автомобильных дорог в сложных природных условиях // Актуальные вопросы проектирования автомобильных дорог: сборник научных трудов ОАО «ГИПРОДОРНИИ». – 2013. – Вып. 4 (63). – С. 14–19.
13. Shuvaev A. N., Panova M. V. Improving The Efficiency of Reinforced Soil When Constructing Road Transport Facilities // International Journal of Civil Engineering and Technology. – 2018. – Vol. 9, Issue 7. – P. 507–512.
14. Шуваев А. Н. Перспективные транспортные конструкции и технологии при обустройстве месторождений // Строительный вестник Тюменской области. – 2012. – № 3 (61). – С. 45.
15. Шуваев А. Н. Физико-математическое моделирование грунтовых насыпей из мерзлых грунтов // Вестник Томского государственного архитектурно-строительного университета. – 2016. – № 5. – С. 167–173.

### References

1. Shuvaev, A. N. (1997). Permafrost roadbed. Moscow, Nedra Publ., 155 p. (In Russian).
2. Nigmatulin, R. I. (1987). Dinamika mnogofaznykh sred. CHast' I. Moscow, Nauka Publ., 464 p. (In Russian).
3. Tsytovich, N. A. (1973). Mekhanika merzlykh gruntov. Moscow, Vysshaya shkola, 448 p. (In Russian).
4. Puzakov, N. A. (1960). Vodno-teplovoy rezhim zemlyanogo polotna i avtomobil'nykh dorog. Moscow, Avtotransizdat Publ., 168 p. (In Russian).
5. Kazarnovskiy, V. D. (2002). Puti povysheniya nadezhnosti dolgovechnosti dorog v slozhnykh prirodnykh usloviyakh. Science and Engineering for Highways, (2), pp. 92-93. (In Russian).
6. Lintser, A. V. (1977). Puti povysheniya kachestva i effektivnosti dorozhnogo stroitel'stva v neftepromyslovykh rayonakh Zapadnoy Sibiri. Neftpromyslovoe stroitel'stvo, (7), pp. 31-33. (In Russian).
7. Konrad, J. M., & Morgestern, N. R. (1980). A mechanistic theory of ice lens formation in fine-grained soils. Canadian Geotechnical Journal, 17(4), pp. 473-486. (In English). DOI: 10.1139/t80-056
8. Konrad J. M., & Morgestern, N. R. (1984). Frost heave prediction of chilled pipelines buried in unfrozen soils. – Canadian Geotechnical Journal, 21(4), pp. 100-115. (In English). DOI: 10.1139/t84-008
9. Zamyatin, A. V., & Shuvaev, A. N. (2011). Results of researches of soil files erected during the winter period at freezing and thawing. Scientific and Technical Volga region Bulletin, (2), pp. 91-94. (In Russian).

10. Shuvaev, A. N., & Maslov, D. V. (2012). Maketnye ispytaniya gruntovykh nasypey. *Stroitel'nyy vestnik Tyumenskoy oblasti*, (3(61)), pp. 87-88. (In Russian).
11. Shuvaev, A. N., Panova, M. V., & Puldas, L. A. (2017). Information Technologies of Engineering Maintenance of Reliability of Road Constructions in the Conditions of the North. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 3(3), pp. 110-124. (In Russian). DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-3-110-124
12. Shuvayev, A. N., & Panova, M. V. (2013). Reliability and durability of highways in difficult environmental conditions. *Aktual'nye voprosy proektirovaniya avto-mobil'nykh dorog: sbornik nauchnykh trudov OAO "GIPRODORNII"*, (4(63)), pp. 14-19. (In Russian).
13. Shuvaev, A. N., & Panova, M. V. (2018). Improving The Efficiency of Reinforced Soil When Constructing Road Transport Facilities. *International Journal of Civil Engineering and Technology*, 9(7), pp. 507-512. (In English).
14. Shuvaev, A. N. (2012). Perspektivnye transportnye konstruksii i tekhnologii pri obustroytve mestorozhdeniy. *Stroitel'nyy vestnik Tyumenskoy oblasti*, (3(61)), p. 45. (In Russian).
15. Shuvaev, A. N. (2016). Physical and Mathematical simulation of Frozen soil Embankments. *Vestnik of Tomsk state university of architecture and building*, (5), pp. 167-173. (In Russian).

#### **Сведения об авторах**

**Шуваев Анатолий Николаевич**, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: [anshuvaev46@mail.ru](mailto:anshuvaev46@mail.ru)

**Панова Марина Владимировна**, к. т. н., доцент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Картавий Сергей Васильевич**, директор департамента ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Тюмень

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

**Anatoly N. Shuvaev**, Doctor of Engineering, Professor, Industrial University of Tyumen, e-mail: [anshuvaev46@mail.ru](mailto:anshuvaev46@mail.ru)

**Marina V. Panova**, Candidate of Engineering, Associate Professor, Industrial University of Tyumen

**Sergey V. Kartavy**, Department Director, Gazpromneft NTC LLC, Tyumen

# Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта

---

## Designing, construction and operation of pipeline transport system

25.00.19 Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов,  
баз и хранилищ (технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2020-1-122-127

УДК 621.642.39

### Исследование влияния резиноканевых демпфирующих опор на сейсмостойкость СПГ-резервуаров

**А. А. Тарасенко, П. В. Чепур\*, А. А. Грученкова**

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия*

*\*e-mail: chepurpv@tyuiu.ru*

*Аннотация.* В статье разработана конечно-элементная модель резервуара для хранения сжиженного природного газа. С использованием численной модели исследовано влияние коэффициента демпфирования резиноканевых опор на перемещение конструкции резервуара и движение хранимого продукта при различной частоте сейсмических волн. Установлены графические зависимости перемещения и ускорения конструкции по высоте стенки.

*Ключевые слова:* резервуар; сжиженный природный газ; сейсмическая активность; резиноканевые опоры; метод конечных элементов

### Research of laminated rubbers influence on the LNG-tank seismic resistance

**Aleksandr A. Tarasenko, Petr V. Chepur\*, Alesya A. Gruchenkova**

*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*

*\*e-mail: chepurpv@tyuiu.ru*

*Abstract.* The article developed a finite-element model of a tank for storing liquefied natural gas. The influence of the damping coefficient of laminated rubbers on the movement of the tank and the acceleration of the stored product at different frequencies of seismic waves is numerically studied. Graphic dependences of the displacement and acceleration of the structure along the height of the wall are established.

*Key words:* tank; liquefied natural gas; seismic activity; laminated rubbers; finite element method

## Введение

В настоящее время природный газ является одним из наиболее востребованных и экологически чистых источников энергии в мировом топливно-энергетическом комплексе. По прогнозам Мировой Энергетической Ассоциации, в 2020 году природный газ станет первым компонентом мирового энергетического комплекса [1, 2]. Для удобства хранения и транспортировки природный газ искусственно переводится в жидкое агрегатное состояние. Сжиженный природный газ (СПГ) хранится в подземных и наземных резервуарах. Подземные резервуары для хранения СПГ более безопасны, чем наземные, особенно в случае расположения в сейсмоактивных районах. Однако затраты на строительство подземных резервуаров выше, чем для наземных, поэтому большинство резервуаров для хранения СПГ строится в наземном исполнении [3, 4]. Обеспечение надежной эксплуатации резервуаров, возведенных в сеймоопасных районах, является важной задачей, требующей пристального внимания уже на этапе проектирования резервуара [5].

Исследования зарубежных авторов [6–8] показали, что изоляция основания резервуара приводит к увеличению сейсмостойкости конструкции. В сравнении с другими амортизационными опорами, резинотканевые демпфирующие вставки имеют высокую прочность, долговечны и экономичны, поэтому они широко используются в нефтегазовой отрасли.

## Объект и методы исследования

Поскольку демпфирование и частота сейсмического воздействия являются основными параметрами, оказывающими влияние на сейсмостойкость резервуаров [9–12], для сравнительного анализа влияния данных параметров на сейсмическую реакцию резервуаров СПГ была построена конечно-элементная модель резервуара объемом 150 тыс. м<sup>3</sup> в программном комплексе ADINA [13–15]. Наружная часть резервуара представляет собой железобетонную стенку, внутренняя часть резервуара — стальную стенку-мембрану. Хранимый продукт является несжимаемой жидкостью с постоянной плотностью. Граничные условия вводят запрет на перемещение днища и верхней кромки стенки, а влияние фундамента на сейсмическую реакцию резервуара не учитывается. Внутренняя часть резервуара смоделирована оболочечными конечными элементами (КЭ), наружная часть резервуара, днище и крыша — твердотельными КЭ [16, 17]. Разработанная конечно-элементная модель резервуара представлена на рисунке 1.

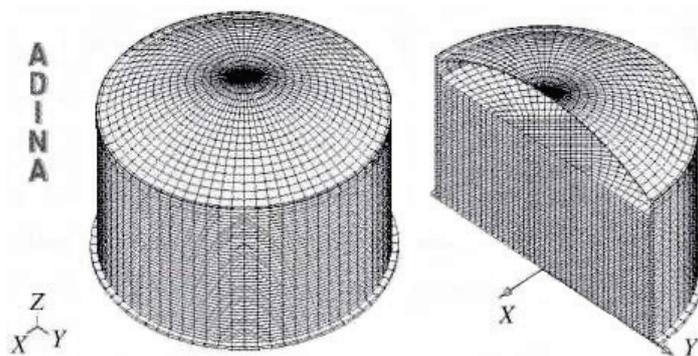


Рис. 1. Конечно-элементная модель резервуара в ПК ADINA

### Экспериментальная часть

При проведении расчетов задавались следующие параметры: частота, равная 2 рад/с, и коэффициент сейсмичности, равный 0,05. Вычисления проводились при различных значениях форм-фактора (30; 5; 5,5) резиноканевых демпфирующих опор резервуара, влияющего на перемещение конструкции и ускорение хранимого продукта; коэффициента демпфирования (0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5). Путем изменения частоты и коэффициента демпфирования резиноканевых опор было исследовано влияние изоляционного покрытия и коэффициента демпфирования на сейсмостойкость резервуара для хранения СПГ [18–20].

#### Результаты расчетов в ПК ADINA при различных форм-коэффициентах резиноканевых опор

Часть резервуара	Форм-коэффициент	Максимальное перемещение, м	Максимальное ускорение, м/с <sup>2</sup>	Эффект амортизации, %
Внутренняя	5	2,4695	8,4553	70,1
	5,5	2,2189	–	73,7
Наружная	5	1,9124	5,025	61,8
	5,5	1,7419	–	65,7

### Результаты

По результатам расчета (таблица) в ПК ADINA для различных значений форм-фактора были получены графические зависимости максимального перемещения конструкции по высоте стенки резервуара и максимального ускорения хранимого продукта по высоте налива (рис. 2).

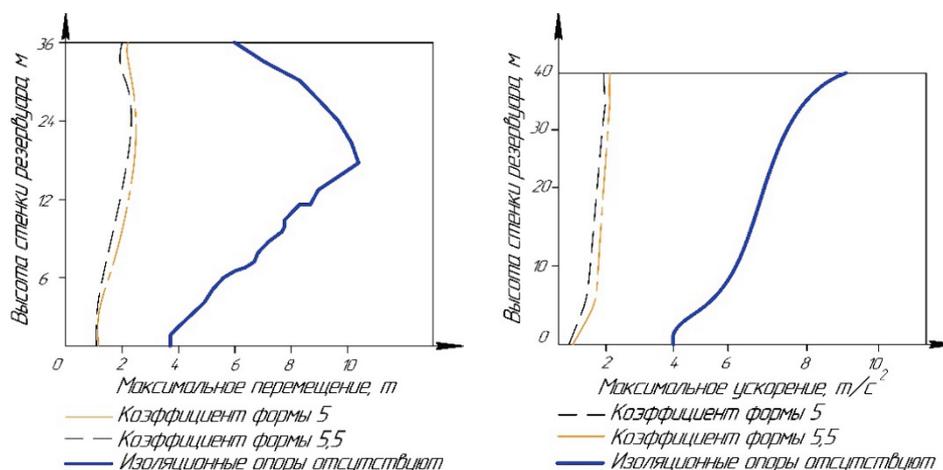


Рис. 2. Зависимости максимальных перемещений конструкции резервуара и максимального ускорения хранимого продукта по высоте стенки при различных форм-коэффициентах

### Обсуждение

Анализ графиков, представленных на рисунке 2 показал, что градиент максимального ускорения хранимого продукта внутри резервуара принадлежит интервалу от 25 до 40 м, что соответствует максимальному перемещению конструкции резервуара. Кроме того, на высоте, соответствующей середине стен-

ки, перемещение относительно велико, чем в области верхнего пояса. Это связано с тем, что стенке резервуара (в ее срединной части) от хранимого сжиженного природного газа передается импульс, в то время как сила, влияющая на перемещение СПГ на уровне верхнего пояса стенки, относительно мала, поэтому перемещение конструкции в верхней части резервуара имеет тенденцию к уменьшению.

Также в результате анализа полученных зависимостей установлено, что при применении демпфирующих опор максимальные значения ускорения хранимого продукта и перемещения конструкции резервуара существенно ниже. Соответствующие кривые не имеют точек экстремума и близки к прямым, что свидетельствует об эффективности резиноканевых опор в случае сейсмической активности. Как видно из таблицы, максимальное ускорение во внешней и внутренней частях резервуара после сейсмоизоляции значительно уменьшается (более чем на 60 %).

### **Выводы**

Разработана численная модель резервуара для хранения СПГ объемом 150 тыс. м<sup>3</sup> в программном комплексе ADINA, реализующем метод конечных элементов. Коэффициент демпфирования резиноканевых опор оказывает значительное влияние на снижение сейсмической реакции резервуара. Чем больше коэффициент демпфирования, тем меньше ускорение хранимого продукта и перемещение конструкции, а влияние амортизирующего устройства на внутреннюю часть резервуара больше, чем на наружную.

### **Библиографический список**

1. Xu Bo. Global energy development tendency and realistic choice of china energy structure adjustment // Coal Economic Research. – 2013. – № 33 (1). – P. 5–9.
2. Li Yang, Li Zili, Bi Jing. The study on frequency characteristics and isolation mechanism of isolated liquid storage tanks // World Earthquake Engineering. – 2009. – № 25 (4). – P. 117–124.
3. Сафарян М. К. Металлические резервуары и газгольдеры. – М.: Недра, 1987. – 200 с.
4. Фундаменты стальных резервуаров и деформации их оснований / П. А. Коновалов [и др.]; под ред. П. А. Коновалова. – М.: Изд-во Ассоциации строительных вузов, 2009. – 336 с.
5. Тарасенко А. А. Разработка научных основ методов ремонта вертикальных стальных резервуаров: дис. ... д-ра техн. наук. – Тюмень, 1999. – 299 с.
6. Zhou Fulin. Vibration control of engineering structure // Seismological Press. – 1997. – P. 24–25.
7. Baofeng Z., Haiying Y., Ruizhi W., Lili X. A new way of permanent displacement identification // China Civil Engineering Journal. – 2013. – № 46 (2). – P. 135–140.
8. Chen Yanhua, Liu Jianjun, Yuan Kang. Analysis on seismic dynamic response of base-isolated structures with laminated rubber bearings // Industrial Construction. – 2009. – № 39. – P. 289–294.
9. Исследование сейсмостойкости резервуара с применением линейно-спектрального метода / А. А. Тарасенко [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 1. – С. 85–87. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-1-85-87
10. Анализ сейсмостойкости вертикального стального резервуара РВСПК-50000 с использованием линейно-спектрального метода / Г. Г. Васильев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 10. – С. 120–123.
11. Анализ сейсмостойкости крупногабаритного резервуара РВС-20000 численным методом / А. А. Тарасенко [и др.] // Актуальные проблемы научного знания. Новые технологии ТЭК-2018: материалы II Междунар. науч.-практ. конф. – Тюмень, 2018. – С. 115–118.
12. Чепур П. В., Тарасенко А. А., Эсиева К. А. Исследование сейсмостойкости резервуара с применением линейно-спектрального метода // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: материалы Национальной с междуна-

родным участием науч.-практ. конф. студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов, посвященной 10-летию создания Института промышленных технологий и инжиниринга / Отв. ред. А. Н. Халин. – Тюмень: ТИУ, 2018. – С. 181–185.

13. Вабищевич П. Н. Численные методы: вычислительный практикум. – М.: Ленанд, 2016. – 320 с.

14. Зарипов Р. С., Валяева Е. Р. Численные методы анализа. Приближение функций, дифференциальные и интегральные уравнения: учеб. пособие. – СПб.: Лань П, 2016. – 400 с.

15. Бате Н., Вилсон Е. Численные методы анализа и метод конечных элементов: учебник / Пер. с англ. А. С. Алексеева и др. – М.: Стройиздат, 1982. – 448 с.

16. Филин А. П. Прикладная механика твердого деформируемого тела: сопротивление материалов с элементами теории сплошных сред и строительной механики. Т. 3. – М.: Наука, 1981. – 480 с.

17. Программирование, численные методы и математическое моделирование / И. Г. Семакин [и др.]. – М.: КноРус, 2018. – 288 с.

18. Луковский И. А., Пелькевич А. М. О движении жидкости в колеблющемся прямом круговом цилиндре // Сборник научных трудов института математики АН УССР. – Киев. 1985. – С. 3–11.

19. Золотенко Г. Ф. Компьютерное моделирование на основе уравнений Гамильтона нелинейных колебаний жидкости в цилиндрическом баке // Прикладна гідромеханіка. – 2003. – № 3. – С. 19–40.

20. Бирбраер А. Н. Расчет конструкций на сейсмостойкость. – СПб.: Наука, 1998. – 255 с.

### References

1. Xu Bo (2013). Global energy development tendency and realistic choice of china energy structure adjustment . Coal Economic Research, (33(1)), pp. 5-9. (In English).

2. Li Yang, Li Zili, & Bi Jing. (2009). The study on frequency characteristics and isolation mechanism of isolated liquid storage tanks. World Earthquake Engineering, (25(4)), pp. 117-124. (In English).

3. Safaryan, M. K. (1987). Metallicheskie rezervuary i gazgol'dery. Moscow, Nedra Publ., 200 p. (In Russian).

4. Konovalov, P. A., Mangushev, R. A., Sotnikov, S. N., Zemlyanskiy, A. A., & Tarasenko, A. A. (2009). Fundamenty stal'nykh rezervuarov i deformatsii ikh osnovaniy. Moscow, Izdatel'stvo Assotsiatsii stroitel'nykh vuzov Publ., 336 p. (In Russian).

5. Tarasenko, A. A. (1999). Razrabotka nauchnykh osnov metodov remonta vertikal'nykh stal'nykh rezervuarov. Diss. dokt. tekhn. nauk. Tyumen, 299 p. (In Russian).

6. Zhou Fulin. (1997). Vibration control of engineering structure. Seismological Press, pp. 24-25. (In English).

7. Baofeng, Z., Haiying, Y., Ruizhi, W., & Lili, X. (2013). A new way of permanent displacement identification. China Civil Engineering Journal, (46(2)), pp. 135-140. (In English).

8. Chen Yanhua, Liu Jianjun, & Yuan Kang. (2009). Analysis on seismic dynamic response of base-isolated structures with laminated rubber bearings. Industrial Construction, (39), pp. 289-294. (In English).

9. Tarasenko, A. A., Chepur, P. V., Guan Youhai, & Gruchenkova, A. A. (2018). The research of seismic resistance of tank with linear-spectral method application. Oil Industry, (1), pp. 85-87. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2018-1-85-87

10. Vasilyev, G. G., Tarasenko, A. A., Chepur, P. V., & Guan Youhai (2015). Seismic analysis of vertical steel tanks RVSPK-50000 using a linear-spectral method. Oil Industry, (10), pp. 120-123. (In Russian).

11. Tarasenko, A. A., Chepur, P. V., Guan Youhai, & Gruchenkova, A. A. (2018). Analiz seysmостойкости крупногабаритного резервуара RVS-20000 chislennym metodom. Aktual'nye problemy nauchnogo znaniya. Novye tekhnologii TEK-2018: materialy II Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Tyumen, pp. 115-118. (In Russian).

12. Chepur, P. V., Tarasenko, A. A., & Esieva, K. A. (2018). Issledovanie seysmостойкости резервуара s primeneniem lineynno-spektral'nogo metoda. Energoberezhenie i innovatsionnye tekhnologii v toplivno-energeticheskom komplekse: materialy Natsional'noy s mezhdunarodnym uchastiem nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov, molodykh uchenykh i spet-

sialistov, posvyashchennoy desyatiletuyu sozdaniya Instituta promyshlennykh tekhnologii i inzhiniringa. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 181-185. (In Russian).

13. Vabishchevich, P. N. (2016). Chislennyye metody. Moscow, Lenand, 320 p. (In Russian).
14. Zaripov, R. S., & Valyaeva, E. R. (2016). Chislennyye metody analiza. Priblizhenie funktsiy, differentsial'nye i integral'nye uravneniya. St. Petersburg, Lan P Publ., 400 p. (In Russian).
15. Bathe, K.-J., & Wilson, E. L. (1943). Numerical methods in finite element analysis. Upper Saddle River, New Jersey, Prentice-Hall. (In English).
16. Filin, A. P. (1981). Prikladnaya mekhanika tverdogo deformiruемого tela: soprotivlenie materialov s elementami teorii sploshnykh sred i stroitel'noy mekhaniki. Tom 3. Moscow, Nauka, 480 p. (In Russian).
17. Semakin, I. G., Rusakova, O. L., Tarunin, E. L., & Shkaraputa, A. P. (2018). Programmirovaniye, chislennyye metody i matematicheskoye modelirovaniye. Moscow, KnoRus Publ., 288 p. (In Russian).
18. Lukovskiy, I. A., & Pel'kevich, A. M. (1985). O dvizhenii zhidkosti v koleblyushchemsya pryamom krugovom tsilindre. Sbornik nauchnykh trudov instituta matematiki AN USSR. Kiev, pp. 3-11. (In Russian).
19. Zolotenko, G. F. (2003). Komp'yuternoye modelirovaniye na osnove uravneniy Gamil'tona nelineynykh kolebaniy zhidkosti v tsilindricheskom bace. Prikladnaya gidromekhanika, (3), pp. 19-40. (In Russian).
20. Birbraer, A. N. (1998). Seismic analysis of structures. St. Petersburg, Nauka Publ., 255 p. (In Russian).

#### **Сведения об авторах**

**Тарасенко Александр Алексеевич**, д. т. н., профессор кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Чепур Петр Владимирович**, к. т. н., доцент кафедры прикладной механики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: chepurpv@tyuiu.ru

**Грученкова Аlesia Анатольевна**, ассистент кафедры нефтегазового дела, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

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

**Aleksandr A. Tarasenko**, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Transport of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

**Petr V. Chepur**, Candidate of Engineering Associate Professor at the Department of Applied Mechanics, Industrial University of Tyumen, e-mail: chepurpv@tyuiu.ru

**Alesya A. Gruchenkova**, Assistant at the Department of Oil and Gas Industry, Industrial University of Tyumen

#### **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.** Рукопись предоставляется в редакцию в виде файла (записанного на отдельном электронном носителе либо отправленного документом через электронную почту), 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 pt (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 pt; крупный индекс — 8 pt; мелкий индекс — 7 pt; крупный символ — 12 pt; мелкий символ — 8 pt.

- 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. Материалы распечатываются в одном экземпляре. Если автор направляет более одной статьи для публикации, то каждая статья и информация к ней должны быть представлены на отдельном электронном носителе, не содержащем посторонней информации.

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 статьи 5–10 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 7.0.5 2008) 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.

Количество литературных ссылок — от 20 источников и более, не считая ссылок на труднодоступные и нормативные источники, а также интернет-ресурсы.

В числе источников должно быть не менее 5 иностранных. Ссылаться нужно в первую очередь на оригинальные источники из научных журналов, включенных в глобальные индексы цитирования. Состав источников должен быть актуальным. В числе источников не должно быть более 10 наименований, автором либо соавтором которых является автор статьи.

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.** The manuscript is submitted to the editorial staff as a file in Microsoft Word editor (on a data storage device or through e-mail).
  - 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. 15pt 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. Materials are printed in one copy. If the author directs more than one article for publication, each article and information to it should be presented on a separate data storage device that doesn't contain outside information.
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 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 7.0.5 2008) 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.

The number of references is from 20 sources or more, not counting references to hard-to-reach and normative sources, as well as Internet resources.

Among the references must be at least 5 foreign. It would be desirable to refer to papers published in indexed journals with impact factor.

References must be relevant. Among the sources there should not be more than 10 titles, published by the author or co-author.

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 Education and Science 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!**