

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 (157)
Январь — февраль 2023

1 (157)
January — February 2023

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

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

Учредители журнала

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

Редакция

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

The Journal Founders

Ministry of Science and Higher Education
of the Russian Federation
National University of Oil and Gas
"Gubkin University"
Industrial University of Tyumen
Ufa State Petroleum Technological
University
Ukhta State Technical University
Almetyevsk State Oil Institute

Editorial office

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

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

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

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

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

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

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

Our journal is aimed at the academic stuff, post-graduate students, university students, researchers and design institutes, engineering and technical staff of oil and gas associations and enterprises.

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

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

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Бастриков Сергей Николаевич, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень — главный редактор

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

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

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

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

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

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

Долгих Юрий Николаевич, д. г.-м. н., ученый секретарь, ООО «НОВАТЭК НТЦ», г. Тюмень

Долгушин Владимир Вениаминович, д. т. н., профессор кафедры станков и инструментов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Дьяконов Александр Анатольевич, д. т. н., доцент, ректор, Альметьевский государственный нефтяной университет, г. Альметьевск

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

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

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

Ихсанов Еrsaин Валитханович, д. ф.-м. н., профессор, член-корреспондент Национальной академии наук Республики Казахстан, ректор, Атырауский инженерно-гуманитарный институт, г. Атырау (Республика Казахстан)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

EDITORIAL BOARD

Sergey N. Bastrikov, Doctor of Engineering, professor, Industrial University of Tyumen, Tyumen — Editor-in-Chief

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

СОДЕРЖАНИЕ

Бастриков С. Н. Слово главного редактора	11
---	----

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Гладышева Я. И. Промышленная продуктивность ачимовских отложений севера Западной Сибири	13
Катанов Ю. Е., Ягафаров А. К., Аристов А. И. Особенности исследования залежей предгазогидратного состояния	29
Мамяшев В. Г., Кузнецова А. М. Особенности уплотнения терригенных осадочных пород нефтегазоносных отложений	45

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Овчинников В. П., Рожкова О. В., Рожкова Д. С., Листак М. В. Прочностные свойства и микроструктура шлакопортландцемента для крепления скважин с повышенными температурами	60
Сюндюков А. В., Сагитов Д. К. Факторы влияния на развитие трещин авто-ГРП	73
Шакиров Е. Р. Анализ влияния технологического режима системы сбора нефтяного месторождения на эффективность геолого-технических мероприятий	85

**ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА И ОБЕСПЕЧЕНИЕ
БЕЗОПАСНОСТИ И ЭКОЛОГИЧНОСТИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ
ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

Мамаева Н. Л., Петров С. А.

**Использование геоинформационных систем в зондировании
эколого-хозяйственной сети городской среды северных
территорий**

97

ПОМНИМ

**Памяти известного российского ученого В. В. Паникаровского
(16.12.1947 — 30.12.2022)**

108

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке)

111

Правила подготовки рукописи (на английском языке)

114

CONTENTS

Bastrikov S. N. Editorial materials	11
---	-----------

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Gladysheva Ya. I. Petroleum potential of Achimov deposits in the north of Western Siberia	13
Katanov Yu. E., Yagafarov A. K., Aristov A. I. Peculiarities of the study of pre-gas-hydrate deposits	29
Mamyashev V. G., Kuznetsova A. M. Features of compaction of sedimentary rocks of oil and gas deposits	45

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

Ovchinnikov V. P., Rozhkova O. V., Rozhkova D. S., Listak M. V. Strength properties and microstructure of Portland slag cement for well casings under the influence of high temperatures	60
Syundyukov A. V., Sagitov D. K. Factors of influence on the development of self-induced hydraulic fracturing cracks	73
Shakirov E. R. An analysis of the influence of the technological mode of the gathering system of the oil field on the efficiency of geological and technical actions	85

**ORGANIZATION OF PRODUCTION AND ENSURING THE SAFETY
AND ENVIRONMENTAL FRIENDLINESS OF PRODUCTION
PROCESSES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY**

Mamaeva N. L., Petrov S. A.

**Application of geoinformation systems in sounding the ecological
and economic network of the urban environment in the northern
territories** 97

IN MEMORIAM

**In memory of V. V. Panikarovskii, the famous Russian scientist
(16.12.1947 — 30.12.2022)** 108

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian) 111

Manuscripts presentation requirements (In English) 114

Уважаемые члены редколлегии, авторы и читатели журнала!

Выпуская в свет первый номер журнала «Известия высших учебных заведений. Нефть и газ» 2023 года, хочу поделиться с вами итогами прошедшего года. Наименование и содержание рубрик журнала соответствует отраслям науки и группам специальностей научных работников Номенклатуры научных специальностей, по которым присуждаются ученые степени. В журнале публикуются исследования в области геологии, поиска и разведки, бурения скважин и разработки месторождений, проектирования, сооружения и эксплуатации систем трубопроводного транспорта, строительства и обустройства промыслов, добычи, химии и технологии переработки нефти и газа, экономики и организации нефтяной и газовой промышленности, экологии, надежности работы глубинно-насосного и внутривнепромыслового оборудования. Одним из достоинств журнала является его максимальная открытость. Все статьи публикуются для авторов бесплатно. В полнотекстовом варианте журнал представлен в системе Российского индекса научного цитирования на платформе eLIBRARY.ru. Вместе с тем производится подписка на журнал по всей территории России. Это говорит о постоянстве и преданности нашему журналу со стороны подписчиков, несмотря на расширение влияния Интернета и электронных информационных источников.

В 2022 году в 6 номерах журнала было опубликовано 50 статей, почти половина из них (21 статья или 42 %) посвящена вопросам геологии, поиска и разведки месторождений. Это говорит о возросшем внимании ученых и специалистов, наших авторов к проблеме геологоразведочных работ, о необходимости увеличения их финансирования со стороны государства. Эта тема активно обсуждалась представителями научной общест-венности и на Академическом собрании Тюменской области, посвященном Дню Российской науки — 8 февраля этого года.

Редакция журнала стремится соответствовать международным стандартам, разработаны новые требования к оформлению статей: увеличился объем присылаемых материалов, текст приобрел четкую структуру (согласно стандарту IMRAD), библиографический список представлен на русском и английском языках.

В 2022 году редакционная коллегия пополнилась новыми иностранными членами, известными и уважаемыми в международном научном сообществе учеными, организаторами и руководителями научно-педагогических направлений вузов нефтяного профиля: *Агзамов Аваз Хамидиллаевич*, д. т. н., член Академии наук «Турон», профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Ташкентского государственного технического университета имени И. Каримова, г. Ташкент (Республика Узбекистан); *Эфендиев Галиб Мамед оглы*, д. т. н., профессор, член-корреспондент Национальной Академии наук Азербайджана, г. Баку (Азербайджанская Республика). Очень надеюсь, что все члены редколлегии будут, как и прежде, активно участвовать в работе журнала по повышению публикационной активности.

К великому сожалению, ушел из жизни член редколлегии *Быков Игорь Юрьевич*, д. т. н., профессор кафедры машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности Ухтинского государственного технического университета. Скорбим, выражаем глубокие соболезнования коллегам, друзьям, родным и близким.

Предстоящий год является важным в части подтверждения своего имиджа издания, которому ВАК доверит право сохранить почетное место в Перечне ведущих рецензируемых научных изданий, выпускаемых в Российской Федерации, в которых публикуются основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней кандидата и доктора наук. Научно-технический журнал «Известия высших учебных заведений. Нефть и газ», являясь важной составляющей имиджа вузов нефтегазового профиля Российской Федерации, обеспечивает оперативную, актуальную и всестороннюю презентацию научной жизни университетов и их достижений, занимает достойное место в отечественной научно-технической периодике как стимулятор ускорения научно-технического прогресса нефтегазовой отрасли и ключевое звено в подготовке высококвалифицированных кадров.

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

Геология, поиски и разведка месторождений нефти и газа

Geology, prospecting and exploration of oil and gas fields

25.00.12 Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений
(геолого-минералогические науки)

УДК 553.98(571.12)+551.762
DOI: 10.31660/0445-0108-2023-1-13-28

Промышленная продуктивность ачимовских отложений севера Западной Сибири

Я. И. Гладышева

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

Аннотация. Нефтегазоносный потенциал Западной Сибири достаточен для развития нефтегазовой отрасли России. Значительный вклад вносит север Западной Сибири, где максимальная плотность запасов углеводородов сконцентрирована на уникальных месторождениях, таких как Уренгойское, Ямбургское, Медвежье. В последнее десятилетие отмечается тенденция снижения эффективности геологоразведочных работ, что требует комплексного анализа фактического материала и выбора приоритетных направлений. Для севера Западной Сибири наиболее перспективным по концентрации промышленных запасов углеводородов является нижнемеловой комплекс мелового нефтегазоносного мегакомплекса, где неокомские клиноформные ачимовские отложения являются основным объектом изучения, так как предполагают значительную перспективу углеводородных ресурсов. Ачимовские отложения вскрыты почти на всей территории Надым-Пурского междуречья и характеризуются сложным строением. Формирование ачимовских пород в большинстве проходило в глубоководной части палеоморя, что сказалось на их неоднородности. Анализ геолого-промысловых параметров ачимовских объектов выявил максимальное количество залежей углеводородов в восточной и северной частях исследуемой территории, зоны активного рифтогенеза. В таких зонах первоначально должны быть проведены геологоразведочные работы.

Ключевые слова: ачимовские породы, клиноформные отложения, поисковые исследования, месторождения углеводородов

Для цитирования: Гладышева, Я. И. Промышленная продуктивность ачимовских отложений севера Западной Сибири / Я. И. Гладышева. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-1-13-28 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 1. – С. 13–28.

Petroleum potential of Achimov deposits in the north of Western Siberia

Yana I. Gladysheva

Abstract. Western Siberia has oil and gas potential that is very important for the development of the oil and gas industry in Russia. The north of Western Siberia has special significance for the industry, that's where the maximum aggregate deposit of hydrocarbon reserves is located in fields, such as Urengoy, Yamburgskoye and Medvezhye. Over the last decade, a tendency to reduce the efficiency of geological exploration has appeared, therefore, it is necessary to conduct a comprehensive analysis of the actual material and to select priority areas. The Lower Cretaceous complex of the Cretaceous oil and gas megalithic complex located in the north of Western Siberia is the most lucrative. The Neocomian clinoform Achimov deposits of this complex are the main object of study. Achimov deposits are trapped almost throughout the Nadym-Pur interfluvial area and are having a complex structure. The formation of Achimov rocks mostly took place in the deep-water part of the paleosea that affected their heterogeneity. An analysis of the geological and field parameters of the Achimov deposits determined the maximum aggregate of hydrocarbon deposits in the eastern and northern parts of the study area, as well as zones of active rifting. Geological exploration should be carried out in such zones initially.

Keywords: Achimov rocks, clinoform deposits, exploratory researches, hydrocarbon deposits

For citation: Gladysheva, Ya. I. (2023). Petroleum potential of Achimov deposits in the north of Western Siberia. *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 13-28. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-1-13-28

Введение

Геологоразведочные работы являются стратегически важными для пополнения ресурсов и запасов углеводородного сырья нашей страны. Выбор приоритетных направлений геологоразведочных работ, оценка рисков поисково-оценочных работ на разных территориях и нефтегазоносных комплексах севера Западной Сибири позволяют оптимизировать их. Для решения этих вопросов применяется комплексный подход исследований, базирующихся на изучении геолого-геофизических (макро- и микронеднородности) и промыслово-геологических параметров продуктивных объектов. Север Западной Сибири — это одно из основных направлений геологоразведочных работ.

Объекты и методы исследования

В настоящее время на севере Западной Сибири открыты новые залежи углеводородов (УВ) и уточнены геологические модели старых месторождений. Однако расположение продуктивных отложений неравномерно, как по разрезу, так и по площади. Наибольшая плотность запасов УВ связана прежде всего с крупными поднятиями первого порядка и приурочены к ним уникальными месторождениями, такими как Уренгойское, Ябургское, Медвежье [1–3]. Эти месторождения были открыты еще в середине 60-х гг. XX века и характеризуются значительной степенью изученности различными методами исследований, прежде всего сейсморазведочными работами 3D, материалами бурения скважин. Комплексирование геологических данных как прямых, так и косвенных методов изучения промышленной нефтегазоносности отложений позволяет выявить первоочередные объек-

ты исследования при проектировании геологоразведочных работ для увеличения ресурсной базы страны [4–7].

На территории Западной Сибири по данным бурения глубоких скважин и интерпретации сейсморазведочных работ в разрезе выделяют два структурных этажа (без учета промежуточного этажа, распространенного локально): палеозойский фундамент и осадочные отложения (мезозойско-кайнозойский платформенный чехол).

Мезозойско-кайнозойский осадочный чехол подразделен на три нефтегазоносных мегакомплекса: доюрский, юрский и меловой (исключая палеоцен, который недостаточно изучен) [8]. С учетом региональных глинистых покровов-флюидоупоров (основных маркеров) в пределах мегакомплексов выделены комплексы нефтегазоносности: доюрский, юрский (нижний, средний и верхний), меловой, состоящий из нижнемелового (нижненеокомский — ачимовский, верхненеокомский — шельфовый, аптальб-сеноманский) и верхнемелового (турон-маастрихтский). По результатам статистического анализа большая плотность запасов углеводородов на севере Западной Сибири фиксируется в меловом нефтегазоносном мегакомплексе, где особое место занимают ачимовские отложения.

Залежи УВ ачимовской толщи относятся к неантиклинальному типу и являются в настоящий момент объектами геологоразведочных работ [9]. Одним из первых геологов, исследовавших сложное клиноформное строение ачимовских тел севера Западной Сибири, был А. Л. Наумов [10].

В Надым-Пурской нефтегазоносной области ачимовские клиноформные отложения залегают в основании сортымской свиты (ее аналогов), перекрывая глины нижнего мела (подачимовская толща) или породы бажендовской свиты на разных глубинах. Минимальные современные глубины кровли ачимовских пластов фиксируются на юге (Ямсовейская площадь) — около 2 900 м, максимальные значения — более 3 900 м — отмечены на восточном склоне Медвежьего месторождения, Едейской площади, Северо-Самбургском и Уренгойском месторождениях. То есть перепад глубин залегания ачимовских пластов фиксируется в разных частях изучаемой территории и составляет около одного километра, что является следствием тектонических процессов различных блоков, большей частью сформировавшихся под влиянием неотектонических движений [11].

На момент формирования ачимовских клиноформных образований поверхность осадочного палеобассейна была относительно выровненной. За исключением приподнятых зон, большей частью древнего заложения, таких как районы Ямсовейского, Медвежьего, Ен-Яхинского поднятий.

Ачимовские пласты наиболее сложные по литологическому строению в разрезе осадочных отложений. По лабораторным исследованиям образцов керна выявлено, что ачимовские породы формировались большей частью в глубоководной части моря. На это указывают часто однородный мелкозернистый состав пород, признаки турбидитов и однообразие тектур. Предполагается, что основными источниками сноса ачимовских от-

ложений являлись осадки дельтовых склонов. Отложения образовывались на континентальных склонах, у подножия дельт (склоновые и присклоновые фации шельфовых пластов). Мутьевые потоки (турбидиты), придонные течения со значительной скоростью формировали конусы выносов, которые, объединяясь, создавали меридионально вытянутые линейные зоны, относительно параллельные берегу палеобассейна. Осадочные потоки (турбидитовые) создавали врезь на дне водоемов (палеоканьоны), срезая подстилающие образования или сминая их, перераспределяли осадки, образуя сложно построенные песчаные тела вблизи древних поднятий. Отложения континентальных склонов могут быть представлены либо в виде турбидитов — веерообразные тела, либо дебритов — локальные образования (линзы) [12–14].

По материалам интерпретации сейсморазведочных работ севера Западной Сибири ачимовские образования большей частью имеют сложное линзовидно-прерывистое распространение. Они трассируются по данным интерпретации сейсморазведочных работ 2D и 3D в меридиональном направлении с юга на север и северо-восток. Ачимовские тела нередко в плане перекрывают друг друга и ограничены в широтном направлении зонами глинизаций. Разрез ачимовских отложений на исследуемой территории обычно представлен несколькими пластами, перекрывающими друг друга. Детальная их корреляция проводится на основе комплексных исследований интерпретации данных сейсморазведочных работ 3D и прямых методов изучения материалов бурения скважин с учетом вторичного вскрытия пластов [15–17].

Общая толщина вскрытых бурением ачимовских пород в пределах севера Западной Сибири варьирует от 0 (Медвежья площадь) до 600 м (Ен-Яхинская и Ямбургская площади). Средняя величина общей толщины ачимовских пород около 200 м. По статистическому анализу глубин залегания кровли аргиллитов бажендовской свиты и общей толщины ачимовских отложений была выявлена корреляционная связь между этими параметрами [18, 19]. Тогда как между глубиной залегания кровли ачимовских пластов и общей их толщиной четкой зависимости не отмечается (рисунок).

Анализ параметров неоднородности ачимовских образований позволяет лишь условно разделить их по площади на зоны (восточная, центральная, западная, южная и северная).

К восточной зоне изучаемой территории (Надым-Пурское междуречье) относятся площади Уренгойского, Северо-Уренгойского, Самбурского, Северо-Самбурского месторождений и прилегающие участки. Кровля ачимовских пород фиксируется в диапазоне 3 390–4 190 м, общая толщина изменяется от 40 до 200 м.

Ачимовские отложения представлены неравномерным переслаиванием терригенных пород (песчаники, алевролиты, аргиллиты). По данным анализа керна (скв. 255 Уренгойская) песчаники серые, мелкозернистые, алевролитистые, с прослоями и редкими обломками уплотненных глин, с

глинистым и глинисто-карбонатным цементом. Слоистость неравномерно горизонтальная, пологоволнистая. Сортировка обломочного материала — средняя. Пористость составляет около 18,4 %, проницаемость — $0,3 \cdot 10^{-3}$ мкм². Алевриты серые, средне-мелкозернистые, текстура линзовидно-полосчатая. Состав песчаников и алевритов аркозовый. Аргиллиты темно-серые от тонкоотмученных до алевритовых, плотные, крепкие, со слоистой и неясной структурами. Слоистость неравномерная, горизонтальная, обусловленная распределением мелкоалевритового материала. Пористость породы составляет около 9,3 %.

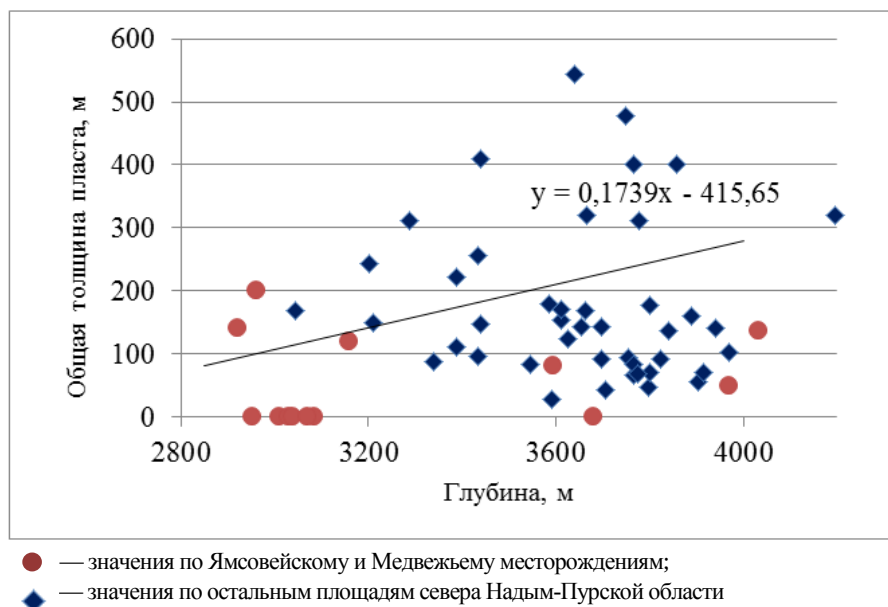


Рисунок. График зависимости общей толщины ачимовских отложений от глубины залегания их кровли

В пределах ачимовского разреза Уренгойского месторождения выделяется от двух до пяти пластов (Ач₀–Ач₆), общая толщина которых варьирует от 20 до 60 м. Коэффициент песчаности изменяется от 0,25 до 0,9 (в среднем 0,5). Коэффициент расчлененности изменяется от 3 до 15 (в среднем около 5). Эффективная толщина — в диапазоне от 4 до 50 м (в среднем около 14 м). Мощность пропластков коллектора изменяется от 0,6 до 5,0 м, в среднем составляет около 1,2 м. Фильтрационно-емкостные свойства коллектора в среднем имеют следующие значения: пористость — 14,0 %, проницаемость — около $0,5 \cdot 10^{-3}$ мкм². Ачимовские пласты разделяются глинистыми пластами, изолирующие свойства которых невысоки.

В ачимовском объекте на Уренгойском месторождении было открыто максимальное количество залежей УВ (девятнадцать), которые имеют значительную площадь распространения. Ряд залежей вытянуты меридионально на расстояние более 150 км. Около двенадцати залежей по насыще-

нию являются газоконденсатными, четыре — нефтяные, одна — газоконденсатнонефтяная, две — нефтегазоконденсатные. Залежи сложные, по типу пластовые, литологически и тектонически экранированы или ограничены. На Западно-Уренгойской площади в скв. 650 выделены три ачимовских пласта ($Aч_0$ – $Aч_2$) на глубинах 3 840–3 980 м. На Северо-Уренгойском месторождении было выделено два продуктивных ачимовских пласта ($Aч_1$ – $Aч_2$), вскрытых на глубинах 3 860–3 970 м. Открыты залежи нефти в ачимовских пластах ($Aч_5$) Самбурского и Северо-Самбурского месторождений.

К центральной зоне Надым-Пурской нефтегазоносной области отнесены Ен-Яхинское, Песцовое, Юбилейное, и примыкающие к ним небольшие месторождения, такие как Восточно-Юбилейное, Западно-Юбилейное, Северо-Юбилейное, Южно-Песцовое. Кровля ачимовских отложений вскрыта на глубинах от 3 210 до 3 850 м, общая толщина изменяется от 20 до 600 м.

В пределах Ен-Яхинской площади была пробурена сверхглубокая параметрическая скв. СГ-7 (забой 8,25 км). Ачимовские отложения вскрыты в интервале глубин 3 247–3 847 м. В разрезе выделено до пяти пластов ($AчБУ_{10}$ – $AчБУ_{13}$). По данным лабораторного анализа керн в интервале глубин 3 620–3 626 м (пласт $AчБУ_{11}$) породы представлены неравномерным переслаиванием алевроитистых аргиллитов и глинистых алевролитов. Аргиллит темно-серый, углистый, алевроитистый. Алевролит серый, глинистый с переходами до алевропесчаника, с линзами аргиллита. В алевролите преобладают минералы кварца и калиевые полевые шпаты. По крупности материал не отсортирован. В породе присутствует мелкий углефицированный растительный детрит. Ниже по разрезу керн (интервал глубин 3 633,3–3 640,4 м) представлен алевролитом тонкослоистым с оползневыми текстурами и песчаником светло-серым мелкозернистым, полимиктовым. Обломочный материал изменяется по размеру от 0,03 до 0,25 мм, плохо отсортирован. По исследованиям керн предполагается, что область сноса находилась вблизи Ен-Яхинского поднятия, так как обломочный материал не окатан. Цемент по составу глинисто-карбонатный, пленочно-поровый. В породе встречаются окатанные зерна граната и циркона. Общая толщина ачимовских пластов в среднем около 190 м, эффективная толщина изменяется от 17 до 132 м. Общая толщина пропластков коллектора варьирует от 0,4 до 7 м, в среднем 1,2 м. Фильтрационно-емкостные свойства коллектора в среднем изменяются в следующем диапазоне: пористость 11,0–14,0 %, редко достигает 16–18 %, проницаемость — $0,5\text{--}2 \cdot 10^{-3}$ мкм².

На соседней Песцовой площади ачимовские отложения вскрыты на глубине 3 209–3 729 м. В ачимовском разрезе выделено до пяти пластов ($AчБУ_{10}$ – $AчБУ_{13}$). По данным исследования керн скв. 210 (интервал глубин 3 620–3 626 м) (пласт $AчБУ_{11}$) породы представлены неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники светло-серые, полевощпат-кварцевые с углисто-слюдистым материалом. Алевролиты серые

плотные слюдистые. Аргиллиты темно-серые до черных. В керне отмечается обилие обугленного растительного детрита по плоскостям наложения. Средние значения пористости — 14,0 %, проницаемости — $0,13 \cdot 10^{-3}$ мкм². Общая толщина ачимовских пластов Песцовой площади изменяется от 20 до 165 м. Коэффициент песчаности изменяется от 0,2 до 0,8 (в среднем 0,5). Коэффициент расчлененности изменяется от 3 до 6 (в среднем 3). Эффективная толщина в диапазоне от 4 до 70 м (в среднем около 12 м). Мощность пропластков коллектора изменяется от 0,4 до 7,0 м, в среднем составляет около 1,2 м. Фильтрационно-емкостные свойства коллектора в среднем имеют следующие значения: пористость — 15,0 %, проницаемость — около $0,14 \cdot 10^{-3}$ мкм².

На Западно-Песцовой площади кровля ачимовской толщи вскрыта в интервале глубин 3 200–3 780 м. В скв. 300 выделены пять ачимовских пластов (АчБУ₉–АчБУ₁₃). Ачимовский разрез представлен переслаиванием песчаников, аргиллитов и алевролитов. Песчаники светло-серые, мелкозернистые, полевошпат-кварцевые, слюдистые, массивной текстуры, плотные на глинистом и известковисто-глинистом поровом цементе. Мощность песчаников изменяется от 0,8 до 3,2 м, среднее значение пористости — около 15 %, проницаемость — $3,4 \cdot 10^{-3}$ мкм². Аргиллиты темно-серые до черных, плотные, крепкие. Алевролиты серые среднезернистые. В скв. 310 ачимовские отложения (интервал глубин 3 653,0–3 776,0 м) представлены неравномерным переслаиванием терригенных пород. Песчаники серые, среднезернистые, кварц-полевошпатовые, крепкие, на карбонатном и глинисто-карбонатном цементе базально-порового типа. Алевролиты серые, мелкозернистые, кварц-полевошпатовые. Аргиллиты черные, пелитовые, крепкие. Слоистость плоскопараллельная, иногда волнистая, линзовидная. Мощность песчаников изменяется от 0,8 до 4,2 м, среднее значение пористости — около 14,5 %.

На Юбилейном месторождении, расположенном западнее Уренгойского месторождения, кровля ачимовских отложений вскрыта в интервале глубин 3 280–3 860 м. В ачимовском разрезе выделены пласты АчБУ₁₄ и АчБУ₁₄². По материалам анализа керна в скв. 200 ачимовские отложения представлены переслаиванием песчаников, аргиллитов, алевролитов. Песчаники светло-серые, плотные, среднезернистые, кварцевые, средней крепости, на карбонатно-глинистом цементе, порового типа. В керне отмечены включения углисто-растительных остатков, большое количество слюдистого материала. Аргиллиты черные, плотные, слоистые. Алевролиты светло-серые, плотные, средне-крепкие, с включениями углисто-растительного материала и слюды. Общая толщина ачимовских отложений на Юбилейной площади изменяется от 30 до 400 м, в среднем — 200 м. Мощность пропластков-коллекторов изменяется от 1,0 до 5,0 м. Пористость варьирует от 16,0 до 19,0 %.

На соседней Западно-Юбилейной площади в скв. 22 в ачимовском разрезе в интервале глубин 3 788,0–3 956,0 м было выделено два пласта (АчБУ₁₂, АчБУ₁₃). Керна отложений представлен переслаиванием терриген-

ных пород (песчаники, алевролиты и аргиллиты). Песчаники серые, кварцевые, мелкозернистые, на карбонатно-глинистом цементе порово-контактного типа средней крепости с переслаиванием и многочисленными внутри слоевыми деформациями аргиллита темно-серого алевролитистого и алевролита серого кварцевого слюдистого. Общая толщина ачимовских отложений в диапазоне 90–150 м. Мощность пропластков-коллекторов изменяется от 0,4 до 3,8 м. Пористость изменяется от 12,0 до 18,0 %, проницаемость в диапазоне от $0,1 \cdot 10^{-3}$ до $5,0 \cdot 10^{-3}$ мкм².

На Песцовом месторождении открыто около двенадцати залежей углеводородов в ачимовских объектах (десять газоконденсатных, одна нефтегазоконденсатная и одна нефтяная залежи). Залежи по типу пластовые, литологически и тектонически экранированы. На Западно-Песцовой площади открыты две нефтегазоконденсатные залежи. На Южно-Песцовой площади была открыта одна газоконденсатная залежь пласта АчБУ₁₃. На Юбилейном, Западно-Юбилейном и Восточно-Юбилейном месторождениях из ачимовских отложений получены непромышленные притоки УВ.

К западной зоне Надым-Пурского междуречья отнесены следующие площади: Южно-Падинская, Падинская, Восточно-Медвежья, Медвежья, Западно-Медвежья. Кровля ачимовского разреза фиксируется на глубинах от 3 070 до 4 030 м, общая толщина изменяется от 0 до 270 м.

На Южно-Падинском месторождении ачимовский разрез подразделен на три пласта (АчБН₁₅⁰–АчБН₁₅²). По материалам исследования керна (скв. 5 034) ачимовские отложения представлены переслаиванием песчаников, аргиллитов и алевролитов. Песчаники светло-серые, средне-мелкозернистые, кварцевые, средней крепости, на глинистом цементе, порово-контактного типа, плотные, с включениями глауконита, полевого шпата и углистого детрита. Аргиллиты серые, темно-серые, пелитоморфные, плотные, крепкие. Алевролиты серые, до буровато-серых, кварцевые, на глинистом цементе, плотные, средней крепости, с включениями полевого шпата. Мощность коллекторов ачимовских пластов изменяется от 0,4 до 6,2 м. Пористость составила от 13,0 до 15,0 %, проницаемость в среднем — $0,5 \cdot 10^{-3}$ мкм².

На соседней Нерутинской площади в ачимовской толще выделены два пласта (АчБН₁₅¹–АчБН₁₅²). Породы ачимовских пластов также представлены переслаиванием терригенных пород. Песчаники светло-серые, мелкозернистые, зерна плохо окатанные, кварцевые, на глинисто-карбонатном цементе порового типа, средней крепости, с включениями слюды. Аргиллиты темно-серые, алевролитистые, средней крепости. В нижней части разреза встречены прослой алевролита светло-серого, кварцевого на глинисто-карбонатном цементе. Мощность коллекторов изменяется до 3,8 м, пористость в диапазоне 13,0–17,0 %.

Севернее Южно-Падинского участка, на Падинской площади, в ачимовском разрезе выделены четыре пласта (АчБН₁₃⁰–АчБН₁₄) на глубинах 3 650–4 000 м.

На юге Медвежьего месторождения в скв. 62 был выделен один ачимовский пласт (АчБН₁₅) в интервале глубин 3 054,0–3 100,0 м. По данным ГИС ачимовский пласт представлен переслаиванием коллекторов и неколекторов. Мощность пропластков коллектора пласта АчБН₁₅ изменяется от 0,8 до 3,6 м. Пористость по данным ГИС изменяется от 14,0 до 18,0 %, в среднем около 16,0 %.

На севере Медвежьего месторождения, на Ныдинском участке, в скв. 75 были выделены три ачимовских пласта (АчБН₁₁⁰¹–АчБН₁₁) в интервале глубин 3 045,0–3 203,0 м. Керна ачимовских отложений представлен переслаиванием песчаников и аргиллитов. Песчаники светло-серые, мелкозернистые, кварцевые, алевроитистые, крепкие, с включениями углисто-слюдистого материала, массивные, однородные на карбонатном цементе контактного типа. В керне отмечены многочисленные включения углисто-слюдистого материала. Аргиллиты слюдистые темно-коричневые алевроитистые слоистые. Мощность коллекторов изменяется от 0,4 до 5,2 м, в среднем около 1,8 м, пористость составила в среднем около 13,0 %, проницаемость — $0,13 \cdot 10^{-3}$ мкм².

В пределах Медвежьей площади в ряде скважин на юге (скв. 32, 34), в центральной (скв. 1001) и восточной (скв. 5006, 5007, 5008) частях ачимовские песчаные пласты отсутствуют.

На Южно-Падинском участке и примыкающем к нему Восточно-Медвежьем в ачимовских отложениях были открыты три залежи углеводородов, разные по насыщению: в пласте АчБН₁₅² — нефтяная залежь, в пласте АчБН₁₅¹ — газоконденсатнонефтяная, в пласте АчБН₁₅⁰ — газоконденсатная. По типу залежи пластовые, литологически и тектонически экранированные. На севере Медвежьей площади (Ныдинский участок) в ачимовских отложениях были открыты две залежи УВ: газоконденсатнонефтяная (пласт АчБН₁₁⁰) и газоконденсатная (АчБН₁₁⁰¹). Залежи по типу массивные.

К южной зоне изучаемой территории Надым-Пурского междуречья отнесено Ямсовейское месторождение и обрамляющие его площади: Мариэттинская и Западно-Ягенетская. На Ямсовейской площади вскрыты ачимовские отложения (пласты АчБУ₁₄¹–АчБУ₁₅² на глубинах 2 907–3 175 м). На прилегающих участках глубина залегания ачимовских пластов варьирует от 3 740 до 4 050 м. Общая толщина ачимовских отложений изменяется от 42 до 188 м, в среднем 40 м. Ачимовский разрез представлен неравномерным переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пропластков. Песчаники светло-серые мелкозернистые с глинистым цементом с разным содержанием карбонатного материала. Песчаники аркозовые, содержание кварца и полевых шпатов около 40 %, обломков пород — до 12 %, слюды — около 8 %. В керне отмечены углефицированные растительные остатки (аттрит, мелкий детрит по наслоению), единичные мелкие включения угля, следы взмучивания, оползания и смятия осадка, отдельные слойки с признаками деформации и смещения, малоамплитудные микросбросы. Аргиллит темно-серый, неравномерно алевроитистый, плотный,

крепкий, с неровным раковистым изломом. Эффективные толщины ачимовских пластов изменяются от 20 до 38 м, толщина пропластков коллектора изменяется от 0,4 до 4,2 м. Коэффициент песчанистости в среднем 0,6, расчлененность около 11. Пористость коллекторов изменяется в пределах от 10 до 17 %, проницаемость до $8 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

На Мариэттинской площади, расположенной на западе Ямсовейского месторождения в ачимовском разрезе, выделены четыре пласта (АчБП₉¹–АчБП₁₀¹) в интервале глубин 3 822–4 054 м. Керна ачимовских отложений представлен неравномерным переслаиванием терригенных пород: песчаником серым, кварцевым, мелкозернистым, массивным, с пологоволнистыми, линзовидными пропластками аргиллита темно-серого, алевролитистого, слюдистого, плотного, песчаник на карбонатно-глинистом цементе контактово-порового тип. Эффективные толщины пластов изменяются от 8 до 22 м, толщина пропластков коллектора изменяется от 0,4 до 3,0 м. Коэффициент песчанистости — в среднем 0,4, расчлененность — около 20. Пористость коллекторов изменяется в пределах от 10 до 15 %, проницаемость до $0,3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

С востока Ямсовейской площади примыкает Западно-Ягенетский участок, где по результатам бурения в ачимовских отложениях выделены пласты АчБУ₁₅⁶–АчБУ₁₆², на глубине 3 748–3 932 м. Керна ачимовских отложений представлен песчаником темно-серым мелко-зернистым крепким, с тонкими прослоями глин, толщина пропластков коллектора изменяется до 6 м, пористость варьирует от 14,5 до 17,3 %.

На Ямсовейской площади были открыты залежи (нефтяная и газоконденсатная) в пласте АчБУ₁₄¹. Залежи углеводородов небольшие по размерам, пластовые, тектонически экранированные. На Мариэттинском и Западно-Ягенетском участках промышленная продуктивность ачимовских пластов не подтверждена.

К северной зоне отнесены Ямбургская, Харвутинская, Парусовая площади и соседние участки.

На Ямбургской площади ачимовские отложения (пласты Ач₂БУ₁₀–Ач₂БУ₁₃ (аналоги Ач₀–Ач₅)) вскрыты в интервале глубин 3 450,0–4 100 м. Общая толщина ачимовского разреза изменяется от 50 до 590 м. Ачимовские породы сложены неравномерным переслаиванием терригенных пород (песчаников, алевролитов и аргиллитов). Песчаники светло-серые мелкозернистые алевролитистые, плотные с массивной текстурой на глинистом цементе. Алевролиты светло-серые, серые разномзернистые, слюдистые, иногда карбонатные. Аргиллиты темно-серые однородные плотные. Текстура пород пологоволнистая, линзовидная за счет намывов алевролитового материала. Контакт с подстилающими породами резкий, отмечаются знаки ряби. В керне присутствует мелкозернистый углефицированный детрит. Для ачимовских пород характерно наличие трещин, иногда заполненных кальцитом, часто секущих друг друга, направленных почти вертикально, со следами мелких сбросов.

В пределах ачимовского разреза Ямбургского месторождения выделяется от одного до шести пластов ($A_{ч0}$ – $A_{ч5}$), общая толщина которых варьирует от 10 до 65 м. Коэффициент песчанистости изменяется от 0,2 до 0,8 (в среднем 0,4). Коэффициент расчлененности изменяется от 2 до 20 (в среднем около 7). Эффективная толщина в диапазоне от 3 до 40 м (в среднем около 12 м). Мощность пропластков коллектора изменяется от 0,6 до 4,6 м (в среднем около 1,4 м). Пористость изменяется от 10,0 до 19,0 %, в среднем составляет 15,0. Проницаемость изменяется от $0,05$ до $5,7 \cdot 10^{-3}$ мкм² (в среднем около $1,8 \cdot 10^{-3}$ мкм²).

На Харвутинской площади ачимовские пласты ($A_{ч0}$ ($A_{ч19}$)– $A_{ч3}^1$ ($A_{ч14}^4$)) вскрыты в интервале глубин 3 450,0–4 001 м. Общая толщина ачимовского разреза достигает 70,0 м. Отложения представлены неоднородным переслаиванием песчаников, аргиллитов и алевролитов. Песчаники серые, светло-серые, мелкозернистые, кварц-полевошпатовые, на глинистом, иногда карбонатно-глинистом цементе базально-порового типа с включениями слюды, рассеянного детрита. Алевролиты серые, среднезернистые, кварц-полевошпатового состава. Аргиллиты темно-серые до черного, алевропелитовые, плотные, крепкие. Мощность проницаемых пропластков изменяется от 0,4 до 5,6 м. Пористость изменяется от 10,0 до 17,0 %, проницаемость в среднем около $1,1 \cdot 10^{-3}$ мкм².

На Парусовой площади ачимовские пласты вскрыты на глубине 3 200–3 540 м, пласты $A_{чБУ6}$ – $A_{чБУ8}^1$. Отложения представлены неравномерным переслаиванием коллекторов и неколлекторов. Общая толщина разреза достигает 140 м, выделено до пяти ачимовских пластов. Общая толщина пластов достигает 50 м. Мощность проницаемых пропластков изменяется от 0,4 до 8,6 м. Пористость изменяется до 19,0 %.

На Южно-Парусовом участке ачимовские отложения вскрыты на глубинах 3 640,0–4 049,0 м, выделено восемь пластов ($A_{чБУ8}^{02-1}$ – $A_{чБУ9}^{2-3}$). Ачимовские отложения представлены частым переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники серые, мелкозернистые, полевошпат-кварцевые. Алевролиты светло-серые, разномзернистые. Аргиллиты темно-серые, плотные. Проницаемые пропластки характеризуются мощностью в диапазоне 0,4–5,2 м, в среднем около 1,5 м. Пористость изменяется от 13,0 до 18,0 %, в среднем 14,6 %.

На Ямбургском месторождении в ачимовских объектах открыто более двенадцати залежей УВ, одна — нефтяная, пять — нефтегазоконденсатные, остальные — газоконденсатные. На Харвутинском месторождении открыто около шести залежей УВ в пластах $A_{ч0}$ ($A_{ч19}$) – $A_{ч3}^1$ ($A_{ч14}^4$). Залежи по насыщению газоконденсатнонефтяные и газоконденсатные. Залежи пластовые, литологически экранированные. На северо-западе изучаемой территории на Южно-Парусовом месторождении в ачимовском пласте открыта небольшая газоконденсатная залежь.

Результаты

Ачимовские отложения на исследуемой территории Надым-Пурского междуречья вскрыты бурением почти на всей территории, за исключением западной его части (Медвежье месторождение).

С запада на восток от Медвежьего до Уренгойского месторождений (по современным глубинам) кровля ачимовских пород увеличивается от 3 070 до 3 390 м. С юга на север (от Ямсовейского до Ямбургского месторождений) глубина возрастает от 2 910 до 3 450 м. Из этой закономерности выпадают локальные участки, приуроченные к впадинам (опущенные блоки), такие как Падинский, Мариэттинский и ряд других. Глубина кровли ачимовских объектов здесь изменяется от 3 650 до 3 820 м [2].

Общая толщина ачимовского разреза возрастает с юга на север (от Ямсовейского до Ямбургского месторождений) от 40–190 до 600 м. В большинстве своем ачимовские отложения представлены клиноформным комплексом (унда-, клино- и фондоформа), который картируется по данным интерпретации сейсморазведочных работ 2D и 3D. Часто песчаные тела имеют более сложную форму из-за разнообразных факторов, таких как удаленность от источника питания, рельефа дна, течений и многих других. Разрез ачимовки состоит из неравномерного переслаивания терригенных пород, где количество песчаных разностей изменяется в широких пределах. В среднем коэффициент песчаности в пластах составляет около 0,5 д.ед., а в более погруженных участках-блоках (глубиной за 3 500 м) — около 0,2 д.ед. Мощность прослоев проницаемых пород в пласте в среднем 1,2 м, редко отдельные песчаные пропластки достигают 5–7 м. Фильтрационно-емкостные характеристики большей частью низкие из-за значительной доли глинистой компоненты в породах, пористость в среднем около 14 %, проницаемость — $0,1\text{--}1,0 \cdot 10^{-3}$ мкм². На ряде месторождений в керне ачимовских пород отмечены трещины, наличие трещинно-порового коллектора.

Обсуждение

Комплексный анализ ачимовских отложений севера Западной Сибири позволил отметить их широкое распространение, общую схожесть геолого-геофизических характеристик. Однако наибольшая плотность запасов углеводородов зафиксирована в пределах восточной части территории, на Уренгойской площади и прилегающих к ней соседних участках. Хотя восточная зона характеризуется небольшими значениями общих толщин ачимовского разреза — в среднем около 200 м. Второй по плотности запасов углеводородов является северная зона, где открыто Ямбургское месторождение. Но ачимовские залежи здесь по своим размерам на порядок меньше чем в восточной зоне. По насыщению преобладают газоконденсатные залежи (в два раза) над нефтегазоконденсатными и нефтяными. Центральная зона имеет большую плотность запасов углеводородов на Песцово-вой площади. По южной и западной зонам плотность запасов в ачимовских

отложениях значительно меньше. Такое распределение связано не столько с толщиной осадконакопления, близостью источника сноса осадков, сколько прежде всего с тектоническими процессами, рифтогенезом в пределах грабен-рифтов (Колтогорско-Уренгойский, Худуттейский, Ямальский) [2, 19–21].

Выводы

С учетом выполненных исследований геолого-геофизических данных на территории севера Западной Сибири (Надым-Пурского междуречья) по ачимовским отложениям нижнего мела автор предполагает, что промышленные перспективы нефтегазоносности связаны с восточной и северной зонами (до глубин кровли 3 500 м). Более погруженные породы характеризуются повышенной глинизацией, уплотнением осадков и низкими фильтрационно-емкостными параметрами. Однако возможны зоны разуплотнения пород вблизи антиклинальных поднятий и тектонических разломов. Такие зоны фиксируются по данным интерпретации сейсморазведочных работ 3D.

Список источников

1. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов [и др.]. – Москва : Недра, 1975. – 679 с. – Текст : непосредственный.
2. Гладышева, Я. И. Нефтегазовый потенциал севера Западной Сибири (район Надым-Пурского междуречья) : монография / Я. И. Гладышева ; Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2021. – 204 с. – Текст : непосредственный.
3. Бородин, В. Н. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи севера Западной Сибири : монография / В. Н. Бородин, А. Р. Курчиков ; отв. ред. А. Э. Конторович ; ОАО «СибНАЦ», Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН. – Новосибирск : СО РАН, 2010. – 138 с. – Текст : непосредственный.
4. Weiss, E. Birth of the new geoscientist / E. Weiss. – DOI 10.3997/1365-2397.29.1.46393. – Direct text // First Break. – 2011. – Vol. 29, Issue 1. – P. 35–36.
5. Plessix, R. E. A parametrization study for surface seismic full waveform inversion in an acoustic vertical transversely isotropic medium / R. E. Plessix, Q. Cao. – DOI 10.1111/j.1365-246X.2011.04957.x. – Direct text // Geophysical Journal International. – 2011. – Vol. 185, Issue 1. – P. 539–556.
6. Khromova, I. Comparison of seismic-based methods for fracture permeability prediction / I. Khromova, B. Link, N. Marmeleviskyi. – DOI 10.3997/1365-2397.2011001. – Direct text // First Break. – 2011. – Vol. 29, Issue 1. – P. 37–44.
7. Долгих, Ю. Н. Многоуровневая сейсморазведка и кинематическая инверсия данных МОВ-ОГТ в условиях неоднородной ВЧР / Ю. Н. Долгих. – Москва : ЕАГЕ Геомодель, 2014. – 211 с. – Текст : непосредственный.

8. Конторович, В. А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазонаосность Западной Сибири / В. А. Конторович. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2009. – № 4. – С. 461–474.
9. Обоснование направлений поисково-оценочных работ в пределах Уренгойского и сопредельных районов севера Западной Сибири / А. Р. Курников, В. Н. Бородин, С. М. Зарипов [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 8. – С. 4–14.
10. Наумов, А. Л. Новый тип литологических ловушек в неокомских отложениях Западной Сибири / А. Л. Наумов, Ф. З. Хафизов. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1986. – № 1. – С. 31–35.
11. Геология и нефтегазонаосность ачимовской толщи Западной Сибири / А. А. Нежданов, В. А. Пономарев, Н. А. Туренков, С. А. Горбунов. – Москва : Академия горных наук, 2000. – 245 с. – Текст : непосредственный.
12. Нежданов, А. А. Сейсмогеологический анализ строения нефтегазонаосных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования неантиклинальных ловушек и залежей УВ : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка горючих ископаемых» : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук / Нежданов Алексей Алексеевич. – Тюмень, 2004. – 44 с. – Место защиты : Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Текст : непосредственный.
13. Дручин, В. С. Выбор оптимальной методики геометризации прерывистых коллекторов / В. С. Дручин. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010. – № 5. – С. 35–39.
14. Гладышева, Я. И. Прогноз границ распространения ачимовских отложений в пределах Уренгойского мезовала с целью оценки перспектив их нефтегазонаосности / Я. И. Гладышева. – Текст : непосредственный // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений : сборник. – Москва : ООО «ИРЦ Газпром», 2005. – № 2. – С. 3–6.
15. Мельников, А. В. Стратиграфическая основа геологического моделирования неокомских отложений в пределах Уренгойского и прилегающих районов севера Западной Сибири / А. В. Мельников. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2010. – № 3. – С. 36–49.
16. Стратиграфокорреляционная основа построения региональной сейсмогеологической модели неокомских шельфовых и клиноформных отложений севера Западной Сибири / В. Н. Бородин, Н. П. Дещеня, И. И. Нестеров (мл.) [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – № 4–5. – С. 34–40.
17. Баженовский горизонт Западной Сибири : Стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность / Ю. В. Брадучан, А. В. Гольберт, Ф. Г. Гурари [и др.] ; отв. ред. В. С. Вышемирский. – Новосибирск : Наука, 1986. – 216 с. – Текст : непосредственный.
18. Гладышева, Я. И. Анализ среднеюрских отложений севера Западной Сибири для оценки риска бурения глубоких скважин / Я. И. Гладышева ; Министрство образования и науки Российской Федерации, Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2012. – 83 с. – Текст : непосредственный.
19. Gladisheva, Ya. I. Productivity of the Upper Jurassic of the North of the Western Siberia / Ya. I. Gladisheva, A. S. Gavrilchuk. – Text : electronic // Conference Proceedings, Tyumen, March 2019. – URL: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900565>.

20. Большаков, Ю. Я. Теория капиллярности нефтегазонакопления / Ю. Я. Большаков ; отв. ред. А. Э. Конторович ; Российская академия наук, Сибирское отделение, Институт проблем освоения Севера. – Новосибирск : Наука, 1995. – 179 с. – Текст : непосредственный.

21. Ivanhoe, L. F. Evaluating prospective basins. I. Oil/gas potential in basins estimated / L. F. Ivanhoe. – Text : electronic // Oil Gas Journal. – URL: <https://www.osti.gov/biblio/6726142>. – Published: December, 6, 1976.

References

1. 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., 679 p. (In Russian).
2. Gladysheva, Ya. I. (2021). *Neftegazovyy potentsial severa Zapadnoy Sibiri (rayon Nadym-Purskogo mezhdurech'ya)*. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 204 p. (In Russian).
3. Borodkin, V. N., & Kurchikov, A. R. (2010). *Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti achimovskoy tolshchi severa Zapadnoy Sibiri*. Novosibirsk, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences Publ., 138 p. (In Russian).
4. Weiss, E. (2011). Birth of the new geoscientist. *First Break*, 29(1), pp. 35-36. (In English). DOI: 10.3997/1365-2397.29.1.46393
5. Plessix, R. E., & Cao, Q. (2011). A parametrization study for surface seismic full waveform inversion in an acoustic vertical transversely isotropic medium. *Geophysical Journal International*, 185(1), pp. 539-556. (In English). DOI: 10.1111/j.1365-246X.2011.04957.x
6. Khromova, I., Link, B., & Marmelevskiy, N. (2011). Comparison of seismic-based methods for fracture permeability prediction. *First Break*, 29(1), pp. 37-44. (In English). DOI: 10.3997/1365-2397.2011001
7. Dolgikh, Yu. N. (2014). *Mnogourovnevaya seysmorazvedka i kinematicheskaya inversiya dannykh MOV-OGT v usloviyakh neodnorodnoy VChR*. Moscow, EAGE Geomodel' Publ., 211 p. (In Russian).
8. Kontorovich, V. A. (2009). The meso-cenozoic tectonics and petroleum potential of West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, (4), pp. 461-474. (In Russian).
9. Kurchikov, A. R., Borodkin, V. N., Zaripov, S. M., Melnikov, A. V., & Koksharov, K. E. (2011). Substantiation of directions of prospecting-evaluation activity within the limits of Urengoi and adjoining regions in the northern part of the Western Siberia. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (8), pp. 4-14. (In Russian).
10. Naumov, A. L., & Khafizov, F. Z. (1986). *Novyy tip litologicheskikh lovshek v neokomskikh otlozheniyakh Zapadnoy Sibiri*. *Geologiya nefti i gaza*, (1), pp. 31-35. (In Russian).
11. Nezhdanov, A. A., Ponomarev, V. A., Turenkov, N. A., & Gorbunov, S. A. (2000). *Geologiya i neftegazonosnost' achimovskoy tolshchi Zapadnoy Sibiri*. Moscow, Akademiya gornykh nauk Publ., 245 p. (In Russian).
12. Nezhdanov, A. A. (2004). *Seysmogeologicheskiy analiz stroeniya neftegazonosnykh otlozheniy Zapadnoy Sibiri dlya tseley prognoza i kartirovaniya neantiklinal'nykh lovshek i zalezhey UV*. Avtoref. diss. ... dokt. geol.-mineral. nauk, 44 p. Tyumen. (In Russian).
13. Druchin, V. S. (2010). *Vybor optimal'noy metodiki geometrizatsii preryvistykh kollektorov*. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz*, (5), pp. 35-39. (In Russian).

14. Gladysheva, Ya. I. (2005) Prognoz granits rasprostraneniya achimovskikh otlozheniy v predelakh Urengoyetskogo mezovala s tsel'yu otsenki perspektiv ikh neftegazonosnosti. Geologiya, buroenie, razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokon-densatnykh mestorozhdeniy: sbornik, (2). Moscow, IRTS Gazprom LLC, pp. 3-6. (In Russian).
15. Mel'nikov, A. V. (2010). Stratigraficheskaya osnova geologicheskogo modelirovaniya neokomskikh otlozheniy v predelakh Urengoyetskogo i prilegayushchikh rayonov severa Zapadnoy Sibiri. Gornye vedomosti, (3), pp. 36-49. (In Russian).
16. Borodkin, V. N., Deshchenya, N. P., Nesterov, I. I., Penyagin, P. V., & Karimova, N. A. (2003). Stratigrafokorrelyatsionnaya osnova postroeniya regional'noy seysmogeologicheskoy modeli neokomskikh shel'fovykh i klinofornnykh otlozheniy severa Zapadnoy Sibiri. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (4-5), pp. 34-40. (In Russian).
17. Braduchan, Yu. V., Gol'bert, A. V., Gurari, F. G., Zakharov, V. A., Bulynnikova, S. P., Klimova, I. G.,... Turbina, A. S. (1986). Bazhenovskiy gorizont Zapadnoy Sibiri: Stratigrafiya, paleogeografiya, ekosistema, neftenosnost'. Novosibirsk, Nauka Publ., 216 p. (In Russian).
18. Gladysheva, Ya. I. (2012). Analiz sredneyurskikh otlozheniy severa Zapadnoy Sibiri dlya otsenki riska bureniya glubokikh skvazhin. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 83 p. (In Russian).
19. Gladysheva, Ya. I., & Gavrilchuk, A. S. (2019). Productivity of the Upper Jurassic of the North of the Western Siberia. Conference Proceedings, Tyumen, March, 2019. (In English). Available at: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900565>
20. Bol'shakov, Yu. Ya. (1995). Teoriya kapillyarnosti neftegazonakopleniya. Novosibirsk, Nauka Publ., 179 p. (In Russian).
21. Ivanhoe, L. F. (1976). Evaluating prospective basins. I. Oil/gas potential in basins estimated. Oil Gas Journal. (In English). Available at: <https://www.osti.gov/biblio/6726142>

Информация об авторе

Information about the author

Гладышева Яна Игоревна,
кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, GladyshevaYI@gmail.com

Yana I. Gladysheva, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, GladyshevaYI@gmail.com

Статья поступила в редакцию 17.08.2022; одобрена после рецензирования 11.11.2022; принята к публикации 20.11.2022.

The article was submitted 17.08.2022; approved after reviewing 11.11.2022; accepted for publication 20.11.2022.

УДК 550.812.1

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-1-29-44

Особенности исследования залежей предгазогидратного состояния

Ю. Е. Катанов*, А. К. Ягафаров, А. И. Аристов

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**katanov-juri@rambler.ru*

Аннотация. Количественной мерой производительности скважины является коэффициент продуктивности. Его величина обусловлена многими факторами, но особенно фильтрационно-емкостными параметрами зоны, непосредственно примыкающей к забою скважины.

Фильтрационно-емкостные свойства подобных зон формируются в основном на этапе вскрытия и освоения продуктивного объекта. Практика показывает, что существующий на сегодняшний день комплекс технологических мероприятий, характеризующий цикл заканчивания, в значительной мере определяет снижение фильтрационных характеристик коллектора в околоствольной области.

Часто последствия бывают настолько серьезными, что даже из высокопроницаемых интервалов не удастся получить промышленно рентабельных притоков пластового флюида.

В условиях ежегодно растущих объемов бурения и добычи углеводородов старые технологические приемы и схемы уже перестают удовлетворять производство. Сегодня возникла острая необходимость в изыскании и разработке новых, высокоэффективных методов бурения, добычи, разработки месторождений, позволяющих обеспечить потребность отечественной экономики в углеводородном сырье.

Немаловажная роль при этом отводится и процессу заканчивания скважин. Перспективным в этой области следует считать такой комплекс мероприятий, который позволяет в наибольшей мере предотвратить или устранить негативное воздействие данного цикла строительства скважин на добычные возможности пласта.

В связи с этим правильный выбор технических или технологических решений во многом обусловлен наличием информации о степени их влияния на изменение свойств коллектора.

Ключевые слова: гидраты, диффузия, аномалия, залежь, сеноман, турон, коллектор, углеводороды

Для цитирования: Катанов, Ю. Е. Особенности исследования залежей предгазогидратного состояния / Ю. Е. Катанов, А. К. Ягафаров, А. И. Аристов. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-1-29-44 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 1. – С. 29–44.

Peculiarities of the study of pre-gas-hydrate deposits

Yuri E. Katanov*, Alik K. Yagafarov, Artyom I. Aristov

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**katanov-juri@rambler.ru*

Abstract. A quantitative measure of well productivity is the productivity factor. Its value is determined by many factors, but especially by filtration-volume parameters of the zone immediately adjacent to the bottomhole.

Filtration-capacitive properties of these zones are formed mainly at the stage of penetration and development of productive object. The practice shows that the present set of technological measures, which characterize the completion cycle, largely determines the reduction of filtration characteristics of the reservoir in the near-wellbore area.

Often the consequences are so severe that even from highly permeable intervals it is not possible to obtain commercially viable flows of formation fluid.

Under conditions of annually growing volumes of drilling and oil and gas production, old technological methods and schemes are no longer satisfying production. Today there is an urgent need to find and develop new, highly effective methods of drilling, production, field development, allowing meeting the needs of the domestic economy in hydrocarbons.

The process of well completion plays an important role in this process. Promising in this area should be considered such a set of measures, which allows preventing or eliminating the negative impact of the cycle of well construction on the productive capacity of the reservoir to the greatest extent.

In this regard, the right choice of technical or technological solutions is largely conditioned by the availability of information about the degree of their influence on the change in reservoir properties.

Keywords: hydrates, diffusion, anomaly, deposit, Cenomanian, Turonian, reservoir, hydrocarbons

For citation: Katanov, Yu. E., Yagafarov, A. K., & Aristov, A. I. (2023). Peculiarities of the study of pre-gas-hydrate deposits. *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 29-44. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-1-29-44

Введение

Газовые и ретроградно газовые (газоконденсатные) залежи, в которых весь внутрипоровый объем коллектора, за исключением объема, занятого связанной водой, заполнен свободной газовой фазой, хорошо изучены газопромысловой геологией и практикой их разработки [1, 2].

Открыты и изучаются с позиции оценки ресурсов в недрах и поиска эффективных практических технологий разработки газогидратные залежи. В них весь внутрипоровый объем коллектора, за исключением тонкого слоя адсорбированной и частично диффузной воды, занят газогидратами [3–5].

Они выделены при наличии коллектора в геологических разрезах там, где фактически начальные термобарические условия становятся ниже равновесных гидратообразования, полученных в лабораторном эксперименте для свободного (не стесненного) объема ассоциатов воды по конкретному составу газа-гидратообразователя.

Оказалось, что между этими двумя известными формами сонахождения углеводородных газов в залежах существует обширная третья форма переходного, так называемого предгазогидратного состояния, когда одна часть внутрипорового пространства занята газогидратами, а другая, оставшаяся часть — газом в свободной газовой фазе.

Газогидратная составляющая по своему местоположению соответствует объему, преимущественно занятому диффузными слоями связанной воды. Отдельные молекулы и ассоциаты диффузных слоев связанной воды по сравнению со свободной обладают меньшей подвижностью, и в связи с этим газогидратное состояние сохраняется при более высоких давлениях и температуре, чем это следовало бы из упомянутых выше равновесных условий гидратообразования [6–12].

На северо-востоке Западно-Сибирской плиты из отложений кровли покурской свиты сеноманского яруса получают высокодебитные притоки газа, а из газсалинской свиты туронского яруса верхнего мела — низкодебитные.

Проведенные систематические температурные измерения геотемпературного градиента по сети разведочных скважин меридионального профиля вдоль простирания структуры Харампурского месторождения показали наличие положительной температурной аномалии амплитудой 1 °С, приуроченной к кровле газсалинской свиты.

Температурная аномалия могла возникнуть при выделении тепла от гидратообразования в пористой среде и сохраниться в характерном для геологических разрезов стационарном тепловом поле.

Помимо гидродинамической модели нефтегазового коллектора важным обстоятельством, влияющим на выбор подсчетной схемы запасов по материалам испытания и опытно-промышленной эксплуатации скважин, является обоснование гидродинамической модели залежи [13–18].

В связи с этим представление о геометрии пласта может меняться с ростом зоны дренирования. При малых временах наблюдения, например, по кривым восстановления давления (КВД), можно не «почувствовать» границ пласта и схематизировать его в этом диапазоне исследования (по времени) бесконечной системой [19, 20].

Разрешающая способность гидродинамических методов возрастает, если в качестве исходной информации для распознавания геометрии залежи брать изменения пластовых давлений и отбора по скважинам за период опытно-промышленной эксплуатации залежей, когда не осуществлены методы воздействия и пластовая система работает в упругом режиме [21, 22].

Оценка запасов углеводородов методом материального баланса при эксплуатации залежи в режиме истощения и в условиях проявления неньютоновских свойств вполне допустима и хорошо реализуется в пластовых системах с замкнуто-упругим режимом, когда объем и площадь дренирования залежи известны [23].

Однако с проявлением неньютоновских систем в виде начального градиента давления вдоль внешней границы зоны дренирования в бесконечной пластовой системе наиболее сложно выделить на разные даты исследования внешние границы контура влияния скважин, в их пределах по-

строить карты изобар и рассчитать по ним средневзвешенное текущее пластовое давление в зоне отбора [24–27].

С целью обоснованного определения внешней границы зон дренирования, необходимого для построения карт изобар, в зависимости от произведенных отборов, необходимо проследить за характером изменения текущего пластового давления в пьезометрических скважинах, по которым имеются многолетние наблюдения.

Целью данного исследования является создание подхода к изучению залежей предгазогидратного состояния на базе геолого-технологических моделей газосодержащих коллекторов в условиях разработки запасов.

Задачи: исследовать условия формирования зон гидратообразования; проработать первичную концепцию восполнения газодобычи в уже промышленно освоенном регионе.

Объект и методы исследования

Общепринятой на сегодняшний день мерой оценки продуктивности скважин является сопоставление результатов интерпретации гидродинамических исследований двух видов: на установившихся и неустановившихся режимах фильтрации.

При обработке данных методом установившихся отборов определяют коэффициент продуктивности $\eta_{\text{ф}}$, величину, качественно характеризующую условия притока пластового флюида к забою в прискважинной зоне.

При обработке кривой восстановления давления находят коэффициент продуктивности скважины $\eta_{\text{п}}$ для удаленной части пласта. Исходя из того, что на достаточном удалении от ствола скважины свойства коллектора не претерпевают существенных изменений, величину $\eta_{\text{п}}$ принято называть потенциальным коэффициентом продуктивности.

Отношение $\frac{\eta_{\text{ф}}}{\eta_{\text{п}}}$ характеризует степень изменения емкостных свойств продуктивного объекта вокруг ствола и может быть косвенно связано с проведением каких-либо мероприятий на скважине.

Следовательно, по величине данного отношения возможна оценка эффективности примененных мероприятий. Такой подход традиционен, но требует уточнения.

К сожалению, любой из существующих сегодня технологий присущи недостатки, которые не позволяют ее рассматривать с точки зрения этапности.

В качестве подтверждения сказанного достаточно рассмотреть общепринятую схему заканчивания скважин в отечественной и зарубежной практике, которая условно делится на несколько этапов: вскрытие пласта бурением, спуск обсадной колонны и ее последующее цементирование, перфорация, вызов притока флюидов и дальнейшая эксплуатация.

Вскрытие продуктивности горизонта бурением приводит к необратимому нарушению начального напряженного состояния пород. Следствием такого нарушения является образование вокруг выработки поля напряжений определенной интенсивности с аномалией у стенок забоя. При реализации последующих этапов характеристики поля претерпевают изменения, но всегда отличны от первоначальных.

В горном деле установлено, что область аномалий невелика, она только в несколько раз превосходит размеры горной выработки. Вместе с тем в этой области существенно изменяются условия залегания горных пород, что может быть причиной значительных изменений их фильтрационных свойств.

Результаты и обсуждение

Залежь газа в кровле покурской свиты массивная, а в газсалинской свите — пластово-сводовая. Газоводяной контакт (ГВК) для обеих залежей единый, наклонен в северном направлении. Ловушки заполнены газом до замка верхнетуронской глинистой покрышки, перекрывающей газсалинскую свиту, то есть разделяющую залежи заглинизированную перемычку между залежами толщиной свыше 10 м можно рассматривать в виде ложной покрышки с насыщенным газом в свободном сорбированном, а, возможно, и газогидратном состоянии.

Распределения начального пластового давления в залежах взяты по прямым замерам в сеноманской залежи, проэкстраполированы в газсалинскую залежь по барометрическому закону, поскольку состав свободного пластового газа в них одинаков.

Кривая температурной аномалии совпадает с кровлей газсалинской свиты, а подошва имеет слабый наклон в северном направлении параллельно ГВК.

Взяв фактические замеренные значения начальной пластовой температуры на кровлю либо подошву температурной аномалии и соответствующие им по глубине экстраполированные значения начального пластового давления, можно построить равновесную линию «давление (P) — температура (t)» в залежи. Эта кривая значительно отличается и смещена в сторону более высоких температур примерно на 10 °С.

Эту равновесную линию « P - t » можно интерпретировать как равновесную гидратообразования для ассоциатов диффузных слоев связанной воды (рис. 1).

Обозначения на рисунке 1 следующие: a — газонасыщенный коллектор; b — газогидратный коллектор; c — коллектор предгазогидратного состояния; линия 1 — равновесная гидратообразования в свободном объеме; линия 2 — равновесная гидратообразования в связанной воде; область I — область существования свободного газа; область II — область существования газогидратов; область III — область существования залежей предгазогидратного состояния.

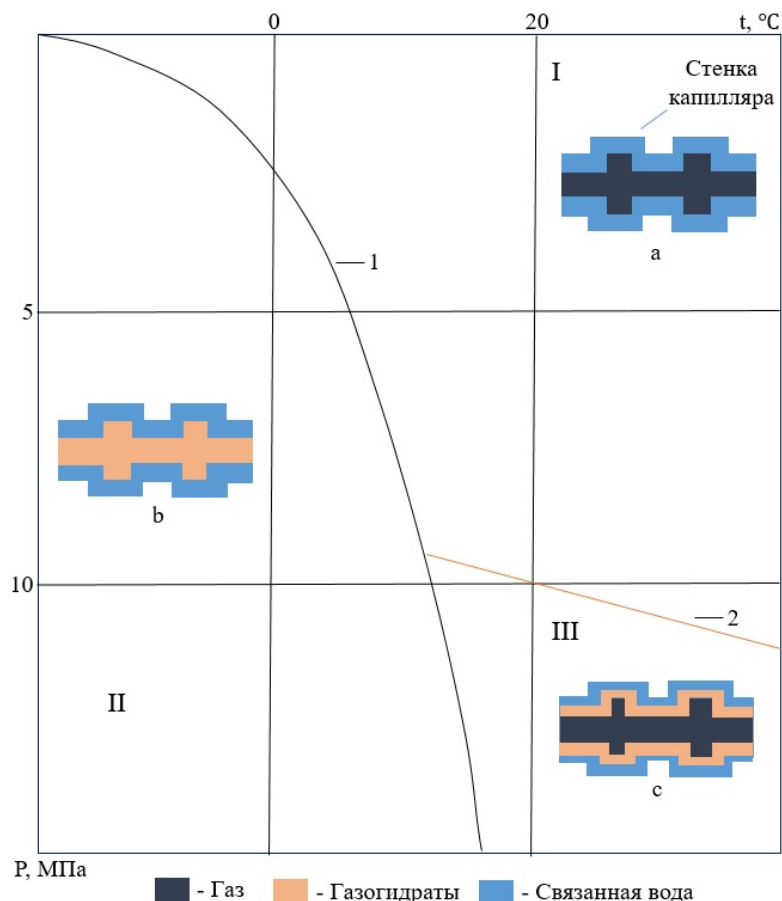


Рис. 1. Модель газосодержащих коллекторов

Оценить долю порового пространства, занятую газогидратами, можно следующим образом. Используем для этого связь открытой пористости, определенной по относительной амплитуде кривой собственной поляризации с параметром $\alpha_{\text{пс}}$.

Для части залежи со свободным газом, как в покурской, так и в газсалинской свитах поляризация одинакова, а для части залежи в предполагаемом предгазогидратном состоянии эта зависимость смещена в сторону более низких значений $\alpha_{\text{пс}}$ и, соответственно, более высоких значений открытой пористости.

При определении величины открытой пористости для Харампурского и Южно-Русского месторождений взят единый опорный пласт в покурской свите, а для Заполярного — два разных опорных пласта (для покурской свиты в покурской, для газсалинской — в газсалинской), что нашло отражение в построениях на рисунках 2–4.

В качестве предполагаемого предгазогидратного состояния для Харампурского месторождения учтены все пластовые пересечения для положительной температурной аномалии, а для Южно-Русского и Заполярного

месторождений из-за отсутствия температурных измерений — выше некоторой условной гипсометрической плоскости по параметру $\alpha_{\text{ПС}}$.

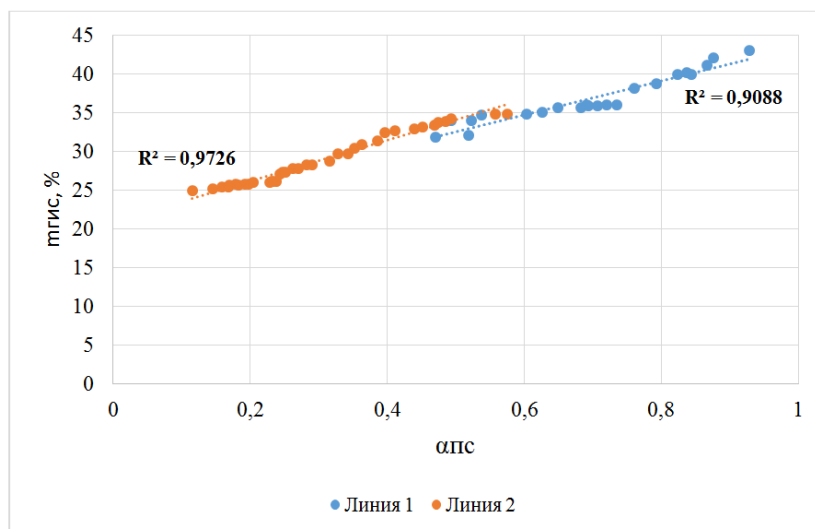


Рис. 2. Зависимость открытой пористости $m_{\text{ГИС}}$ от относительной амплитуды $\alpha_{\text{ПС}}$ по Харампурскому месторождению для газовой залежи покурской (сеноман) — линия 1 и предгазогидратной залежи газсалинской (турон) свит — линия 2

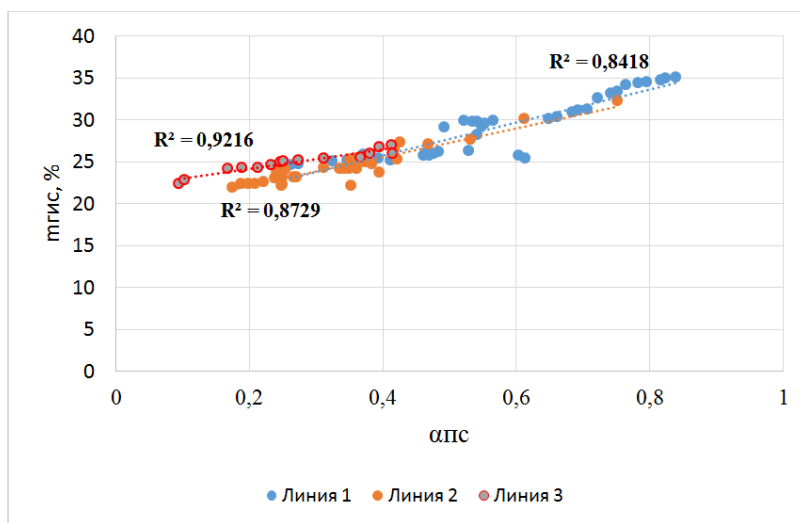


Рис. 3. Зависимость открытой пористости $m_{\text{ГИС}}$ от относительной амплитуды $\alpha_{\text{ПС}}$ по Заполярному месторождению для газовых залежей покурской (сеноман) — линия 1, газсалинской (турон) свит — линия 2 и предгазогидратной залежи газсалинской (турон) свиты — линия 3

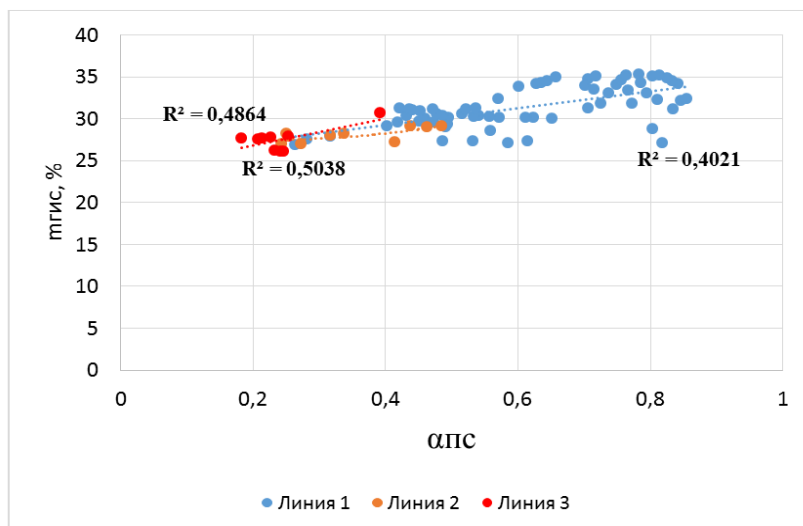


Рис. 4. Зависимость открытой пористости $m_{\text{Гис}}$ от относительной амплитуды $\alpha_{\text{ПС}}$ по Южно-Русскому месторождению для газовых залежей покурской (сеноман) — линия 1, газсалинской (турон) свит — линия 2 и предгазогидратной залежи газсалинской (турон) свиты — линия 3

Разница в значениях открытой пористости составила 3–10 % от Харампурского месторождения на юге до Заполярного месторождения на севере рассматриваемой территории.

Если принять, что в единицу объема газогидратов газа в пластовых условиях указанных месторождений содержится на порядок больше, чем в единицу объема свободного газа, то ресурсы углеводородного газа в части залежи предгазогидратного состояния возрастут против подсчитанных объемным методом в 1,2–1,5 раза, что является существенным и заслуживающим внимания и изучения.

Обнаруживается, что индикаторные линии в координатах «квадрат забойной депрессии (ΔP^2) — дебит (Q)» систематически смещаются ниже начала координат, отсекая от оси ΔP^2 отрицательную величину C_0 , что может быть обусловлено дефицитом пластового давления, его недовосстановлением за продолжительный период наблюдений.

Для практического примера, приведенного на рисунке 5, дефицит пластового давления составляет 1,5 МПа (см. рис. 5, слева).

Судя по кривой, восстановление пластового давления достигает своего начального значения к исходу 10–15 суток. Соотношение упругоэластичности между частями залежей, занятых газогидратами и свободным газом, составит небольшую величину, порядка 1,5–2,0. Однако для организации контроля за эффективностью истощения газом газогидратной составляющей (по динамике изменения этой величины) при разработке или пробной эксплуатации залежи такой величины упругоэластичности недостаточно.

Если же удастся определить сжимаемость в пластовых условиях газогидратной составляющей, то можно будет перейти к прямой оценке извлекаемых запасов газа из доли газогидратного и свободного объемов.

Представляется возможным интенсифицировать добычу газа из скважин такой сравнительно простой и доступной для глубин залегания пластово-сводовых залежей предгазогидратного состояния технологией, как гидравлический разрыв пласта (ГРП).

Если принять во внимание логнормальный закон распределения гидравлических сопротивлений по радиусу депрессионной воронки от единичной скважины, то трещина разрыва длиной 10 м увеличит продуктивность скважины в 6–7 раз:

$$\frac{Q_{\text{тр}}}{Q_{\text{цил}}} = \frac{4 \cdot (R-r) \cdot h}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot h} = \frac{4 \cdot (R-r)}{2 \cdot 3,14 \cdot r} = \frac{6,5 \cdot (R-r)}{r}.$$

Если же продуктивность возрастает пропорционально росту фильтровой поверхности, то произойдет 50–60-кратное увеличение дебитов газа.

В действительности можно ожидать кратного увеличения против фактически получаемых дебитов 25–30 м³/сут без воздействия на пласт.

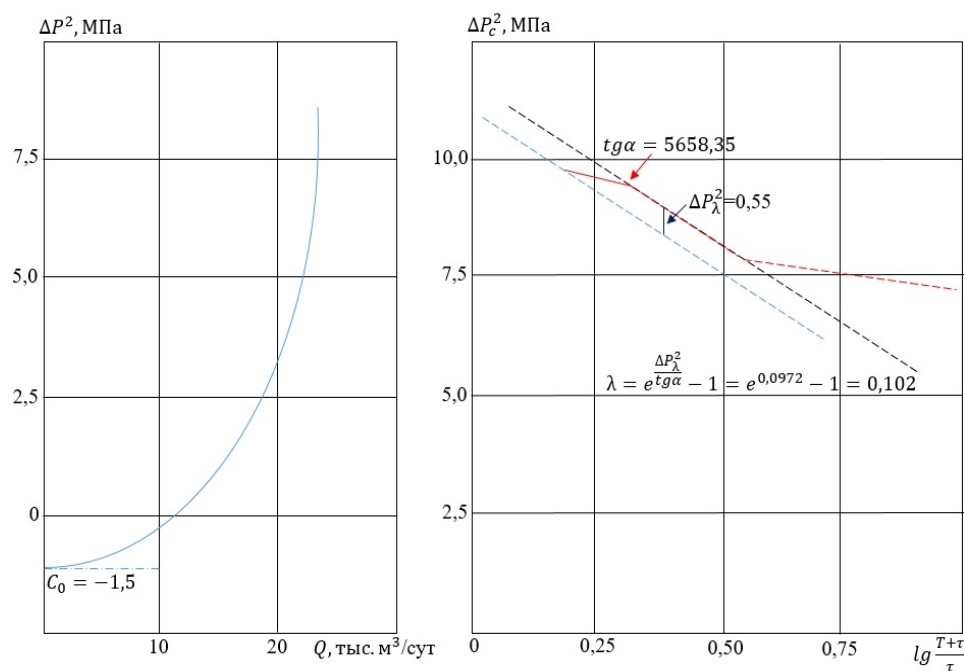


Рис. 5. Пример интерпретации индикаторной линии (а) и кривой восстановления давления (б) по скважине 294 (интервал 1 026–1 031 м, газсалинские отложения) Харампурского месторождения и прогноза увеличения дебита скважины после ГРП (с)

Рабочие дебиты, при условии недопущения снижения температуры в прискважинной зоне более 10 °С, составят порядка 100–120 тыс. м³/сут, то есть окажутся вполне рентабельными для восполнения газодобычи в уже промышленно освоенном по другим объектам разработки регионе.

Выводы

Залежи предгазогидратного состояния, учитывая низкие темпы газоизвлечения, целесообразно вводить в разработку самостоятельной сеткой скважин параллельно с основными объектами, чтобы своевременно получить самостоятельный опыт эксплуатации и опережающую выработку газа из них на стадии устойчивой газодобычи по месторождению.

В качестве первоочередных задач в составе газовой отрасли следует:

- выделить перспективные территории в Западной Сибири, Якутии, Европейском Севере и других регионах с вероятным наличием в недрах залежей в предгазогидратном состоянии, оценить по ним величину прогнозных и перспективных запасов, приступить к их практическому опоискованию;
- составить и реализовать по одному из уже известных объектов разработки проект доразведки с организацией пробной эксплуатации элементов залежи в режиме истощения как до, так и после проведения гидравлического разрыва пласта с полным контролем за изменением соотношения упругоёмкостей в газогидратной и газовой частях коллектора с целью обоснования кондиций и выработки эффективных проектных решений разработки.

Для низкопроницаемой аккумулирующей матрицы и высокопроницаемой флюидопроводящей среды, нетрадиционные формы сонахождения углеводородов в недрах обусловлены наличием сети микрофлюидогетерогенных пластовых систем типа «углеводородный газ — пластовая вода» и отложений предгазогидратного состояния, которые требуют специального подхода при их изучении испытанием скважин.

Фазовые переходы в пласте при испытании скважин присущи ретроградным системам (газоконденсатным пластовым системам, подгазовым объектам нефтегазоконденсатных залежей) при их испытании для давлений в зоне отбора ниже давления насыщения, когда возможна опережающая фильтрация выделившегося в свободную фазу растворенного в нефти газа.

По аналогии, в этом отношении, для сеноманских углеводородных отложений распределение связанной воды по высоте залежи и минерализации свободной воды при испытании гидрогеологических объектов связано с расформированием соответствующих зон проникновения.

Одним из важнейших условий достоверного исследования продукции газоконденсатных залежей является отбор представительной пробы, отвечающей составу газа при пластовых давлении и температуре.

В течение длительной эксплуатации добывающих скважин при забойном давлении ниже давления начала конденсации пласт донасыщается выпавшим ранее конденсатом до своего предельного значения, после чего наступает некоторая стационарность процесса фильтрации газоконденсатной смеси.

Научная работа подготовлена в рамках реализации государственного задания в сфере науки на выполнение научных проектов, выполняемых коллективами научных лабораторий образовательных организаций высшего образования, подведомственных Минобрнауки России, по проекту: «Технологии добычи низконапорного газа сеноманского продуктивного комплекса» (№ 0825-2020-0013, 2020–2023 гг.).

Список источников

1. Агалаков, С. Е. Газовые гидраты в туронских отложениях на севере Западной Сибири / С. Е. Агалаков. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1997. – № 3. – С. 16–21.
2. Агалаков, С. Е. Новые объекты поисков углеводородов в надсеноманских отложениях Западной Сибири / С. Е. Агалаков, О. В. Бакуев. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1992. – № 11. – С. 25–28.
3. Геологическое строение и оценка перспектив нефтегазоносности юрско-меловых отложений северной периклинали Уренгойского мегавала / В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков, А. С. Недосекин [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 3. – С. 4–18.
4. Оценка перспектив нефтегазоносности юрско-меловых отложений Южно-Карского региона по данным площадных сейсморазведочных работ 2D / В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков, А. С. Недосекин [и др.]. – DOI 10.31087/0016-7894-2018-2-61-70. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 61–70.
5. Иванов, А. В. История представлений о стратиграфии сеноманских отложений Нижнего Поволжья и прилежащих территорий / А. В. Иванов. – Текст : непосредственный // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2007. – Вып. 49. – С. 32–48.
6. Исследование влияния капиллярных явлений при фильтрации двухфазных несмешивающихся жидкостей в пористых средах / Ю. Е. Катанов, А. К. Ягафаров, И. И. Клещенко [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-1-19-29. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 1 (139). – С. 19–29.
7. Карнаухов, С. М. Эра сеноманского газа : «от рассвета до заката» / С. М. Карнаухов, В. А. Скоробогатов, О. Г. Кананыхина. – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2011. – № 3 (8). – С. 15–25.
8. Биомаркеры и адамантаны в нефтях из сеноманских отложений севера Западной Сибири / В. А. Каширцев, И. И. Нестеров, В. Н. Меленевский [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № (8). – С. 1227–1235.

9. Внедрение технологии совместного компримирования газа сеноманской залежи и ачимовских отложений / А. Ю. Корякин, Р. Н. Исмагилов, В. Ф. Кобычев [и др.]. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 1 (61). – С. 33–37.
10. Специфика седиментации сеноманских отложений на примере Русского месторождения / А. И. Кудаманов, А. С. Потапова, Т. М. Карих. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 11. – С. 30–34.
11. Кутищева, Е. В. Особенности минералогического состава альбских и сеноманских отложений центральной части Воронежской антеклизы / Е. В. Кутищева. – Текст : непосредственный // Вестник Воронежского государственного университета. Серия : Геология. – 2016. – № 1. – С. 44–48.
12. Нестеров, И. И. Адамантаны в нефтях сеноманских отложений Западной Сибири / И. И. Нестеров, В. А. Каширцев, В. Н. Меленевский. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2011. – № 6 (85). – С. 82–88.
13. Оганов, Г. С. Применение технологии резки боковых стволов для восстановления газовых скважин на сеноманские отложения месторождений Западной Сибири / Г. С. Оганов, А. В. Потапов. – Текст : непосредственный // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2019. – № 1. – С. 19–24.
14. Паникаровский, Е. В. Проблемы эксплуатации сеноманских скважин / Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский. – DOI 10.31660/0445-0108-2016-1-67-72. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 1 (115). – С. 67–72.
15. Подобина, В. М. Новые сведения по фораминиферам и биостратиграфии верхнего сеномана северного района Западной Сибири / В. М. Подобина. – Текст : непосредственный // Вестник Томского государственного университета. – 2012. – № 361. – С. 182–187.
16. Пунанова, С. А. Углеводородные мегарезервуары апт-сеноманских отложений северных регионов Западной Сибири / С. А. Пунанова, А. В. Самойлова. – DOI 10.24412/2076-6785-2022-4-15-19. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – № 4. – С. 15–19.
17. Ульмасвай, Ф. С. Категории крупности сеноманских углеводородных скоплений северных регионов Западной Сибири как отражение их структурных особенностей / Ф. С. Ульмасвай, С. А. Пунанова, Т. Л. Виноградова. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 4. – С. 4–9.
18. Afonin, I. Mineralogical and geochemical features of Senonian sediments of Medvezhye gas field (Western Siberia) / I. Afonin, P. Tishin. – DOI 10.5593/sgem2018/1.1/S01.035. – Direct text // 18th International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM 2018. Conference proceedings. – 2018. – Vol. 18. – P. 265–271.
19. Katanov, Yu. E. A probabilistic and statistical model of rock deformation / Yu. E. Katanov. – Text : electronic // E3S Web of Conferences. – 2021. – Vol. 266. – URL: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202126603011>.
20. Katanov, Yu. E. Geological and mathematical description of the rocks strain during behavior of the producing solid mass in compression (Tension) / Yu. E. Katanov, Yu. V. Vaganov, M. V. Listak. – DOI 10.33271/mining15.04.091. – Direct text // Journal of Mines, Metals & Fuels. – 2020. – Vol. 68, Issue 9. – P. 285–293.

21. Kraemer, P. Deflected Polygonal Faults as Paleo-Stress Indicator and Tool to Analyze Hydraulic Conductivity in Senonian Reservoirs of Western Siberia (Russian Federation) / P. Kraemer, J. Chevallier-Messbacher. – Text : electronic // Saint Petersburg 2020. – 2020. – Vol. 2020, Issue 1. – URL: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202053167>.
22. Кудаманов, А. И. Осадконакопление туронских отложений Западно-Сибирской плиты на примере Харампурского лицензионного участка / А. И. Кудаманов, Э. Б. Авраменко. – DOI 10.24887/0028-2448-2017-9-70-75. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 9. – С. 70–75.
23. Marinin, V. I. Prospect of resource increase of Urengoy complex / V. I. Marinin. – Text : electronic // 23rd World Gas Congress. – URL: <http://members.igu.org/html/wgc2006/pdf/paper/add11597.pdf>.
24. Гидродинамические особенности нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья / Д. А. Новиков, Ф. Ф. Дульцев, А. В. Черных, С. В. Рыжкова. – DOI 10.18599/grs.2019.4.85-94. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2019. – № 21 (4). – С. 85–94.
25. Рахбари, Н. Ю. Гидрогеологический фактор пескования эксплуатационных скважин газового месторождения Медвежье / Н. Ю. Рахбари. – Текст : непосредственный // Международный научно-исследовательский журнал. – 2015. – № 5 (36). – С. 62–64.
26. Shpurov, I. V. Identification of Potential Gas-Bearing Intervals in the Upper Cretaceous Shale Deposits in the North of Western Siberia (Based on the Example of the Medvezh'e Gas Field) / I. V. Shpurov, V. V. Cherepanov, V. S. Afanas'ev. – DOI 10.3103/S0145875221010117. – Direct text // Moscow University Geology Bulletin. – 2021. – Vol. 76, Issue 1. – P. 77–86.
27. Integrated Characterization of Upper Cretaceous Reservoirs-Case Study from Large Gas Field, Western Siberia / V. Zhemchugova, M. Berbenev, Y. Naumchev [et al.]. – Text : electronic // 77th EAGE Conference and Exhibition. – 2015. – Vol. 2015, Issue 1. – URL: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201413080>.

References

1. Agalakov, S. E. (1997). Gazovye gidraty v turonskikh otlozheniyakh na severe Zapadnoy Sibiri. *Geologiya nefti i gaza*, (3), pp. 16-21. (In Russian).
2. Agalakov, S. E., & Bakuev, O. V. (1992). Novye ob"ekty poiskov uglevodorodov v nadsenomanskikh otlozheniyakh Zapadnoy Sibiri. *Geologiya nefti i gaza*, (11), pp. 25-28. (In Russian).
3. Borodkin, V. N., Kurchikov, A. R., Nedosekin, A. S., Smirnov, O. A., Lukashov, A. V., & Martynova, E. V. (2016). Geological structure and assessment of oil and gas potential of the Jurassic-cretaceous deposits within the northern pericline of Urengoy mega-swell. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (3), pp. 4-18. (In Russian).
4. Borodkin, V. N., Kurchikov, A. R., Nedosekin, A. S., Firstaeva, E. N., Strekalov, A. Ya., & Pogretsky, A. V. (2018). Evaluation of petroleum potential using 2D areal seismic data in the Jurassic-Cretaceous formations, South-Kara region. *Oil and gas geology*, (2), pp. 61-70. (In Russian). DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-61-70

5. Ivanov, A. V. (2007). Istoriya predstavleniy o stratigrafii senomanskikh otlozheniy Nizhnego Povolzh'ya i prilezhashchikh territoriy. Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya, (49), pp. 32-48. (In Russian).
6. Katanov, Yu. E., Yagafarov, A. K., Kleshchenko, I. I., Savina, M. E., Shlein, G. A., & Yagafarov, A. K. (2020). Studying the influence of capillary phenomena in two-phase filtration of immiscible fluids in porous media. Oil and Gas Studies, (1(139)), pp.19-29. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-1-19-29
7. Karnaukhov, S. M., Skorobogatov, V. A., & Kananykhina, O. G. (2011). Era senomanskogo gaza: "ot rassveta do zakata". Vesti gazovoy nauki, (3(8)), pp. 15-25. (In Russian).
8. Kashirtsev, V. A., Nesterov, I. I., Melenevskii, V. N., Fursenko, E. A., Kazakov, M. O., & Lavrenov, A. V. (2013). Biomarkers and adamantanes in crude oils from Cenomanian deposits of northern West Siberia. Russian Geology and Geophysics, 54(8), pp. 958-965. (In English). DOI: 10.1016/j.rgg.2013.07.012
9. Koryakin, A. Yu., Ismagilov, R. N., Kobychiev, V. F., & Serebryanskiy, S. A. (2018). Introduction of the technology of joint treatment of gas of the Cenomanian and Achimov deposits. Exposition Oil & Gas, (1(61)), pp. 33-37. (In Russian).
10. Kudamanov, A. I., Potapova, A. S., & Karikh, I. M. (2013). Characteristic aspects of the Cenomanian deposits on the example of Russkoye field. Oil Industry, (11), pp. 30-34. (In Russian).
11. Kutishcheva, E. V. (2016). The features of granulometric and mineral composition of Albian and Senomanian deposits of the central part of the Voronezh antekline. Proceedings of Voronezh State University. Series: Geology, (1), pp. 44-48. (In Russian).
12. Nesterov, I. I., Kashircev, V. A., & Melenevskij, V. N. (2011). Adamantany v neftnykh senomanskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri. Gornye vedomosti, (6(85)), pp. 82-88. (In Russian).
13. Oganov, G. S., & Potapov, A. V. (2019). Application of sidetrack drilling technology for the restoration of gas wells on Cenomanian stratum in the Western Siberia fields. Bulletin of the Association of Drilling Contractors, (1), pp. 19-24. (In Russian).
14. Panikarovski, E. V., & Panikarovski, V. V. (2016). Problems of wells operation in Cenomanian deposits. Oil and Gas Studies, (1(115)), pp. 67-72. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2016-1-67-72
15. Podobina, V. M. (2012). New data on Upper Cenomanian foraminifers and biostratigraphy of northern district of Western Siberia. Tomsk State University journal, (361), pp. 182-187. (In Russian).
16. Punanova, S. A., & Samoilova, A. V. (2022). Hydrocarbon megareservoirs of Apt-Senomanian deposits of the northern regions of Western Siberia. Exposition Oil Gas, (4), pp. 15-19. (In Russian). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-15-19
17. Ul'masvay, F. S., Punanova, S. A., & Vinogradova, T. L. (2008). Kategorii krupnosti senomanskikh uglevodorodnykh skopleniy severnykh regionov Zapadnoy Sibiri kak otrazhenie ikh strukturnykh osobennostey. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (4), pp. 4-9. (In Russian).
18. Afonin, I., & Tishin, P. (2018). Mineralogical and geochemical features of Senonian sediments of Medvezhye gas field (Western Siberia). 18th International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM 2018. Conference proceedings, 18, pp. 265-271. (In English). DOI: 10.5593/sgem2018/1.1/S01.035

19. Katanov, Yu. E. (2021). A probabilistic and statistical model of rock deformation. E3S Web of Conferences, 266. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202126603011>
20. Katanov, Yu. E., Vaganov, Yu. V., & Listak, M. V. (2020). Geological and mathematical description of the rocks strain during behavior of the producing solid mass in compression (Tension). Journal of Mines, Metals & Fuels, 68(9), pp. 285-293. (In English). DOI: 10.33271/mining15.04.091
21. Kraemer, P., & Chevallier-Messbacher, J. (2020). Deflected Polygonal Faults as Paleo-Stress Indicator and Tool to Analyze Hydraulic Conductivity in Senonian Reservoirs of Western Siberia (Russian Federation). Saint Petersburg 2020, 2020(1). (In English). Available at: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202053167>
22. Kudamanov, A. I., & Avramenko, E. B. (2017). Sedimentation of West-Siberian Plate Turonian deposits: history case of Kharampur licence block (Russian). Oil Industry, (9), pp. 70-75. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2017-9-70-75
23. Marinin, V. I. (2006). Prospect of resource increase of Urengoy complex. 23rd World Gas Congress. (In English). Available at: <http://members.igu.org/html/wgc2006/pdf/paper/add11597.pdf>
24. Novikov, D. A., Dultsev, F. F., Chernykh, A. V., & Ryzhkova, S. V. (2019). Hydrodynamic features of oil and gas bearing deposits of the southern areas of Ob-Irtysh interfluvies. Georesources, (21(4)), pp. 85-94. (In Russian). DOI: 10.18599/grs.2019.4.85-94
25. Rahbari, N. Y. (2015). Hydrogeological factor of production wells sanding in Medvej'e gas field. International Research Journal, (5(36)), pp. 62-64. (In Russian).
26. Shpurov, I. V., Cherepanov, V. V., & Afanas'ev, V. S. (2021). Identification of Potential Gas-Bearing Intervals in the Upper Cretaceous Shale Deposits in the North of Western Siberia (Based on the Example of the Medvezh'e Gas Field). Moscow University Geology Bulletin, 76(1), pp. 77-86. (In Russian). DOI: 10.3103/S0145875221010117
27. Zhemchugova, V., Berbenev, M., Naumchev, Y., Dorofeev, A., & Krutoy, A. (2015). Integrated Characterization of Upper Cretaceous Reservoirs-Case Study from Large Gas Field, Western Siberia. 77th EAGE Conference and Exhibition, 2015(1). (In English). Available at: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201413080>

Информация об авторах

Катанов Юрий Евгеньевич, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры прикладной геофизики, ведущий научный сотрудник лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, katanov-juri@rambler.ru

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

Information about the authors

Yuri E. Katanov, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Applied Mechanics, Leading Researcher at Well Workover Technology and Production Stimulation Laboratory, Industrial University of Tyumen, katanov-juri@rambler.ru

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

Аристов Артем Игоревич,
лаборант лаборатории цифровых ис-
следований в нефтегазовой отрасли,
Тюменский индустриальный универси-
тет, г. Тюмень

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

Статья поступила в редакцию 22.12.2022; одобрена после рецензирования 22.01.2023; принята к публикации 25.01.2023.

The article was submitted 22.12.2022; approved after reviewing 22.01.2023; accepted for publication 25.01.2023.

УДК 550.3;550.8

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-1-45-59

Особенности уплотнения терригенных осадочных пород нефтегазоносных отложений

В. Г. Мамяшев*, А. М. Кузнецова

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**tmngeofiz@mail.ru*

Аннотация. Процесс уплотнения осадков определяет закономерности изменения свойств горных пород нефтегазоносных разрезов и, прежде всего, их пористости. Изучение закономерностей изменения пористости пород разной литологии от глубины их залегания представляет практическое значение для идентификации геологических разрезов, для обоснования интервалов существования коллекторов с межзерновым типом пористости, для прогнозирования свойств опорных пластов по разрезу и методического обеспечения геологической интерпретации материалов геофизических исследований скважин. Существующая концепция гравитационного уплотнения осадков не отражает ряда особенностей этого процесса пород в реальных условиях. В статье обоснованы условия формирования осадков, соответствующие переходу их в начальное, относительно стабильное состояние. Обоснованы особенности формирования осадков в начальных морских и континентальных условиях, а также особенности формирования их в условиях многолетнемерзлых толщ. Рассмотрены общие закономерности и особенности кривых уплотнения «чистых» песчаников и глин по данным опорных скважин, пробуренных в пределах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

Ключевые слова: осадочные породы, нормальное уплотнение, пористость, «чистые» песчаники и глины

Для цитирования: Мамяшев, В. Г. Особенности уплотнения терригенных осадочных пород нефтегазоносных отложений / В. Г. Мамяшев, А. М. Кузнецова. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-1-45-59 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 1. – С. 45–59.

Features of compaction of sedimentary rocks of oil and gas deposits

Vener G. Mamyashev*, Anna M. Kuznetsova

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**tmngeofiz@mail.ru*

Abstract. The process of compaction of sediments determines the patterns of changes in the properties of rocks of oil and gas bearing sections, primarily their porosity. The porosity of rocks of different lithology varies depending on their depth. The study of the regularities of changes in the porosity of rocks is important for the identification of geological sections, for substantiating the intervals of the existence of reservoirs with intergranular porosity type, for forecasting the properties of support layers by section and for methodological support for the geological interpretation of the materials of geophysical studies of wells. The existing concept of gravitational compaction of sediments doesn't reflect a number of features of this process of rocks in real conditions. The article substantiates the conditions of precipitation formation corresponding to their transition to an initial relatively stable state. The features of precipitation formation in the initial marine and continental conditions, as well as the features of their formation in permafrost strata are substantiated.

The general patterns and features of the compaction curves of typical sandstones and clays are considered according to the data of reference wells drilled within the West Siberian oil and gas basin.

Keywords: sedimentary rocks, normal compaction, porosity, typical sandstones and clays

For citation: Mamyashev, V. G., & Kuznetsova, A. M. (2023). Features of compaction of sedimentary rocks of oil and gas deposits. Oil and Gas Studies, (1), pp. 45-59. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-1-45-59

Введение

Изучение закономерностей изменения пористости пород нефтегазовых отложений от глубины их залегания имеет как прикладное, так и научное значение. Это направление остается одной из актуальных задач петрофизических и геолого-геофизических исследований разрезов, представленных осадочными песчано-глинистыми породами.

Наиболее полное представление о результатах работ, выполненных отечественными и зарубежными исследователями в этом направлении, приведено в монографии А. А. Грауссмана [1]. В ней отмечается, что начало научного этапа исследований уплотнения грунтов и осадков относится к 20-м годам XX века, когда К. Терцаги была представлена попытка формализации процесса уплотнения не связанных грунтов с помощью упрощенного дифференциального уравнения [2]. Различные вопросы уплотнения осадочных песчано-глинистых пород, составляющих геологических объекты, рассмотрены в работах отечественных ученых: Г. М. Авчана, Н. Б. Вассовича, В. М. Добрынина, В. Д. Ломтадзе, И. И. Нестерова, Б. К. Прошлякова, Г. И. Теодоровича, А. А. Чернова и др. Среди зарубежных исследователей необходимо отметить работы Д. Бреста и М. Пауэрса, Дж. Максвелла, У. Уэллера, Х. Хедберга, Л. Эзи. Отражение процессов уплотнения песчано-глинистых пород в материалах и результатах геофизических исследований разрезов скважин приводится в работах [3–7].

Объект и методы исследования

Объектом исследований является механизм гравитационного уплотнения терригенных осадочных пород с глубиной их залегания, начиная с обоснования понятия «стабильного» осадка, его свойств и условий формирования осадков «чистых» песчаников и глин. Методы исследований включают обобщение и анализ априорной информации, логическое моделирование процесса уплотнения и его этапов, обработку и анализ результатов экспериментальных исследований.

Процессы уплотнения обломочных осадочных пород и их особенности. Результаты сопоставлений пористости образцов песчано-глинистых осадков и пород с глубиной их залегания, выполненных для разных осадочных бассейнов с преимущественно равномерным характером накопления осад-

ков, практически не осложненным тектоническими факторами, позволили выявить следующие общие закономерности.

Наблюдается преимущественно монотонное уменьшение пористости песчано-глинистых пород и, соответственно, их объема с ростом глубины залегания пород [7–10]. Характер уплотнения зависит от гранулометрического и минерального составов исходного осадочного материала. Более интенсивно уплотняются глины. С уменьшением глинистости и переходом к «чистым» пескам интенсивность уплотнения осадков снижается. Было отмечено, что мономинеральные кварцевые осадки и породы уплотняются в несколько меньшей мере, чем породы кварц-полевошпатового и полимиктового составов. Прослои плотных карбонатизированных разностей песчано-алевритовых пород имеют аномальный характер уплотнения, определяемый особенностями формирования их в толще терригенных осадочных пород еще на начальной стадии уплотнения осадка [6]. Следствием этого являются резкое снижение сжимаемости прослоев карбонатизированных пород и довольно слабое последующее изменение их пористости с ростом глубины залегания. Было также установлено влияние постседиментационных (эпигенетических) преобразований твердой минеральной компоненты формируемых пород. Эффективность этих преобразований зависит от температуры и возраста осадков.

Накопленные фактические материалы подтверждают определяющее влияние механизма гравитационного уплотнения осадков и пород под действием эффективного давления. Поскольку сжимаемостью твердой минеральной компоненты пород и сжимаемостью поровой воды можно пренебречь, то уплотнение пород объясняется в первую очередь уменьшением их пористости.

Вертикальные тектонические движения осадочных толщ могут приводить как к «недоуплотнению», так и к «переуплотнению» осадков и пород. Значительное внимание исследователей было уделено описанию аппроксимации результатов сопоставления коэффициента пористости и глубины (далее — кривых уплотнения пород). В итоге было установлено, что в зависимости от объекта и задач исследований можно воспользоваться разными видами аппроксимации эмпирических зависимостей пористости от глубины. Процессы уплотнения глин удобнее описывать с помощью показательной, экспоненциальной или логарифмической зависимостей. Уплотнение песчано-алевритовых пород может быть представлено полиномиальными или линейными и кусочно-линейными уравнениями [1]. В большинстве случаев преобладает сложный, полиномиальный характер зависимостей. Немаловажную роль играют цели тех или иных сопоставлений, например: обоснование средних или наиболее вероятных значений пористости пород по разрезу либо обоснование средней пористости отдельных литологических типов пород (глин-аргиллитов, алевролитов, песчаников, плотных карбонатизированных разностей). Часто рассматривают сопоставления для наиболее вероятных (наибольших или наименьших)

значений пористости пород, слагающих опорные пласты, а также для отдельных литологических типов пород [11]. Во всех этих случаях виды уравнений аппроксимации могут несколько отличаться.

Принято считать, что процесс уплотнения осадков, определяемый эффективным давлением, при отсутствии денудации осадков является нормальным [12]. Соответственно, зависимости изменения пористости пород от глубины их залегания принято называть «кривыми нормального уплотнения» (КНУ).

Эффективное давление ($P_{эф}$) традиционно представляют как разность горного (геостатического) и порового (пластового) давлений

$$P_{эф} = P_{гор} - P_{пл}.$$

В открытых осадочных бассейнах пластовое давление в первом приближении соответствует гидростатическому давлению столба воды ($P_{гдс}$), то есть $P_{пл} \approx P_{гдс}$, в таких случаях можно принять, что $P_{эф} = P_{гор} - P_{гдс}$. Значения давлений можно выразить через глубину залегания (H_n) и среднюю плотность ($\delta_{п.ср}$) среды: $P_{гор} = g \cdot H_n \cdot \delta_{п.ср}$ и $P_{гдс} = g \cdot H_v \cdot \delta_{в.ср}$, где H_v — высота столба воды; g — ускорение силы тяжести; $\delta_{в.ср}$ — средняя плотность воды.

Согласно современным представлениям [13], среднее напряженное состояние пород (P_r), определяемое горным давлением, можно представить как среднее арифметическое значение суммы напряжений, действующих на элементарный объем породы в трех взаимно ортогональных направлениях (P_z, P_x, P_y), то есть как $P_r = (P_z + P_x + P_y) / 3$. Горное давление в этом случае определяется как

$$P_r = [(1 + 2k)/3] \cdot g \cdot H_n \cdot \delta_{п.ср}, \quad (1)$$

где g — ускорение силы тяжести (свободного падения); H_n — высота столба осадка, то есть глубина его залегания; $\delta_{п.ср}$ — средняя плотность осадка; $k = \nu / (1 - \nu)$ — коэффициент бокового распора ($k = P_x / P_z \approx P_y / P_z$), ν — коэффициент Пуассона породы. Величина коэффициента Пуассона составляет 0,5 в абсолютно пластичных телах и стремится к нулю в абсолютно упругих (хрупких) телах. Если в исходном осадке можно принять $\nu = 0,5$, то в консолидированных песчаниках и аргиллитах величина его составит около 0,2÷0,35. Экспериментальное обоснование эффективного значения коэффициента Пуассона, действовавшего в процессе уплотнения той или иной породы, не представляется возможным. Потому в той же работе [13] отмечается, что в практических оценках «...часто значение коэффициента k принимается равным единице».

Вместе с тем очевидна возможность обоснования давления в горизонтальной плоскости $P_x \approx P_y$ по величине давления гидроразрыва пластов ($P_{гпр} = P_x \approx P_y$), тогда можно определить значение коэффициента бокового

распора как $k = P_{\text{гпп}}/P_{\text{г}}$. Так, например, по материалам гидроразрыва пластов группы БВ Нижневартовского свода, залегающих на глубинах 2 100–2 400 метров, величина его составила $k = 0,75 \div 0,82$. Соответственно, среднее эффективное напряженное состояние этой части разреза составит $P_{\text{г}} = [0,83 \div 0,86] \cdot g \cdot H_{\text{п}} \cdot \delta_{\text{п.ср}} = [0,83 \div 0,86] \cdot P_{\text{гор}}$. Из этого условия следует, что при моделировании влияния термобарических условий на емкостные и иные свойства пород величина эффективного давления должна определяться следующим образом:

$$P_{\text{эф}} = (1 + 2 \cdot P_{\text{гпп}}/P_{\text{г}})/(3 \cdot P_{\text{гор}} - P_{\text{пл}}) . \quad (2)$$

При нормальном уплотнении по умолчанию принимается, что высоты столбов осадка и воды одинаковы и равны глубине залегания породы $H_{\text{п}} = H_{\text{в}}$.

Однако в континентальных условиях осадкообразования создаются условия для их переуплотнения, поскольку толщины вышележащих осадков, определяемые как $H_{\text{п}} = H_{\text{а}} + \Delta h$, будут превышать толщину (высоту) столба воды в них: $H_{\text{в}} = H_{\text{а}} + \Delta h_{\text{в}}$, где $H_{\text{а}}$ — абсолютная глубина залегания рассматриваемого осадка; Δh и $\Delta h_{\text{в}}$ — превышения высоты осадка и уровня грунтовых вод над уровнем мирового океана. Эффективное давление в рассматриваемом осадке составит

$$P_{\text{эф}} = g \cdot (H_{\text{а}} + \Delta h) \cdot \delta_{\text{п.ср}} - g \cdot (H_{\text{а}} + \Delta h_{\text{в}}) \cdot \delta_{\text{в.ср}} . \quad (3)$$

В пределе можно допустить, что $\Delta h_{\text{в}} = 0$, тогда эффективное давление будет превышать «нормальное» на $\Delta P_{\text{эф}} = g \cdot \Delta h \cdot \delta_{\text{п.ср}}$, где $\delta_{\text{п.ср}}$ — средняя плотность осадка, находящегося «над уровнем моря», в пределах Δh . При разности уровней $\Delta h - \Delta h_{\text{в}} \leq 25$ м различием их в уравнении (3) можно пренебречь, поскольку завышение эффективного давления будет не более 0,5 МПа, что практически не скажется на изменении пористости пород. Противоположная ситуация возникает в осадках, находящихся или формировавшихся в морских акваториях. Толщины их оказываются меньше абсолютных глубин залегания на величину $\Delta h_{\text{г}}$, равную глубине морского бассейна: $H_{\text{п}} = H_{\text{а}} - \Delta h_{\text{г}}$. В этом случае гидростатическое давление с достаточным приближением составит $P_{\text{гдс}} = H_{\text{а}} \cdot \delta_{\text{п.ср}}$, а эффективное

$$P_{\text{эф}} = g \cdot [(H_{\text{а}} - \Delta h_{\text{г}}) \cdot \delta_{\text{п.ср}} - H_{\text{а}} \cdot \delta_{\text{в.ср}}] . \quad (4)$$

Оно будет меньше «нормального» эффективного давления на $\Delta P_{\text{эф}} = g \cdot \Delta h_{\text{г}} \cdot \delta_{\text{п.ср}}$, соответственно, возможно недоуплотнение осадков. По мере продолжающегося осадконакопления толщины осадков будут стремиться к абсолютным глубинам их залегания, соответственно, $\Delta h_{\text{г}} \rightarrow 0$, тогда уравнения (3) и (4) преобразуются к традиционному виду

$$P_{\text{эф}} = g \cdot H_a(\delta_{\text{п.ср}} - \delta_{\text{в.ср}}). \quad (5)$$

Тем не менее периоды нахождения осадков, как в континентальных, так и в морских условиях могут отразиться на особенностях характеров их уплотнения. Существенную роль при этом будут играть постседиментационные преобразования, прежде всего, цементирующей составляющей пород. Они обусловлены растворением и переотложением минерального вещества, приводящим к карбонатизации и окремнению осадка. Кроме того, происходят эпигенетические преобразования минералов: пеллитизация и разрушение неустойчивых минералов (полевых шпатов, слюд и др.); происходит трансформация глинистых минералов, например, монтмориллонита в гидрослюда и далее — в хлорит и каолинит.

Процесс нормального уплотнения осадков нарушается также в интервалах проявления многолетней мерзлоты. В северных и приполярных территориях континентальных участков земной коры современные абсолютные отметки подошвы многолетней мерзлоты в терригенных обломочных осадках могут достигать 500–700 метров. Эффективное давление, а также интенсивность физико-химических процессов и собственно процесса уплотнения в интервалах многолетнемерзлых осадков резко снижаются. Последующее захоронение их в область положительных температур предполагает частичное «возвращение» к закону нормального уплотнения осадков.

Все перечисленные особенности необходимо учитывать при анализе кривых уплотнения осадочных пород и обосновании аналитического описания процесса их уплотнения.

Наиболее общее выражение закона нормального уплотнения осадков и пород, предложенное в работе В. М. Добрынина, Б. Ю. Вендельштейна и Д. А. Кожевникова [9], имеет следующий вид:

$$\frac{K_{\text{п, h}}}{K_{\text{п, h=0}}} = \frac{\exp[-\beta_{\text{п}}(t, T) \cdot g(\delta_{\text{п.ср}} - \delta_{\text{в.ср}}) \cdot H]}{1 - K_{\text{п, h=0}} \cdot \{(1 - \exp[-\beta_{\text{п}}(t, T) \cdot g(\delta_{\text{п.ср}} - \delta_{\text{в.ср}}) \cdot H])\}}, \quad (6)$$

где $\beta_{\text{п}}(t, T)$ — коэффициент необратимого уплотнения пород; H — глубина в км, $K_{\text{п, h=0}}$ — начальная пористость объекта, $K_{\text{п, h}}$ — прогнозируемая пористость на глубине H . Отмечается, что величина коэффициента необратимого уплотнения зависит от геологических условий: возраста, температуры и литологии пород, а также то, что применение его для решения задач прогноза уплотнения осадков в реальных условиях требует учета влияния дополнительных факторов.

Начальная пористость объекта $K_{\text{п, h=0}}$ сформулирована в этой работе как пористость его «...на поверхности» [9]. Если рассматривать пористость на поверхности исходного осадка, то для глин (илов) она варьирует от 55–56 до 75–77 %, а для песка — примерно от 42 до 46 %. В таком

случае рассматриваемые объекты представляют собой скорее взвеси ($K_p \geq 50\%$), имеющие довольно нестабильное состояние.

Известно, что формирование строения и относительно стабильного состояния исходных песчано-алевритовых осадков относится к стадии седиментогенеза и завершается примерно на глубине, соответствующей границе штормового воздействия на них [7]. Таким образом, $K_{p,h=0}$ песков и алевритов предлагается принимать на глубине примерно 15–20 метров. На этой глубине пористость чистого отсортированного песка составляет около $K_{p,пч,h=0} = 42 \pm 2\%$. Глинистые осадки формируются в глубоководной среде, начальную пористость их предлагается оценивать при толщине придонного ила не менее 10–15 метров. Для чистой глины она составит около $K_{p,гл,h=0} = 45 \pm 4\%$ [1].

Один из итогов седиментогенеза — выпадение обломочного материала в осадок и физико-химическое равновесие осадка с продуктами его же растворения (CaCO_3 , Mg, Fe, Mn, Al, SiO_2 и др.).

Дальнейшее преобразование осадка относится к стадии диагенеза в результате которого «...происходит преобразование осадка в породу путем постепенного его уплотнения, изменения минерального состава и приобретения новых физико-химических свойств» [14]. Уравнение (5) позволяет отобразить процесс диагенетического уплотнения осадков при нормальном характере их уплотнения в пределах определенного временного интервала. Этот временной интервал определяется геологическими условиями, конкретными по времени уплотнения, температуре и эффективному давлению для каждого типа осадков, различающихся по минеральному и гранулометрическому составам и плотности. Это означает, что для каждого литологического типа породы (исходного осадка) будут наблюдаться свои зависимости и свои особенности уплотнения.

Все приведенное выше свидетельствует о том, что кривые уплотнения осадков и изменения пористости осадочных терригенных пород с глубиной их залегания могут иметь достаточно сложный характер. Вместе с тем для однотипных геологических условий, обычно определяющих принципы районирования на отдельные нефтегазоносные районы, предполагается идентичность этих кривых.

Особое внимание при этом следует обратить на влияние цементации пород карбонатным материалом на величину коэффициента необратимого уплотнения. Этот процесс не может быть в полной мере отнесен к этапу постседиментационных (эпигенетических) преобразований, поскольку карбонатизация проявляется еще на начальной стадии диагенеза, то есть до начала литификации осадка. Содержание аутигенного базального карбонатного цемента в прослоях карбонатизированных пород достигает 30–35 %. При этом пористость их составляет от 3–4 до 6–8 %. Это означает, что открытая пористость песчаного и алевритового осадков на момент начала карбонатизации могла достигать 38–40 %, то есть осадок находится еще в начальной стадии уплотнения.

Прослои плотных карбонатизированных песчано-алевритовых пород начинают формироваться вследствие выпадения карбонатного материала (кальцита, доломита, сидерита) из иллизионных вод, отжимаемых из вмещающих глинистых осадков в виде непротяженных линзовидных тел небольшой толщины. Практически полное заполнение им межзернового порового пространства приводит к резкому снижению сжимаемости плотных пород. Установлено, что содержание карбонатного цемента до 4–5 % (весовых) способствует повышению жесткости «скелета» чистых песчано-алевритовых пород и несколько меньшей степени их уплотнения по сравнению с аналогичными породами без следов карбонатизации.

Нормальное уплотнение представляет непрерывный процесс уменьшения пористости объектов от исходной пористости ($K_{п.г\lambda, h=0}$ и $K_{п.пч, h=0}$) по мере захоронения их под накапливающимися осадками.

С некоторой условностью можно выделить несколько стадий (этапов) изменения механизма уплотнения и состояния осадков-пород.

Результаты

Уплотнение глин. На первой стадии уплотнения происходит вытеснение из них свободной воды [1]. Свойства ее такие же, как и в равновесном с осадком растворе. Процесс этот затухает по мере формирования механических контактов гидратированных глинистых частиц друг с другом и взаимной переупаковки их вплоть до условия $K_{ов,г\lambda} = 1$. Затем, при пористости глин примерно от 25–28 % для бентонита и 12–15 % для каолинита (рассчитанных на основании данных [15]), начинается процесс вытеснения межпакетной воды глин и воды дальней гидратации адсорбированных ионов (преимущественно катионов). На этой стадии наблюдается явление уменьшения минерализации вытесняемых иллизионных вод [14]. Одновременно начинается процесс трансформации разбухающих глинистых минералов (монтмориллонита и смешанослойных) в более стабильные: гидрослюда, хлорит и каолинит. По данным И. И. Нестерова [6], в осадочном чехле Западно-Сибирской низменности большая часть этого процесса завершается на глубинах около 2 500–2 700 м и пористости глин около 7–11 %. Это соотносится с мнением И. Н. Ушатинского [16] о том, что примерно в указанном интервале глубин происходит трансформация глин в аргиллиты.

Уплотнение песков. В первом приближении этот процесс можно представить линейной зависимостью пористости от глубины залегания осадка. На начальной стадии диагенеза уплотнение и, соответственно, уменьшение пористости песка происходит вследствие переупаковки зерен твердой фазы. Этот процесс предполагает «вытеснение» более мелких фракций и мелкодисперсного глинистого материала в пространство между более крупными зернами, а также более плотное «прилегание» их друг к другу. На этом же этапе начинается консолидация осадков. Активное участие в этом принимают иллизионные воды. В глинах они имели повышен-

ную кислотность и, соответственно, повышенную растворяющую способность. Воды песков имеют преимущественно щелочной характер, что способствует выпадению из поступающих в них иллизионных вод карбонатного материала. По Н. М. Страхову [7], начальная стадия диагенеза, соответствующая формированию «уплотненного осадка», простирается примерно до 500 м, а литификация их завершается на глубине около 1 000 метров. Приведенные оценки предполагаются для «обычных» условий осадкообразования, поскольку не учитывают формирование и влияние многолетней мерзлоты. Очевидно, что в таких случаях процессы уплотнения и физико-химических преобразований в многолетнемерзлых осадках замедляются и активизируются только после их растепления.

Дальнейшее уплотнение пород относится к стадии катагенеза и объясняется влиянием ряда процессов: растворением минералов в точках контактов зерен, в которых возникают участки повышенных напряжений; формированием сутурных контактов; дроблением зерен, особенно неустойчивых минералов, трансформацией и формированием новообразованных аллотегенных минералов.

Особые условия уплотнения возникают в интервалах проявления аномальных пластовых давлений, прежде всего при аномальных высоких значениях пластовых давлений (АВПД). Не затрагивая причины формирования аномальных давлений, отметим, что в таких объектах пластовое давление может заметно превышать уровень нормального гидростатического давления, тогда $P_{пл} = K_a \cdot P_{гдс} = K_a \cdot g \cdot H_v \cdot \delta_{в.ср}$, где K_a — коэффициент аномальности пластового давления. При $K_a > 1$ величина эффективного давления уменьшается, соответственно, уменьшается степень уплотнения породы — несколько завышается их пористость. Выше и ниже проницаемого пласта-коллектора формируются «зоны вторжения» АВПД во вмещающие глины (аргиллиты). С одной стороны, это приводит к некоторому увеличению их пористости, а с другой — к «дискованию» и разрушению отбираемого из них керна. Соответственно, не удастся обнаружить и выделить эти зоны на керновых данных.

Приведенное краткое описание позволило конкретизировать некоторые особенности процесса уплотнения обломочных осадочных пород.

Закономерности уплотнения осадочных пород на примере Западно-Сибирской равнины. Эти закономерности в разной степени рассматривались в работах В. Х. Ахиярова, А. И. Гальченко, Р. Г. Демина, Л. М. Дорогиницкой, Н. А. Ирбэ, В. Г. Мамяшева, В. П. Сонича, Н. А. Туезовой, Ф. З. Хафизова, Л. Ф. Шестаковой и других специалистов.

Первый этап таких исследований относится к периоду пионерного изучения глубинного строения разреза Западной Сибири по результатам опорного бурения. Всего предполагалось бурение 29 скважин глубиной до 2–3 км. Часть из них была запланирована на прилегающих территориях Красноярского края и Казахстана. Результаты исследований опорных скважин были отражены в монографии Н. А. Туезовой с соавторами [10].

В ней по результатам исследований керна как опорных, так и ряда поисково-разведочных скважин рассмотрены закономерности изменения с глубиной основных свойств глин-аргиллитов, алевролитов и песчаников для ряда районов Западной Сибири. Отмечается, что в отдельных случаях возникали сомнения как по качеству экспериментальных данных, так и по их представительности. Тем не менее были обоснованы изменения средних значений пористости, плотности, скорости упругих колебаний в этих типах пород в зависимости от глубины их залегания. Эти данные позволили сформировать первые обобщенные представления о петрофизической характеристике пород осадочного чехла Западной Сибири.

Обобщение результатов исследований керна и данных по пробуренным опорным скважинам представлено в публикациях Н. А. Ирбэ с соавторами [17, 18]. В этих работах приведены зависимости изменения открытой пористости образцов глин и песчаников с глубиной их залегания (рисунок).

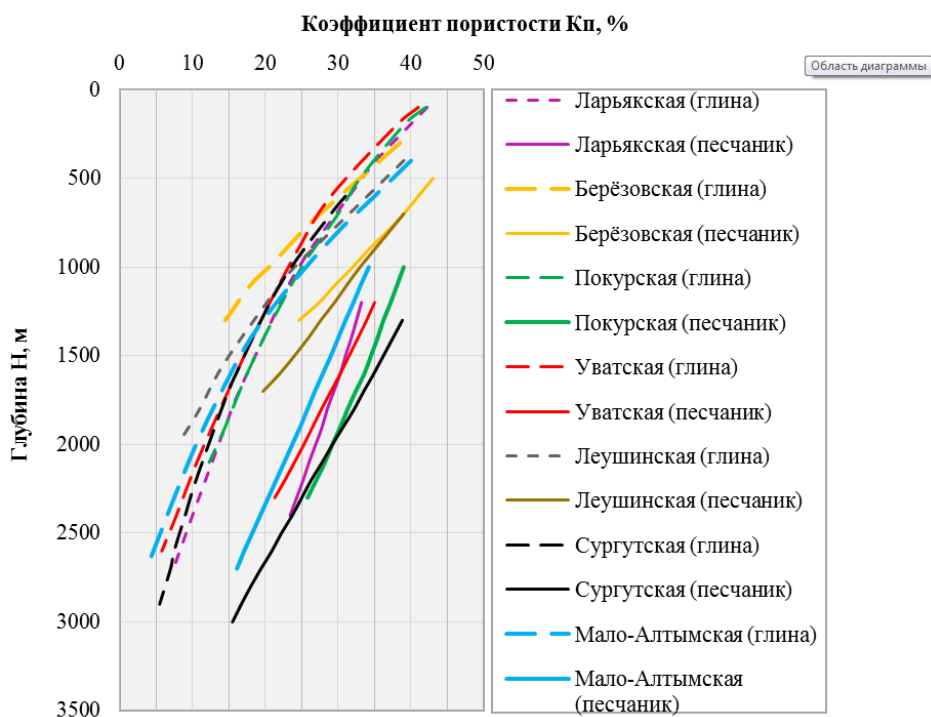


Рисунок. Кривые нормального уплотнения «чистых» глин и песчаников с глубиной по керну опорных скважин на территории Западной Сибири (по Н. А. Ирбэ [17])

В приведенной ниже таблице указаны названия опорных скважин, уравнения аппроксимации полученных зависимостей для «чистых» глин и песчаников, а также интервалы глубины, в которых эти зависимости опре-

делены. В целом интервалы отбора керн ограничены глубинами от первых сотен метров и почти до 3 000 метров. Данные по песчаникам получены в интервале залегания от 1 000–1 200 и до 2 700–3 000 метров. Глубины отбора и исследований глин начинаются со 120–300 метров. Существуют различия в интервалах исследований глин и песчаников в опорных скважинах. В целом это различие является следствием довольно низкого выноса керн, при применявшихся ранее технологиях его отбора, и избирательности его выноса. Обеспечивался вынос преимущественно крепко сцементированных пород (уплотненных и глин). Вероятность выноса менее сцементированных слабоглинистых песчаников и алевритов была заметно меньше.

Характеристика материалов, полученных по данным опорного бурения

Опорные скважины	$K_{\text{по.гл}} = f(H)$	Интервал глубин, км	$K_{\text{по.макс.}} = f(H)$	Интервал глубин, км
Ларьякская	$43,25-28,46 \cdot \ln(H+0,92)$	0,1–2,7	$8,33 \cdot H+45,0$	1,2–2,5
Березовская	$39,8-37,2 \cdot \ln(H+0,705)$	0,3–1,3	$-21,25 \cdot H+54,6$	0,5–1,3
Покурская	$43,64-28,97 \cdot \ln(H+0,92)$	0,05–2,3	$-5,58 \cdot H+39,08$	1,0–2,3
Уватская	$42,59-29,64 \cdot \ln(H+0,92)$	0,05–2,7	$-12,7 \cdot H+49,7$	1,0–2,7
Сургутская	$29,47-20,66 \cdot \ln(H+0,3)$	0,6–3,0	$-4,37 \cdot H+57,69$	1,25–3,0
Мало-Атлымская	$39,36-31,09 \cdot \ln(H+0,54)$	0,4–2,8	$-11,4 \cdot H+45,47$	1,0–2,6
Чулымская, Колпашевская	$36,33 \cdot \exp(-0,48 \cdot H)$	0,4–2,6	$-6,25 \cdot H+41,0$	0,4–2,6

Обсуждение

Линии уплотнения глин при $H \rightarrow 0$ большей частью экстраполируются в область пористости 44–46 %, то есть соответствуют предложенным выше значениям.

Наиболее представительные данные о пористости «чистых» песчаников получены по Сургутской и Покурской опорным скважинам. Относительно них выделяются кривые по Березовской, Леушинской, Ларьякской, Уватской и Мало-Атлымской скважинам — смещенные в сторону меньших значений пористости песчаников. При этом линии глин в разрезах этих скважин в разной степени, но также смещены в сторону меньшей пористости. Все эти скважины расположены в прибортовой приуральской зоне Западно-Сибирского осадочного бассейна, соответственно, аномальное положение их свидетельствует о преимущественно континентальных условиях формирования пород в этой части осадочного бассейна. Данные о пористости песчаников в Ларьякской и Уватской скважинах, скорее всего, менее представительны и, соответственно, менее информативны.

Вариации средней пористости глин в интервале продуктивной части разреза (при $H = \text{const.}$) для большей части кривых не превышают 4–5 %. Вариации значений пористости «чистых» песчаников, за исключением данных по Березовской и Леушинской опорным скважинам, составляют 5–7 %. Линии аппроксимации КНУ песчаников близки к линейным, для глин они описываются логарифмическими уравнениями.

Выводы

Таким образом, в представленной работе уточнены некоторые особенности процесса уплотнения терригенных осадочных пород в зависимости от условий формирования осадков.

1. Обосновано, что начальная стадия уплотнения осадка, соответствующая преобразованию его из «взвеси» в «стабильное» состояние, соответствует толщине его не менее 15 м. При этом наиболее вероятная пористость осадка составит $K_{п.гл,h=0} = 45 \pm 4 \%$ для «чистых» глин и $K_{п.пч,h=0} = 42 \pm 2 \%$ для «чистых» песков.

2. Область инверсии пористости глин и песчаников составит около 200 метров, а в случае многолетнемерзлых пород — в пределах 100 метров ниже подошвы их залегания.

3. Обосновано различие положения кривых уплотнения осадков, формировавшихся в континентальных и в морских условиях, проявляющееся в более интенсивном уплотнении их в континентальных условиях.

4. Предполагается, что характер и кривые уплотнения «чистых» глин и песчаников в пределах каждого отдельного типа разрезов и выделяемых на основе этого нефтегазоносных районов сохраняются неизменными. Это условие предполагает возможность обоснования пористости и других свойств опорных пластов глин-аргиллитов и песчаников с помощью установленных соответствующих кривых нормального уплотнения

Последующие исследования процесса уплотнения осадочных пород позволят уточнить особенности влияния перечисленных в данной статье факторов на поведение кривых уплотнения «чистых» песчаников и глин (опорных интервалов пород), объяснить их особенности для различных нефтегазоносных районов или геологических типов разрезов.

Результаты этих исследований будут представлены в следующих публикациях.

Список источников

1. Граусман, А. А. Закономерности изменения поровых коллекторов при погружении : модель гравитационного уплотнения / А. А. Граусман. — Якутск : ЯФ СО АН СССР, 1984. — 136 с. — Текст : непосредственный.

2. Терцаги, К. Теория механики грунтов / К. Терцаги ; перевод с немецкого И. С. Утевского ; под общей редакцией Н. А. Цытовича. — Москва : Гостройиздат, 1961. — 507 с. — Перевод изд.: Theoretical Soil Mechanics / Karl Terzaghi. New York, 1943. — Текст : непосредственный.

3. Дьяконова, Т. Ф. Промышленная оценка юрских неантиклинальных залежей нефти в Западной Сибири по комплексу геолого-геофизических и промысловых данных : специальность 04.00.12. «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых» : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук / Дьяконова Татьяна Федоровна. – Москва, 1993. – 49 с. – Место защиты : Государственная Академия нефти и газа им. И. М. Губкина. – Текст : непосредственный.
4. Кожевников, Д. А. Проблемы интерпретации данных ГИС / Д. А. Кожевников. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2001. – № 4. – С. 20–30.
5. Зэчжан С. Повышение эффективности прогнозирования содержания природного газа в континентальных сланцевых породах на примере бассейна Ордос / С. Зэчжан, М. А. Лобусев, Д. Дженсюэ. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2017. – № 6 (753). – С. 40–48.
6. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, Н. И. Нестеров, Ф. К. Салманов [и др.]. – Москва : Недра. – 1975. – 680 с. – Текст : непосредственный.
7. Страхов, Н. М. Основы теории литогенеза / Н. М. Страхов ; Академия наук СССР. Геол. ин-т. – 2-е изд. – Москва : Изд-во Академии наук СССР, 1962. – Т. 2. – 550 с. – Текст : непосредственный.
8. Выбор раствора для разбуривания глинистых пород / В. Н. Кошелев, М. С. Гвоздь, Б. А. Растегаев [и др.]. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2015. – № 9. – С. 27–32.
9. Добрынин, В. М. Петрофизика : учебник / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Д. А. Кожевников. – Москва : Недра, 1991. – 368 с. – Текст : непосредственный.
10. Физические свойства горных пород Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / Н. А. Туезова, М. М. Дорогиницкая, Р. Г. Демина, Н. И. Брюзгина. – Москва : Недра. – 1975. – 185 с. – Текст : непосредственный.
11. Балабанов, Ю. П. Геофизические методы изучения геологопромысловых характеристик продуктивных пластов : методическое пособие / Ю. П. Балабанов, И. П. Зинатуллина. – Казань : Казанский университет, 2016. – 47 с. – Текст : непосредственный.
12. Тектоническое районирование и геохимия чехла Западно-Сибирской платформы / Г. С. Гусев, О. Н. Сироткина, Н. В. Межеловский, В. А. Килипко. – Текст : непосредственный // Бюллетень московского общества испытателей природы. Отдел геологический. – 2016. – Т. 91, № 4–5. – С. 123–135.
13. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин : справочник / Под редакцией В. М. Добрынина. – Москва : Недра, 1988. – 475 с. – Текст : непосредственный.
14. Геологический словарь : в 2 томах / Под редакцией К. Н. Паффенгольц. – 2-е изд., перераб. – Москва : Недра, 1973. – Т. 2. – 456 с. – Текст : непосредственный.
15. Крюков, П. А. Некоторые вопросы исследования горных растворов / П. А. Крюков. – Текст : непосредственный // Труды геохимической конференции, посвященной столетию со дня рождения В. И. Вернадского. Сборник «Химия земной коры». – Москва, 1964. – Т. 2. – С. 456–469.

16. Зарипов, О. Г. Карбонатная цементация коллекторов в нефтяных и газовых залежах Западной Сибири в связи с их образованием / О. Г. Зарипов, И. Н. Ушатинский, В. И. Конохов. – Текст : непосредственный // Труды Зап.-Сиб. НИГРИ. – 1970. – Вып. 35. – С. 193–210.
17. Ирбэ, Н. А. Закономерности изменения пористости и проницаемости осадочных пород Западной Сибири / Н. А. Ирбэ, Л. Ф. Шестакова. – Текст : непосредственный // Труды ЗапСибНИГНИ. – 1986. – Вып. 203. – С. 95–103.
18. Ирбэ, Н. А. Сводные геолого-геофизические разрезы нефтегазоносных областей Западно-Сибирской низменности и их особенности / Н. А. Ирбэ. – Текст : непосредственный // Труды ЗапСибНИГНИ. – 1972. – Вып. 54. – С. 3–176.
19. Геофизические исследования Западной Сибири : обобщение результатов интерпретации 10.02.2023 промыслово-геофизических данных / Под редакцией И. И. Нестерова, В. С. Кудрявцева. – Тюмень, 1972. – 214 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Grausman, A. A. (1984). Zakonomernosti izmeneniya porovykh kollektorov pri pogruzhении: model' gravitatsionnogo uplotneniya. Yakutsk, YAF SO AN SSSR Publ., 136 p. (In Russian).
2. Tertsagi, K. (1943). Theoretical Soil Mechanics. New York, John Wiley and Sons, 500 p. (In English).
3. D'yakonova, T. F. (1993). Promyshlennaya otsenka yurskikh neantiklinal'nykh zalezhey nefti v Zapadnoy Sibiri po kompleksu geologo-geofizicheskikh i promyslovykh dannykh. Avtoref. diss. ... dokt. geol.-mineral. nauk. Moscow, 49 p. (In Russian).
4. Kozhevnikov, D. A. (2001). Problemy interpretatsii dannykh GIS. Geofizika, (4), pp. 20-30. (In Russian).
5. Zeczhang, S., Lobusev, M. A., & Jengxue, J. (2017). Increasing the efficiency of forecasting the content of natural gas in continental shale rocks using the example of the Ordos basin. Gas Industry, (6(753)), pp. 40-48. (In Russian).
6. 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).
7. Strakhov, N. M. (1962). Osnovy teorii litogeneza. 2nd edition. Tom 2. Moscow, Akademiya nauk SSSR Publ., 550 p. (In Russian).
8. Koshelev, V. N., Gvozd, M. S., Rastegaev, B. A., Ulshin, V. A., & Fatkullin, T. G. (2015). The choice of solution for drilling-off in clay rocks. Burenie i neft', (9), pp. 27-32. (In Russian).
9. Dobrynin, V. M., Vendel'shteyn, B. Yu., & Kozhevnikov, D. A. (1991). Petrofizika. Moscow, Nedra Publ., 368 p. (In Russian).
10. Tuezova, N. A., Doroginskaya, M. M., Demina, R. G. & Bryuzgina, N. I. (1975). Fizicheskie svoystva gornyykh porod Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii. Moscow, Nedra Publ., 185 p. (In Russian).
11. Balabanov, Yu. P., & Zinatullina, I. P. (2016). Geofizicheskie metody izucheniya geologopromyslovykh kharakteristik produktivnykh plastov. Kazan, Kazan University Publ., 47 p. (In Russian).

12. Gusev, G. S., Sirotkina, O. N., Mezhelovsky, N. V., & Kilipko, V. A. (2016). Tectonic zonation and geochemistry of West Siberian platform cover. Bulletin of Moscow Society of Naturalists. Geological Series, 91(4-5), pp. 123-135. (In Russian).
13. Dobrynin, V. M. (1988). Interpretatsiya rezul'tatov geofizicheskikh issledovaniy neftyanykh i gazovykh skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 475 p. (In Russian).
14. Paffengol'ts, K. N. (Ed.) (1973). Geologicheskii slovar': v 2 tomakh. 2nd edition, expanded. Tom 2. Moscow, Nedra Publ., 456 p. (In Russian).
15. Kryukov, P. A. (1964). Nekotorye voprosy issledovaniya gornyx rastvorov. Trudy geokhimicheskoy konferentsii, posvyashchennoy stoletiyu so dnya rozhdeniya V. I. Vernadskogo. Sbornik "Khimiya zemnoy kory". Tom 2. Moscow, pp. 456-469. (In Russian).
16. Zaripov, O. G., Ushatinskiy, I. N., & Konyukhov, V. I. (1970). Karbonatnaya tsementatsiya kollektorov v neftyanykh i gazovykh zalezakh Zapadnoy Sibiri v svyazi s ikh obrazovaniem. Trudy Zap.-Sib. NIGRI, (35), pp. 193-210. (In Russian).
17. Irbe, H. A., & Shestakova, L. F. (1986). Zakonomernosti izmeneniya poristosti i pronitsaemosti osadochnykh porod Zapadnoy Sibiri. Trudy ZapSibNIGNI, (203), pp. 95-103. (In Russian).
18. Irbe, N. A. (1972). Svodnye geologo-geofizicheskie razrezy neftegazonnykh oblastey Zapadno-Sibirskoy nizmennosti i ikh osobennosti. Trudy ZapSibNIGNI, (54), pp. 3-176. (In Russian).
19. Nesterov, I. I., & Kudryavtsev, V. S. (Eds) (1972). Geofizicheskie issledovaniya Zapadnoy Sibiri: obobshchenie rezul'tatov interpretatsii promyslovo-geofizicheskikh dannykh. Tyumen, 214 p. (In Russian).

Информация об авторах

Мамяшев Венер Галиуллинович, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, доцент кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, tmngeofiz@mail.ru

Кузнецова Анна Михайловна, аспирант кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Vener G. Mamyashev, Candidate of Geology and Mineralogy, Senior Researcher, Associate Professor at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, tmngeofiz@mail.ru

Anna M. Kuznetsova, Postgraduate at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 01.02.2023; одобрена после рецензирования 08.02.2023; принята к публикации 10.02.2023.

The article was submitted 01.02.2023; approved after reviewing 08.02.2023; accepted for publication 10.02.2023.

УДК 622.245.6

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-1-60-72

**Прочностные свойства и микроструктура шлакопортландцемента
для крепления скважин с повышенными температурами**

В. П. Овчинников, О. В. Рожкова*, Д. С. Рожкова, М. В. Листак

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**rozhkovaov@tyuiu.ru*

Аннотация. Термобарические условия в нефтяных и газовых скважинах требуют применения тампонажных материалов с особыми физико-химическими свойствами. Так, к цементным композитам предъявляются требования текучести (для обеспечения бесперебойной доставки к месту цементирования), своевременного формирования необходимой механической прочности (для предотвращения взаимодействия цементного стакана с пластовыми флюидами), коррозионностойкости, непроницаемости и долговечности. Поэтому состав тампонажного раствора должен быть подобран исходя из горно-геологических характеристик отдельной скважины.

Для защиты стенок скважины от обвалов горной породы, газонефтеводопроявлений, а также для изоляции продуктивных пластов стенки армируют защитными трубами, которые, в свою очередь, крепят к скважине цементом или тампонажным раствором. Если эту операцию провести качественно, то внешняя часть эксплуатационной колонны будет защищена от воздействия пластового флюида. В противном случае возможна коррозия труб, что может привести к разрушению цементного камня и, как следствие, к авариям.

Ключевые слова: шлак, портландцемент, скважина, прочность, калориметрия

Для цитирования: Прочностные свойства и микроструктура шлакопортландцемента для крепления скважин с повышенными температурами / В. П. Овчинников, О. В. Рожкова, Д. С. Рожкова, М. В. Листак. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-1-60-72 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 1. – С. 60–72.

**Strength properties and microstructure of Portland slag cement
for well casings under the influence of high temperatures**

**Vasily P. Ovchinnikov, Oksana V. Rozhkova*, Daria S. Rozhkova,
Marina V. Listak**

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**rozhkovaov@tyuiu.ru*

Abstract. Thermobaric conditions in oil and gas wells require the use of backfill materials with special physical and chemical properties. Cement composites are subject to the requirements of fluidity (to ensure uninterrupted delivery to the cementing site), timely formation of the necessary mechanical strength (to prevent the interaction between the cement glass and reservoir fluids), corrosion resistance, impermeability and durability. Therefore, the composition of the cement slurry should be selected based on the mining and geological characteristics of the well.

Wellbores wall are reinforced with protective pipes, which are attached to the well with cement or cement slurry. It is needed to protect wellbores wall from rock falls, gas, oil and water shows and to isolate productive formations. If this operation is carried out qualitatively, then the outer part of the casing string will be protected from the impact of the formation fluid. Otherwise, pipe corrosion may occur, which can lead to the destruction of the cement stone and, as a result, to accidents.

Keywords: slag, Portland cement, well, strength, calorimetry

For citation: Ovchinnikov, V. P., Rozhkova, O. V., Rozhkova, D. S., & Listak, M. V. (2023). Strength properties and microstructure of Portland slag cement for well casings under the influence of high temperatures. Oil and Gas Studies, (1), pp. 60-72. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-1-60-72

Введение

Большинство вводимых в разработку месторождений на данный момент имеют достаточно сложное геологическое строение и структуру запасов, что в основном выражается в значительном преобладании аутигенных минералов, изменении состава и структуры главных породообразующих флюидов, значении пластовых температур и давлений на глубинах 3 500–3 750 м, что нередко приводит к метаморфизму — минеральному и структурному преобразованию горных пород вследствие изменения температуры и давления. Поэтому в настоящее время существует проблема защиты скважины от этих изменений.

По значимости наиболее подвержены изменениям месторождения, приуроченные к ачимовской, баженовской, тюменской, доманиковой свитам. Некоторые их характеристики представлены в таблице 1.

Таблица 1

Геологические условия залегания коллекторов нефти и газа

Условия залегания продуктивных горизонтов	Свита			
	Тюменская	Ачимовская	Баженовская	Доманиковская
Глубина залегания, м	4 200–4 300	3 460–4 100	3 500–3 800	До 3 856
Пластовые: – температура, °C – давление, МПа	130–140 50–90	130 и выше 80	До 135 40–80	120–170 85

Объект и методы исследования

Улучшение локальной изоляции в заскважинном пространстве между обсадной колонной и горной породой является главной причиной для постоянного интереса к исследованию и разработке новых технологий. В 70-х годах XXI века началось изучение цементного раствора с добавлением модифицированного доменного гранулированного шлака (ДГШ) производства Мариупольского металлургического комбината имени Ильича, Днепропетровского металлургического комбината им. Ф. Э. Дзержинского, расположенных на Украине. Этими разработками занимались многие ученые: В. И. Зварыгин, С. М. Рояк, М. М. Сычев, Д. Г. Антониади, А. И. Булатов, Н. О. Мchedlov-Петросян и др. Обострение экономических и политических проблем Украины и России, которое наблюдается в наше время, требует поиска новых поставщиков доменного шлака в России и исследования свойств их доменного шлака. В статье представлены исследования доменного гранулированного шлака ООО «Мечел-Материалы» (г. Челябинск), который состоит из алюминатов и силикатов кальция и является неметаллическим продуктом.

Дополнительно учтено наличие у предприятия вертикальных валковых мельниц LM53.3, обеспечивающих возможность помола до $450\div600\text{ м}^2/\text{кг}$ по Блейну (в шаровых мельницах, используемых ранее, помол до удельной поверхности $250\div350\text{ м}^2/\text{кг}$). Высокая степень измельчения кремнезема необходима для сохранения седиментационной стойкости при условии неизменного водосодержания и быстрого химического взаимодействия кремнезема с продуктами гидратации цемента. Если степень дисперсности кремнезема менее $350\text{ м}^2/\text{кг}$, то приходится уменьшать водосодержание раствора, что влечет повышение плотности, а также увеличение содержания добавки сверх рассчитанного.

Соответственно, объектом данного исследования являются тампонажные растворы с заменой части клинкера доменным гранулированным шлаком и цементный камень, сформированный на их основе.

Исследования полученной тампонажной суспензии и камня проводились посредством сравнительного анализа физико-химических свойств ДГШ, а также через экспериментальные исследования, графическую и табличную интерпретацию полученных результатов.

Экспериментальная часть/постановка эксперимента

Доменные металлургические шлаки производства Украины по химико-минералогическому составу представляют собой сложные магниево-кальциевые системы, которые могут включать в себя силикаты и оксиды железа. Модуль основности у украинских шлаков превышает 1 и может достигать 3, что относит их к высокоосновным, в то время как ДГШ челябинского завода имеет модуль основности $0,7\text{--}0,8$, что говорит об их химической инертности к воде, металлургические же шлаки активно

реагируют с водой. При выборе состава термостойких цементов следует ориентироваться на получение главным образом низкоосновных гидросиликатов кальция.

Ранее исследованным способом повышения термомеханических характеристик цементного камня для безопасной и долговременной эксплуатации скважин являлось применение портландцемента с добавлением доменного шлака и кварцевого песка, состоящего в основном из силикатов и алюминатов кальция [1]. Реологические свойства шлакопесчаных тампонажных растворов отличаются от свойств раствора, затворенного на воде и бездобавочном цементе, меньшей плотностью, более высокой седиментацией, нестабильными показателями прочности и др.

Шлакопортландцементный раствор начинает вступать в химическую реакцию только при повышенных температурах (выше 100 °С). При данных температурах прочность сформированного шлакоцементного камня через 48 часов ожидания затвердевания выше, чем у камня, сформированного из портландцементного раствора без добавок. При более высоких температурах термостойким является только шлакопесчаный цемент, который даже при высокой тонкости помола компонентов образует растворы с пониженной седиментационной устойчивостью [2], что при бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин является отрицательным моментом.

При повышенных температурах и давлениях в первую очередь снижается сцепление цементного камня с горной породой и обсадной колонной, а, соответственно, крепь скважины теряет термостойкость. Из-за различной плотности и объема продуктов гидратации происходит образование в цементном камне микротрещин, которые могут стать причиной проникновения пластового флюида в пласты и даже на устье, а также оказаться причиной обводнения скважин [3, 4].

Цементные растворы с переменным коэффициентом замещения гранулированного шлака производства Украины (от 20 до 40 %) были успешно применены ранее в разных странах. На сегодняшний день усилия сосредоточены на поиске новых производителей шлаковых техногенных добавок и оптимизации технологии их затворения, но еще недостаточно изучены процессы гидратации и твердения шлакосодержащего тампонажного раствора [5].

Установлено, что прочность цементного камня при воздействии повышенных температур зависит от свойств вяжущих веществ, и дисперсного состава их заполнителей. При повышении температур окружающей среды происходит поэтапная дегидратация гидрата окиси кальция и образованных в процессе твердения гидросиликатов и гидроалюминатов [6]. Результатом физико-механических и химических процессов может стать расслаивание структуры цементного камня и, как следствие, появление трещин на поверхности контакта, что зачастую приводит к растрескиванию

общего объема цементного камня, то есть теряется механическая прочность, как на сжатие, так и на изгиб.

В частности, при нахождении цементного камня в диапазоне температур от 20 до 100 °С снижение прочностных показателей происходит как следствие испарения гидратационной воды из-за снижения силы поверхностного натяжения в порах и уменьшения структурной матрицы. Кристаллическая вода испаряется из цементной породы при температуре от 200 до 300 °С. При увеличении температуры до 400 °С вода почти полностью удаляется из решетки минеральной породы.

Важнейшим условием термостойкости цемента является образование в процессе его твердения термодинамически стойких при данных гидро-термобарических условиях соединений. Кроме того, необходимо чтобы эти соединения обладали хорошими структурообразующими свойствами (без этого нельзя получить высокую прочность и низкую проницаемость образующегося пористого тела). Хорошими структурообразующими свойствами характеризуются кристаллы с высокой степенью дисперсности и анизодиаметричности формы и с выраженной способностью к образованию фазовых контактов — контактов роста.

К добавкам для создания термостойчивого тампонажного материала и обеспечения качественного цементирования обсадных колонн глубин более 3 000 м в качестве материалов, способствующих повышению устойчивости к термической агрессии цементного камня в заколонном пространстве, можно отнести молотый кварц, доменный шлак, гашеную известь, тонкодисперсный кремнезем, перлит, хроматный шлак, микросферы, фильтроперлит, аэросил и др. [7].

Доменный шлак в своем составе содержит диоксид кремния, оксиды алюминия, оксиды железа, оксид магния, оксид натрия, оксид кальция, серу. Шлаки содержат три из четырех основных оксидов портландцементного клинкера — CaO , SiO_2 и Al_2O_3 . Содержание CaO в большинстве составляет 40–50 %, по сравнению с 60–70 % в портландцементном клинкере, а Fe_2O_3 отсутствует, так как он выплавляется из шлаков в металлургическом процессе [8].

Для определения целесообразности формирования надежной прочности обсадной колонны при замене клинкерной части цементного раствора доменным шлаком была проведена оценка полученного тампонажного раствора, а также исследована механическая прочность сформированного на их основе камня в различные сроки твердения. При проведении лабораторных исследований в качестве цемента использованы портландцемент Сухоложского завода ПЦТ–G–CC–1, его содержание варьировалось от 20 до 80 %, а также шлак доменный ООО «Мечел-Материалы» (г. Челябинск).

ПЦТ–G–CC–1 — это тампонажный бездобавочный портландцемент класса G высокой сульфатостойкости, выпускаемый в соответствии с

требованиями российского стандарта ГОСТ 1581-2019¹ и спецификацией Американского института нефти API 10A, он характеризуется значительным содержанием оксида кальция и небольшим количеством диоксида кремния. Шлак имеет одинаковое содержание диоксида кремния и оксида кальция, высокое содержание оксида магния и низкое содержание оксида железа. Шлак представляет собой расплавленную жидкость и состоит из сложного раствора силикатов и оксидов, который затвердевает при охлаждении. Состав раскристаллизованной части гранулированных шлаков представлен микролитами мелилита и мервинита [9].

В процессе специальных исследований, проведенных на базе Тюменского индустриального университета, были сделаны выводы о медленном росте прочностных значений исследованного шлакоцементного камня в интервале температур от 50 до 100 °С и более интенсивном — при температурах свыше 100 °С. В таблице 2 представлены результаты сроков схватывания шлакоцементной смеси, исследованных с помощью прибора Игла Вика ИВ-2. Из таблицы видно, что при температуре свыше 100 °С происходит ускорение сроков схватывания, что позволяет в полной мере удовлетворить условия закачивания цемента в затрубное пространство и оптимизировать сроки ожидания затвердевания цемента.

Таблица 2

Сроки схватывания цементного камня на основе шлакопортландцементных составов, сформированных при различных температурах и давлениях

Состав, %		Т = 50 °С Р = 10 МПа		Т = 100 °С Р = 10 МПа		Т = 120 °С Р = 30 МПа	
Шлак доменный	ПЦТ	Начало схватывания	Окончание схватывания	Начало схватывания	Окончание схватывания	Начало схватывания	Окончание схватывания
20	80	3–00	25–00	1–50	12–30	1–20	12–30
40	60	5–45	29–40	2–45	14–00	1–10	8–00
50	50	8–00	36–10	3–20	14–00	1–05	7–30
70	30	11–30	40–00	4–00	15–00	1–05	7–30

Величины предельных динамических и статических напряжений сдвига, характеризующие реологические свойства раствора, которые позволяют оценить гидравлические сопротивления при прокачивании раствора через обсадную колонну и затрубное пространство, представлены на рисунках 1 и 2.

¹ ГОСТ 1581-2019. Портландцементы тампонажные. Технические условия. – Введ. 2020-06-01. – М.: Стандартинформ, 2019. – 11 с.

Полученный результат важен и для решения проблемы обеспечения герметичности крепления скважин, предназначенных для добычи высоковязких нефтей с использованием методов теплового воздействия на пласт. Подтверждением служат и результаты рентгеноструктурного и термографического анализов, свидетельствующих о превалировании в минералогическом составе низкоосновных гидросиликатов кальция, с формированием последних связана присущая шлакам доменного производства способность к самоцементации (гидравлическая активность шлаков).

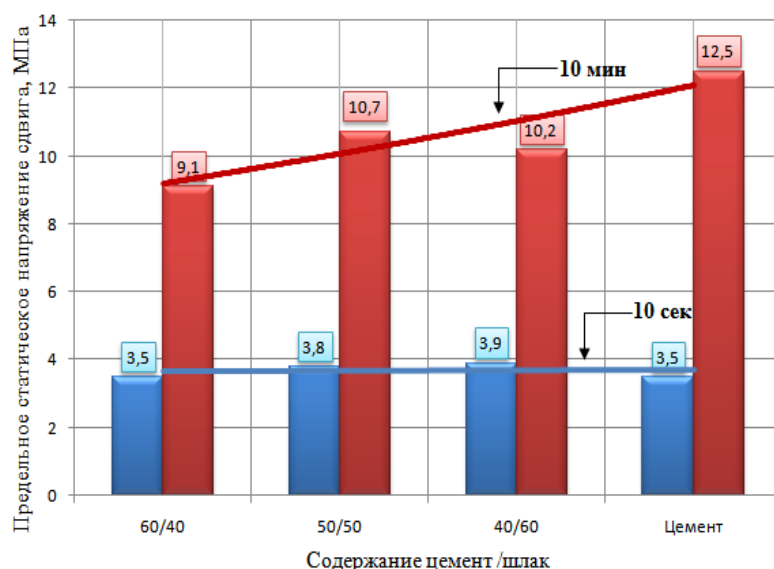


Рис. 1. Динамика статического напряжения сдвига различных составов шлакопортландцементного раствора

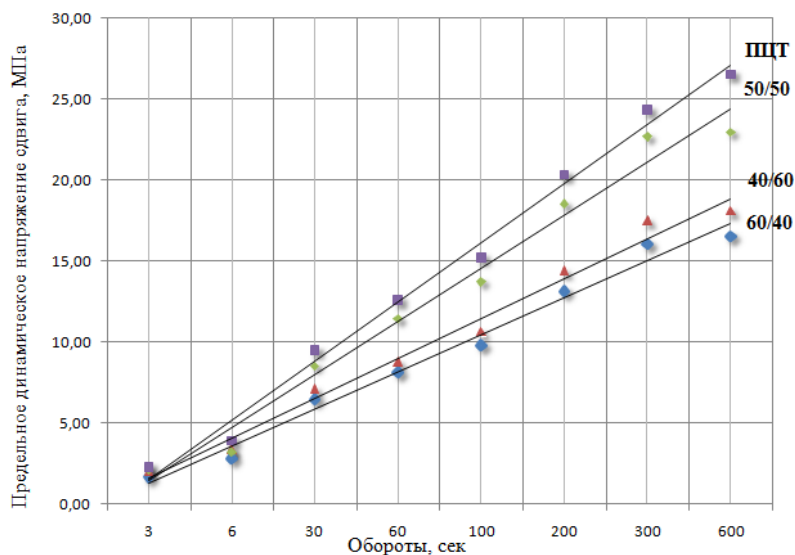


Рис. 2. Динамика предельного динамического напряжения сдвига

Результаты микрофотографического исследования скола цементного камня с добавкой доменного шлака 80 и 20 % (рис. 3а) показывают образование пустот внутри цементного камня, заметна полость между связью частицы шлака и обезвоженной цементной пленки, камень пористый. При добавлении 80 % шлака в раствор пленка неоднородна, видны границы, песчинки. Из-за полости, образовавшейся на этой границе, камень недостаточно прочен, чтобы предотвратить проникновение пластового флюида; таким образом, крепь скважины становится более хрупкой, подверженной коррозионным разрушениям. И наоборот, в камне, который содержит доменный шлак в качестве мелкого заполнителя в количестве 20 %, видно значительное уменьшение пустот, равномерность распределения составляющих элементов (рис. 3б).



а)



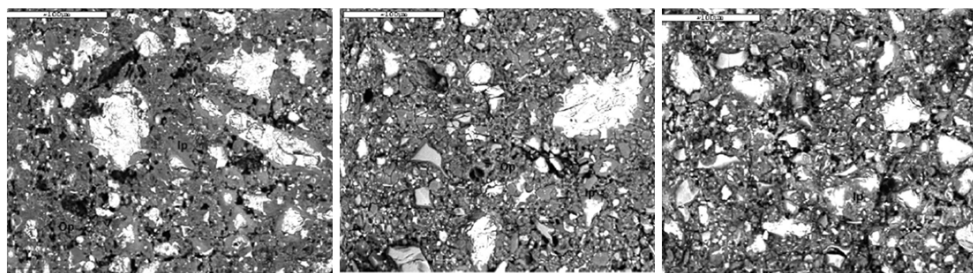
б)

Рис. 3. Микрофотографии поверхности скола цементного камня:
а) 80 % доменного шлака и 20 % ПЦТ; б) 20 % доменного шлака и 80 % ПЦТ

В дальнейшем были исследованы возможности химической активации цементного раствора с добавлением ДГШ (20–30 %), изучена микроструктура полученного материала и изменение его механических прочностных показателей во времени. Исследование проводилось в нормальных атмосферных условиях — при комнатной температуре и давлении окружающей среды, образованные камни были проанализированы растровым электронным микроскопом. С ростом температуры окружающей среды наблюдалось увеличение растворимости компонентов тампонажной смеси, менялся состав жидкой фазы, в более ранних стадиях появлялись стабильные гидратные «образования».

На рисунке 4 представлены микрофотографии образцов. По мере того как температура увеличивалась, становилось труднее определять шлаковые участки. Во всех образцах наблюдались зерна шлака, различимые из-за их более белого цвета, 50 % шлакового материала имеют диаметр частиц менее 10 мкм. Данные результаты подтверждают, что шлак, присутствующий в смесях цемент/шлак, является химически активным веществом. Таким образом, термическое воздействие

способствует образованию новых твердых фаз в качестве продуктов, влекущих за собой увеличение относительного объема более мелких пор.



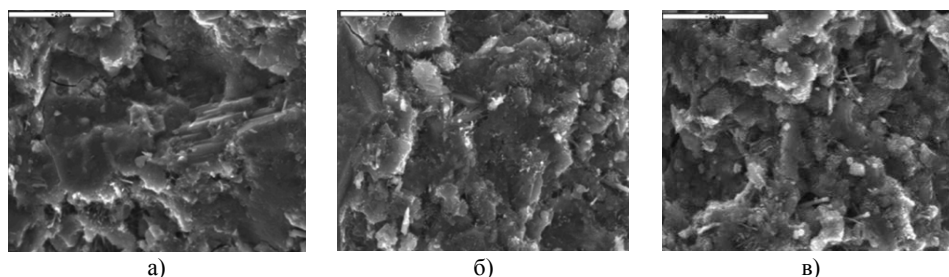
а) 20 °C

б) 80 °C

в) 120 °C

Рис. 4. Микрофотографии камня, отвержденного при различных температурах с содержанием доменного шлака 20 %

На микрофотографиях образцов цемента наблюдались продольные пластинчатые кристаллы портландита. В геле были обнаружены два отчетливых образования: плотное и рыхлое, причем первое обычно располагается ближе к безводным зернам, а второе — на расстоянии от них. В цементно-шлаковых растворах было обнаружено меньше портландита, и чем выше было содержание шлака, тем более волокнистым был гель (рис. 5).



а)

б)

в)

Рис. 5. РЭМ-микрофотографии 28-дневных суспензий, отвержденных при 20 °C: а) 100/0; б) 80/20; в) 70/30

Результаты

Проведенные исследования показали, что на доменных гранулированных шлаках можно получить вяжущее вещество, на основе которого цементный камень имеет необходимую прочность.

Проведенный лабораторный анализ подтверждает предположение о высокой прочности портландцементного тампонажного камня, которая обусловлена гидросиликатами типа CSH(V). По результатам рентгенографических исследований можно говорить о возможном использовании цементно-шлаковой композиции для цементирования

обсадных колонн высокотемпературных скважин либо в интервалах, предназначенных для обеспечения герметичности крепи скважины при термомеханическом воздействии на коллекторы высоковязких и сланцевых нефтей [10].

Из результатов исследований ясно виден очевидный факт зависимости гидравлической активности исследуемых составов от температуры окружающей среды и соотношения компонентов. Наибольшая активность шлаковой добавки проявляется при температурах выше 120 °С, при температуре ниже 100 °С более активен портландцемент.

Таким образом, установлено, что разработанные вяжущие активно твердеют во времени в основном за счет образования низкоосновных гидросиликатов кальция, и этот процесс идет непрерывно. В продуктах твердения разработанного вяжущего вещества не обнаружен свободный гидроксид кальция, являющийся необходимым условием получения коррозионно-стойкого цементного камня. У камня, сформированного из бездобавочного портландцемента, либо с количеством минерального шлакового вяжущего материала более 70 % показатели прочности значительно ниже, чем камня с добавлением ДГШ от 20 до 30 % в сухой смеси. В случае добавления шлакового вяжущего более чем 70 % наблюдается хрупкость и недолговечность цементного камня, при добавлении 5 % доменного шлака и без него происходит растрескивание образцов. Следовательно, лучшим соотношением, обеспечивающим сохранение прочности цементного камня, является композиция, предоставленная 80 % ПЦТ и 20 % микрошлака.

Обсуждение

Результаты исследований показывают, что частичная замена цемента доменным шлаком стабилизирует гидратацию цемента и замедляет осаждение продуктов реакции по сравнению с цементом без шлаковой добавки [11].

Эти данные свидетельствуют о том, что в цементном камне на основе шлаковых вяжущих установлено незначительное количество труднорастворимых сульфидов, которые откладываются в поровом пространстве и дополнительно колюматируют и уплотняют структуру цементного камня. Этим и можно объяснить высокую прочность на сжатие и изгиб цемента-шлакового камня. Стабильный рост прочности во времени свидетельствует о преобладании конструктивных процессов твердения над деструктивными.

Выводы

Исследованиями с помощью рентгеноструктурного, дифференциально-термического анализов механической прочности шлакоцементного камня установлено, что продукты твердения вяжущих на основе доменных

шлаков представлены в основном низкоосновными гидросиликатами, являющимися одним из необходимых условий получения термостойкого цементного камня. Сравнение прочности исследованных образцов цементных камней, модифицированных добавкой доменного шлака, показало высокую механическую прочность цементного камня при замене портландцемента на 20...50 % высокодисперсным доменным шлаком. Температура отверждения в камне на основе портландцемента для горячих скважин влияет на скорость набора прочности цемента. При температуре 120–160 °С наиболее предпочтительными являются шлаковые портландцементы с основностью близкой к 0,8. Они образуют достаточно термостойкий камень.

Статья подготовлена в рамках технологического проекта «Цифровой керн» и при поддержке образовательного гранта Благотворительного фонда Владимира Потанина.

Список источников

1. Доменные шлаки — тампонажное вяжущее для крепления глубоких скважин / А. И. Булатов, А. А. Говоров, Д. Ф. Новохатский, Н. А. Обраменко ; АН УССР. Ин-т коллоидной химии и химии воды. — Киев : Наукова думка, 1971. — 104 с. — Текст : непосредственный.
2. Тампонажный материал с добавлением доменного шлака / В. П. Овчинников, О. В. Рожкова, П. В. Овчинников, М. В. Листак. — Текст : непосредственный // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. — 2022. — № 2. — С. 34–37.
3. Самсоненко, Н. В. Пути повышения качества крепления скважин / Н. В. Самсоненко. — Текст : непосредственный // Булатовские чтения. — 2020. — Т. 3. — С. 331–335.
4. Мачинский, Е. К. О деформационной способности тампонажных растворов, затвердевших при повышенной температуре / Е. К. Мачинский, В. Ю. Зобс, Г. Н. Волошко. — Текст : непосредственный // Труды СевКавНИИ. — 1967. Вып. 1. — С. 39–44.
5. Агзамов, Ф. А. Теоретические основы и практика получения тампонажных материалов для крепления паронагнетательных скважин / Ф. А. Агзамов, И. Н. Каримов, Р. С. Мязитов. — Текст : непосредственный // Территория Нефтегаз. — 2016. — № 9. — С. 26–33.
6. Смирнова, О. М. Гибридные цементы на основе гранулированных доменных шлаков: основные направления исследований / О. М. Смирнова, Л. Ф. Казанская. — DOI 10.51608/26867818_2022_3_59. — Текст : непосредственный // Эксперт : теория и практика. — 2022. — № 3 (18). — С. 59–65.
7. Композиционные утяжеленные тампонажные растворы / В. П. Овчинников, А. В. Мелехов, П. В. Овчинников, О. В. Рожкова. — Текст : непосредственный // Бурение и нефть. — 2020. — № 4. — С. 18–21.

8. Овчинников, В. П. Тепловыделения при гидратации тампонажного шлакопортландцемента / В. П. Овчинников, О. В. Рожкова. – Текст : непосредственный // Материалы Международной научно-практической конференции им. Д. И. Менделеева, посвященной 90-летию профессора Р. З. Магарила / Отв. ред. А. Н. Халин. – Тюмень : ТИУ, 2022. – Том 3. Бурение нефтяных и газовых скважин. Биотехнические системы и технологии. Физическая культура и спорт : основа популяционной стратегии здоровьесбережения. – С. 45–47.
9. Доменные гранулированные шлаки при производстве многокомпонентных цементных систем : технология производства и особенности применения / И. Л. Ципурский, А. А. Коконова, Е. Д. Данилова [и др.]. – DOI 10.15862/18SATS118. – Текст : электронный // Сетевое издание «Транспортные сооружения». – 2018. – Т 5, № 1. – URL: <https://doi.org/10.15862/18SATS118>.
10. Штрипов, И. К. Влияние ввода гранулированного шлака на тепловыделение цемента при его гидратации / И. К. Штрипов, Д. В. Корниенко, А. С. Ряполов. – Текст : электронный // Сетевое издание «Международный студенческий научный вестник». – 2015. – № 6. – URL: <https://eduherald.ru/ru/article/view?id=13842>. – Дата публикации: 16.07.2015.
11. Лотов, В. А. О взаимодействии частиц цемента с водой или вариант механизма процессов гидратации и твердения цемента / В. А. Лотов. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329, № 1. – С. 99–110.

References

1. Bulatov, A. I., Govorov, A. A., Novokhatskiy, D. F., & Obramenko, N. A. (1971). Domennye shlaki - tamponazhnoe vyazhushchee dlya krepleniya glubokikh skvazhin. Kiev, Naukova dumka Publ., 104 p. (In Russian).
2. Ovchinnikov, V. P., Rozhkova, O. V., Ovchinnikov, P. V., & Listak, M. V. (2022). Plugging material with blast-furnace slag. Bulletin of the Association of drilling contractors, (2), pp. 34-37. (In Russian).
3. Samsonenko, N. V. (2020). Ways to improve well attachment quality. Readings name of A.I. Bulatov, 3, pp. 331-335. (In Russian).
4. Machinskiy, E. K., Zobs, V. Yu., & Voloshko, G. N. (1967). O deformatsionnoy sposobnosti tamponazhnykh rastvorov, zatverdevshikh pri povyshennoy temperature. Trudy SevKavNII, (1), pp. 39-44. (In Russian).
5. Agzamov, F. A., Karimov, I. N., & Mjashitov, R. S. (2016). Theoretical bases and practice of getting plugging materials for cementing steam injection wells. Oil and Gas Territory, (9), pp. 26-33. (In Russian).
6. Smirnova, O. M., & Kazanskaya, L. F. (2022). Hybrid cements based on granulated domain slags: main directions of research. Expert: theory and practice, (3(18)), pp. 59-65. (In Russian). DOI: 10.51608/26867818_2022_3_59
7. Ovchinnikov, V. P., Melekov, A. V., Ovchinnikov, P. V., & Rozhkova, O. V. (2020). Composite weighted grouting. Burenie i nef't', (4), pp. 18-21. (In Russian).
8. Ovchinnikov, V. P., & Rozhkova, O. V. (2022). Teplovyydeniya pri gidratatsii tamponazhnogo shlakopordlandtsementa. Materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii im. D. I. Mendeleeva, posvyashchennoy 90-letiyu professora R. Z. Magarila. Tom 3. Burenie nef'tyanykh i gazovykh skvazhin.

Biotekhnicheskie sistemy i tekhnologii. Fizicheskaya kul'tura i sport: osnova populyatsionnoy strategii zdorov'esberezheniya. Tyumen, Tyumen Industrial University Publ., pp. 45-47.

9. Tsipursky, I. L., Kokonova, A. A., Danilova, E. D., Kovchenko, I. V., & Rudenko, M. I. (2018). Domain granulated slag in the production of multicomponent cement systems: production technology and application features. Russian Journal of transport engineering, 5(1). (In Russian). Available at: <https://doi.org/10.15862/18SATS118>

10. Shtripov, I. K., Kornienko, D. V., & Ryapolov, A. S. (2015). Vliyanie vvoda granulirovannogo shlaka na teplovydelenie tsementa pri ego gidratatsii. Mezhdunarodnyy studencheskiy nauchnyy vestnik, (6). (In Russian). Available at: <https://eduherald.ru/ru/article/view?id=13842>

11. Lotov, V. A. (2018). Interaction of cement particles with water or mechanism of hydration and hardening of cement. Bulletin of the Tomsk polytechnic university. Geo Assets Engineering, 329(1), pp. 99-110. (In Russian).

Информация об авторах

Information about the authors

Овчинников Василий Павлович, доктор технических наук, профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Vasiliy P. Ovchinnikov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

Рожкова Оксана Владимировна, старший преподаватель кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, rozhkovaov@tyuiu.ru

Oksana V. Rozhkova, Senior Lecturer, Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, rozhkovaov@tyuiu.ru

Рожкова Дарья Сергеевна, студент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Daria S. Rozhkova, Student, Industrial University of Tyumen

Листак Марина Валерьевна, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Marina V. Listak, Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 13.12.2022; одобрена после рецензирования 19.01.2023; принята к публикации 23.01.2023.

The article was submitted 13.12.2022; approved after reviewing 19.01.2023; accepted for publication 23.01.2023.

УДК 622.276.43

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-1-73-84

Факторы влияния на развитие трещин авто-ГРП

А. В. Сюндюков*, Д. К. Сагитов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

**axaleiger@mail.ru*

Аннотация. Статья посвящена вопросам закономерностей распространения трещин авто-ГРП в процессе закачки агента вытеснения в пласт с целью поддержания пластового давления. Техногенные и петрологические факторы оказывают значительное влияние на процессы инициации, распространения и деградации трещин авто-ГРП. В современной нефтегазопромысловой практике мы только начинаем использовать геомеханические симуляторы для частных расчетов и пока не используем их в интегральных расчетах вариантов разработки месторождений, тем не менее влияние геомеханических процессов распространения техногенных трещин вносит значительный вклад в промысловые показатели разработки. Целью исследования является комплекс факторов, препятствующих и способствующих развитию техногенных трещин. В исследовании использована авторская методика оценки длины трещины авто-ГРП в зависимости от забойного давления в нагнетательной скважине. Разработана классификация факторов влияния на развитие трещин авто-ГРП, проведен количественный анализ различия характеристик распространения техногенных трещин для двух месторождений с различными геомеханическими и гидродинамическими свойствами. Работа вносит существенный вклад в понимание закономерностей развития техногенных трещин и имеет широкие перспективы развития, позволяющие значительно усовершенствовать текущие цифровые 3D-модели и аналитические модели фильтрации, что позволит улучшить выработку запасов месторождений и повысить величину коэффициента извлечения нефти.

Ключевые слова: трещина авто-ГРП, низкопроницаемый коллектор, система поддержания пластового давления, модуль Юнга, коэффициент Пуассона

Для цитирования: Сюндюков, А. В. Факторы влияния на развитие трещин авто-ГРП / А. В. Сюндюков, Д. К. Сагитов. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-1-73-84 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 1. – С. 73–84.

Factors of influence on the development of self-induced hydraulic fracturing cracks

Aleksandr V. Syundyukov*, Damir K. Sagitov

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

**axaleiger@mail.ru*

Abstract. The article is devoted to the regularities of the propagation of self-induced hydraulic fracturing cracks in the process of injection of the displacement agent into the formation in order to maintain reservoir pressure. Technogenic and petrological factors have a significant impact on the processes of initiation, propagation and degradation of self-induced hydraulic fracturing cracks. In modern oil and gas field practice, we are just beginning to use geomechanical simulators

for private calculations and have not yet used them in integrated calculations of field development options, nevertheless, the influence of geomechanical processes of the spread of man-made cracks makes a significant contribution to the field development indicators. The aim of the study is a complex of factors that prevent and contribute to the development of self-induced hydraulic fracturing cracks. The study uses the author's methodology for estimating the crack length of a self-induced hydraulic fracturing depending on the downhole pressure in the injection well. The results of the work have developed a classification of factors influencing the development of self-induced hydraulic fracturing cracks, a quantitative analysis of the differences in the characteristics of the spread of man-made cracks for two deposits with different geomechanical and hydrodynamic properties. The work makes a significant contribution to the understanding of the laws of the development of man-made cracks and has broad prospects for development, allowing us to significantly improve the current 3D digital models and analytical filtration models, which will improve the production of field reserves and increase the value of the oil recovery factor.

Keywords: self-induced hydraulic fracture, low-permeability reservoir, water injection system, Young's modulus, Poisson's ratio

For citation: Syundyukov, A. V., & Sagitov, D. K. (2023). Factors of influence on the development of self-induced hydraulic fracturing cracks. *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 73-84. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-1-73-84

Введение

При разработке низкопроницаемых коллекторов поддержание целевых уровней закачки достигается за счет увеличения забойного давления в нагнетательных скважинах [1]. При увеличении забойного давления выше давления разрыва породы происходит рост техногенных трещин (эффект авто-ГРП). В условиях сложного геологического строения [2] и технических ограничений [3] крайне затруднительно обеспечить контроль и регулирование развития техногенных трещин. Распространение трещин авто-ГРП может вносить как благоприятный эффект, при образовании трещин авто-ГРП оптимального размера, так и отрицательный эффект [4] в случае прорыва в добывающие скважины или деградации трещин [5] и при уменьшении коэффициента охвата пласта заводнением. Для рациональной разработки нефтяного месторождения необходимо понимать множество осложняющих факторов, обуславливающих инициацию и распространение трещин авто-ГРП. В современной практике разработки месторождений нефти и газа активно развивается понимание закономерностей образования техногенных трещин.

Объект и методы исследования

Развитие трещин авто-ГРП зависит от множества факторов, как техногенной природы, так и естественной, зависящей от широкого комплекса петрологических свойств. На рисунке 1 приведена классификация различных техногенных и петрологических факторов, способствующих и препятствующих распространению трещин авто-ГРП.

Первой группой факторов выступают «Естественные» факторы (петрологические). Природа формирования и преобразования горных пород оказывает значительное влияние на изменчивость характеристики распро-

странения техногенных трещин. Обобщенно можно выделить пять основных групп петрологических факторов:

- механические: естественные горные напряжения и их распределение в массиве горных пород, модуль упругости (Юнга), предел упругости, прочность горных пород, коэффициент Био, коэффициент Пуассона, ползучесть разрабатываемых пород;
- литологические: толщина коллектора, разломы и нарушения сплошности, наличие и характеристика системы естественных трещин, расчлененность, связность, положение коллектора относительно вектора силы гравитации, сейсмическая активность;
- гидродинамические: фильтрационно-емкостные свойства коллектора, участвующего в процессе дренирования (пластовое давление, проницаемость, пористость, скин-фактор, пьезопроводность), свойства флюидов, участвующих в процессе дренирования, характеристики внутреннего трения флюидов (ньютоновские/неньютоновские), ГНК, ВНК, энергетический потенциал естественных вод;
- химические: характер адсорбционной связи молекул (гидрофильный пласт/гидрофобный), величина адсорбционной связи молекул (капиллярные силы);
- тепловые: температура пласта, температура агента закачки, теплопроводность, теплоемкость, тепловое расширение.

Механические — группа факторов, включающая в себя геомеханические свойства пород и характеристики напряженно-деформационного состояния [6]. Естественные горные напряжения и их распределение в массиве горных пород могут оказывать значительное влияние на процессы распространения техногенных трещин. Абсолютные значения обуславливают величину противодействия нарушению сплошности и деформации породы, а величина и направление суперпозиции векторов напряжений определяют азимутальный угол распространения техногенной трещины и устойчивость вдоль линии преимущественного регионального напряжения.

Модуль упругости характеризует способность горной породы упруго деформироваться при приложении к нему внешних сил. Данный фактор зависит от напряжения и определяется производной (градиентом) зависимости напряжения от деформации. В нефтепромысловой практике в качестве модуля упругости оперируют модулем Юнга (модуль продольной упругости, модуль нормальной упругости), который характеризует способность материала сопротивляться растяжению, сжатию при упругой деформации. Увеличение данного параметра оказывает отрицательное влияние на распространение техногенной трещины: чем больше модуль Юнга, тем больше прилагаемой потенциальной энергии переходит на преодоление упругой деформации и, соответственно, при прочих равных условиях размеры трещины будут меньше [7].

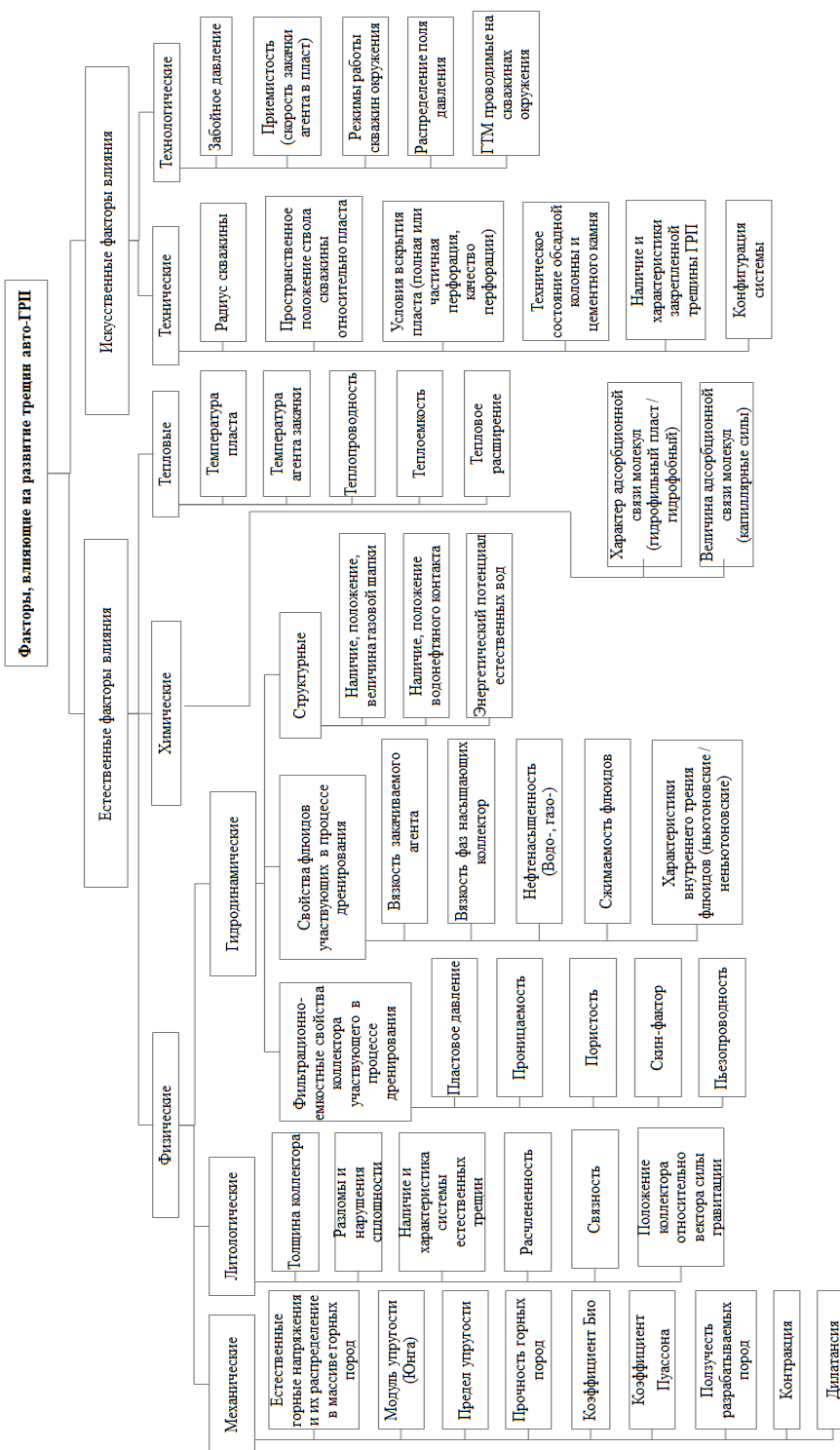


Рис. 1. Классификация различных техногенных и петрологических факторов, способствующих и препятствующих распространению трещин авто-ГРП

Коэффициент Пуассона — одна из механических характеристик материалов, которая показывает зависимость между продольными и поперечными деформациями элемента. Коэффициент Пуассона не зависит от размеров тела, его величина обусловлена природой минералов, из которых сложена горная порода. Чем больше коэффициент Пуассона, тем больше величина отношения относительного поперечного сжатия к относительно продольному растяжению. При приложении горного давления на пласт, возникающего под действием веса вышележащих пород, возникает горизонтальная составляющая напряжения (1), обусловленная упругими свойствами горных пород.

Горизонтальное напряжение определяется по формуле А. Н. Динника

$$\sigma_x = \sigma_y = P_{zz} = \lambda \cdot \rho_n \cdot g \cdot H, \quad (1)$$

где ρ_n — плотность вышележащих горных пород; H — глубина залегания горизонта; λ — коэффициент бокового распора

$$\lambda = \mu / (1 - \mu),$$

где μ — модуль поперечной деформации (коэффициент Пуассона), зависящий от продольных и поперечных деформаций породы [6].

Как видно из формулы (1), с увеличением коэффициента Пуассона увеличивается горизонтальная составляющая горного давления, что приводит к уменьшению длины трещины.

Коэффициент пороупругости или коэффициент Биота является важной характеристикой коллектора в вопросе распространения техногенных трещин. Чем больше коэффициент Биота, тем большая доля порового давления оказывает влияние на противодействие эффективному напряжению. Уменьшение коэффициента Биота оказывает влияние на увеличение размеров трещины (при прочих равных условиях).

На текущий момент статистические зависимости характеристик распространения трещин в горных породах от геомеханических параметров, таких как модуль упругости, предел прочности и др., встречаются крайне редко в научно-технической литературе [8], что связано с трудностью одновременного определения нескольких параметров — изменения геометрии трещин и других геомеханических параметров. Необходимо также уточнить, что некоторые геомеханические факторы имеют взаимосвязь и коррелируют между собой, поэтому для того, чтобы установить закономерности и понимание механизма распространения трещины, необходимо рассматривать геомеханические факторы в комплексе с учетом закономерностей их взаимовлияния (автокорреляции) друг с другом.

Литологические — группа факторов, включающих в себя геометрические характеристики коллектора. Эффективная толщина продуктивного пласта влияет на площадь притока, с ростом толщины увеличивается пло-

щадь притока, с увеличением площади притока потенциальная энергия закачки агента в пласт в большей степени переходит в кинетическую. Другими словами, закачка в большей степени поглощается в процессе фильтрации, и длина техногенной трещины при прочих равных будет меньше. Различные нарушения сплошности породы, такие как разломы, естественные трещины, сдвиговые нарушения и др., являются препятствиями на пути распространения трещины. При наличии такого рода нарушения процесс роста трещины может в значительной степени измениться как в направлении, так и в интенсивности. Отдельно можно выделить факторы связности и расчлененности. Высокая анизотропия пласта значительно осложняет процессы распространения трещин авто-ГРП. При высокой анизотропии пласта значительно снижается стабильность трещины авто-ГРП вследствие ее деградации [5]. В условиях подобных коллекторов при уменьшении трещины авто-ГРП снижается связность коллектора, что в свою очередь приводит к росту пластового давления в зоне нагнетания и дальнейшему уменьшению длины техногенной трещины.

Гидродинамические — факторы, обуславливающие фильтрационно-емкостные и энергетические характеристики рассматриваемого коллектора [9]. По мере увеличения пластового давления увеличивается давление смыкания, это провоцирует уменьшение размеров техногенной трещины. Проницаемость коллектора определяет способность пласта пропускать флюид при наличии перепада давления. Так как для развития трещин авто-ГРП необходимо поддерживать необходимую скорость закачки [10], то при высоких значениях проницаемости с учетом современных уровней показателей закачки проявление эффекта авто-ГРП будет отсутствовать в силу значительного ухода агента закачки на фильтрацию. Пористость коллектора взаимосвязана с упругими свойствами скелета горной породы, а также коррелирует с проницаемостью. Одним из наиболее влиятельных параметров при образовании трещин авто-ГРП является скин-фактор. Наличие положительного скин-фактора может неоднозначно повлиять на процесс формирования техногенной трещины. Увеличение скин-фактора может привести к снижению проницаемости стенок трещины, обеспечивая тем самым меньший уход агента закачки в поровое пространство, к увеличению давления внутри трещины и, как следствие, к росту авто-ГРП в размерах. В зависимости от прочих характеристик коллектора, при недостаточном устьеовом давлении и значительном расстоянии между добывающими и нагнетательными скважинами увеличение скин-фактора может привести к снижению пьезометрической связи нагнетательных и добывающих скважин, что может повлечь процессы деградации трещины авто-ГРП. Вязкость агента закачки, как и в случае с проницаемостью, влияет на показатели сопротивления фильтрации жидкости. В случае роста вязкости можно добиться больших размеров техногенной трещины. Наличие газонефтяного контакта может оказывать демпфирующий эффект при развитии трещины авто-ГРП. Образование авто-ГРП при наличии газового контакта чревато

значительным количеством осложнений (потеря коэффициента извлечения нефти, прорывы газа и воды в добывающие скважины и др.).

Химические факторы определяют характер и величину адсорбционных связей молекул флюида и скелета горной породы. Соотношение фазовых проницаемостей и капиллярные эффекты могут двойственно влиять на распространение трещин авто-ГРП. В зависимости от вектора приложения капиллярных сил распространение трещины может проходить менее или более эффективно.

Охарактеризовать влияние тепловых эффектов на процесс образования и распространения авто-ГРП затруднительно в силу его комплексного влияния на ряд сопутствующих факторов. При закачке низкотемпературного агента закачки в пласт (холодная попутно-добываемая вода) происходит увеличение вязкости фильтрующихся флюидов, осернение, температурная деформация пласта и др. Наиболее важно учитывать геомеханические особенности поведения горных пород, в силу того что изменение температурного поля приводит к изменению локальных напряжений в охлаждаемой зоне и возникновению термоупругих эффектов. Проявление термоупругого эффекта [11] изменяет общие напряжения в пласте, что определяет направления трещины, ее рост в высоту, давления разрыва и т. п.

Вторая группа факторов — это искусственные факторы, которые можно разделить на две основные группы:

- *технические* — радиус скважины, пространственное положение ствола скважины относительно пласта, условия вскрытия пласта (полная или частичная перфорация, качество перфорации), техническое состояние обсадной колонны и цементного камня, наличие и характеристики закрепленной трещины гидроразрыва пласта, конфигурация системы разработки;
- *технологические* — забойное давление, приемистость (скорость закачки агента в пласт), режимы работы скважин окружения, распределение поля давления, геолого-технические мероприятия, проводимые на скважинах окружения.

Технические факторы обуславливают конструкционные особенности скважин и их взаимное расположение. Конфигурация системы разработки напрямую связана с расстоянием между нагнетательными и добывающими скважинами. Забойные характеристики скважины — пространственное положение ствола скважины относительно пласта, условия вскрытия пласта (полная или частичная перфорация, качество перфорации). Техническое состояние обсадной колонны и цементного камня, наличие и характеристики закрепленной трещины гидроразрыва пласта, радиус скважины определяют характеристики притока, а также прочностные характеристики поверхности фильтрации до гидроразрыва, определяющие направление первичной инициации техногенной трещины.

Результаты и обсуждение

Для месторождений с различными геолого-физическими характеристиками зависимости $X_f = f(P_{\text{net}})$ могут значительно отличаться. На рисунке 2 приведены зависимости для двух месторождений с различной геологической обстановкой (таблица). Расчет зависимостей произведен на базе авторской методики оценки длины трещины авто-ГРП в зависимости от забойного давления в нагнетательной скважине [4].

Сравнение ГФХ различных месторождений

ГФХ \ пласт	БС ₄	ЮС ₂	$\frac{БС_4}{ЮС_2}$	Комментарий
Модуль Юнга	32	25	1,28	Чем больше модуль Юнга, тем выше способность материала сопротивляться упругой деформации
Коэффициент Пуассона	0,25	0,2	1,25	Чем выше коэффициент Пуассона, тем больше величина отношения относительного поперечного сжатия к относительному продольному растяжению
$K_{\text{прод}}$	2,4	2,1	1,14	Чем выше приемистость, тем интенсивнее происходит поглощение энергии, затрачиваемой на формирование авто-ГРП
$P_{\text{пл.н}}$	25,4	31,5	0,81	Чем выше пластовое давление, тем выше давление смыкания, а значит, сопротивление разрыву

В данном сравнительном примере различие динамики распространения техногенной трещины в первую очередь обусловлено разницей в геомеханических свойствах коллекторов и распределении горного и пластового давлений.

Краткое геологическое описание месторождений:

- месторождение № 1 — мелководно-шельфовые отложения, клиноформенное строение, литологически экранированные залежи, ЧНЗ;
- месторождение № 2 — терригенные отложения континентальных фаций, наиболее распространены отложения палеорусел, речных кос и паводковых гряд.

Как видно из рисунка 2, при одинаковом $P_{\text{net}} = 20$ атм полудлина трещины авто-ГРП отличается почти в 2 раза — 456 м для месторождения № 1 и 261 м для месторождения № 2.

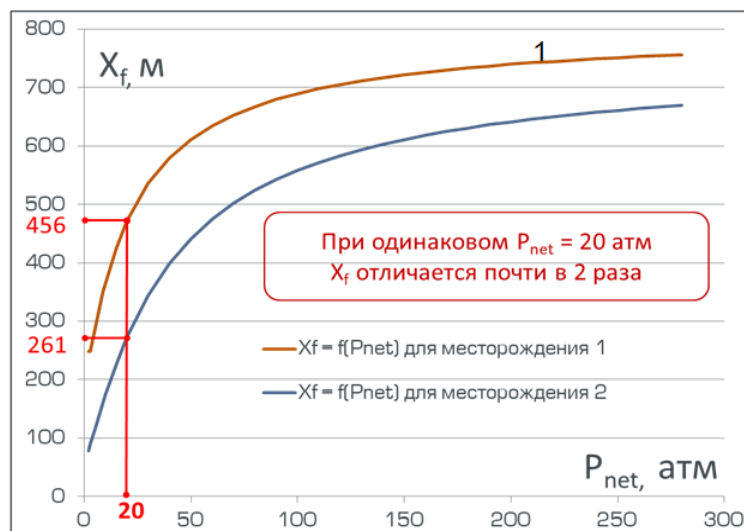


Рис. 2. Сравнение функций X_f для различных месторождений

Выводы

- Важным аспектом рациональной разработки низкопроницаемых коллекторов является выбор оптимального режима закачки. При закачке воды в нагнетательную скважину, с превышением давления нагнетания выше давления разрыва породы, происходит образование трещин авто-ГРП. С целью контроля и регулирования процессов инициации, распространения и деградации трещин авто-ГРП необходимо учитывать закономерности, связывающие множество факторов влияния как петрологического, так и технологического характера.
- При сравнении динамики распространения техногенной трещины на примере фактических месторождений с различными геолого-гидродинамическими свойствами установлено, что при различии ряда параметров месторождений менее чем на 30 %, в силу синергетического эффекта, различие полудлин трещин составило 75 %.

Список источников

- Выработка разрозненных остаточных запасов нефти в условиях развитой системы избирательного заводнения / И. Ф. Рустамов, Е. В. Задорожный, М. А. Виноходов [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 3. – С. 74–79.
- Классификация участков залежей на геологические тела в деформированных структурах пласта и унификации схем размещения скважин для гидродинамического моделирования / Н. И. Хисамутдинов, Д. К. Сагитов, В. Ш. Шаисламов, А. Р. Листик. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 6. – С. 54–59.

3. Патент № 2299977 Российская Федерация, МПК E21B 43/16. Способ добычи нефти на поздней стадии разработки нефтяной залежи, подстилаемой водой : заявл. 03.02.2005 : опубл. 27.05.2007 / Хисамутдинов Н. И., Владимиров И. В., Тазиев М. М., Сагитов Д. К., Алексеев Д. Л., Буторин О. И. – Текст : непосредственный.
4. Сюндюков, А. В. Методика управления заводнением на месторождениях с ТРИЗ / А. В. Сюндюков, Г. И. Хабибуллин, А. С. Трофимчук [и др.]. – Текст : электронный // Российская нефтегазовая техническая конференция (12–15 октября 2021 г.). – URL: <https://ru.readkong.com/page/rossiyskaya-neftegazovaya-tehnicheskaya-konferenciya-spe-1181958>.
5. Методика поддержания оптимальной геометрии техногенной трещины путем регулирования закачки в низкопроницаемые коллекторы / А. В. Сюндюков, Г. И. Хабибуллин, А. С. Трофимчук, Д. К. Сагитов. – DOI 10.24887/0028-2448-2022-9-96-99. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 9. – С. 96–99.
6. Контроль развития техногенных трещин автоГРП при поддержании пластового давления на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» / В. А. Байков, И. М. Бураков, И. Д. Латыпов [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 30–33.
7. Effect of Young's Modulus on Fatigue Crack Growth / M. F. Borges, F. V. Antunes, P. A. Prates [et al.]. – Text : electronic // International Journal of Fatigue. – 2020. – Vol. 132. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijfatigue.2019.105375>.
8. Мамбетов, Ш. А. Геомеханика : учебник : в 2 т. Т. 1. Основы геомеханики / Ш. А. Мамбетов. – Бишкек : Изд-во Кыргызско-Российского славянского университета, 2013. – 138 с. – Текст : непосредственный.
9. Влияние термоупругого эффекта на развитие трещин автоГРП в нагнетательной скважине с трещиной ГРП / О. В. Салимов, И. И. Гирфанов, А. В. Кочетков [и др.]. – DOI 10.18599/grs.18.1.8. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2016. – Т. 18, № 1. – С. 46–50.
10. О связи коэффициентов трещиностойкости и геофизических характеристик горных пород месторождений углеводородов / Ю. А. Кашников, С. Г. Ашихмин, А. Э. Кухтинский, Д. В. Шустов. – DOI 10.31897/PMI.2020.1.83. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. Записки Горного института. – 2020. – Т. 241. – С. 83–90.
11. Специальные гидродинамические исследования для мониторинга за развитием трещин ГРП в нагнетательных скважинах / В. А. Байков, А. Я. Давлетбаев, Р. Н. Асмандияров [и др.]. – Текст : электронный // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 1. – С. 65–75. – URL: <http://ogbus.ru/issue/view/issue12011> (дата обращения: 15.12.2022).

References

1. Rustamov, I. F., Zadorozhny, E. V., Vinokhodov, M. A., Sagitov, D. K., & Shaimardanov, M. N. (2013). Extraction of scattered residual oil stocks in conditions of the developed system of selective water-flooding. Oilfield Engineering, (3), pp. 74-79. (In Russian).

2. 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).
3. Khisamutdinov, N. I., Vladimirov, I. V., Taziev, M. M., Sagitov, D. K., Alekseev, D. L., & Butorin, O. I. (2007) Sposob dobychi nefi na pozdney stadii razrabotki neftyanoy zalezhi, podstilaemoy vodoy. Pat. RF 2299977. Applied: 03.02.05. Published: 27.05.07. (In Russian).
4. Syundyukov, A. V., Khabibullin, G. I., Trofimchuk, A. S., Shaykhatdarov, D. R., & Sagitov, D. K. (2021). Metodika upravleniya zavodneniem na mestorozhdeniyakh s TRIZ. Rossiyskaya neftegazovaya tekhnicheskaya konferentsiya, October, 12-15, 2021. (In Russian). Available at: <https://ru.readkong.com/page/rossiyskaya-neftegazovaya-tehnicheskaya-konferenciya-spe-1181958>
5. Syundyukov, A. V., Khabibullin, G. I., Trofimchuk, A. S., & Sagitov, D. K. (2022). A method for maintaining the optimal geometry of induced fracture by regulating the injection mode on low-permeability reservoirs. *Oil Industry*, (9), pp. 96-99. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2022-9-96-99
6. Baykov, V. A., Burakov, I. M., Latypov, I. D., Yakovlev, A. A., & Asmandiyarov, R. N. (2012). Waterflood induced hydraulic fracturing control under reservoir pressure maintenance conditions on RN-Yuganskneftegas oilfields. *Oil Industry*, (11), pp. 30-33. (In Russian).
7. Borges, M. F., Antunes, F. V., Prates, P. A., Branco, R., & Vojtek, T. (2020). Effect of Young's Modulus on Fatigue Crack Growth. *International Journal of Fatigue*, (132). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ijfatigue.2019.105375>
8. Mambetov, Sh. A. (2013). Geomekhanika: uchebnik: v 2 tomakh. Tom 1. Osnovy geomekhaniki. Bishkek, Kyrgyz-Russian Slavic University Publ., 138 p. (In Russian).
9. Salimov, O. V., Girfanov, I. I., Kochetkov, A. V., Ziyatdinov, R. Z., & Morozov, P. G. (2016) The Influence of Thermoelastic Effect on Cracks of Automatic Hydraulic Fracturing in Injection Wells. *Georesources*, 18(1), pp. 46-50. (In Russian). DOI: 10.18599/grs.18.1.8
10. Kashnikov, Yu. A., Ashikhmin, S. G., Kukhtinskiy, A. E., & Shustov, D. V. (2020). The relationship of fracture toughness coefficients and geophysical characteristics of rocks of hydrocarbon deposits. *Journal of Mining Institute*, 241, pp. 83-90. (In Russian). DOI: 10.31897/PMI.2020.1.83
11. Baykov, V. A., Davletbaev, A. Ya., Asmandiyarov, R. N., Usmanov, T. S., & Stepanova, Z. Yu. (2011). Special Well Tests to Fractured Water Injection Wells. *Neftegazovoe delo*, (1), pp. 65-75. (In Russian). Available at: <http://ogbus.ru/issue/view/issue12011>

Информация об авторах

Information about the authors

Сюндюков Александр Викторович, аспирант, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, axaleiger@mail.ru

Alexander V. Syundyukov, Postgraduate, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, axaleiger@mail.ru

Сагитов Дамир Камбирович,
доктор технических наук, профес-
сор кафедры разработки и эксплу-
атации нефтяных и газонефтяных
месторождений, Уфимский госу-
дарственный нефтяной техниче-
ский университет, г. Уфа

Damir K. Sagitov, Doctor of
Engineering, Professor at the Depart-
ment of the Development and Opera-
tion of Oil and Oil-Gas Fields, Ufa
State Petroleum Technical University

Статья поступила в редакцию 13.12.2022; одобрена после рецензирования
01.02.2023; принята к публикации 03.02.2023.

The article was submitted 13.12.2022; approved after reviewing 01.02.2023; accepted
for publication 03.02.2023.

УДК 622.276.6

DOI : 10.31660/0445-0108-2023-1-85-96

Анализ влияния технологического режима системы сбора нефтяного месторождения на эффективность геолого-технических мероприятий

Е. Р. Шакиров

*Филиала ОО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия
Evgeniy.Shakirov@lukoil.com*

Аннотация. Разработка месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, сопровождается высокой обводненностью и значительными объемами попутно-добываемой воды, что является причиной перегруженных сепарационных мощностей в совокупности с сетью промысловых трубопроводов. Увеличение объемов добываемой жидкости влечет за собой увеличение гидравлического сопротивления на участках трубопроводов, что может ограничивать эффект от проводимых геолого-технических мероприятий (ГТМ) по интенсификации добычи нефти. Снижение эффективности от проводимых мероприятий характеризуется снижением показателей добычи на соседних скважинах при одновременном увеличении гидравлических сопротивлений на участках перегруженных трубопроводов. В этой связи имеет смысл определение границы, при которой соблюдается баланс между увеличением объемов ГТМ и текущей загруженностью участков системы промыслового сбора.

Ключевые слова: добывающие скважины, геолого-технические мероприятия (ГТМ), гидравлическое сопротивление, пропускная способность, планирование ГТМ, промысловая система сбора

Для цитирования: Шакиров, Е. Р. Анализ влияния технологического режима системы сбора нефтяного месторождения на эффективность геолого-технических мероприятий / Е. Р. Шакиров. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-1-85-96 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 1. – С. 85–96.

An analysis of the influence of the technological mode of the gathering system of the oil field on the efficiency of geological and technical actions

Evgeny R. Shakirov

*KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia
Evgeniy.Shakirov@lukoil.com*

Abstract. Field development at a late stage is characterized by high water-cut and considerable volumes of produced water that causes field pipeline congestion. An increase in the volume of produced water entails an increase in hydraulic resistance in pipeline sections, which may limit the effect of ongoing geological and technical actions to intensify oil production. As a result, the production rates decrease at neighboring wells, but at the same time, the hydraulic resistance in the sections of overloaded pipelines increases. In this regard, it makes sense to determine the bounda-

ry, which allows you to observe the balance between the increase in amount of geological and technical actions and the current field pipeline congestion.

Keywords: production wells, geological and technical actions, hydraulic resistance, throughput, well intervention planning, field gathering system

For citation: Shakirov, E. R. (2023). An analysis of the influence of the technological mode of the gathering system of the oil field on the efficiency of geological and technical actions. Oil and Gas Studies, (1), pp. 85-96. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-1-85-96

Введение

В настоящее время большинство крупных нефтяных месторождений Западной Сибири вступили в позднюю стадию разработки, которая характеризуется значительными объемами попутно-добываемой воды, получаемыми вследствие разработки остаточных извлекаемых запасов нефти.

К числу основных мероприятий, направленных на снижение темпа падения добычи нефти зрелых месторождений, относится форсированный отбор жидкости или оптимизация глубинно-насосного оборудования (ГНО). Увеличение депрессии приводит не только к увеличению добычи нефти с удаленных зон пласта, но и обуславливает значительно превышающее наращивание объема попутно-добываемой воды, являющегося основным фактором загруженности наземной инфраструктуры.

Перегруженность сепарационного оборудования в совокупности с сетью промысловых трубопроводов может ограничивать эффект от проводимых мероприятий по наращиванию добычи нефти, поскольку увеличение добычи жидкости скважины на кустовой площадке сопровождается снижением показателей добычи на соседних скважинах, ввиду того, что промысловый нефтегазосборный трубопровод не всегда может обеспечить требуемую пропускную способность [1].

Исходя из этого следует, что положительная динамика изменения добычи нефти зрелых месторождений возможна только в случае соблюдения баланса между увеличением объемов геолого-технических мероприятий (ГТМ) и текущей загруженностью участков системы промыслового сбора.

Объект и методы исследования

Наращивание добычи жидкости от ГТМ приводит к увеличению гидравлического сопротивления трубопровода, что является сдерживающим фактором для работы ГНО. Это может привести к ситуации, когда суммарный прирост дебита нефти по кустовой площадке (КП) будет меньше, чем прирост дебита нефти от реализации ГТМ на скважине.

В контексте данной работы под характером загруженности участков трубопровода подразумевается комплекс параметров, характеризующих технологический процесс транспортирования жидких сред по промысловой системе сбора.

Комплексным параметром, характеризующим объем перекачиваемой жидкости в совокупности с изменением давления, создаваемого ГНО, являются потери напора на трение H . Согласно источнику [1], потери напора для трубопроводов определяются преимущественно показателем потерь напора по длине h_d . Полная формула определения потерь напора на трение H по [2, 3] принимает следующий вид (1):

$$H = 1,01 \cdot h_d = 1,01 \cdot \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g}, \quad (1)$$

где λ — коэффициент гидравлического сопротивления, ед; v — скорость потока жидкости в трубе, м/с; g — ускорение свободного падения, м/с²; L — протяженность участка трубопровода, м; D — диаметр участка трубопровода, м.

Возвращаясь к формуле потерь напора на трение H (1), следует также отметить, что она может принимать следующий вид (2):

$$H = i \cdot L, \quad (2)$$

где i — гидравлический уклон, ед.

В практике промысловой эксплуатации нефтяных месторождений показатель гидравлического уклона не получил широкого распространения, поскольку телеметрия и приборы измеряют избыточное давление. Поэтому посредством преобразования (3) получен показатель удельного падения давления i_p

$$i_p = i \cdot \rho \cdot g, \quad (3)$$

где i_p — удельное падение давления (УПД), атм/км; ρ — плотность перекачиваемой нефтегазоводяной смеси, кг/м³.

Итак, в качестве показателя оценки загруженности участка трубопровода предлагается использовать показатель i_p . Чем выше показатель i_p , тем выше загруженность участка.

В качестве критерия оценки i_p , при котором происходит снижение эффективности от проведения ГТМ, принята величина 300 Па/м [4].

Соответственно, данный показатель 300 Па/м или 2,96 атм/км в рамках данной работы является граничным значением, при превышении которого участок трубопровода определяется как загруженный, и наоборот, если i_p участка ниже данной величины, то трубопровод считается незагруженным.

На рисунке 1 представлена условная схема цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ). Нефтегазоводяная смесь от КП № 1, № 2 поступает по трубопроводам к дожимным насосным станциям (ДНС). Участки линейных трубо-

проводов «КП2-т.вр.1» и «Т.вр.1-ДНС» не загружены, в то время как участок «КП1-т.вр.1» загружен.

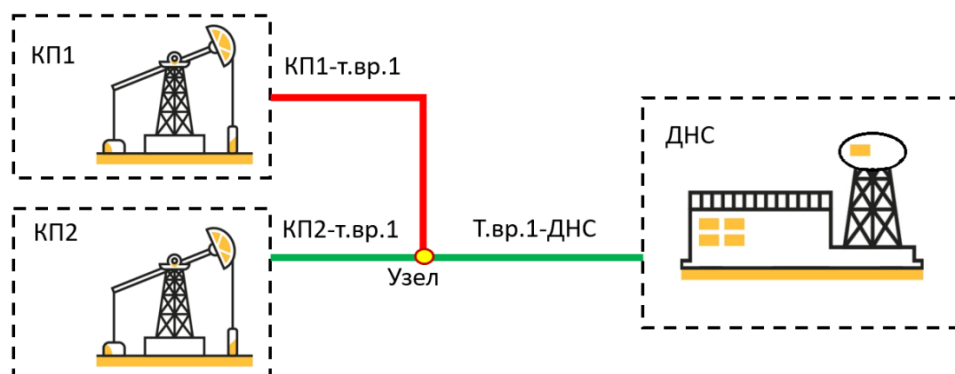


Рис. 1. Схема промыслового сбора цеха добычи нефти и газа

Наращивание добычи жидкости на КП № 1 посредством ГТМ повлечет за собой потери добычи нефти, поскольку более высокое гидравлическое сопротивление ограничивает пропускную способность трубопровода. Чем выше значение i_p на участке трубопровода «КП1-т.вр.1», тем в большей степени будет снижен эффект от реализации ГТМ.

В случае выполнения ГТМ на КП № 2 потенциал увеличения добычи возможно реализовать в полной мере, так как участок трубопровода «КП2 – ДНС» не загружен. Линейный трубопровод способен обеспечить требуемую пропускную способность, ограничения эффекта ГТМ не ожидается.

Для визуализации потерь добычи нефти от загруженности наземной инфраструктуры автором предлагается использовать следующий принцип:

$$Q_a^d(t_0) + q_{ab}^d = Q_a^d(t_1), \quad (4)$$

где $Q_a^d(t_0)$ — суммарная среднесуточная добыча нефти по КП до реализации ГТМ, т/сут; показатель q_{ab}^d — среднесуточный прирост добычи нефти на скважине, где проведено ГТМ, т/сут; показатель $Q_a^d(t_1)$ — суммарная среднесуточная добыча нефти по КП после реализации ГТМ, т/сут; a — номер КП; b — номер скважины; d — дата проведения ГТМ (месяц, год); t_0 — первый день календарного месяца; t_1 — последний день календарного месяца.

При равенстве (4) снижения эффекта от ГТМ нет. Однако, в случае, когда КП с выполняемыми ГТМ по наращиванию добычи нефти расположены на перегоне «КП – ДНС», где есть участки с высоким гидравлическим сопротивлением, наблюдается снижение эффекта от проводимых ГТМ на данном участке месторождения. Тогда выражение (4) преобразуется в неравенство (5)

$$Q_a^d(t_0) + q_{ab}^d > Q_a^d(t_1). \quad (5)$$

Из неравенства (5) следует, что прирост по добыче нефти от ГТМ по скважине принимает большее значение в сравнении с разницей по добыче нефти на КП до и после ГТМ. Соответственно, при выполнении действия (6) возможно приближенно оценить потери по добыче нефти при реализации мероприятий по КП в целом.

$$(Q_a^d(t_1) - Q_a^d(t_0)) - q_{ab}^d = \Delta Q_{\text{ГТМ}}. \quad (6)$$

Если принять разницу значений $Q_a^d(t_1)$ и $Q_a^d(t_0)$ за ΔQ_a^d , выражение (6) примет вид (7)

$$\Delta Q_a^d - q_{ab}^d = \Delta Q_{\text{ГТМ}}. \quad (7)$$

Показатель ΔQ_a^d — суммарный среднесуточный прирост добычи нефти на КП после реализации ГТМ, т/сут; показатель $\Delta Q_{\text{ГТМ}}$ — среднесуточная разность добычи нефти по КП и скважины, т/сут.

Для скважин КП с незагруженными участками линейных трубопроводов потери по добыче нефти нехарактерны. В этом случае показатель q_{ab}^d не превышает показатель ΔQ_a^d . На КП, где есть загруженные участки трубопровода с высоким гидравлическим сопротивлением, показатель q_{ab}^d принимает большее значение в сравнении с показателем ΔQ_a^d , иными словами, суммарный прирост добычи по скважине с ГТМ больше, чем прирост добычи нефти по КП. Это связано со снижением добычи нефти менее продуктивных скважин окружения вследствие того, что увеличение гидравлических сопротивлений влечет за собой снижение пропускной способности трубопровода. В этом случае показатель $\Delta Q_{\text{ГТМ}}$ принимает отрицательные значения, и, соответственно, потенциал проведенного мероприятия в полной мере не реализован, что говорит о снижении эффективности ГТМ по причине высоких гидравлических сопротивлений на трубопроводе.

Стоит учесть, что данный вид потерь добычи нефти при выполнении ГТМ носит «не явный» характер, поскольку после реализации мероприятий по режимам работы скважин может наблюдаться положительный прирост добываемой жидкости, в том числе и нефти.

В качестве примера влияния загруженности трубопроводов на эффективность ГТМ, реализованных на добывающих скважинах, предлагается к рассмотрению участок кустовых площадок № 1, 3, 10, 11, 15, изображенный на рисунке 2.

На рассматриваемом участке имеются 2 загруженных участка трубопровода, которые оказывают влияние на эффективность ГТМ по КП № 1 (характеристика участка к.1-т.вр.1 Ø 159 × 6 мм, L — 603 м) и по КП № 3 (характеристика участка к.3-т.вр.3 Ø 159 × 8 мм, L — 180 м). Все остальные трубопроводы не загружены. Среднее значение i_p на участках «КП — ДНС» не превышает 2 атм/км.

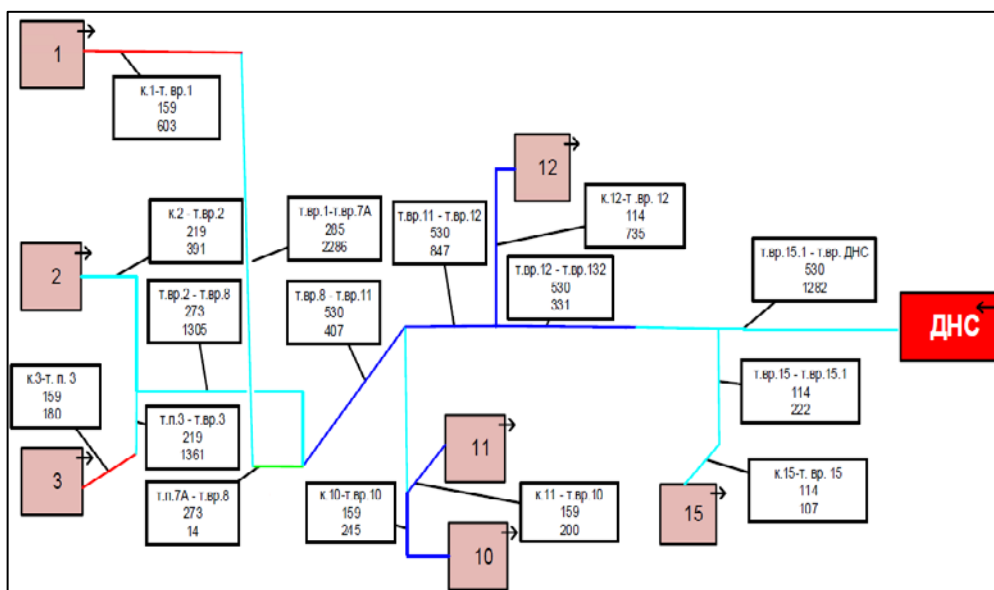


Рис. 2. Схема нефтегазосборных трубопроводов участка КП № 1, 3, 10, 11, 15

Результаты реализации ГТМ на кустовых площадках с незагруженными участками трубопроводов представлены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты реализации ГТМ по КП № 10, 11, 15

i_p «КП – ДНС», атм/км	i_p загруженного участка, атм/км	Перечень ГТМ	q_{ab}^d , т/сут	ΔQ_a^d , т/сут	$\Delta Q_{ГТМ}$, т/сут
КП № 11					
1,08	Загруженные участки трубопроводов отсутствуют	Дострел	4,72	4,61	0,11
1,12		Гидравличе- ский разрыв пласта	7,48	8,18	0,70
КП № 10					
1,03	Загруженные участки трубопроводов отсутствуют	Оптимизация ГНО	3,08	3,51	0,43
1,07		Дострел	8,22	8,56	0,34
КП № 15					
1,14	Загруженные участки трубопроводов отсутствуют	Обработка призабойной зоны	3,3	3,73	0,43
1,28		Дострел	5,53	5,76	0,23

При реализации ГТМ на КП № 10, 11, 15 прирост добычи нефти по скважине с проведенным мероприятием q_{ab}^d несущественно отличается от прироста добычи нефти по кусту в целом ΔQ_a^d . Сопоставляя полученные данные с загруженностью рассматриваемого участка месторождения, можно сделать вывод об отсутствии ограничения по наращиванию добычи скважин, так как $\Delta Q_{ГТМ}$ принимает значения близкие нулю.

Другая картина наблюдается при реализации ГТМ на КП № 1 и КП № 3, где есть загруженные участки трубопроводов. В таблице 2 представлены данные по эффекту от проведенных ГТМ на вышеупомянутых скважинах.

Таблица 2

Результаты реализации ГТМ по КП № 1 и 3

i_p «КП–ДНС», атм/км	i_p загруженного участка, атм/км	Перечень ГТМ	q_{ab}^d , т/сут	ΔQ_a^d , т/сут	$\Delta Q_{ГТМ}$, т/сут
КП № 1					
1,33	6,76	Гидравлический разрыв пласта	13,46	6,44	–7,02
1,28	5,74	Переход	3,02	–6,15	–9,17
1,23	5,96	Оптимизация ГНО	5,9	–1,78	–7,68
КП № 3					
1,36	6,24	Приобщение	9,05	1,60	–7,45
1,27	4,66	Дострел	3,5	–1,69	–5,19
1,16	3,95	Дострел	10,66	7,43	–3,23
1,07	3,65	Дострел	6,5	3,33	–3,17

При реализации ГТМ на КП № 1 и 3 прирост добычи нефти по скважине с проведенным мероприятием q_{ab}^d в значительной степени превышает показатель прироста добычи нефти по кустовой площадке в целом ΔQ_a^d .

Причиной являются загруженные участки трубопровода, ограничивающие пропускную способность перегона и, как следствие, сдерживающие потенциальное наращивание добычи скважин кустовой площадки. Также нужно заметить, что чем выше гидравлическое сопротивление загруженного участка, тем ниже эффективность проведенного ГТМ. Показатель q_{ab}^d может принимать положительные значения, и реализованное мероприятие может достигать плановых показателей, однако в целом показатель ΔQ_a^d может быть меньше планируемого при ГТМ прироста добычи нефти, а может и не быть совсем.

В этом случае можно сказать, что, несмотря на реализованное ГТМ с достижением плановых показателей, эффективность ГТМ на КП с загруженными участками является заниженной.

При проведении исследования по установлению влияния эффекта по проведенным комплексам ГТМ на КП от характера загруженности участков трубопроводов были рассмотрены мероприятия на добывающих скважинах ЦДНГ нефтяного месторождения с учетом гидравлического состояния промысловых трубопроводов за период 2018–2020 гг.

При рассмотрении характеристики загруженности участков трубопровода перегона «КП – ДНС» на момент проведения ГТМ в упрощенном виде выделены 2 возможные ситуации, схематично изображенные на рисунке 3.

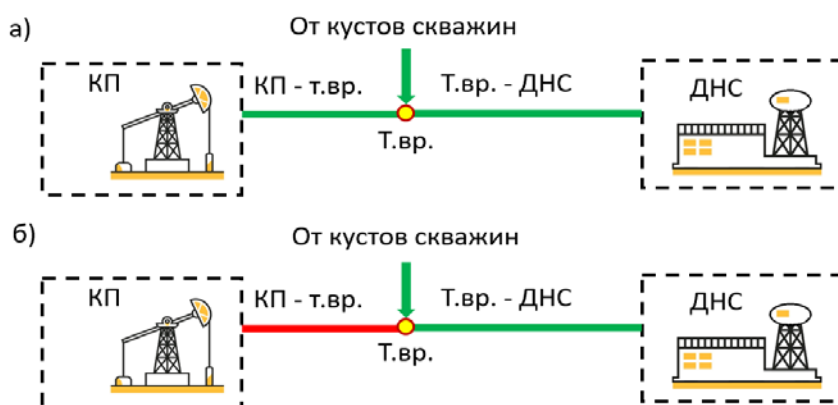


Рис. 3. Условные изображения ситуаций с различной загруженностью трубопровода «КП – ДНС»

Характеристика загруженности трубопровода в случае, изображенном на рисунке 3 (а), является незагруженной, поскольку i_p всех участков трубопровода «КП – ДНС» ниже 2,96 атм/км.

Характеристика загруженности трубопровода в случае, изображенном на рисунке 3 (б), является загруженной, поскольку i_p первого участка трубопровода «КП-т.вр.» выше 2,96 атм/км. Участок трубопровода «Т.вр.-ДНС» при этом не загружен (i_p ниже 2,96 атм/км).

При рассмотрении реализованных ГТМ по рассматриваемому участку месторождения для каждой КП был определен $\Delta Q_{ГТМ}$, полученный в соответствии с выражением (7), а также i_p первого участка трубопровода «КП-т.вр.» $i_{p\text{ КП-т.вр.}}$. В рассмотрении принимали участие только мероприятия с загруженностью трубопровода «КП – ДНС», обозначенной на рисунке 3.

Для повышения репрезентативности проводимого исследования целесообразно ввести ограничивающие критерии для выявления кондиционных примеров влияния гидравлических сопротивлений промыслового трубопровода на эффективность проводимых мероприятий.

Для определения кондиционных значений необходимо рассматривать добывающие скважины КП ($n_{\text{доб}}$). При этом имеет смысл при анализе учитывать проведение мероприятий по одной скважине на КП в календарный месяц. Иными словами, в пределах месяца одна добывающая скважина на КП остановлена по фонду для проведения на ней ГТМ (8).

$$n_{\text{доб}} - n_{\text{доб,действ}} = n_{\text{ГТМ}} = 1. \quad (8)$$

В случае выполнения условия (8) остальные скважины КП ($n_{\text{доб,действ}}$) должны быть в работе, то есть иметь коэффициент эксплуатации ($K_{\text{экспл}}$), равный единице (9).

$$K_{\text{экспл}} = 1. \quad (9)$$

Превышение значений ΔQ_a^d над q_{ab}^d более чем на величину погрешности связано либо с вводом в работу скважин из бездействия на КП, где реализуется ГТМ, либо с увеличением отбора жидкости посредством изменения режима работы ГНО. Данные факторы не позволяют оценить влияние характера загруженности трубопроводов на эффективность ГТМ, и поэтому вводится ограничивающий критерий (10). Данный критерий принят с учетом допустимой погрешности 15 %, что обусловлено требованием нормативного документа по учету расхода нефти с обводненностью выше 70 %¹.

$$1,15 \cdot q_{ab}^d > \Delta Q_a^d. \quad (10)$$

Поскольку именно количество жидкости, перекачиваемое по трубопроводу, оказывает влияние на величину изменения давления по участкам перегона «КП – ДНС», то целесообразно установить граничные значения для диапазона разности добычи жидкости на КП, для того чтобы исключить некондиционные мероприятия. Чтобы охарактеризовать приросты по добыче жидкости, необходимо ввести следующие переменные: g_{ab}^d — среднесуточная добыча жидкости на скважине, где проведено ГТМ, м³/сут; ΔG_a^d — суммарный среднесуточный прирост добычи жидкости на КП после реализации ГТМ, м³/сут.

Превышение значений ΔG_a^d над g_{ab}^d при положительном приросте g_{ab}^d более чем на величину погрешности связано увеличением добычи жидкости по причине ввода в работу скважин из бездействия на КП, либо с увеличением отбора жидкости посредством изменения режима работы ГНО. Данные факторы также не позволяют дать адекватную оценку влияния загруженности трубопровода на эффективность ГТМ, поэтому вводится ограничивающий критерий (11)

¹ ГОСТ Р 8.615.2005. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования. – Введ. 2006-03-01. – М., 2005. – 39 с.

$$1,15 \cdot g_{ab}^d > \Delta G_a^d, \text{ при } g_{ab}^d > 0. \quad (11)$$

Следует также отметить, что, согласно условиям проводимого исследования, необходимо рассматривать ГТМ с положительным входным приростом по нефти (12)

$$q_{ab}^d > 0. \quad (12)$$

Результаты

При выполнении анализа мероприятий с учетом критериев (8)–(12) за период с 2018 по 2020 гг. из 143 проведенных мероприятий по рассматриваемому участку нефтяного месторождения было выявлено 106 кондиционных мероприятий.

Для подтверждения факта влияния снижения эффективности ГТМ на КП из-за загруженности трубной сети был построен график зависимости показателя $\Delta Q_{\text{ГТМ}}$ от показателя $i_{\text{Р КП-т.вр.}}$ (рис. 4).

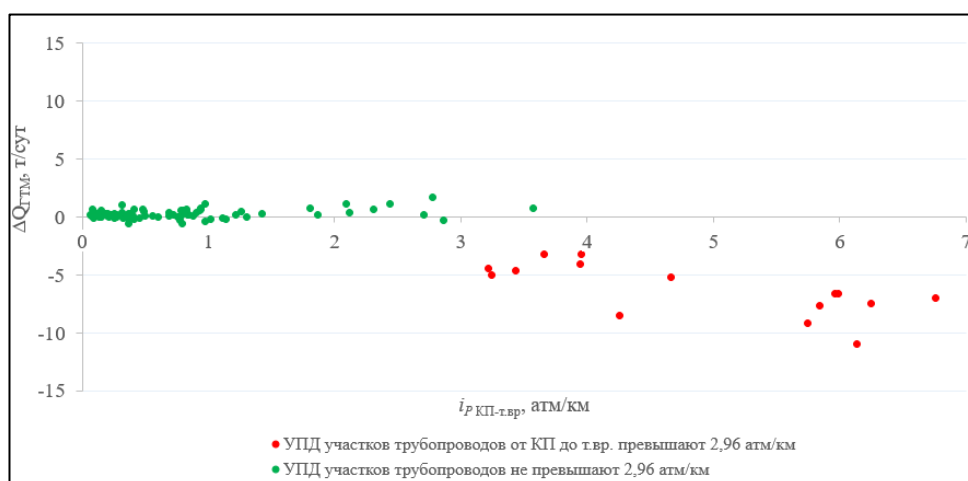


Рис. 4. Распределение значений $\Delta Q_{\text{ГТМ}}$ в зависимости от $i_{\text{Р КП-т.вр.}}$ на участке линейного трубопровода «КП с ГТМ – т.вр.»

В результате получилось распределение значений, при которых в 92 из 106 комплексов ГТМ, реализуемых на незагруженных участках трубопровода «КП — ДНС» (мероприятия на рисунке 4 показаны зеленым цветом) ΔQ_a^d равен или превышает q_{ab}^d . Положительные значения $\Delta Q_{\text{ГТМ}}$ свидетельствуют о том, что снижения эффективности от ГТМ не наблюдается и его потенциал по наращиванию добычи нефти реализован в полном объеме.

Комплексы ГТМ, реализованные на загруженных участках, находятся в области отрицательных значений $\Delta Q_{\text{ГТМ}}$ (мероприятия на рисунке 4 показаны красным цветом). Это подтверждает тенденцию снижения эф-

эффекта по наращиванию добычи при реализации ГТМ по причине ограниченной пропускной способности участков трубопроводов.

По данным рисунка 4 наблюдается устойчивая тенденция снижения эффекта при реализации ГТМ $\Delta Q_{ГТМ}$ при увеличении показателя i_p по загруженному участку трубопровода. Согласно проведенному анализу предельным значением i_p , при котором наблюдаются потери по добыче нефти от загруженности наземной инфраструктуры, является значение 3 атм/км, что подтверждает предельно допустимое значение потерь давления, указанное в специальной технической литературе [4].

Согласно источнику [5], поскважинный анализ в полной мере не позволяет оценить эффект от, поскольку характер загруженности инфраструктуры не учитывается.

Выводы

В рамках повышения эффективности разработки месторождения, а также достижения утвержденного значения коэффициента извлечения нефти имеет смысл учитывать характер изменения гидравлического состояния промысловых нефтегазосборных трубопроводов и загруженности сепарационного оборудования ДНС в соответствии с прогнозом изменения динамики добычи.

Для реализации потенциала ГТМ, а также повышения их эффективности в совокупности со снижением потерь от загруженности наземной инфраструктуры рекомендательный характер носит планирование ГТМ по принципу наращивания добычи на участках месторождения с линейными трубопроводами, способными обеспечить требуемую пропускную способность. В случае наличия загруженных трубопроводов с высоким гидравлическим сопротивлением на перегоне «КП – ДНС» для мероприятий скважин кустовой площадки, размещенной на данном участке, целесообразно отдавать предпочтение преимущественно мероприятиям по ограничению водопритока, таким как остановки обводненных скважин, ремонтно-изоляционные работы. Данный подход направлен на повышение эффективности разработки остаточных извлекаемых запасов нефти, которые представляют значительный потенциал для поддержания стабильного уровня добычи нефти.

Список источников

1. Тронов, В. П. Системы сбора скважинной продукции и первичная подготовка нефти / В. П. Тронов, Е. Ф. Захарова. – Альметьевск, 2003. – 64 с. – Текст : непосредственный.
2. Техника и технологии сбора и подготовки нефти и газа : учебник / Ю. Д. Земенков, М. А. Александров, Л. М. Маркова [и др.] ; под редакцией Ю. Д. Земенкова ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – 159 с. – Текст : непосредственный.

3. Гидравлика : методические указания для решения задач по гидравлике. Часть 2. Гидродинамика / Министерство образования и науки Российской Федерации, Волгоградский государственный архитектурно-строительный университет ; сост. В. А. Каныгин, Е. В. Цветкова. – Волгоград : ВолГАСУ, 2013. – 34 с. – 1 CD-ROM ; 12 см. – Систем. требования: PC 486 DX-33 ; Microsoft Windows XP ; 2-скоростной дисковод CD-ROM ; Adobe Reader 6.0. – Загл. с титул. экрана. – Текст : электронный.

4. Николаев, А. А. Проектирование тепловых сетей : справочник проектировщика / Под редакцией А. А. Николаева. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Стройиздат, 1965. – 295 с. – Текст : непосредственный.

5. Перминов, Д. Е. Кластерный анализ с использованием элементов нечеткой логики с целью автоматического поиска скважин-кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий / Д. Е. Перминов, С. В. Валеев. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – № 1 (30). – С. 31–35.

References

1. Tronov, V. P., & Zakharova, E. F. (2003). Sistemy sbora skvazhinnoy produktii i pervichnaya podgotovka nefti. Almet'yevsk, 64 p. (In Russian).

2. Zemenkov, Yu. D., Aleksandrov, M. A., Markova, L. M., Dudin, S. M., Podorozhnikov, S. Yu., & Nikitina, A. V. (2015). Tekhnika i tekhnologii sbora i podgotovki nefti i gaza. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 159 p. (In Russian).

3. Kanygin, V. A., & Tsvetkova, E. V. (Comp.) (2013). Gidravlika: metodicheskie ukazaniya dlya resheniya zadach po gidravlike. Chast' 2. Gidrodinamika, Volgograd, Volgograd State University of Architecture and Civil Engineering Publ., 34 p. (In Russian).

4. Nikolaev, A. A. (1965). Proektirovanie teplovykh setey: spravochnik proektirovshchika. Moscow, Stroyizdat Publ., 295 p. (In Russian).

5. Perminov, D. E., & Valeev, S.V. (2013). Cluster analysis using elements of fuzzy logic to automatically search for geological and technical operations candidates. Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO "NK "Rosneft", (1(30)), pp. 31-35. (In Russian).

Информация об авторе

Шакиров Евгений Робертович,
младший научный сотрудник отдела
проектирования и мониторинга Ватъеганского месторождения, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «Когалым НППИнефть», г. Тюмень, Evgeniy.Shakirov@lukoil.com

Information about the author

Evgeny R. Shakirov, Junior Researcher, Department of Design and Monitoring of the Vatyeganskoye Field, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Evgeniy.Shakirov@lukoil.com

Статья поступила в редакцию 19.10.2022; одобрена после рецензирования 10.11.2022; принята к публикации 14.11.2022.

The article was submitted 19.10.2022; approved after reviewing 10.11.2022; accepted for publication 14.11.2022.

Организация производства и обеспечение безопасности и экологичности производственных процессов в нефтегазовой отрасли

Organization of production and ensuring the safety and environmental friendliness of production processes in the oil and gas industry

05.02.22 Организация производства (по отраслям) (технические науки)

УДК 528.88:711.5

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-1-97-107

Использование геоинформационных систем в зондировании эколого-хозяйственной сети городской среды северных территорий

Н. Л. Мамаева^{1, 2*}, С. А. Петров¹

¹Тюменский научный центр СО РАН, Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*mamaeva.natali2011@mail.ru

Аннотация. Глобальное изменение климата и его влияние на окружающую среду — одна из главных проблем XXI века. В Арктической зоне, где сосредоточены значительные запасы нефти и газа, потепление происходит в 2–3 раза быстрее, чем в среднем по миру. На фоне усиленного арктического потепления тепловое загрязнение создало постоянные городские острова тепла, где городские температуры на 1–2 °C выше, чем в прилегающих районах. Поэтому целью исследования стала геоинформационная оценка климатических и антропогенных характеристик в различных зонах г. Тюмени (рекреационные зоны (парки и водоемы) и зона городских магистралей) летом 2021 года. В исследованиях использовалась программа Earth, статистическая обработка результатов проводилась с помощью программного обеспечения «IBM SPSS Statistics 21». Установлено, что в летний период 2021 года наблюдается наличие циркадного суточного ритма как в рекреационных зонах (парки и водоемы) так и в зоне городских магистралей (скорость ветра, температура и относительная влажность воздуха, концентрация CO, CO₂, SO₂, NO₂). Обнаруженные корреляционные взаимосвязи между климатическими характеристиками и антропогенными загрязняющими веществами и аэрозолями свидетельствуют о том, что глобальное изменение климата сопряжено с ухудшением экологической ситуации в условиях городской среды и не зависит от ландшафтных особенностей города.

Ключевые слова: техногенное загрязнение, северные территории, городская среда, климат, геоинформационное зондирование

Для цитирования: Мамаева, Н. Л. Использование геоинформационных систем в зондировании эколого-хозяйственной сети городской среды северных территорий / Н. Л. Мамаева, С. А. Петров. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-1-97-107 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 1. – С. 97–107.

Application of geoinformation systems in sounding the ecological and economic network of the urban environment in the northern territories

Natali L. Mamaeva^{1, 2*}, Sergei A. Petrov¹

¹Tyumen Scientific Center SB RAS, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*mamaeva.natali2011@mail.ru

Abstract. Global climate change and its impact on the environment is one of the main problems of the 21st century. In the Arctic zone, where considerable oil and gas reserves are located, warming is 2-3 times faster than the world average. Against the backdrop of increased Arctic warming, thermal pollution has created permanent urban heat islands, where urban temperatures are 1-2 degrees Celsius higher than in surrounding areas. The aim of the article was a geoinformation assessment of climatic and anthropogenic characteristics in various zones of Tyumen (recreational zones (parks and reservoirs) and the zone of urban highways) in the summer of 2021. The Earth program was used in the studies, statistical processing of the results was carried out using the IBM SPSS Statistics 21 software. It has been found that a circadian diurnal rhythm is observed both in recreational areas (parks and reservoirs) and in the area of urban highways (wind speed, temperature and relative humidity, concentration of CO, CO₂, SO₂, NO₂) in the summer of 2021. The revealed correlation relationships between climatic characteristics and anthropogenic pollutants and aerosols indicate that global climate change is associated with the deterioration of the ecological situation in the urban environment and doesn't depend on the landscape features of the city.

Keywords: technogenic pollution, northern territories, urban environment, climate, geoinformation sounding

For citation: Mamaeva, N. L., & Petrov, S. A. (2023). Application of geoinformation systems in sounding the ecological and economic network of the urban environment in the northern territories. Oil and Gas Studies, (1), pp. 97-107. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-1-97-107

Введение

В Арктической зоне, где сосредоточены значительные запасы нефти и газа, потепление происходит в 2–3 раза быстрее, чем в среднем по миру [1, 2]. Отчасти это связано с климатическими факторами, особенностями радиационного фона и антропогенной нагрузки, в частности из-за изменений парниковых газов и аэрозолей в этом регионе [3–5]. Помимо потепления, вызванного увеличением глобального содержания углекислого газа в атмосфере (CO₂), концентрации тропосферного озона (O₃), метана (CH₄), аэрозолей (углерода и сульфатов) на нефтегазоносных территориях внесли существенный вклад в потепление в Арктике с 1890 года [6, 7]. Несмотря на то, что взгляды ученых на первопричины наблюдаемых изменений климата весьма различны, факт наличия самих изменений не вызывает сомнений [8]. При этом отсутствует единая точка зрения на основные причины и тенденции динамики современного изменения климата, а также ее последствия для отдельных компонентов природной среды. Тем не менее аэрозоли являются важным и преобладающим компонентом не только в глобальном изменении климата, но ключевым фактором, влияющим на безопасность жизнедеятельности человека [9, 10]. При этом углерод, являющийся продуктом неполного сгорания и открытого сжигания биомассы/биотоплива [11, 12], поглощает большую часть падающей солнечной радиации¹ и поэтому активно участвует в потеплении [13]. Поэтому в по-

¹ Оценочный доклад об изменениях климата и их последствиях на территории Российской Федерации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://climate2008.igce.ru/v2008/htm/index00.htm>.

следнее время в научных кругах [14–17] активно исследуется динамика климата, особенно северных территорий. Даже на фоне усилившегося арктического потепления тепловое загрязнение создало городские острова тепла или, согласно англоязычным источникам, urban heat island (UHI), где температуры на несколько градусов выше, чем в прилегающих районах. Эти эффекты обнаруживаются даже в небольших поселениях. Изменение температуры на несколько градусов обусловлено как развитием градостроительства на территории городов, так и поступлением различных компонентов антропогенного происхождения.

Основная причина повышенных температур в городе — антропогенные преобразования земной поверхности. Они проявляются в плотной застройке городской среды, покрытии естественной поверхности материалами, активно поглощающими тепловое излучение, и сокращении площадей, занятых зелеными насаждениями, что ведет к изменениям в термических свойствах земной поверхности и понижает суммарное испарение. Высокие здания имеют большую площадь поверхности для отражения и поглощения солнечного излучения, что увеличивает интенсивность нагрева городских территорий. Другая особенность вклада зданий в формирование теплового острова: в городе происходит блокирование ветров, что приводит к снижению интенсивности конвективного охлаждения. Что касается суточной динамики колебаний разницы температур между городом и пригородом, то тепловой остров города характеризуется наибольшими значениями вечером и ночью. Если говорить о сезонной динамике, то следует отметить, что тепловой остров проявляется как летом, так и зимой².

Глобальное изменение климата, возникшее в результате увеличения концентрации парниковых газов, может привести к повышению влажности в атмосфере, которая является очень важным параметром окружающей среды, так как водяные пары сами по себе являются парниковыми газами [18]. В последние годы спутниковые технологии играют все более важную роль в климато-экологическом мониторинге состояния окружающей среды в режиме реального времени (Real-time) [19]. Группа авторов использовали геоинформационную систему (ГИС), в рамках программы РЕЕХ, и показали влияние атмосферных аэрозолей на глобальное изменение климата. Было проведено моделирование недавнего прошлого (1990–2014 гг.) и будущего (2015–2050 гг.) с использованием модели системы Земля «GISS-E2.1» для изучения аэрозольных нагрузок и их радиационного воздействия на климат Арктики (> 60° N). Использовалась база данных «Eclipse V6b» антропогенных выбросов из проекта взаимного сравнения сопряженных моделей (CMIP6). Было показано, что даже сценарии с наибольшим сокращением выбросов приводят к такому же воздей-

² Использование космических снимков в тепловом инфракрасном диапазоне для географических исследований [Электронный ресурс]. — Режим доступа: http://www.geogr.msu.ru/afedra/karta/materials/heat_img/files/2/urbanizirovannye_territorii.htm.

ствию на будущие температуры приземного воздуха в Арктике и протяженность морского льда, как и сценарии с меньшими сокращениями выбросов, что означает, что сокращение выбросов парниковых газов по-прежнему необходимо для смягчения последствий изменения климата [20].

Задачей нашего исследования стала оценка климатических и антропогенных характеристик в различных зонах г. Тюмени летом 2021 года с использованием геоинформационных систем.

Материалы и методы

Данные по воздушному режиму и химическим веществам, аэрозолям в г. Тюмени за летний период 2021 года получены с использованием геоинформационной системы «Earth: глобальная карта ветров, погодных условий и морских течений»³. В летний период года два раза в сутки (05.00 и 17.00 часов) в различных районах городской среды анализировали скорость ветра, температуру и относительную влажность воздуха, концентрацию CO, CO₂, SO₂, NO₂ и содержание пыли (PM1, PM2.5, PM10) на поверхности, экстинкцию сульфатами. Были выделены следующие городские экосистемы: рекреационные зоны (парки и водоемы) и зона городских магистралей. Количественные признаки подвергали статистической обработке с помощью интегрированного пакета программного обеспечения «IBM SPSS Statistics 21». При нормальном распределении использовали следующие статистические параметры: среднее значение (среднее арифметическое значение), дисперсия и ее производное (среднее квадратическое отклонение). Проводили сравнение достоверности различий или сходства между статистическими характеристиками, полученными при исследовании сравниваемых выборок (по критерию Стьюдента). Для вычисления достоверности различий между средними значениями рассчитывали стандартную ошибку средней арифметической величины. При отсутствии нормального распределения использовали непараметрические методы сравнения двух выборок с расчетом парного критерия Вилкоксона. Проводили корреляционный анализ с использованием коэффициента корреляций рангов Пирсона.

Результаты

Установлено, что климатические характеристики и содержание загрязняющих веществ в рассматриваемый период времени на поверхности анализируемых городских экосистем достоверно не отличались между собой. При этом скорость ветра, температура и относительная влажность воздуха, концентрация CO, CO₂, SO₂, NO₂ имели циркадный суточный ритм (таблица). В вечернее время наблюдалось увеличение концентрации CO₂ и уменьшение концентрации CO, SO₂, NO₂ во всех рассматриваемых

³ Earth: глобальная карта ветров, погодных условий и морских течений [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://earth.nullschool.net/ru/>.

экосистемах городской среды. Что касается климатических характеристик, то в вечернее время наблюдается увеличение скорости ветра, температуры воздуха и уменьшение относительной влажности.

**Экологические характеристики городской территории
(летний период 2021 года)**

Показатель	Парки		Водоемы		Магистраль	
	05.00 ч	17.00 ч	05.00 ч	17.00 ч	05.00 ч	17.00 ч
Скорость ветра, км/ч	8,61 ± 0,48*	10,93 ± 0,87	8,52 ± 0,49*	10,94 ± 0,91	8,57 ± 0,48*	11,00 ± 0,88
Температура, °C	13,39 ± 0,61***	22,15 ± 0,98	13,38 ± 0,60***	22,47 ± 0,93	13,40 ± 0,61***	22,47 ± 0,94
Относительная влажность, %	80,61 ± 1,76***	51,58 ± 2,95	80,54 ± 1,76***	51,04 ± 2,93	80,52 ± 1,77***	51,07 ± 2,98
Концентрация CO, ppbv	153,02 ± 5,32***	116,64 ± 1,75	151,91 ± 4,46***	116,65 ± 1,80	153,02 ± 5,26***	116,30 ± 1,74
Концентрация CO ₂ , ppmv	413,43 ± 1,91**	420,27 ± 1,17	413,39 ± 1,91*	419,98 ± 1,16	413,43 ± 1,91*	420,02 ± 1,15
Концентрация SO ₂ , мг/м ³	2,47 ± 0,21**	1,50 ± 0,15	2,57 ± 0,23**	1,53 ± 0,16	2,42 ± 0,19**	1,52 ± 0,14
Концентрация NO ₂ , ppbv	1,40 ± 0,17***	0,66 ± 0,04	1,37 ± 0,16***	0,65 ± 0,04	1,37 ± 0,16***	0,65 ± 0,04
Пыль, т	0,05 ± 0,01	0,06 ± 0,01	0,05 ± 0,01	0,06 ± 0,01	0,05 ± 0,01	0,06 ± 0,01
PM ₁ , мг/м ³	7,59 ± 0,71	6,49 ± 0,58	7,69 ± 0,72	6,61 ± 0,58	7,52 ± 0,71	6,59 ± 0,59
PM _{2.5} , мг/м ³	8,96 ± 0,86	7,67 ± 0,71	9,02 ± 0,88	7,81 ± 0,71	8,91 ± 0,85	7,80 ± 0,70
PM ₁₀ , мг/м ³	13,04 ± 1,23	11,35 ± 1,03	13,07 ± 1,24	11,48 ± 1,03	12,91 ± 1,22	11,48 ± 1,02
Экстинкция сульфатами, т	0,08 ± 0,01*	0,06 ± 0,004	0,08 ± 0,01*	0,06 ± 0,003	0,08 ± 0,01*	0,06 ± 0,003

Примечание: * достоверность различий с 17.00 часами (* $p < 0,05$; ** $p < 0,01$; *** $p < 0,001$)

Корреляционный анализ климатических и антропогенных показателей в рассматриваемых экосистемах городской среды выявил, что с повышением температуры воздуха увеличивается количество пыли ($r = 0,461$; $p < 0,001$) за счет средних (PM_{2.5}) и крупных (PM₁₀) твердых частиц ($r = 0,2$; $p < 0,05$). Концентрация CO ($r = -0,273$; $p = 0,004$), SO₂ ($r = -0,344$; $p = 0,0003$), NO₂ ($r = -0,270$; $p = 0,005$) и пыли ($r = -0,256$; $p = 0,008$) в атмосферном воздухе уменьшается с увеличением скорости ветра. В рассматриваемых экосистемах увеличение относительной влажности связано с увеличением концентраций CO ($r = 0,284$; $p = 0,003$), SO₂ ($r = 0,271$; $p = 0,005$), NO₂ ($r = 0,414$; $p < 0,001$), твердых частиц PM₁ ($r = 0,218$;

$p = 0,024$), $PM_{2.5}$ ($r = 0,209$; $p = 0,03$), а концентрация CO_2 в атмосферном воздухе снижается ($r = -0,442$; $p < 0,001$).

Обсуждение

Городская агломерация — одна из наиболее значимых источников не только пыли, но и зона менее подвижного воздуха, из-за своей архитектуры, что в комплексе с климатическими и антропогенными факторами способствуют формированию городского острова тепла. На примере г. Тюмени с помощью ГИС «Earth: глобальная карта ветров, погодных условий и морских течений» за летний период 2021 года показано наличие циркадного суточного ритма климатических (скорости ветра, температуры и относительной влажности воздуха) и антропогенных (концентрации CO , CO_2 , SO_2 , NO_2) показателей как в рекреационных зонах (парки и водоемы), так и в зоне городских магистралей. При этом между климатическими и антропогенными параметрами городской среды были выявлены корреляционные взаимосвязи порядка $r = 0,2-0,4$. Т. J. Breider с соавторами (2017) показали влияние аэрозолей на радиационный фон в верхней части атмосферы, а баланс между содержанием соединений сульфатов и углерода на потепление ($+0,44 \text{ Вт} \cdot \text{м}^{-2}$) [21]. В литературном обзоре [20] отмечается, что аэрозоли вызвали потепление поверхности Арктики на $+0,30 \text{ }^\circ\text{C}$ в течение 1980–2018 гг., что объясняет около 20 % возникшего потепления в Арктике, наблюдавшегося за последние четыре десятилетия, в то время как, согласно данным D. Shindell и G. Faluvegi (2009), аэрозоли способствовали $1,09 \pm 0,81 \text{ }^\circ\text{C}$ к наблюдаемому повышению температуры в приземной части воздуха в Арктике на $1,48 \pm 0,28 \text{ }^\circ\text{C}$ в 1976–2007 гг. [6]. АМАР (2015), основанный на четырех моделях системы Земли (ESM), оценил общую реакцию температуры приземного воздуха в Арктике из-за прямого воздействия текущих глобальных выбросов углерода и серы в результате сжигания⁴.

Обнаруженные корреляционные взаимосвязи между климатическими характеристиками и антропогенными загрязняющими веществами, и аэрозолями в г. Тюмени свидетельствуют о том, что глобальное изменение климата сопряжено с ухудшением экологической ситуации в условиях городской среды и не зависит от ландшафтных особенностей города. Таким образом, в целях обеспечения экологической безопасности и устойчивости развития городов необходим поиск наилучших доступных природоохранных технологий, а это возможно благодаря консолидации ресурсов академической науки, образования, специалистов различных отраслей знаний с использованием ГИС. Все это будет способствовать составлению геогра-

⁴ АМАР 2015 Assessment: Black carbon and ozone as Arctic climate forcers. Arctic Monitoring and Assessment Programme (AMAP), Oslo, Norway. — 2015. — VII. — 116 p. — Режим доступа: <https://www.amap.no/documents/doc/amap-assessment-2015-black-carbon-and-ozone-as-arctic-climate-forcers/1299>.

фических карт рассеивания различных загрязняющих веществ в атмосферный воздух для обеспечения экологической безопасности жизнедеятельности человека, построению температурных карт городов и выявлению температурных аномалий и загрязнений природной среды городских объектов нефтегазового комплекса. Климато-экологический мониторинг с использованием ГИС способствует осуществлению прогнозирования переноса загрязняющих веществ в северных агломерациях, формированию единой упорядоченной информационной среды региона, начиная со сбора данных и заканчивая ее хранением, обновлением и представлением экологической информации городскому сообществу.

При этом городской остров тепла можно рассматривать как полигон для оценки глобального изменения климата на основе комплексного климато-экологического мониторинга состояния окружающей среды с целью прогнозирования глобальных и региональных изменений климата, их причин, понимания разнообразия климата и факторов его контроля. Для этого необходимо продолжать разрабатывать методики оценки городского острова тепла (УНТ), а также проводить научные исследования с применением ГИС с возможностью параметризации основных механизмов взаимодействия городской поверхности и атмосферы, таких как задержка зданиями уходящей коротковолновой и длинноволновой радиации (эффект «городского каньона») и формирование потоков тепла от отапливаемых зданий.

Выводы

Оценка климатических и антропогенных характеристик в различных зонах мегаполиса с использованием геоинформационных спутниковых систем показала, что экологические и климатические характеристики городской среды тесно связаны между собой. Глобальное изменение климата в сторону потепления, а в условиях мегаполиса температура на 1–2 °C еще выше, чем в прилегающих районах, сопряжено с антропогенными факторами (повышением концентрации аэрозолей и газов) и не зависит от ландшафтных особенностей городского острова тепла.

Список источников

1. IPCC : Climate Change 2013 : The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change / Edited by T. F. Stocker, D. Qin, G.-K. Plattner [et al.]. – Text : electronic. – Cambridge : Cambridge University Press. – 2013. – 1535 p. – URL: <https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/>.
2. Improvements in the GISTEMP Uncertainty Model / N. J. L. Lenssen, G. A. Schmidt, J. E. Hansen [et al.]. – DOI 10.1029/2018jd029522. – Direct text // Journal of Geophysical Research : Atmospheres. – 2019. – Vol. 124, Issue 12. – P. 6307–6326.

3. Папцов, А. Г. Глобальная продовольственная безопасность в условиях климатических изменений : монография / А. Г. Папцов, Н. А. Шеламова. – Москва : РАН, 2018. – 132 с. – Текст : непосредственный.
4. Shindell, D. Local and remote contributions to Arctic warming / D. Shindell. – Text : electronic // *Geophysical Research Letters*. – 2007. – Vol. 34, Issue 14. – URL: <https://doi.org/10.1029/2007GL030221>.
5. Polar amplification dominated by local forcing and feedbacks / M. F. Stuecker, C. M. Bitz, K. C. Armour [et al.]. – DOI 10.1038/s41558-018-0339-y. – Direct text // *Nature Climate Change*. – 2018. – Vol. 8. – P. 1076–1081.
6. Shindell, D. Climate response to regional radiative forcing during the twentieth century / D. Shindell, G. Faluvegi. – DOI 10.1038/ngeo473. – Direct text // *Nature Geoscience*. – 2009. – Vol. 2, Issue 4. – P. 294–300.
7. Source attribution of Arctic black carbon and sulfate aerosols and associated Arctic surface warming during 1980–2018 / L. Ren, Y. Yang, H. Wang [et al.]. – DOI 10.5194/acp-20-9067-2020. – Direct text // *Atmospheric Chemistry and Physics*. – 2020. – Vol. 20, Issue 14. – P. 9067–9085.
8. Арктический ледяной покров становится сезонным? / В. В. Иванов, В. А. Алексеев, Т. А. Алексеева [и др.]. – DOI 10.7868/S0205961413040076. – Текст : непосредственный // *Исследование Земли из космоса*. – 2013. – № 4. – С. 50–65.
9. Global estimates of mortality associated with long-term exposure to outdoor fine particulate matter / R. Burnett, H. Chen, M. Szyszkowicz [et al.]. – DOI 10.1073/pnas.1803222115. – Direct text // *Proceedings of the National Academy of Sciences*. – 2018. – Vol. 115, Issue 38. – P. 9592–9597.
10. Cardiovascular disease burden from ambient air pollution in Europe reassessed using novel hazard ratio functions / J. Lelieveld, K. Klingmüller, A. Pozzer [et al.]. – DOI 10.1093/eurheartj/ehz135. – Direct text // *European Heart Journal*. – 2019. – Vol. 40, Issue 20. – P. 1590–1596.
11. Bounding the role of black carbon in the climate system: a scientific assessment / T. C. Bond, S. J. Doherty, D. W. Fahey [et al.]. – DOI 10.1002/jgrd.50171. – Direct text // *Journal of Geophysical Research : Atmospheres*. – 2013. – Vol. 118, Issue 11. – P. 5380–5552.
12. A technology-based global inventory of black and organic carbon emissions from combustion / T. C. Bond, D. G. Streets, K. F. Yarber [et al.]. – Text : electronic // *Journal of Geophysical Research : Atmospheres*. – 2014. – Vol. 109. – URL: <https://doi.org/10.1029/2003jd003697>.
13. Jacobson, M. Z. Strong radiative heating due to the mixing state of black carbon in the atmospheric aerosols / M. Z. Jacobson. – Direct text // *Nature*. – 2001. – Vol. 409. – P. 695–698.
14. Латышева, И. В. Циркуляционные условия внезапных стратосферных потеплений в Северном полушарии в XXI веке / И. В. Латышева, К. А. Лощенко, Е. В. Шахаева. – Текст : непосредственный // *Известия Иркутского государственного университета. Серия «Науки о Земле»*. – 2013. – Т. 6, № 1. – С. 106–121.
15. Клименко, В. В. Документальные свидетельства сильных колебаний климата Российской Арктики в XV–XX вв. / В. В. Клименко, Н. А. Астрина. – Текст : непосредственный // *История и современность*. – 2006. – № 1. – С. 179–217.

16. Клименко, В. В. Комплексная реконструкция температуры Российской Арктики за последние два тысячелетия / В. В. Клименко, В. В. Мацковский, Д. Дальманн. – Текст : непосредственный // Арктика : экология и экономика. – 2013. – № 4 (12). – С. 84–95.
17. Petrov, S. Urban development of heat island territories and the health of the northern indigenous population / S. Petrov, N. Mamaeva, M. Narushko. – Text : electronic // MATEC Web of Conferences. – 2017. – Vol. 105. – URL: <https://doi.org/10.1051/matecconf/201710601035>.
18. Доклад о климатических рисках на территории Российской Федерации : монография / Е. М. Аментьева, Е. И. Александров, Г. В. Алексеев [и др.] ; под редакцией В. М. Катцова ; Федеральная служба по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (Росгидромет), Климатический центр Росгидромета. – Санкт-Петербург : Главная геофизическая обсерватория им. А. И. Воейкова. – 2017. – 106 с. – Текст : непосредственный.
19. Петров, С. А. Использование спутниковых технологий для оценки климатических трендов в акватории Арктики / С. А. Петров, Н. Л. Мамаева. – DOI 10.7868/9785604610848091. – Текст : непосредственный // Современные исследования трансформации криосферы и вопросы геотехнической безопасности сооружений в Арктике : сборник трудов конференции (Салехард, 03–12 ноября 2021 года) / Под редакцией В. П. Мельников, М. Р. Садуртдинов. – Салехард, 2021. – С. 339–342.
20. Present and future aerosol impacts on Arctic climate change in the GISS-E2.1 Earth system model / U. Im, K. Tsigaridis, G. Faluvegi [et al.]. – DOI 10.5194/acp-21-10413-2021. – Direct text // Atmospheric Chemistry and Physics. – 2021. – Vol. 21, Issue 13. – P. 10413–10438.
21. Multidecadal trends in aerosol radiative forcing over the Arctic : Contribution of changes in anthropogenic aerosol to Arctic warming since 1980 / T. J. Breider, L. J. Mickley, D. J. Jacob [et al.]. – DOI 10.1002/2016JD025321. – Direct text // Journal of Geophysical Research: Atmospheres. – 2017. – Vol. 122, Issue 6. – P. 3573–3594.

References

1. Stocker, T. F., Qin, D., Plattner, G.-K., Tignor, M., Allen, S. K., Boschung, J.,... Midgley, P. M. (2013). (Eds) IPCC: Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge, Cambridge University Press, 1535 p. (In English). Available at: <https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/>
2. Lenssen, N. J. L., Schmidt, G. A., Hansen, J. E., Menne, M. J., Persin, A., Ruedy, R.,... Zys, D. (2019). Improvements in the GISTEMP Uncertainty Model. Journal of Geophysical Research: Atmospheres, 124(12), pp. 6307–6326. (In English). DOI: 10.1029/2018jd029522
3. Paptsov, A. G., & Shelamova, N. A. (2018). Global'naya prodovol'stvennaya bezopasnost' v usloviyakh klimaticheskikh izmeneniy. Moscow, the Russian Academy of Sciences Publ., 132 p. (In Russian).
4. Shindell, D. (2007). Local and remote contributions to Arctic warming. Geophysical Research Letters, 34(14). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1029/2007GL030221>

5. Stuecker, M. F., Bitz, C. M., Armour, K. C., Proistosescu, C., Kang, S. M., Xie, S.-P.,... Jin, F.-F. (2018). Polar amplification dominated by local forcing and feedbacks. *Nature Climate Change*, (8), pp. 1076-1081. (In English). DOI: 10.1038/s41558-018-0339-y
6. Shindell, D., & Faluvegi, G. (2009). Climate response to regional radiative forcing during the twentieth century. *Nature Geoscience*, 2(4), pp. 294-300. (In English). DOI: 10.1038/ngeo473
7. Ren, L., Yang, Y., Wang, H., Zhang, R., Wang, P. & Liao, H. (2020). Source attribution of Arctic black carbon and sulfate aerosols and associated Arctic surface warming during 1980-2018. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 20(14), pp. 9067-9085. (In English). DOI: 10.5194/acp-20-9067-2020
8. Ivanov, V. V., Alekseev, V. A., Alekseeva, T. A., Koldunov, N. V., Repina, I. A., & Smirnov, A. V. (2013). Arkticheskiy ledyanoy pokrov stanovitsya sezonnyy? *Issledovanie Zemli iz kosmosa*, (4), pp. 50-65. (In English). DOI: 10.7868/S0205961413040076
9. Burnett, R., Chen, H., Szyszkowicz, M., Fann, N., Hubbell, B., Arden Pope III, C.,... Spadaro, J. V. (2018). Global estimates of mortality associated with long-term exposure to outdoor fine particulate matter. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 115(38), pp. 9592-9597. (In English). DOI: 10.1073/pnas.1803222115
10. Lelieveld, J., Klingmüller, K., Pozzer, A., Pöschl, U., Fnais, M., Daiber, A., & Münzel, T. (2019). Cardiovascular disease burden from ambient air pollution in Europe reassessed using novel hazard ratio functions. *European Heart Journal*, 40(20), pp. 1590-1596. (In English). DOI: 10.1093/eurheartj/ehz135
11. Bond, T. C., Doherty, S. J., Fahey, D. W., Forster, P. M., Berntsen, T., De Angelo, B. J.,... Zender, C. S. (2013). Bounding the role of black carbon in the climate system: a scientific assessment. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, (118), pp. 5380-5552. (In English). DOI: 10.1002/jgrd.50171
12. Bond, T. C., Streets, D. G., Yarber, K. F., Nelson, S. M., Woo, J.-H., & Klimont, Z. (2014). A technology-based global inventory of black and organic carbon emissions from combustion. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, (109). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1029/2003jd003697>
13. Jacobson, M. Z. (2001). Strong radiative heating due to the mixing state of black carbon in the atmospheric aerosols. *Nature*, 409, pp. 695-698. (In English).
14. Latysheva, I. V., Loshchenko, K. A., & Shahaeva, E. V. (2013). Circulation conditions of sudden stratospheric warming in the Northern Hemisphere in the 21st century. *Izvestiya Irkutskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya "Nauki o zemle"*, 6(1), pp. 106-121. (In Russian).
15. Klimenko, V. V., & Astrina, N. A. (2006). Dokumental'nye svidetel'stva sil'nykh kolebaniy klimata Rossiyskoy Arktiki v XV-XX vv. *Istoriya i sovremennost'*, (1), pp. 179-217. (In Russian).
16. Klimenko, V. V., Matkovsky, V. V., & Dalmann, D. (2013). Comprehensive reconstruction of the temperature of the Russian Arctic over the last two millennia. *Arctic: ecology and economy*, 4(12), pp. 84-95. (In Russian).
17. Petrov, S., Mamaeva, N., & Narushko, M. (2017). Urban development of heat island territories and the health of the northern indigenous population. *MATEC Web of Conferences*, (105). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1051/mateconf/201710601035>

18. Akent'eva, E. M., Aleksandrov, E. I., Alekseev, G. V., Anisimov, O. A., Balonishnikova, Zh. A., Bulygina, O. N.,... Shkol'nik, I. M. (2017). Doklad o klimaticheskikh riskakh na territorii Rossiyskoy Federatsii. St. Petersburg, Voeikov Main Geophysical Observatory Publ., 106 p. (In Russian).
19. Petrov, S. A. & Mamaeva, N. L. (2021). Ispol'zovanie sputnikovykh tekhnologiy dlya otsenki klimaticheskikh trendov v akvatorii Arktiki. Sovremennye issledovaniya transformatsii kriosfery i voprosy geotekhnicheskoy bezopasnosti sooruzheniy v Arktike: sbornik trudov konferentsii. Salekhard, November, 03-12, 2021. Salekhard, pp. 339-342. (In Russian). DOI: 10.7868/9785604610848091
20. Im, U., Tsigaridis, K., Faluvegi, G., Langen, P. L., French, J. P., Mahmood, R.,... Brandt, J. (2021). Present and future aerosol impacts on Arctic climate change in the GISS-E2.1 Earth system model. Atmospheric Chemistry and Physics, 21(13), pp. 10413-10438. (In English). DOI: 10.5194/acp-21-10413-2021
21. Breider, T. J., Mickley, L. J., Jacob, D. J., Ge, C., Wang, J., Sulprizio, M. P., ... & Hopke, Ph. K. (2017). Multidecadal trends in aerosol radiative forcing over the Arctic: Contribution of changes in anthropogenic aerosol to Arctic warming since 1980. Journal of Geophysical Research: Atmospheres, 122(6), pp. 3573-3594. (In English). DOI: 10.1002/2016JD025321

Информация об авторах

Information about the authors

Мамаева Наталья Леонидовна,
старший научный сотрудник, Тюменский научный центр СО РАН, старший преподаватель, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, mamaeva.natali2011@mail.ru

Natali L. Mamaeva, Senior Researcher, Tyumen Scientific Center SB RAS, Senior Lecturer, Industrial University of Tyumen, mamaeva.natali2011@mail.ru

Петров Сергей Анатольевич,
доктор медицинских наук, профессор, главный научный сотрудник, Тюменский научный центр СО РАН, г. Тюмень

Sergei A. Petrov, Doctor of Medical Sciences, Professor, Chief Researcher, Tyumen Scientific Center SB RAS

Статья поступила в редакцию 20.10.2022; одобрена после рецензирования 26.10.2022; принята к публикации 02.11.2022.

The article was submitted 20.10.2022; approved after reviewing 26.10.2022; accepted for publication 02.11.2022.

**Памяти известного российского ученого
В. В. Паникаровского
(16.12.1947 — 30.12.2022)**



30 декабря 2022 года ушел из жизни замечательный человек **Валентин Васильевич Паникаровский**, доктор технических наук, кандидат геолого-минералогических наук, профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Тюменского индустриального университета (ТИУ).

Валентин Васильевич Паникаровский родился в г. Черняховске Калининградской области в семье военного. В 1960 году с семьей переехал в г. Тюмень, где в 1966 году закончил школу и поступил в Тюменский индустриальный институт на геологоразведочный факультет.

В 1971 году начал трудовую деятельность инженером отдела разработки и эксплуатации нефтяных месторождений института Гипротюменнефтегаз. С 1973 года — старший инженер отдела разработки газовых месторождений ТюменьНИИГипрогаз, с 1974 по 1983 гг. — в ЦНИЛ Главтюменьгеологии старший инженер лаборатории физики пласта, с 1983 по 1996 гг. — начальник лаборатории нефтеотдачи. Проводил научные исследования по определению коэффициентов нефтеотдачи и нефтегазонасыщенности продуктивных пластов месторождений

Западной Сибири, результаты которых использованы при подсчете запасов нефти и газа по Родниковому, Ван-Еганскому, Ен-Яхинскому, Уренгойскому, Таллинскому, Салымскому, Муравленковскому и многим другим месторождениям, прошедшим апробацию в ГКЗ СССР и центральной комиссии по запасам при Министерстве геологии СССР, МинТОПЭНЕРГО РФ. По данным исследованиям были защищены запасы нефти и газа более чем по 50 месторождениям Западной Сибири.

В 1989 году защитил кандидатскую диссертацию в институте ВНИИГеофизика (г. Москва) по специальности «Геофизические методы поисков и разведки полезных ископаемых».

Результаты исследований нефтенасыщенности горных пород использовались в Главтюменьгеологии для подсчета запасов, в Сибирском научно-исследовательском институте нефтяной промышленности (СибНИИНП) — для составления технологических схем и проектов разработки нефтяных месторождений. Методика «Исследование влияния проникновения фильтратов буровых растворов на насыщенность горных пород» широко применялась в Главтюменьгеологии и институте ТюменьНИИгипрогаз.

С 1996 по 2012 гг. работал в ООО «ТюменьНИИгипрогаз» в лаборатории «Вскрытие пластов и повышение продуктивности скважин» сначала в должности старшего научного сотрудника, с 1998 года — ведущим научным сотрудником. Основной целью исследовательских работ было улучшение качества вскрытия пластов и увеличение продуктивности газовых и газоконденсатных скважин после их освоения. Результаты исследований послужили основой разработки руководящих документов ПАО «Газпром» по вскрытию и освоению неокомских, ачимовских и юрских газоконденсатных залежей Уренгойского, Ямбургского и Заполярного месторождений. Были внедрены технологии по интенсификации притоков газовых и газоконденсатных скважин на месторождениях с аномально низкими и аномально высокими пластовыми давлениями.

В 2004 году защитил докторскую диссертацию по специальности 25.00.16 «Разработка методов исследования пород-коллекторов с целью повышения продуктивности скважин»

С 2001 года работал по совместительству доцентом (с 2005 года — профессором), с 2012 года на постоянной основе на кафедре «Нефтегазопромысловая геология» ТИУ. Разработал и читал курс лекций «Новые методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации притоков». С 2015 года — профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Тюменского индустриального университета.

В. В. Паникаровский являлся экспертом по НИОКР ПАО «Газпром», с 2018 года — член Экспертного Совета ВАК по проблемам разработки месторождений твердых полезных ископаемых, с 2019 года — член диссертационного Совета Д 212.273.05 при Тюменском индустриальном университете.

Направления научных исследований В. В. Паникаровского — геология нефти и газа, нефтегазовая гидрогеология; нефтегазовая гидромеханика пласта; бурение нефтяных и газовых скважин. Область научных интересов ученого: исследование физических свойств пород-коллекторов; методы интенсификации притоков скважин и увеличения добычи нефти и газа; капитальный ремонт скважин; разработка нефтяных и газовых месторождений; вскрытие продуктивных пластов при бурении скважин.

Валентин Васильевич Паникаровский — автор более 160 научных публикаций, в том числе 4 монографий, 1 учебного пособия, 43 патентов РФ.

За многолетний и добросовестный труд Валентин Васильевич Паникаровский награжден Дипломом и грамотой Комитета по делам национальностей Администрации Тюменской области (2003, 2004 годы); Благодарственными письмами Тюменской областной Думы (2007 г.) и заместителя Губернатора Тюменской области (2012 г.); Почетной грамотой Тюменского индустриального университета с присвоением звания «Почетный работник Тюменского индустриального университета» (2017 г.); Почетными грамотами Губернатора Тюменской области (2018 г.) и Тюменской областной Думы (2022 г.).

Ушел из жизни талантливый ученый, исследователь недр, великолепный педагог, разносторонне развитый человек, в силу своей тяги к познанию нового повидавший много стран и народностей мира, отдавший всю свою сознательную жизнь становлению и развитию как геологической, нефтегазодобывающей отраслей, так и системы высшего образования Западно-Сибирского региона и страны в целом. Валентин Васильевич ушел из жизни, но не из нашей памяти, остались его ученики, которые, несомненно, продолжат его дело.

Выражаем искренние соболезнования родным, близким, друзьям и коллегам в связи с уходом из жизни Валентина Васильевича Паникаровского, светлая память об этом замечательном человеке навсегда останется в наших сердцах.

*Ректорат Тюменского индустриального университета,
научная общественность, коллеги, друзья, ученики, редакция
журнала «Известия высших учебных заведений. Нефть и газ»*

Правила подготовки рукописи

1. К предоставляемой рукописи должны быть приложены следующие документы:

- сопроводительное письмо руководства организации, откуда исходит рукопись; рекомендация соответствующей кафедры вуза (заверенная выписка из протокола заседания кафедры);
- экспертное заключение организации, откуда исходит рукопись, о возможности открытого опубликования;
- заявление автора о публикации произведения и передаче исключительных прав на него редакции журнала;
- сопроводительное письмо автора на имя главного редактора журнала, подтверждающее, что статья нигде ранее не была опубликована.

2. В целях обеспечения качества публикуемых материалов и соблюдения авторских прав все поступающие в редакцию журнала рукописи проходят проверку на наличие заимствований и только после этого направляются на рецензирование. Статьи, содержащие менее 75 % оригинального текста, в журнале не публикуются.

3. Все поступающие в редакцию рукописи, соответствующие тематике журнала, проходят процедуру рецензирования с целью их экспертной оценки. Рецензенты являются признанными специалистами по тематике рецензируемых материалов. Рецензии хранятся в редакции в течение 5 лет.

4. **Технические требования к тексту.** Материалы поступают в редакцию через сайт журнала (tumnig.tyuiu.ru) и могут дублироваться по электронной почте (shuvaevanv@tyuiu.ru). Рукопись предоставляется в виде файла, набранного с использованием редактора Microsoft Word.

Поля: верхнее — 2,8 см; нижнее — 5,07 см; левое — 4,2 см; правое — 4,2 см; переплет — 0. От края до колонтитула: верхнего — 1,25 см; нижнего — 4,1 см. Размер шрифта — 11 пт (Times New Roman), интервал — одинарный, абзац — 0,5 см.

- Ввод формул и символов, используемых в тексте, необходимо производить только в редакторе формул Math Type/Microsoft Equation.

Гарнитура шрифта формул выбирается с начертанием, максимально близким к Times New Roman. Символы в формулах статьи набирают: обычный — 12 пт; крупный индекс — 8 пт; мелкий индекс — 7 пт; крупный символ — 12 пт; мелкий символ — 8 пт.

- Иллюстрации выполняются на компьютере и вставляются в файл статьи после указания на них в тексте. Рисунки должны быть четкими, контрастными, с хорошей проработкой деталей. Подрисовочные подписи обязательны. Желательно дополнительно отправить рисунки отдельным файлом.

В таблицах все наименования проставляются полностью, без сокращения слов. Объем иллюстративных материалов (таблиц и графических материалов) не должен превышать $\frac{1}{3}$ общего объема рукописи.

5. Единицы измерения даются в системе СИ. Употребление в статье сокращений, аббревиатур не допускается без расшифровки. Узкоспециальные научные термины также должны быть расшифрованы. Необходимо избегать применения громоздкого математического аппарата. Сведения, приводимые в статье, должны содержать необходимый минимум формул.

6. Если автор направляет более одной статьи для публикации, то каждая статья и информация к ней должны быть представлены по отдельности.

7. Предоставляемая рукопись включает в себя:

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

8. **Структура статьи** должна включать следующие рубрики (согласно стандарту IMRAD): введение (Introduction); объект и методы исследования (Methods); экспериментальная часть/постановка эксперимента (Experiment); результаты (Results and Discussion); обсуждение (Discussion); выводы (Conclusion); приложения (Acknowledgement); библиографический список (References). Объем текста статьи (без учета таблиц, графического материала и библиографического списка) — от 5 до 10 страниц.

• **Введение.** Включает актуальность темы исследования, обзор литературы по теме исследования, постановку проблемы исследования, формулирование цели и задач исследования.

• **Объект и методы исследования.** Включает детальное описание методов и схемы экспериментов/наблюдений, позволяющих воспроизвести их результаты, пользуясь только текстом статьи; материалы, приборы, оборудование и другие условия проведения экспериментов/наблюдений.

• **Экспериментальная часть/постановка эксперимента.** Необязательный раздел. Может включать подробную информацию о стадиях реализации эксперимента, включающую графические материалы для наиболее полного раскрытия методики и условий проведения опытов.

• **Результаты.** Результаты рекомендуется представлять преимущественно в виде таблиц, графиков и иных наглядных формах. Этот раздел включает анализ полученных результатов, их интерпретацию, сравнение с результатами других авторов.

• **Обсуждение.** Содержит интерпретацию полученных результатов исследования, включая соответствие полученных результатов гипотезе исследования; ограничения исследования и обобщения его результатов; предложения по практическому применению; предложения по направлению будущих исследований.

• **Выводы.** Подводятся итоги научного исследования. Заключение содержит выводы, кратко формулирующие основные научные результаты статьи. Выводы должны логически соответствовать поставленным в начале статьи задачам, содержать краткие итоги разделов статьи без повторения формулировок, приведенных в них.

- **Приложения.** Необязательный раздел. Может включать информацию о грантовой поддержке, при которой было реализовано исследование, а также содержать благодарности в адрес других ученых и/или предприятий, оказавших содействие в реализации исследования.

- **Библиографический список.** Авторы несут ответственность за достоверность каждой ссылки. Все источники должны быть последовательно пронумерованы. Ссылки на литературу заключаются в квадратные скобки (например, «как описано в [9, 10]»). Библиографический список должен быть представлен на русском (Библиографический список, оформляется согласно ГОСТ Р 7.0.100–2018) и английском (References, оформляется в соответствии с APA 6th Edition) языках. Библиографический список и References необходимо разделить на две независимые части, расположенные друг под другом.

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

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

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

11. Редакция направляет копии рецензий в ВАК Министерства науки и высшего образования Российской Федерации при поступлении в редакцию соответствующего запроса.

12. Плата за опубликование рукописей не взимается.

**Перепечатка материалов или их фрагментов возможна
только с письменного разрешения редакции.**

**Ссылка на научно-технический журнал
«ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ»
обязательна!**

Manuscripts presentation requirements

1. The manuscript presented to the editorial staff must have:
 - a cover letter from the management of organization, from where the manuscript comes; a recommendation from the relevant department of the higher education institution (a certified abstract of minutes of the department meeting);
 - an expert judgment about a possibility of publication in the open press (it is issued in the organization, from where the manuscript comes);
 - the author's statement about the publication of the work and the transfer of exclusive rights to the editorial office of the journal;
 - an accompanying letter from the author to the editor-in-chief of the journal, where it is confirmed that the article has not published anywhere before.
2. In order to ensure the quality of published materials and the observance of copyrights, all manuscripts entering the editorial staff are checked for matching content and only then they are sent for review. Articles containing less than 75 % of the original text are not published in the journal.
3. All manuscripts coming to the editorial staff and corresponding to the subject area go through the reviewing procedure for their evaluation by experts. All reviewers are respected specialists in the subject matter of the materials to be reviewed. The reviews are stored at the editorial staff during 5 years.
4. **Technical requirements.** Authors have to send manuscripts to the editorial staff through the journal's website (tumnig.tyuiu.ru); they can also duplicate documents, which are submitted for publication, through e-mail (shuvaevanv@tyuiu.ru).
 - Margins: top — 2,8 cm; bottom — 5,07 cm; left — 4,2 cm; right — 4,2 cm; cover — 0. From the edge to the headline: top — 1,25 cm; bottom — 4,1 cm. 11 pt size (Times New Roman), interline interval — 1, paragraph indentation — 0,5 cm.
 - The input of formulas and symbols used in the text is to be made only in Math Type or Microsoft Equation formulas editor. Type style of the formulas has to be close to Times New Roman. Symbols in the article's formulas are typed: regular — 12 pt; large index — 8 pt; small index — 7 pt; large symbol — 12 pt; small symbol — 8 pt.
 - Figures are carried out on computer and are inserted into article file after the reference in the text. They must be clean, clear and accurate. Captions are necessary. It is advisable to send figures in a separate file. In tables all names are put down in full, without abbreviation of words. The illustrative materials (tables and figures) should not exceed $\frac{1}{3}$ of the total volume of the manuscript.
5. To apply the physical quantities in accordance with CMEA 1052-78 (Construction standard 528-80). Usage of abbreviations in the article is not allowed without deciphering. Narrow special scientific terms should also be deciphered. The information given in the article must contain the necessary minimum of formulas.
6. If the author directs more than one article for publication, each article and information to it should be presented separately.
7. The presented manuscript contains:
 - The UDC code, the title of the article (10–12 words), author's name and surname, the name of organization, from where the manuscript comes.
 - Key words (no more than 10 words; they reflect the specifics of the topic, the object and the results of the research) — in Russian and English.

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

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

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

- **Introduction.** It contains the relevance of the research topic, a review of the literature

on the topic, the formulation of the problem, the goal and objectives.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

10. The article proofreading for nonresident authors is not provided. The manuscripts which do not meet the above listed requirements are not accepted to consideration and are sent back to the authors.

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

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

**Reprinting or fragments thereof may be only
with the written permission of the publisher.
Reference to the scientific and technical journal
"OIL AND GAS STUDIES" is obligatory!**

На научно-технический журнал

«Известия высших учебных заведений. Нефть и газ»

(подписной индекс: 73837)

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

«Пресса России»:

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

а также можно подписаться через интернет-магазин

«Пресса по подписке»:

https://www.akc.ru/itm/izvestiy_a-vy_iss_hih-uc_hebny_ih-zavedeniy-neft-i-gaz/

Редактор — А. С. Коленникова

Редактор, дизайнер — Н. В. Шуваева

Тираж 500 экз. Заказ № 2588.

Дата выхода в свет 13.03.23. Формат 70x108/16.

Уч.-изд. л. 6,87. Усл. печ. л. 10,23.

Распространяется по подписке. Цена свободная.

Центр развития публикационной активности федерального государственного бюджетного
образовательного учреждения высшего

образования «Тюменский индустриальный университет».

625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса. 625027,

Тюмень, ул. Киевская, 52.

Editor — Anastasia S. Kolennikova

Editor, designer — Natalya V. Shuvaeva

Number of copies 500. Order No 2588.

Date of publishing 13.03.23. Sheet size 70x108/16.

Published sheets 6,87. Conventional printed sheets 10,23.

Distributed by subscription. Free price.

Center for the development of publication activity. Industrial University of Tyumen.

625000, Tyumen, 38 Volodarskogo St.

Printing house of the library and publishing complex.

625027, Tyumen, 52 Kievskaya St.