

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ

OIL AND GAS STUDIES

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

5 (161)
Сентябрь — октябрь 2023

5 (161)
September — October 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 нефтегазодобывающих компаний и предприятий сервиса.

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

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

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

Our publication is intended for university professors, graduate and postgraduate students, employees of research and design institutes, scientific centres, engineering and technical personnel of oil and gas production companies and service enterprises.

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

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

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Бастриков Сергей Николаевич, д. т. н., профессор, действительный член Российской академии естественных наук, 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», иностранный член Российской академии естественных наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Ташкентский государственный технический университет им. И. Каримова, г. Ташкент (Республика Узбекистан)

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

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

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

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

Грачев Сергей Иванович, д. т. н., профессор, действительный член Российской академии естественных наук, 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 кафедры 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

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

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

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., советник по геологии ФАУ «ЗапСибНИИГТ», 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

Рогачев Михаил Константинович, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

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

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

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

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

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

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

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

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

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

EDITORIAL BOARD

Sergey N. Bastrikov, Doctor of Engineering, Professor, Full Member of the Russian Academy of Natural Sciences, 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", Foreign Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Professor at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Tashkent State Technical University named after I. Karimov, Tashkent (the Republic of Uzbekistan)

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

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

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

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

Sergey I. Grachev, Doctor of Engineering, Professor, Full Member of the Russian Academy of Natural Sciences, 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, Almeteyevsk State Oil Institute, Almeteyevsk

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 at 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

Victor G. Martynov, Candidate of Geology and Mineralogy, Doctor of Economics, Professor, Full Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Rector, National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow

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)

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, Consultant in Geology of the West Siberian Research Institute of Geology and Geophysics FAU, 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

Mikhail K. Rogachev, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa

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

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

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

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

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

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

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

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

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

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

- Александров А. С., Бешенцев В. А., Альжанова А. С.
**Оценка радиационной безопасности в водных экосистемах,
сформированных самоизливающимися скважинами
(на примере водотока: скважина № 36-РГ — ручей —
р. Аремзянка)** 11
- Ильмендеева А. В., Носов Н. В.
**Выявление границ гидродинамического разобщения
коллекторов по результатам бурения горизонтальных скважин
для уточнения геологических моделей** 21
- Шишканова Л. В.
**Изучение криолитозоны геофизическими методами,
выделение основных типов мерзлотного состояния
горных пород** 34

МАТЕРИАЛЫ И КОНСТРУКЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

- Жилин А. С., Ребрин О. И., Малых М. А., Печурин М. С.,
Ковенский И. М.
**Si-Cu контактная масса для катализа в производстве
покрытий для нефтегазопроводов** 46
- Кадыржанов К. К., Козловский А. Л., Шлимас Д. И., Молдабаева Г. Ж.
**Применение ионной и электронной модификации нитридных
покрытий для защиты от коррозии при наводораживании** 55

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- Левитина Е. Е., Инякина Е. И., Паклинов Н. М.
**Оценка динамики пластового давления и дренируемых запасов
газа по данным исследований скважин
эксплуатационного фонда** 67

Паникаровский Е. В., Распопова М. В., Рязанов М. В., Билецкий А. А. Исследование перфорационных жидкостей для вторичного вскрытия продуктивных пластов на Бованенковском месторождении	77
--	-----------

Рабцевич А. А. Электромагнитные технологии в системе инновационных методов добычи нефти на месторождениях Республики Башкортостан	92
---	-----------

Фаттахов М. М., Бабушкин Э. В., Буянова М. Г., Ваулин В. Г., Садыков Т. Б., Шаляпина А. Д. Сокращение затрат при строительстве горизонтальных скважин за счет оптимизации рецептуры полимерхлоркалиевых буровых растворов и их повторного применения	107
---	------------

ХИМИЯ И ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Мамбетов С. Ф., Земцов Ю. В. Новое в линейке реагентов и технологий химических методов увеличения нефтеотдачи в высокотемпературных пластах	117
---	------------

ПОМНИМ

Воспоминания о нашем друге, коллеге, ученом-физике Виталии Федоровиче Новикове (03.08.1937 — 28.06.2022)	131
---	------------

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке)	135
Правила подготовки рукописи (на английском языке)	138

CONTENTS

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

- Aleksandrov A. S., Beshentsev V. A., Alzhanova A. S.
**A radiation safety assessment in aquatic ecosystems formed
by self-discharging wells: a case study of the watercourse:
the well No. 36-RG — a stream — the Aremzyanka River** 11
- Ilmendeeva A. V., Nosov N. V.
**Detecting hydrodynamic barriers of reservoirs based
on drilling of horizontal wells to refine geological models** 21
- Shishkanova L. V.
**Investigation of the permafrost zone by geophysical techniques
and determination of primary categorisations of permafrost
conditions in rocks** 34

MATERIALS AND STRUCTURES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

- Zhilin A. S., Rebrin O. I., Malykh M. A., Pechurin M. S.,
Kovenskiy I. M.
**Si-Cu contact mass for catalysis in coatings industry
for oil and gas pipes** 46
- Kadyrzhanov K. K., Kozlovskiy A. L., Shlimas D. I., Moldabayeva G. Zh.
**Application of ionic and electronic modification of nitride coatings
for protection against corrosion during hydrogen feature** 55

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

- Levitina E. E., Inyakina E. I., Paklinov N. M.
**An estimation of reservoir pressure dynamics and recoverable gas
reserves based on the data of production well surveys** 67

Panikarovskii E. V., Raspopova M. V., Ryazapov M. V., Biletsky A. A. A study of perforation fluids for secondary opening of productive formations at the Bovanenkovo oil and gas condensate field	77
---	-----------

Rabtsevich A. A. Electromagnetic technologies in the system of oil production innovative methods at the fields of the Republic of Bashkortostan	92
---	-----------

Fattahov M. M., Babushkin E. V., Buyanova M. G., Vaulin V. G., Sadykov T. B., Shalyapina A. D. Cost reduction in the construction of horizontal wells by optimizing the polymer-chloride drilling mud and its reuse	107
---	------------

CHEMISTRY AND CHEMICAL TECHNOLOGIES

Mambetov S. F., Zemtsov Yu. V. New in the range of reagents and technologies for chemical enhanced oil recovery in high-temperature reservoirs	117
--	------------

IN MEMORIAM

Memories of Vitaly F. Novikov, our friend, colleague, physics scientist (03.08.1937 — 28.06.2022)	131
--	------------

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian)	135
Manuscripts presentation requirements (In English)	138

УДК 556.314:544.54

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-5-11-20

**Оценка радиационной безопасности в водных экосистемах,
сформированных самоизливающимися скважинами (на примере
водотока: скважина № 36-РГ — ручей — р. Аремзянка)**

А. С. Александров*, В. А. Бешенцев, А. С. Альжанова

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**asaleksandrov1991@gmail.com*

Аннотация. Представлены исследования воздействия геотермальной воды самоизливающейся разведочной скважины Черкашинской № 36-РГ на экосистемные водотоки. Скважина была пробурена в 1965 году для изучения залежей йодобромной воды. В данной работе показаны оценки допустимого содержания радиационной опасности воды и близлежащих донных отложений самотечных гидрогеологических скважин, а также дана оценка естественной радиационной безопасности работы с этими материалами персонала геологоразведочных и народно-хозяйственных предприятий. В статье приводятся данные обследования естественного радиационного фона, а также данные по естественной радиоактивности донных отложений и объемному содержанию радия в воде. Показаны исследования естественной радиоактивности донных отложений калия (^{40}K) и тория (^{232}Th). Актуальность работы обусловлена полувековым загрязнением высокоминерализованными йодобромными водами водосбора одной из крупнейших трансграничных рек Западной Сибири — р. Иртыш. Следует отметить, что р. Аремзянка является притоком 1-го порядка р. Иртыш, в нее впадает ручей, текущий от фонтанирующей разведочной скважины № 36-РГ.

Ключевые слова: естественная радиоактивность, река Иртыш, река Аремзянка, геотермальная вода, донные отложения

Для цитирования: Александров, А. С. Оценка радиационной безопасности в водных экосистемах, сформированных самоизливающимися скважинами (на примере водотока: скважина № 36-РГ — ручей — р. Аремзянка) / А. С. Александров, В. А. Бешенцев, А. С. Альжанова. — DOI 10.31660/0445-0108-2023-5-11-20 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2023. — № 5. — С. 11–20.

**A radiation safety assessment in aquatic ecosystems formed
by self-discharging wells: a case study of the watercourse:
the well No. 36-RG — a stream — the Aremzyanka River**

**Andrey S. Aleksandrov*, Vladimir A. Beshentsev,
Aynazhan S. Alzhanova**

Abstract. This article investigates the impact of geothermal water from the Cherkashinskaya No. 36-RG self-injection exploration well on ecosystem watercourses. The well was drilled in 1965 to investigate deposits of iodine-bromine water. This article presents estimations of the acceptable levels of radiation hazard content in the water and near-bottom sediments of gravity-flow hydrogeological wells. The radiation safety of working with these materials for personnel in geological exploration and national economic enterprises is also evaluated. The article provides information on the study of the natural radiation background, as well as results on the natural radioactivity of the bottom sediments and the volumetric radium content of the water. Natural radioactivity in the bottom sediments of potassium (^{40}K) and thorium (^{232}Th) is analyzed in this study. The relevance of this research originates from over fifty years of pollution by highly mineralised iodine-bromine water within the catchment area of one of Western Siberia's largest transboundary rivers, the Irtysh River. The Aremzyanka River is first-order tributary of the Irtysh River, and it receives water from a stream originating from exploration well No. 36-RG.

Keywords: natural radioactivity, Irtysh River, Aremzyanka River, geothermal water, bottom sediments

For citation: Aleksandrov, A. S., Beshentsev, V. A., & Alzhanova, A. S. (2023). A radiation safety assessment in aquatic ecosystems formed by self-discharging wells: a case study of the watercourse: the well No. 36-RG — a stream — the Aremzyanka River. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 11-20. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-5-11-20

Введение

Вопросы радиологической безопасности в настоящее время стоят достаточно остро, в связи с чем проведение радиологических исследований является обязательным при мониторинге изучаемых территорий [1]. Естественные радиоактивные вещества широко распространены в природе и в подземных водах. Их излучение создает естественный радиационный фон внешнего облучения.

Тюменская область чрезвычайно богата ресурсами подземных минеральных термальных вод, запасы которых составляют около 3 млн м³ в сутки и относятся к Западно-Сибирскому бассейну [2]. Эти ресурсы были вскрыты почти на всей территории юга Тюменской области разведочными скважинами, пробуренными в 1950–1980-х гг. при поисках месторождений нефти и газа, а также йодобромных вод. Водоносные пласты обнаружены в отложениях мезозойского гидрогеологического бассейна (апт-альб-сеноманский и неокомский гидрогеологические комплексы) на глубине 1–2 км и в более глубоких верхнеюрских отложениях (более 2 км). Многие геотермальные скважины были пробурены в 1950–1960-х гг. прошлого века при поисково-разведочных работах и в настоящее время являются бесхозными. Общее количество самоизливающихся геотермальных скважин по югу области составляет 22, из них 13 в Тобольском районе [3].

Объект и методы исследования

На территории Тобольского района Тюменской области есть Черкашинское и Тобольское месторождения термальных йодных и йодобромных

вод [2]. Обследование скважин, проводимое с 2008 года, показало, что из 27 законсервированных скважин Тобольской группы проявление флюидов было отмечено в 13 скважинах [3]. В их числе скважина Черкашинская № 36-РГ (рис. 1), пробуренная в 1965 году.

Исследуемый объект — территория вблизи скважины № 36-РГ Черкашинского месторождения йодобромных вод, которая находится на II надпойменной террасе р. Аремзянки (на востоке Тобольского района), в Тобольском районе Тюменской области. Река Аремзянка впадает в р. Иртыш справа на 576 м от устья, 0,5 км севернее д. Панушкова. Длина реки — 98 км, площадь бассейна — 957 км², русло реки извилистое, песчано-илистое [4], в реку впадает ручей, текущий с исследуемой скважины.



*Рис. 1. Скважина Черкашинская № 36-РГ,
июнь 2019 г. (авторское фото)*

Территория скважины Черкашинской № 36-РГ выбрана неслучайно, скважина пробурена в 1965 году Тобольской партией глубокого бурения «Главтюменьгеология» на северной окраине д. Шестаково. Минеральные термальные воды вскрыты скважиной в интервале глубин 1 681–1 747 и 1 797–1 889 м. Данные воды приурочены к терригенным отложениям (песчаники, аргиллиты, алевролиты) аптского и готерив-барремского ярусов нижнего мела [5]. При опробовании дебит скважины составил 42 м³/ч. Температура воды на изливе 73 °С. В настоящее время слив воды осуществляется в понижение рельефа и через ручей в р. Аремзянку. Длина ручья постоянного стока составляет 223 м.

Необходимо отметить, что в стратиграфическом разрезе мезозойского чехла Западно-Сибирской плиты имеют широкое распространение отложения нефтеносной баженовской свиты верхней юры — нижнего мела, представленные в различной степени битуминозными черными аргиллитами и глинами с прослоями карбонатных и кремнистых пород [2], а пачка пород баженовской свиты имеет повышенные значения радиоактивности. Поэтому в районе скважины Черкашинской № 36-РГ и проведены исследования естественной радиоактивности донных отложений и объемного содержания радия в воде.

Исследование естественной радиоактивности включало в себя исследование донных отложений в районах скважины и ручья, текущего от скважины в р. Аремзянку (2 створа).

Донные отложения брали с помощью специального пробоотборника (площадь сечения — 36 см^2 , глубина $\sim 30 \text{ см}$).

Исследования были проведены в январе–феврале 2019 года на трех створах.

Места отбора проб воды (рис. 2, табл. 1):

- 1) скважина № 36-РГ;
- 2) ручей в 90 м ниже устья скважины;
- 3) ручей в 200 м ниже устья скважины, перед впадением

в р. Аремзянку.



Рис. 2. Места отбора проб

Объектом исследования также являлась вода, взятая в обозначенных створах. Каждая проба отбиралась в стеклянную посуду. Перед транспортировкой пробы консервировали. Пробы воды для анализа брались из расчета не менее 100 литров на повторность.

Станции отбора проб

Объект	Описание	Координаты
Створ 1	Скважина	58°27'28.57"С 68°27'54.86"В
Створ 2	Ручей в 90 м ниже скважины	58°27'32.95"С 68°27'59.44"В
Створ 3	Ручей в 200 м ниже скважины, перед впадением в р. Аремзянку	58°27'33.63"С 68°28'1.82"В

Обработка результатов исследований проведена в лаборатории радиационной экологии Тюменского государственного университета (ТюмГУ), отбор и исследование проб воды на объемную активность радия — в испытательной лаборатории АО «Региональный Аналитический Центр», измерение уровня поверхностной радиоактивности осуществлялось с помощью радиометра СРП-88Н.

Для исследования радиоактивности донных отложений в районе скважины Черкашинской № 36-РГ в лаборатории радиационной экологии ТюмГУ на спектрометрическом комплексе «УСК – Гамма плюс» определяли:

- активность ^{226}Ra ;
- активность ^{232}Th ;
- активность ^{40}K ;
- активность ^{137}Cs .

Прибор геологоразведочный сцинтилляционный СРП-88Н используется для измерений радиоактивности по гамма-излучению, а также как радиометр для контроля внешней среды. Радиометр СРП-88Н имеет высокую чувствительность при поиске радиоактивных аномалий.

Эффективная активность проб вычислялась по формуле

$$A_{\text{эфф}} = A_{\text{Ra}} + 1,31 A_{\text{Th}} + 0,085 A_{\text{K}}. \quad (1)$$

Для установления радиационно-гигиенических требований, а также для установления требований по обеспечению радиационной безопасности населения и работников организаций нефтегазового комплекса ограничения загрязнения среды обитания людей природными радионуклидами и планирования видов и объема радиационного контроля при обращении с производственными отходами, по обращению с ними рассматривали в соответствии с СанПиН 2.6.6.1169-02¹.

¹ СанПиН 2.6.6.1169-02. Обеспечение радиационной безопасности при обращении с производственными отходами с повышенным содержанием природных радионуклидов на объектах нефтегазового комплекса Российской Федерации [Электронный ресурс]. – Введ. 2003-01-01. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/901832978>.

В данном документе вводится классификация производственных отходов по эффективной удельной активности природных радионуклидов ($A_{эфф}$) в них (табл. 2).

Таблица 2

**Классификация производственных отходов предприятий
нефтегазового комплекса**

Категория отходов	Эффективная удельная активность природных радионуклидов ($A_{эфф}$), кБк/кг	Мощность дозы гамма-излучения природных радионуклидов, содержащихся в отходах (Н), мкГр/ч
Первая	$A_{эфф} \leq 1,5$	$H \leq 0,7$
Вторая	$1,5 < A_{эфф} \leq 10,0$	$0,7 < H \leq 4,4$
Третья	$A_{эфф} > 10,0$	$H > 4,4$

Результаты

Анализ проб донных отложений в районе скважины № 36-РГ Черкашинского йодобромного месторождения показал, что содержание радионуклидов радия (^{226}Ra) менялось от створа к створу. Это видно по результатам исследований (табл. 3).

Таблица 3

Естественная радиоактивность ^{226}Ra в районе скважины Черкашинской № 36-РГ

Наименование показателя, единица измерения	Место отбора проб, тип отложений		
	Скважина № 36-РГ	Ручей в 90 м ниже устья скважины	Ручей в 200 м ниже устья скважины, перед впадением в р. Аремзянку
	Глинистая порода		
Активность ^{226}Ra , Бк/кг	18,45	13,15	22,22
Объемная активность радия (^{226}Ra) Бк/дм ³	0,68	0,31	< 0,3
Ra, мкЗв/ч	0,09	0,09	0,09

Следует отметить, что активность тория (^{232}Th , Бк/кг) имела следующие показатели: в створе 1 — 28,00 Бк/кг; в створе 2 — 42,70 Бк/кг; в створе 3 — 74,50 Бк/кг.

Также была изучена активность калия (^{40}K , Бк/кг), которая в районе скважины Черкашинской № 36-РГ составляет 362,70 Бк/кг; в ручье, расположенном в 90 м ниже устья скважины, — 375,40 Бк/кг; в ручье, который находится в 200 м ниже устья скважины, перед впадением в р. Аремзянку, — 319,80 Бк/кг.

Получены и изучены результаты цезия (^{137}Cs , Бк/кг): в створе 1 — 3,52 Бк/кг; в ручье, расположенном в 90 м ниже устья скважины, — 2,30 Бк/кг; в ручье, находящемся в 200 м ниже устья скважины, — 5,36 Бк/кг.

Следует отметить, что все полученные данные были изучены и проанализированы. Особое внимание необходимо обратить на то, что исследования радиоактивности донных отложений проводились в районе скважины Черкашинской № 36-РГ, а выбранные участки находились на разном расстоянии от скважины и различались по плотности загрязнения почв.

Обсуждение

Естественная радиоактивность почв определяется содержанием природных радионуклидов тория (^{232}Th), радия (^{226}Ra), калия (^{40}K) и урана (^{238}U), главным источником которых являются почвообразующие породы.

Исследования об удельной активности природного радионуклида (^{226}Ra) показывают, что в районе скважины она составляет 18,45 Бк/кг, далее, в ручье в 90 м ниже скважины резко уменьшается, а далее, перед впадением в р. Аремзянку активность ^{226}Ra увеличивается более чем на 60 % и равна 22,22 Бк/кг (рис. 3). Наибольшее содержание радия (^{226}Ra) наблюдается в районе ручья, который расположен в 200 м ниже скважины, перед впадением в р. Аремзянку.

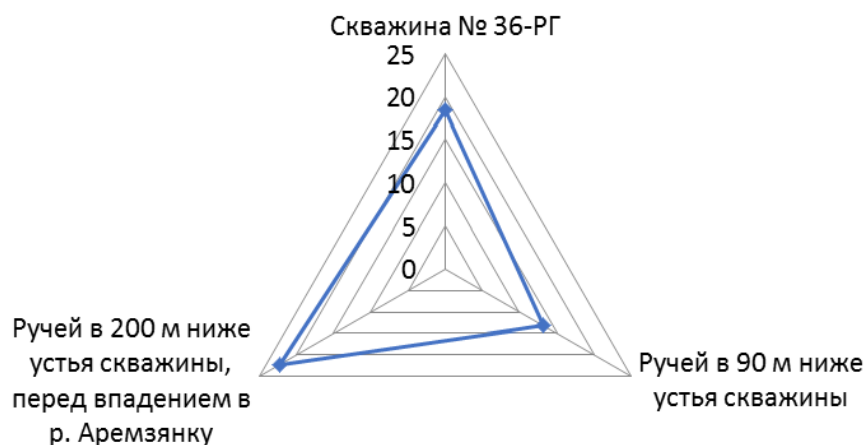


Рис. 3. Активность ^{226}Ra , Бк/кг

Объемная активность радия (^{226}Ra) Бк/дм³ представляет другую картину, так, наиболее высокий уровень можно наблюдать непосредственно у скважины Черкашинской № 36-РГ — 0,68 Бк/дм³, но он более чем в 2 раза резко понижается к ручью в 90 м ниже устья р. Аремзянки (в отличие от исследуемой скважины) и составляет 0,31 Бк/дм³. Далее, видно постепенное снижение у ручья, находящегося в 200 м ниже устья скважины, перед впадением в р. Аремзянку, до $< 0,3$ Бк/дм³.

В работе И. И. Плумана «Возможности использования данных по радиоактивности для решения некоторых задач нефтяной геологии в Западной Сибири» [6] показано, что концентрация урана в глинах баженевского горизонта, варьирует от 0,0004 до 0,0078 % (табл. 4). Наибольшее содержание тория в баженитах по данным автора составляет 18 г/т, то есть радиоактивность имеет в основном урановую природу.

Таблица 4

Содержание естественных радиоактивных элементов в породах Западно-Сибирской плиты [6]

Порода	Количество проб	Уран, 10–4 %		Торий, 10–4 %		Калий, %	
		От – До	Средн.	От – До	Средн.	От – До	Средн.
Аргиллит (сцементированный)	58	1,0–5,0	2,6	3,7–13,2	7,3	1,2–4,8	2,2

Особый интерес представляет калий (^{40}K), являющийся изотопом, его содержание высоко на всех станциях. У ручья, расположенного в 90 м ниже устья скважины, данный изотоп имеет величину 375,40 Бк/кг, а у ручья, находящегося в 200 м ниже устья скважины, перед впадением в р. Аремзянку, количество его уменьшается и составляет 319,80 Бк/кг.

Иная картина наблюдается у тория (^{232}Th): его содержание возрастает от скважины к ручью, расположенному в 200 м ниже устья скважины, перед впадением в р. Аремзянку. Наибольший уровень отмечен у ручья, расположенного в 200 м ниже устья скважины, — 74,50 Бк/кг, в то время как низкий уровень наблюдается у тория (^{232}Th) в районе самой скважины № 36-РГ — 28,00 Бк/кг.

Имеющиеся данные позволяют говорить о неравномерном накоплении радиоактивных элементов, таких как радий (^{226}Ra), торий (^{232}Th), а также изотопов калия (^{40}K). Эффективная активность каждой из проб донных отложений не превышает 1 500 Бк/кг. По этому показателю анализируемые донные отложения относятся к первой категории производственных продуктов предприятий нефтегазового комплекса, согласно

СанПиН 2.6.6.1169-02². Это означает, что донные отложения вблизи самоизливающихся йодобромных скважин могут храниться и утилизироваться как обычные промышленные отходы.

Согласно СанПиН 2.6.1.2523-09³, максимальное содержание ²²⁶Ra равняется 22,2 Бк/кг в ручье в 200 м ниже устья скважины, перед впадением в р. Аремзянку, как видно из таблицы 2, даже при максимальном значении превышения не имеется.

Радиоактивность глинистых пород по сравнению с другими породами осадочного комплекса объясняется их большой удельной поверхностью и способностью к адсорбции радиоактивных элементов, длительностью накопления пелитового материала, обеспечивающего увеличение содержания урана (²³⁸U), тория (²³²Th), калия (⁴⁰K) в осадке.

Выводы

Таким образом, важно знать количественную оценку естественной радиоактивности донных отложений и объемного содержания радия в воде, так как распределение таких радионуклидов, как урана (²³⁸U), тория (²³²Th), калия (⁴⁰K), приобретает все большую актуальность в наши дни.

Данные оценки по результатам исследований могут быть использованы специалистами в области охраны окружающей среды и радиационной безопасности.

Список источников

1. Радиация как экологический фактор при антропогенном загрязнении / Под редакцией А. И. Таскаева. – Сыктывкар : Коми фил. АН СССР, 1984. – 132 с. – (Тр. Коми фил. АН СССР). – Текст : непосредственный.
2. Старков, В. Д. Геологическая история и минеральные богатства Тюменской земли / В. Д. Старков, Л. А. Тюлькова. – Тюмень : ИПП «Тюмень», 1996. – 190 с. – Текст : непосредственный.
3. Коновалов, И. А. Экологическое состояние территорий в районах разведочных скважин нераспределенного фонда недр юга Тюменской области / И. А. Коновалов, И. В. Пак. – Текст : непосредственный // Окружающая среда и менеджмент природных ресурсов : тезисы докладов международной конференции, Тюмень, 11–13 октября 2010 г. – Тюмень : ТюмГУ, 2010. – С. 177–179.
4. Лёзин, В. А. Реки и озера Тюменской области : Тобольский и Вагайский районы : энциклопедический словарь / В. А. Лёзин. – Тюмень : ТюмГУ, 2017. – 232 с. – Текст : непосредственный.
5. Ковальчук, А. И. Бром, йод и бор в подземных водах нижнеэоценового водоносного горизонта Тобольского артезианского бассейна / А. И. Ковальчук, С. О. Юшкова, И. В. Бортников ; Институт геологии и геохимии Урал. науч. центра АН СССР. 1983 г. Информ. материалы. – Текст : непосредственный // Ежегодник. – Свердловск, 1984. – С. 37–40.

² СанПиН 2.6.6.1169-02. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/901832978>.

³ СанПиН 2.6.1.2523-09. Нормы радиационной безопасности НРБ-99/2009 [Электронный ресурс]. – Введ. 2009-07-07. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/902170553>.

6. Плуман, И. И. Возможности использования данных по радиоактивности для решения некоторых задач нефтяной геологии в Западной Сибири / И. И. Плуман. – Текст : непосредственный // Геологическое строение и нефтегазонасность юга Западной Сибири по новым данным / Под редакцией Н. П. Запывалова. – Тюмень, 1976. – С. 108–113.

References

1. Taskaev, A. I. (Ed.) (1984). Radiatsiya kak ekologicheskiy faktor pri antropogennom zagryaznenii. Syktyvkar, Komi fil. AN SSSR Publ., 132 p. (In Russian).
2. Starkov, V. D., & Tyul'kova, L. A. (1996). Geologicheskaya istoriya i mineral'nye bogatstva Tyumenskoy zemli. Tyumen, IPP "Tyumen" Publ., 190 p. (In Russian).
3. Konovalov, I. A., & Pak, I. V. (2010). Ekologicheskoe sostoyanie territoriy v rayonakh razvedochnykh skvazhin neraspredelennogo fonda nedr yuga Tyumenskoy oblasti. Environment and natural resource management: abstracts from international conferences, Tyumen, October, 11-13, 2010. Tyumen, Tyumen State University Publ., pp. 177-179. (In Russian).
4. Lezin, V. A. (2017). Reki i ozera Tyumenskoy oblasti: Tobol'skiy i Vagayskiy rayony: entsiklopedicheskiy slovar'. Tyumen, University of Tyumen, 232 p. (In Russian).
5. Koval'chuk, A. I., Yushkova, S. O., & Bortnikov, I. V. (1984). Brom, yod i bor v podzemnykh vodakh nizhneeotsenovogo vodonosnogo gorizonta Tobol'skogo artezianskogo basseyna. Ezhegodnik. Sverdlovsk, pp. 37-40.
6. Pluman, I. I. (1976). Vozmozhnosti ispol'zovaniya dannykh po radioaktivnosti dlya resheniya nekotorykh zadach neftyanoy geologii v Zapadnoy Sibiri. Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' yuga Zapadnoy Sibiri po novym dannym. Tyumen, pp. 108-113. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Александров Андрей Сергеевич, старший преподаватель кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, asaleksandrov1991@gmail.com

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

Альжанова Айнажан Сансымбаевна, аспирант кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Andrey S. Aleksandrov, Senior Lecturer at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, asaleksandrov1991@gmail.com

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

Aynazhan S. Alzhanova, Post-graduate at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 29.08.2023; одобрена после рецензирования 06.10.2023; принята к публикации 16.10.2023.

The article was submitted 29.08.2023; approved after reviewing 06.10.2023; accepted for publication 16.10.2023.

УДК 553.982

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-5-21-33

Выявление границ гидродинамического разобщения коллекторов по результатам бурения горизонтальных скважин для уточнения геологических моделей

А. В. Ильмендеева*, Н. В. Носов

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени,
Тюмень, Россия

*Alena.Ilmendeewa@lukoil.com

Аннотация. При построении геологических моделей может возникнуть проблема обоснования предполагаемых нарушений, которые неявно выделяются по данным сейсморазведки, носят условный характер или требуют доизучения. Для обоснования таких границ можно использовать данные, получаемые в процессе бурения горизонтальных и сильнонаклонных скважин (LWD — logging while drilling), траектория которых проходит через предполагаемое гидродинамическое или тектоническое нарушение.

Цель работы — обоснование границ предполагаемых гидродинамических барьеров на нескольких месторождениях Западной Сибири с помощью информации, полученной в результате анализа комплекса геофизических исследований в процессе бурения горизонтальных и сильнонаклонных скважин, проходящих через такие границы. Основным методом исследования является азимутальный гамма-гамма плотностной каротаж (имидж плотности) и его интерпретация для выделения границ гидродинамического разобщения, в том числе тектонических разломов по критериям, описанным в работах А. В. Чашкова, С. З. Мутаева и др.

В работе приведено практическое применение метода азимутального гамма-гамма плотностного каротажа для обоснования предполагаемого сейсмического нарушения, требующего доизучения, которое неявно выделяется по данным сейсморазведки и носит условный характер на примере Первого месторождения. Данная модель прошла экспертизу Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых, принята по авторам.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, каротаж в процессе бурения, геонавигация, гидродинамическое нарушение

Для цитирования: Ильмендеева, А. В. Выявление границ гидродинамического разобщения коллекторов по результатам бурения горизонтальных скважин для уточнения геологических моделей / А. В. Ильмендеева, Н. В. Носов. — DOI 10.31660/0445-0108-2023-5-21-33 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2023. — № 5. — С. 21–33.

Detecting hydrodynamic barriers of reservoirs based on drilling of horizontal wells to refine geological models

Alena V. Ilmendeewa*, Nikita V. Nosov

KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, Tyumen, Russia

*Alena.Ilmendeewa@lukoil.com

Abstract. During the geological modeling process, it can be problematic to substantiate predicted faults or barriers that are estimated from seismic data and require additional research. However,

logging data from horizontal wells (LWD — logging while drilling), whose trajectories intersect predicted seismic faults or hydrodynamic barriers, can be used to validate such barriers.

The aim of this study is to substantiate hydrodynamic barriers in several fields in Western Siberia using data from a complex of geophysical surveys conducted while drilling horizontal wells that pass through such barriers. The main research method is azimuthal gamma-gamma density logging and its interpretation to identify hydrodynamic barriers, including tectonic faults, based on the criteria described in A. V. Chashkov's, S. Z. Mutaev's and other scholars' works.

This study presents the practical application of the azimuthal gamma-gamma density logging method to substantiate predicted seismic faults, estimated from seismic data and require additional research, using the example of the First field. This model has been examined and accepted by the State Reserves Committee.

Keywords: horizontal well, logging while drilling, geonavigation, hydrodynamic barrier

For citation: Ilmendeeva, A. V., & Nosov, N. V. (2023). Detecting hydrodynamic barriers of reservoirs based on drilling of horizontal wells to refine geological models. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 21-33. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-5-21-33

Введение

Обнаружение и прослеживание разрывных нарушений в геологической среде — важный элемент интерпретации сейсмических данных, необходимый для построения геологических моделей. Разрывные нарушения проявляются на сейсмограммах и разрезах характерными особенностями записи: быстрым ослаблением или возникновением некоторой группы волн, общим сдвигом пачки отражений во времени. На сейсмических разрезах разрывные нарушения в большинстве случаев проявляются характерными изменениями кинематических и динамических параметров волновой картины, которые рассматриваются как прямые и косвенные признаки дизъюнктивной тектоники.

Однако при построении геологических моделей возникает проблема обоснования границ разделения залежей предполагаемыми сейсмическими нарушениями, требующими доизучения, которые неявно выделяются по данным сейсморазведки и носят условный характер. Такие границы трудно обосновать в рамках работ по геологическому моделированию и подсчету запасов, для этого требуется привлечение дополнительной информации. Для обоснования таких границ можно использовать данные, получаемые в процессе бурения горизонтальных и сильнонаклонных скважин, в том случае, когда траектория горизонтального ствола скважины проходит через доказанное либо предполагаемое гидродинамическое или тектоническое нарушение.

Так, на месторождении им. В. Виноградова, при бурении горизонтальных скважин был вскрыт и закартирован ряд амплитудных разломных нарушений, которые до бурения не были определены по данным сейсмики ввиду ее невысокой разрешающей способности, недостаточной для целей эксплуатационного этапа бурения. В результате по данным бурения горизонтальных скважин было уточнено геологическое строение месторождения и получена информация для проектирования новых скважин [1].

В данной работе рассмотрено привлечение данных бурения горизонтальных скважин, а точнее азимутального гамма-гамма плотностного каротажа (ГГКп) (имиджа плотности) для обоснования границ разобщения коллекторов на примере Первого, Второго и Третьего месторождений.

Объект и методы исследования

Проводимый в процессе бурения горизонтальных (сильнонаклонных) скважин комплекс геофизических исследований (LWD — logging while drilling) имеет ряд преимуществ перед традиционным каротажем: малое время, проходящее после вскрытия пласта, более точная оценка удельного электрического сопротивления пласта и его нефтенасыщенности за счет небольшой глубины проникновения фильтрата бурового раствора, более корректная оценка параметров пласта, возможность определения угла и азимута напластования [2].

В процессе записи каротажа в процессе бурения можно получить графические изображения разреза — имиджи, регистрирующие физическое свойство дифференциально по периметру скважины по азимуту [3], например: имиджи плотности, сопротивления, проводимости, интервального времени и амплитуды, гамма-каротажа и фотоэффекта [4].

При обработке имиджа ГГКп используется полученная при интерпретации полного комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) литологическая колонка. В свою очередь, данные имиджей ГГКп позволяют уточнить литологическое строение разреза. Так, тектонические разломы и трещинные зоны выделяются с большей степенью уверенности («безошибочно», вес = 1) по следующим критериям:

- 1) сдвиг фаз на временных сейсмических разрезах, протяженные зоны в вертикальном и латеральном направлении в кубе вероятности;
- 2) прерывание слоистости четкой субвертикальной границей на имидже плотности;
- 3) значительные изменения значений сопротивления и радиоактивных методов (УЭС, ГК, ННК, ГГКп) при пересечении дизъюнктивной границы;
- 4) резкое изменение параметров буровой механики;
- 5) изменение температуры или плотности бурового раствора.

С меньшей степенью уверенности («неуверенно», вес = 0,5) разломы и трещинные зоны выделяются по следующим критериям:

- 1) не явное наличие амплитудного нарушения, непротяженные нарушения в латеральном и вертикальном направлении по кубу вероятности;
- 2) прерывание слоистости не субвертикальной границей на имидже плотности;
- 3) незначительное изменение значений сопротивлений и радиоактивных методов (УЭС, ГК, ННК, ГГКп) при пересечении дизъюнктивной границы;

4) плавное или незначительное изменение параметров буровой механики;

5) плавное или незначительное изменение температуры и плотности бурового раствора;

6) резкое изменение одного из параметров буровой механики [5, 6].

Данные критерии выделения границ гидродинамического разобщения были использованы для повышения достоверности выделения гидродинамического нарушения пласта Ю1/1 на Первом месторождении, а также опробованы на тектонических разломах, выделенных по сейсмическим данным на Втором и Третьем месторождениях.

Первое месторождение находится в Ханты-Мансийском автономном округе — Югре. Строение пласта Ю1/1 довольно сложное и обусловлено присутствием в юрских пластах выраженной дизъюнктивной тектоники, образованием и развитием аномального разреза баженовской свиты.

По причине аномальности акустических свойств терригенных отложений, слагающих баженовскую свиту, в ее кровле формируется высокоамплитудная отражающая волна, и более «слабое» отражение, образующееся в верхней части васюганской свиты, почти не выделяется на временных разрезах в самостоятельное отражение. В зависимости от геологического строения данного интервала, от кровли васюганской свиты под «аномальным» разрезом могут быть получены как собственное отражение, так и интерференционная волна, обладающая иными, по сравнению с «классическим» вариантом, характеристиками. Выделение и трассирование дизъюнктивных нарушений юрско-триасовых образований проводилось визуально по временным вертикальным и горизонтальным разрезам, опираясь на кинематические и динамические признаки. Часть тектонических нарушений выделялась с меньшей степенью уверенности по сейсмическим данным и требовала доизучения.

Результаты и обсуждение

Первое месторождение

Центральная залежь изначально считалась единой, экранированной со всех сторон тектоническими нарушениями, прослеженными от фундамента. Залежь была вскрыта тремя поисково-разведочными скважинами, условный подсчетный уровень (УПУ) определялся на а.о. –2 767,6 м. Необходимость проведения оперативного подсчета запасов была вызвана получением новой информации в связи с бурением новых эксплуатационных скважин, в том числе семи с горизонтальным окончанием, расположенных в центральной и северной частях залежи.

В результате бурения эксплуатационных скважин и вывода их на режим были отмечены высокая обводненность продукции и несоответствие полученных притоков воды утвержденному уровню водонефтяного контакта (ВНК).

Так, пробуренная в северной части залежи скважина не подтвердила чисто нефтяную зону в данном районе. При опробовании скважины в ин-

тервале пласта на а.о. выше УПУ на 12 м получен приток жидкости с обводненностью 99 %.

Скважина, пробуренная восточнее, также не показала ожидаемых результатов. Скважина перфорирована максимально близко к уровню ВНК, числящемуся на гос. балансе (а.о. –2 767,6 м). По ГИС скважина характеризуется нефтеводонасыщенными пропластками в кровельной части и водонасыщенными пропластками на 7 м выше предполагаемого уровня ВНК. При выводе скважины на режим в течение 6 месяцев средний дебит нефти составил 0,7 м³/сут, обводненность — 93 %.

В скважине, пробуренной в чисто нефтяной зоне на северо-западе залежи, в ходе освоения средний дебит нефти составил 1 м³/сут, средняя обводненность составила 97 %.

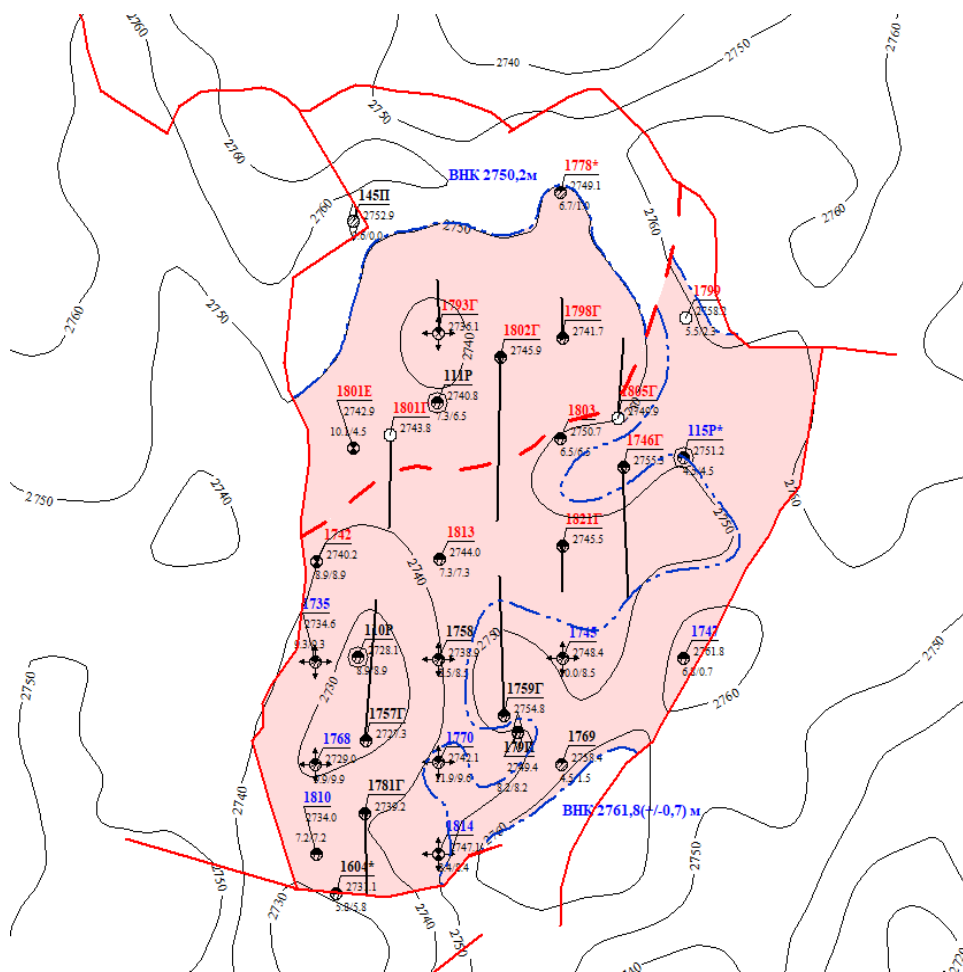


Рис. 1. Фрагмент подсчетного плана пласта Ю1/1 Первого месторождения

В результате неподтверждения существующей модели новыми скважинами был пересмотрен весь пробуренный в залежь фонд. Были выделе-

ны группы скважин с разным положением ВНК. Помимо разного ВНК, скважины северной части залежи отличаются от скважин южной части залежи своими фильтрационно-емкостными свойствами. Был рассмотрен вариант разделения залежи на два блока для локализации залежей с разным положением ВНК (рис. 1).

После дополнительного анализа карт динамических атрибутов было выделено предполагаемое тектоническое нарушение, границы которого соответствуют тонкому перешейку, разделяющему залежь на два блока — Северный и Южный. Положение ВНК в Северном блоке определено на а.о. $-2\,750,2$ м. В Южном блоке ВНК определен на а.о. $-2\,761,8$ ($\pm 0,7$) м. Данное разделение уровней ВНК между Северным и Южным блоками позволило объяснить нестабильную работу скважин и большой процент обводненности получаемой продукции.

Однако предполагаемое тектоническое нарушение выделялось с недостаточной уверенностью и требовало доизучения, для чего были использованы данные трех горизонтальных скважин, траектория которых проходит через предполагаемое нарушение.

Так, скважины 1801Г и 1802Г пробурены таким образом, что их траектория проходит из Северного блока, в котором положение ВНК определяется на а.о. $-2\,750,2$ м, в Южный блок, в котором ВНК определяется на а.о. $-2\,761,8$ м, то есть из залежи с более высоким уровнем ВНК в залежь с более глубоким уровнем.

Траектория горизонтальной скважины 1801Г проходит выше установленных уровней ВНК и не выходит за их пределы, чему не противоречат данные результатов интерпретации геофизических исследований скважин, насыщение вдоль ствола скважины интерпретируется нефтенасыщенным на всей протяженности.

Скважина 1802Г пробурена и запущена в работу с начальной обводненностью 73 %, текущая обводненность — 63 %.

По ГИС скважина характеризуется неравномерным характером насыщения вдоль траектории горизонтального окончания: от нефтеводонасыщенных пропластков, водонефтенасыщенных пропластков до полностью водонасыщенных. Насыщение по ГИС тесно связано с гипсометрическим положением траектории ствола скважины: там, где участок скважины расположен над уровнем ВНК, характер насыщения интерпретируется как «нефть + вода»; в зонах, где ствол максимально приближен к уровню ВНК, на а.о. $-2\,749,0$ – $-2\,750,4$ м, характер насыщения по ГИС определен как «вода + нефть», отрезок, расположенный на а.о. $-2\,750,6$ – $-2\,751,2$ м, интерпретируется насыщением «вода» и подтверждает уровень установленного водонефтяного контакта на а.о. $-2\,750,2$ м. Окончание ствола по ГИС полностью нефтеводонасыщенное и связано, с выходом ствола в соседний блок, с более глубоким уровнем ВНК.

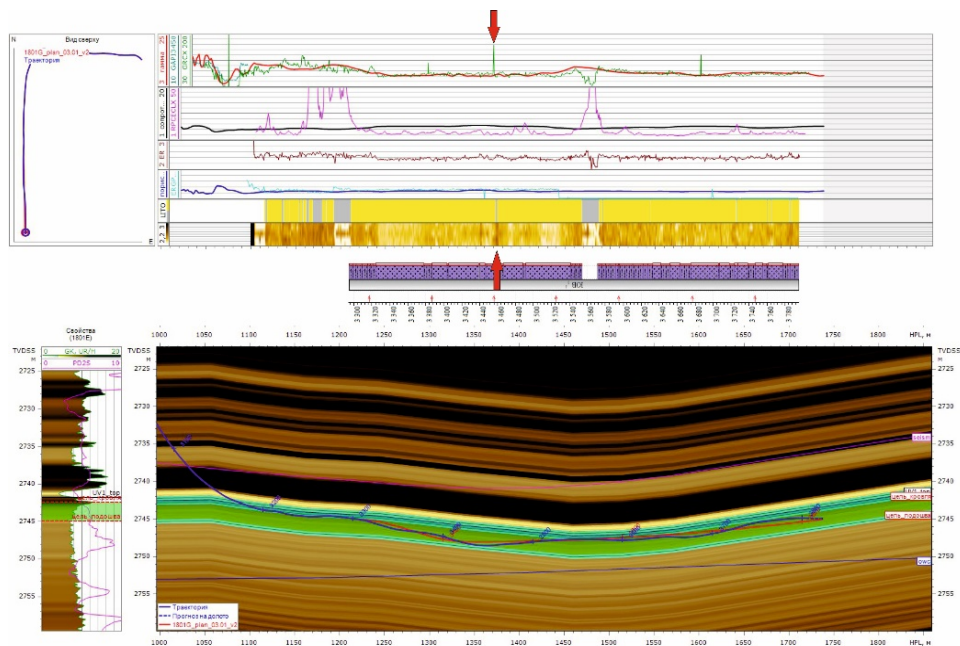


Рис. 2. Имидж плотности азимутального гамма-гамма плотностного каротажа по скважине 1801Г Первого месторождения

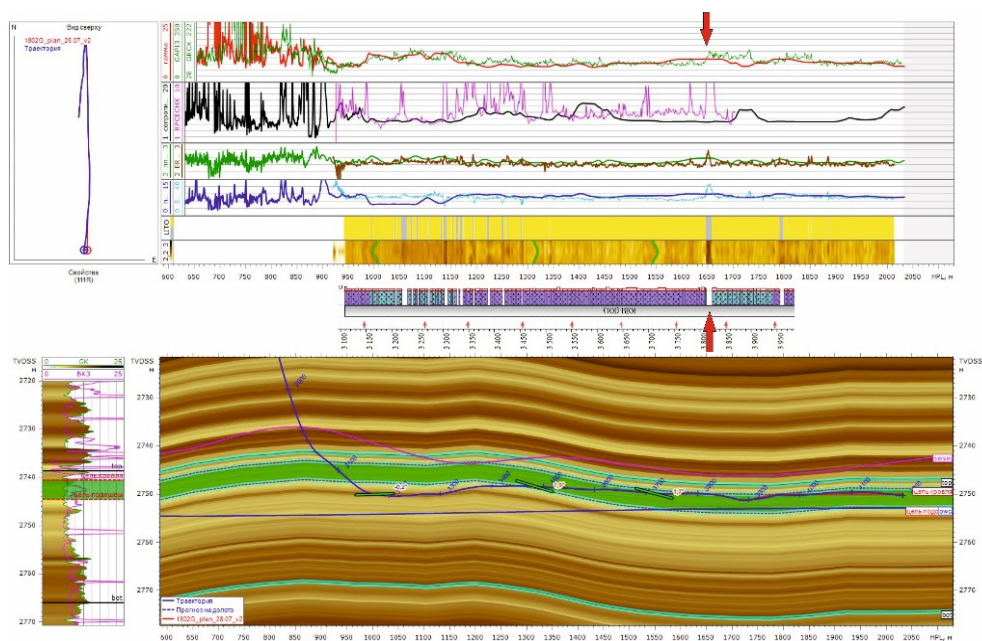


Рис. 3. Имидж плотности азимутального гамма-гамма плотностного каротажа по скважине 1802Г Первого месторождения

Анализ геолого-геофизической характеристики по скважинам 1801Г (рис. 2) и 1802Г (рис. 3), траектории которых пересекают предполагаемое

тектоническое нарушение, а также имиджа плотности азимутального гамма-гамма плотностного каротажа показал прерывание слоистости четкой субвертикальной границей и резкое изменение показаний гамма-каротажа, что является одним из критериев выделения разломов [5, 6]. Данные остальных кривых в этом месте показывают прослой карбонатных пород, что подтверждает возможное наличие безамплитудного нарушения — трещины, заполненной кальцитизированными непроницаемыми породами, которые могут служить флюидоупором между двумя залежами с разными уровнями ВНК.

Координаты данного прослоя на горизонтальном участке показали полную сходимость в плане с выделяемым тектоническим нарушением.

Наибольший интерес представляет скважина 1805Г, траектория которой проходит в противоположном направлении и из Южного блока (ВНК на а.о. –2 761,8 м) окончанием горизонтального ствола выходит в Северный блок (ВНК на а.о. –2 750,2 м). Начало ствола скважины интерпретируется по ГИС нефтенасыщенным, а окончание ствола, напротив, пере-слаиванием водонасыщенных и водонефтенасыщенных прослоев, что объясняется выходом ствола в другой блок с высоким положением ВНК (рис. 4).

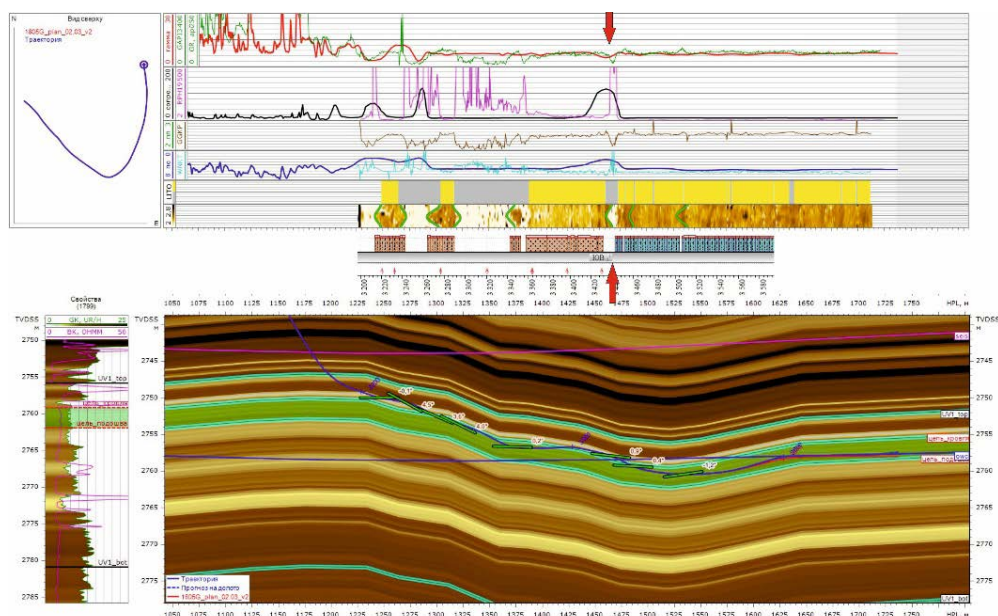


Рис. 4. Имидж плотности азимутального гамма-гамма плотностного каротажа по скважине 1805Г Первого месторождения

Анализ имиджа плотности азимутального ГГКп показал прерывание слоистости четкой субвертикальной границей. Координаты этой субвертикальной границы по данным инклинометрии совпадают с координатами точки пересечения траектории горизонтального ствола с нарушением, выделенным по сейсмике, в пределах 15 метров.

Таким образом, использование азимутального ГГКп (имиджа плотности) повысило достоверность выделения границы гидродинамического разобщения коллекторов и привело к уточнению геологической модели Центральной залежи пласта Ю1/1 Первого месторождения.

Данный метод также был опробован на месторождениях, где траектории горизонтальных скважин пересекались с тектоническими нарушениями, которые выделялись уверенно по сейсмическим данным.

Второе месторождение

Пласт Ю1/1 Второго месторождения имеет сложное строение, выражающееся в вертикальной зональной неоднородности и латеральной невыдержанности коллекторских свойств. Площадь месторождения полностью изучена съемкой 3D, на месторождении установлено влияние тектонических процессов на распределение нефтеносности продуктивного пласта Ю1/1. Границы тектонического разобщения были определены в рамках подсчета геологических запасов Второго месторождения.

Залежь пласта разделена тектоническими разломами на Северный, Центральный и Южный блоки с разными уровнями ВНК. Скважина 337Г проходит через экранирующее тектоническое нарушение, разделяющее Северный и Центральный блоки. В Северном блоке ВНК определен на а.о. –2 704 м, в Центральном блоке — на а.о. –2 691 м.

При проведении анализа имиджа плотности азимутального ГГКп горизонтальной скважины 337Г можно наблюдать прерывание субвертикальной границей, значительное изменение показаний сопротивления, снижение коэффициента проницаемости за выделенным нарушением (рис. 5).

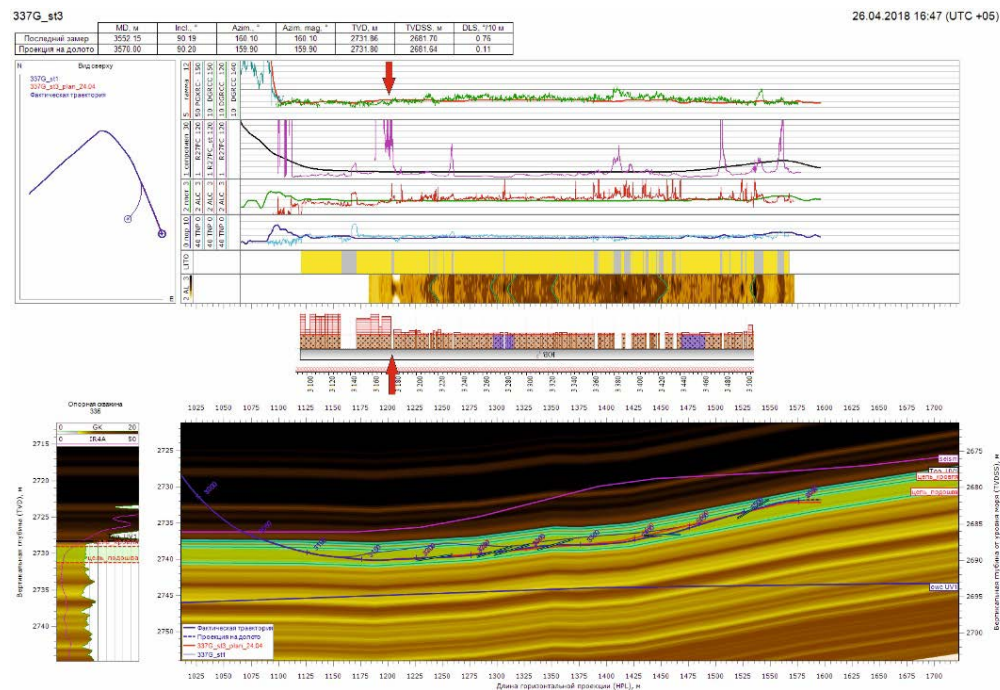


Рис. 5. Имидж плотности азимутального гамма-гамма плотностного каротажа по скважине 337Г Второго месторождения

Координаты точки пересечения траектории горизонтального ствола скважины с разломом, определенные по имиджу плотности ГГКп и по сейсмическим материалам, совпадают в пределах 3 метров.

Таким образом, можно говорить о подтверждении сейсмического нарушения посредством анализа имиджа плотности ГГКп и в свою очередь высокой сходимости сейсмических данных и данных бурения скважины.

Третье месторождение

Пласт Ю1/1 Третьего месторождения относится к отложениям юрской системы, которые несогласно залегают на породах складчатого фундамента. Залежь пластово-сводовая, с элементами тектонического экранирования в северо-восточной части залежи. Трассирование тектонических нарушений проводилось по временным разрезам с последовательным отображением нарушений на вертикальных сечениях куба. Отмечается разный уровень ВНК: в Северном блоке УПУ — на а.о. –2 685 м, в Южном блоке — на а.о. –2 671 м.

Траектория скважины 9359Г пробурена из Северного блока в Южный и проходит через тектоническое нарушение.

При проведении анализа имиджа плотности азимутального ГГКп горизонтальной скважины 9359Г можно наблюдать прерывание субвертикальной границей, а также увеличение значения сопротивления (рис. 6), что является критериями для выделения разлома.

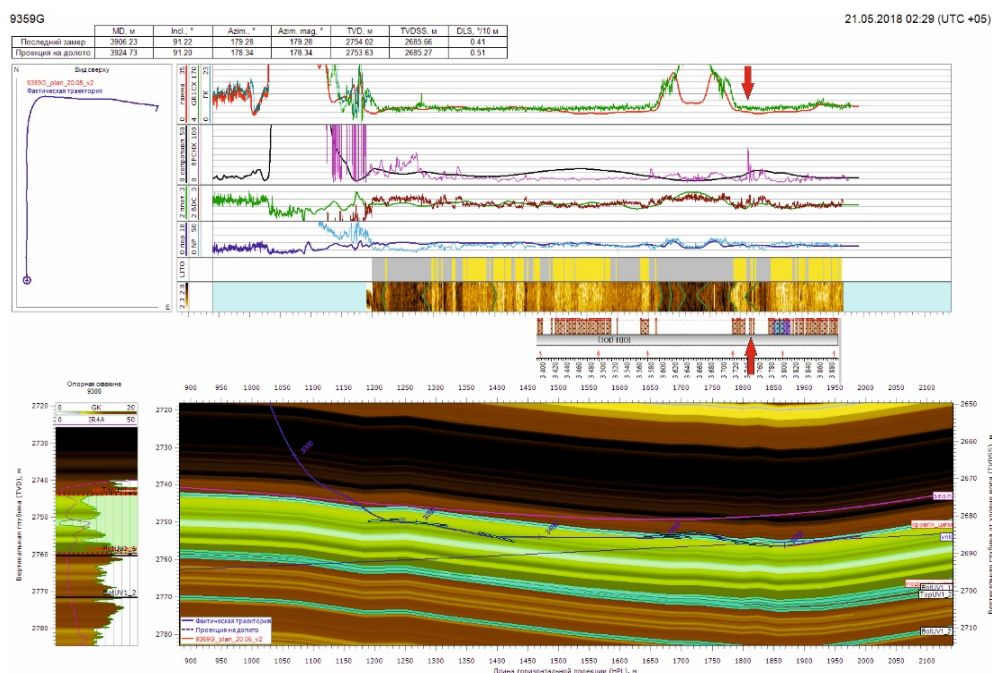


Рис. 6. Имидж плотности азимутального гамма-гамма плотностного каротажа по скважине 9359Г Третьего месторождения

Координаты точки пересечения траектории горизонтального ствола скважины 9359Г с разломом по имиджу плотности ГГКп и по сейсмическим материалам совпадают в пределах 9 метров. Таким образом, имидж плотности подтверждает тектоническое нарушение. Сходимость сейсмических данных ГГКп и данных бурения скважины высокая.

Выводы

Был проведен анализ геолого-геофизической характеристики по приведенным месторождениям, в частности, по скважинам 1801Г, 1802Г и 1805Г Первого месторождения, траектории которых проходят через предполагаемое тектоническое нарушение, выделяемое по сейсмическим данным с недостаточной уверенностью. Данные азимутального гамма-гамма плотностного каротажа (имиджа плотности) при сопоставлении с данными сейсмоки помогли увеличить степень достоверности выделения флюидопора, а также позволили уточнить поведение структурной поверхности продуктивного объекта. Данный метод также был опробован на Втором и Третьем месторождениях, где тектонические нарушения выделялись по сейсмическим данным.

Данная работа показала, что без дополнительного бурения можно привлечь информацию, полученную при бурении горизонтальных скважин, в зоне неподтверждения геологической модели результатами эксплуатации скважин и уточнить сложную структуру, а также устранить неточности при дальнейшей разработке месторождения.

Учет результатов интерпретации геофизических исследований горизонтальных скважин повышает обоснованность и достоверность геологической модели. Однако стоит отметить, что бурение горизонтальных скважин только с целью уточнения наличия и положения тектонических нарушений, требующих доизучения, не рекомендуется.

Список источников

1. Геонавигация в условиях незакартированных разломов на месторождении им. В. Виноградова АО «РИТЭК» / М. Э. Ахмадуллин, Д. А. Волков, А. Л. Карандей [и др.]. – Текст : непосредственный // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2016. – № 3. – С. 42–44.
2. Павлов, Е. Каротаж в процессе бурения. Применение LWD на примере пласта ЮВ₁ Урьевского месторождения / Е. Павлов, М. Мазитов, Н. Моор. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – № 2. – С. 74–77.
3. Сребродольская, М. А. Выделение проницаемых интервалов по данным азимутального прибора гамма-гамма плотностного каротажа в горизонтальных скважинах / М. А. Сребродольская. – Текст : непосредственный // Новые идеи в науках о Земле. Материалы XV Международной научно-практической конференции : в 7 томах, Москва, 01–02 апреля 2021 г. Т. 5 : Развитие новых идей и тенденций в науках о Земле : геология, геотектоника, геодинамика, региональная геология, палеонтология. – Москва : Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, 2021. – С. 96–99.

4. Фёдорова, А. Ю. Возможности и особенности микросканеров в процессе бурения горизонтальных скважин / А. Ю. Фёдорова, М. А. Сребродольская. – Текст : непосредственный // ГЕОЕВРАЗИЯ 2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии: труды Международной геолого-геофизической конференции, Москва, 05–08 февраля 2018 г. – Тверь : ООО «ПолиПРЕСС», 2018. – С. 406–409.
5. Мутаев, С. З. Повышение достоверности геологической модели объекта со сложной разломной тектоникой на основе привлечения горизонтальных скважин / С. З. Мутаев. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – № 2 (55). – С. 41–44.
6. Практические аспекты интерпретации данных ГИС в горизонтальных скважинах / А. В. Чашков, Е. В. Шкунов, Е. И. Черепанова, К. Ежов. – Текст : непосредственный // Техническая конференция SPE «ПЕТРОФИЗИКА XXI : Навстречу новым вызовам», Петергоф, 06–07 июня 2016 г.

References

1. Akhmadullin, M. E., Volkov, D. A., Karandey, A. L., Orlov, A. Yu., Timochkin, S. N., & Yanochkin, S. V. (2016). Geonavigatsiya v usloviyakh nezakartirovannykh razlomov na mestorozhdenii im. V. Vinogradova AO "RITEK". Business magazine Neftegaz.RU, (3), pp. 42-44. (In Russian).
2. Pavlov, E., Mazitov, M., & Moor, N. A. (2011). Karotazh v protsesse bureniya. Primenenie LWD na primere plasta UV₁ Ur'evskogo mestorozhdeniya. Oil and Gas Vertical, (2), pp. 74-77. (In Russian).
3. Srebrodol'skaya, M. A. (2021). Vydelenie pronitsaemykh intervalov po dannym azimutal'nogo pribora gamma-gamma plotnostnogo karotazha v gorizont'al'nykh skvazhinakh. New Ideas in Earth Sciences. Proceedings of the XV International Scientific and Practical Conference: in 7 volumes, Moscow, April, 01-02, 2021. Volume 5: Development of new ideas and trends in earth sciences: geology, geotectonics, geodynamics, regional geology, palaeontology. Moscow, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting Publ., pp. 96-99. (In Russian).
4. Fedorova, A. Yu., & Srebrodol'skaya, M. A. (2018). Vozmozhnosti i osobennosti mikroskanerov v protsesse bureniya gorizont'al'nykh skvazhin. GEOEVRAZIYA 2018. Sovremennyye metody izucheniya i osvoeniya neдр Evrazii: trudy Mezhdunarodnoy geologo-geofizicheskoy konferentsii, Moscow, February, 5-8, 2018. Tver, PolyPRESS LTD Publ., pp. 406-409. (In Russian).
5. Mutaev, S. Z. (2017). Increasing the accuracy of geological model of the object with complicated fault system by horizontal wells engaging. Exposition Oil & Gas, (2(55)), pp. 41-44. (In Russian).
6. Chashkov, A. V., Shkunov, E. V., Cherepanova, E. I., & Yezhov, K. (2016). Prakticheskie aspekty interpretatsii dannykh GIS v gorizont'al'nykh skvazhinakh. Tekhnicheskaya konferentsiya SPE "PETROFIZIKA XXI: Navstrechu novym vyzovam", Peterhof, June, 6-7, 2016. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Ильмендеева Алена Викторовна,
ведущий геолог, филиал ООО
«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «Когалым-
НИПИнефть» в г. Тюмени, Alena.Ilmende
deeva@lukoil.com

Alena V. Ilmendeeva, Leading
Geologist, KogalymNIPIneft Branch of
LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen,
Alena.Ilmendeeva@lukoil.com

Носов Никита Валерьевич, *Nikita V. Nosov, Geologist of*
геолог 2-й категории, филиал ООО *the 2nd category, KogalymNIPIneft*
«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «Когалым- *Branch of LUKOIL-Engineering LLC*
НИПИнефть» в г. Тюмени *in Tyumen*

Статья поступила в редакцию 23.08.2023; одобрена после рецензирования 07.09.2023; принята к публикации 14.09.2023.

The article was submitted 23.08.2023; approved after reviewing 07.09.2023; accepted for publication 14.09.2023.

УДК 550.3

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-5-34-45

Изучение криолитозоны геофизическими методами, выделение основных типов мерзлотного состояния горных пород

Л. В. Шишканова

*Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
shishkanovalv@tyuiu.ru*

Аннотация. Изучение криолитозоны на полуострове Ямал связано с газо- и гидратонасыщенными интервалами, предупреждением газовых выбросов, часто встречающихся при бурении скважин. Распространение многолетнемерзлых пород определяет поиск новых методик изучения геокриологической обстановки района, основные закономерности строения зоны по данным геолого-геофизических исследований, результатов бурения скважин и сейсмической разведки.

Изучение зоны многолетнемерзлых пород имеет огромное значение при бурении скважин для избежания различных видов осложнений. Кроме того, интерпретация данных геофизических исследований в комплексе с данными по бурению и сейсмическими материалами позволяет построить модель распространения зоны по латерали.

Проведение геофизических методов помогает в некоторой степени предупредить, а также предотвратить возможные аварийные ситуации. Рассмотрен достаточно большой фонд геофизического материала, проанализирован комплекс исследований в зоне многолетнемерзлых пород полуострова Ямал на многих месторождениях.

В результате проведенных исследований представлены основные методики интерпретации материалов геофизических исследований, выделены критерии оценки основных типов мерзлотного состояния горных пород.

Ключевые слова: месторождения полуострова Ямал, криолитозона (многолетнемерзлые породы), комплекс геофизических исследований скважин, мерзлотное состояние горных пород

Для цитирования: Шишканова, Л. В. Изучение криолитозоны геофизическими методами, выделение основных типов мерзлотного состояния горных пород / Л. В. Шишканова. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-5-34-45 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 5. – С. 34–45.

Investigation of the permafrost zone by geophysical techniques and determination of primary categorisations of permafrost conditions in rocks

Ludmila V. Shishkanova

*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
shishkanovalv@tyuiu.ru*

Abstract. The investigation of the permafrost zone situated in the Yamal Peninsula pertains to gas- and hydrate-saturated intervals. The avoidance of gas discharge frequently met during well drilling is of utmost importance. The allocation of permafrost rocks governs the quest for novel approaches to analyze the geocryological situation of the locale, together with ascertaining the principal regularities of the zone structure, ascertained via geological and geophysical investigations, analysis of well drilling data, and seismic assessments.

The investigation of the permafrost zone plays a crucial role in well drilling to prevent various types of complications. Moreover, the interpretation of geophysical survey data in combination with drilling and seismic data allows us to construct a model of the zone's lateral spread.

Carrying out geophysical methods helps to prevent, to some extent, and also prevent possible emergency situations. A fairly large fund of geophysical material has been reviewed, and a complex of studies in the permafrost zone of the Yamal Peninsula in many fields has been analyzed.

Following these studies, this article presents the primary geophysical survey material interpretation techniques with highlighted criteria for identifying different permafrost conditions in rocks.

Keywords: fields of the Yamal Peninsula, permafrost zone (permafrost rocks), well logging, permafrost state of rocks

For citation: Shishkanova, L. V. (2023). Investigation of the permafrost zone by geophysical techniques and determination of primary categorisations of permafrost conditions in rocks. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 34-45. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-5-34-45

Введение

Освоение полуострова Ямал, проблемы его геолого-геофизического изучения непосредственно связаны с зоной многолетнемерзлых пород (ММП). Многолетнемерзлые породы повсеместно распространены на рассматриваемой территории, образование которых связано с обледенением четвертичных отложений.

Региональное распространение толщи пород в криолитозоне (с севера на юг полуострова Ямал) обусловлено влиянием большого количества геологических и природных факторов. В связи с этим температура, толщина (мощность) зоны сезонного протаивания и промерзания отличаются на разных месторождениях (площадях) полуострова. Использование геолого-геофизических данных в пробуренных скважинах для изучения зоны ММП дает возможность более детально определить мерзлотное состояние горных пород по данным геофизических исследований для построения детальной модели распространения криолитозоны.

Наличие рассматриваемой зоны обуславливает специфику методики геолого-геофизических исследований при бурении скважин.

Изучение распространения многолетнемерзлой зоны позволяет определить основные закономерности ее строения, распространения и глубину вскрытия по площади. В рамках проведенных исследований выполнен анализ материалов геофизических исследований скважин (ГИС) в четвертичных отложениях (в криолитозоне) в скважинах ряда месторождений рассматриваемого района. Комплекс промыслово-геофизических исследований проведен в ограниченном объеме. Результаты выполненных исследований представлены в разделе «Объекты и методы исследования».

Объекты и методы исследования

Бурение скважин на полуострове Ямал требует качественного подхода при вскрытии криолитозоны. Известны многочисленные осложнения при бурении скважин в зонах многолетнемерзлых пород.

Так, например, образование каверн с коэффициентом кавернозности $K > 1,5$ в интервалах твердомерзлых пород может привести к обвалам пород, вскрытых бурением, что влечет за собой прихват бурильного инструмента. Кроме того:

- наблюдаются выбросы бурового раствора, газа и воды;
- нарушение технического состояния скважины, а именно: недоподъем цементного раствора при цементации кондуктора и направления, при обратном промерзании смятие обсадных колонн и нарушение герметичности замков муфтовых соединений;
- при сезонном протаивании возможное проникновение бурового раствора в затрубное пространство и т. д. [1].

Известно, что на севере Западной Сибири неоднократно фиксировались газопроявления при бурении поисково-разведочных скважин, приуроченные к интервалам залегания четвертичных отложений. Поэтому изучение газо- и гидратонасыщенных интервалов в криолитозоне связано с предупреждением и ликвидацией газовых выбросов.

Изучение криолитозоны геофизическими методами имеет огромное значение для предотвращения осложнений и аварийных ситуаций.

Для успешного решения поставленной задачи по теме: «Изучение криолитозоны геофизическими методами, выделение основных типов мерзлотного состояния горных пород» была рассмотрена и проанализирована промыслово-геофизическая информация в зоне ММП на примере скважин ряда месторождений. В таблице 1 представлен пример проведенных исследований по ряду скважин с отбивкой подошвы мерзлых пород по данным геофизических исследований.

Комплекс геофизических методов исследования скважин предназначен для решения большого объема геолого-геофизических задач. Однако в рассматриваемых породах он ограничен метрологическими особенностями аппаратуры при бурении скважин большого диаметра и проведен для решения задачи отбивки подошвы зоны многолетнемерзлых пород.

Анализ комплекса геофизических методов в четвертичных отложениях, проведенный в скважинах месторождений полуострова Ямал, выполнен под спуск кондуктора в интервале глубин, в основном от устья до 400–500 м. Верхняя граница сезонного протаивания на таких месторождениях, как Бованенковское и Харасавэйское, составляет 0,2–1,5 м, максимальные толщины не превышают 400 м.

Промыслово-геофизические исследования проведены в усеченном объеме в виде стандартного каротажа (3 зонда, ПС), кавернометрии, радиоактивного каротажа (ГК, НК), реже термометрии. Указанные методы не решают в полном объеме задачи изучения зоны ММП, а только ее часть.

Таблица 1

Выполненный комплекс геофизических исследований скважин

Название площади	Номер скв.	Дата каротажа	Стандартный каротаж + ПС	Подшва ММП по данным ГИС
Арктическая	1	18.07.1968	35–375	267
Арктическая	28	18.04.1991	65–990	260
Бованенковская	53	05.06.1973	10–494	198
Бованенковская	115	25.02.1984	25–290	200
Восточно-Харасавэйская	400	25.04.1985	18–262	317
Восточно-Харасавэйская	401	22.03.1986	35–480	316
Каменномысская	2	17.12.1975	10–490	248
Каменномысская	20	21.01.1988	12–346	253
Малоямальная	3002	26.04.1991	24–700	217
Малоямальная	3003	18.03.1991	0–334	180
Мантойская	50	16.07.–18.07.1999	100–650	280
Мантойская	51	Нет даты	92–353	240
Новопортовская	56	02.12.1966	16–352	238
Новопортовская	152	15.05.1984	16–335	240
Нулмуяхинская	63	Нет даты	0–2 870	286
Нулмуяхинская	65	29.04.1987	0–1 200	282
Среднеямальная	13	05.02.–27.02.1990	0–996	222
Хамбательская	54	03.03.1988	30–350	224
Хамбательская	56	04.10.1987	35–1 200	222
Ярудейская	3	13.06.1984	70–788	264

В рассматриваемых скважинах геофизические исследования проведены в объеме:

1. *Стандартный каротаж (3 зонда, ПС)*: проведен градиент зондами А2.0М0.5N, N0.5М2.0А, потенциал зондом N6.0М0.5А, ПС. Представленный комплекс стандартного каротажа в криолитозоне решает следующие задачи, а именно:

- регистрацию кажущегося сопротивления зондами и естественную поляризацию (ПС);
- наблюдение изменений значений кажущихся сопротивлений в зависимости от литотипа породы (пески, глины, алевролиты) в криолитозоне;
- изменение кажущихся сопротивлений более 100 Ом·м, изменение удельного электрического сопротивления в глинах наблюдается в пределах 3–5 Ом·м («связанная» вода в глинах и в песчано-алевролитовых породах находится в незамерзшем состоянии);
- подтверждением этого служит наличие отрицательной аномалии собственной поляризации против песчаных прослоев (скв. 401 Восточно-Харасавэйская, 41 Геофизическая, 35 Западно-Тамбейская, 63 Нулмуяхинская).

2. *Кавернометрия (профилеметрия)*: диаметр долота (номинальный диаметр скважины) в рассматриваемых отложениях равен 324 мм. При исследовании методом кавернометрии фактическое изменение диаметра скважины наблюдалось от 120 мм, что соответствует диаметру прибора в «сальниковых» образованиях до 600 мм и выше в кавернах.

3. *Радиоактивный каротаж (ГК, НК)*:

- в рассматриваемых скважинах радиоактивный каротаж (ГК, НК) проведен после спуска колонны, что привело к снижению показаний в двухколонной конструкции (непосредственно колонна и кондуктор);
- в зоне многолетнемерзлых пород глинистые породы характеризуются повышенными показаниями гамма-активности (метод ГК), песчаные разности — пониженными показаниями;
- расчленение пород по водородосодержанию (метод НГК, НКТ) позволяет выделить ледяные линзы (состоящие на 100 % из воды) и уплотненные породы с пониженной пористостью [2, 3].

4. *Термометрия*:

- замеры термометрии в зоне многолетнемерзлых пород проведены в ограниченном объеме, хотя термометрия является прямым методом для анализа изменения температурных процессов в скважинах;
- наблюдение за изменением температуры в период сезонного протаивания и промерзания до глубины 0–10 м изменяется в различной степени, далее, в разрезе скважин с увеличением глубины отмечается постепенное повышение до 0 °С, где в дальнейшем наблюдается постоянное увеличение температуры различной интенсивности [4].

5. *Отбор керна*: отбор керна и геолого-технологические исследования в рассматриваемых скважинах не проводились; в связи с этим вопрос выделения газо- и гидратонасыщенных интервалов в криолитозоне не рассматривался.

При изучении ММП полуострова Ямал геофизическими методами рассмотрены пробуренные скважины на ряде месторождений. Пример выполненного комплекса с выделением подошвы многолетнемерзлых пород представлен в таблице 1. Рассмотрены скважины Арктического, Бованенковского, Новопортовского, Харасавэйского, Каменномысского, Малыгинского и ряда других месторождений. Проведен анализ изменения геофизических характеристик в различных литотипах пород.

В результате проведенных исследований проведена попытка расчленить зону многолетнемерзлых пород в скважинах полуострова Ямал по ее физическим и механическим свойствам на породы с содержанием льда более 50 % (твердомерзлые, сильнольдистые), породы с содержанием льда 25–50 % (льдистые, с содержанием незамерзшей воды), породы с содержанием льда менее 25 % (слабольдистые, с большим содержанием глинистого материала).

Породы с содержанием льда более 50 % (твердомерзлые, сильнольдистые). По данным проведенного стандартного каротажа (3 зонда и ПС), данные породы характеризуются высокими значениями кажущихся сопротивлений ($KC > 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$) [5]. Такое значение сопротивлений по зондам стандартного каротажа указывает на то, что породы сцементированы поровым льдом (имеют температуру достаточно низкую, при которой

большая часть содержащейся в них воды замерзла). На кавернометрии отмечается наличие каверны большого диаметра за счет «выкрашивания» при бурении порового льда.

Породы с содержанием льда 25–50 % (льDISTые, с содержанием незамерзшей воды) характеризуются наличием в порах незамерзшей воды до 50 %. По данным стандартного каротажа наблюдается изменение кажущихся сопротивлений от 10 до 70 Ом·м.

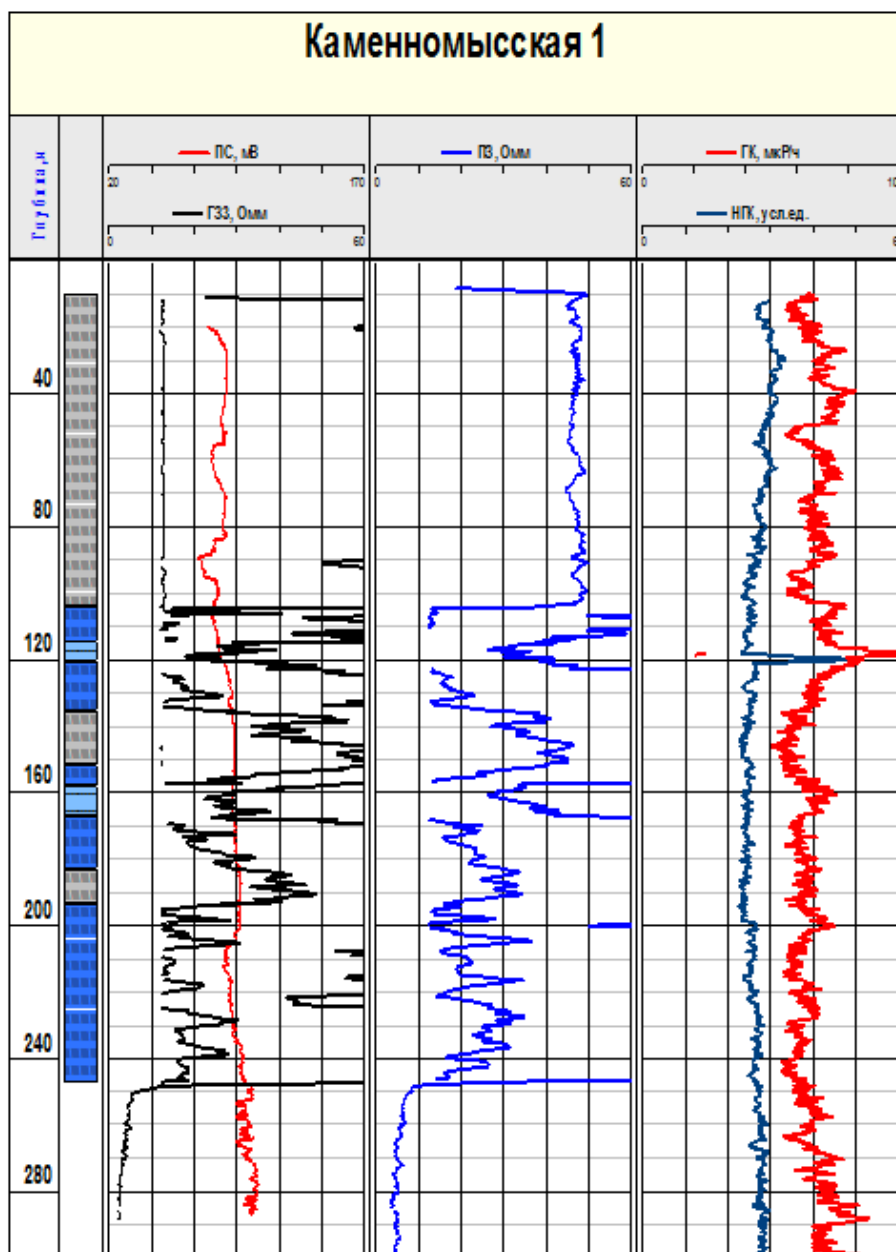
Слабольшистые породы (с содержанием льда менее 25 %) в разрезе пробуренных скважин представлены глинистыми породами. Изменение кажущегося сопротивления колеблется в пределах 3–6 Ом·м. Отмечаются повышенные показания естественной радиоактивности (ГК), что указывает на незамерзшее состояние воды, «связанной» в глинах. В таблице 2 представлены данные по интерпретации материалов геофизических исследований в скважинах (рис. 1–3).

Таблица 2

Интерпретация материалов геофизических исследований

Название площади	Номер скв.	Дата каротажа	Ст. каротаж + ПС	Подолша ММП	СильнольDISTые породы (льда > 50 %) (интервал)	льDISTые породы (льда 25–50 %) (интервал)	Слабольшистые породы (льда < 25 %); с большим содержанием глинистого материала) (интервал)
Восточно-Харасавэйская	401	22.03.1986	35–480	300	34,5–45,8 134,1–165,6	45,8–106,3 165,6–190,5 209,8–228,3 274,3–281,2 285,4–300	106,3–134,1 190,5–209,8 228,3–274,3 281,2–285,4
КаменнольDISTая	1	26.06.1969	11–289	248	9,8–104 135,5–152,1 183,1–193,9	104–114,6 120,4–135,5 152,1–158 167,2–183,1 193,9–247,7	114,6–120,4 158–167,2
Новопортовская	155	13.04.1984	28–370	212	25,4–91,5	91,5–148,1 159,8–178,3	148,1–159,8 178,3–212

На рисунках 1–3 приведены примеры интерпретации скважин на различных месторождениях.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Сильнольדיстые
 Льдистые
 Слабильдистые

Рис. 1. Результаты интерпретации геофизических исследований скважины 1 Каменномысской площади

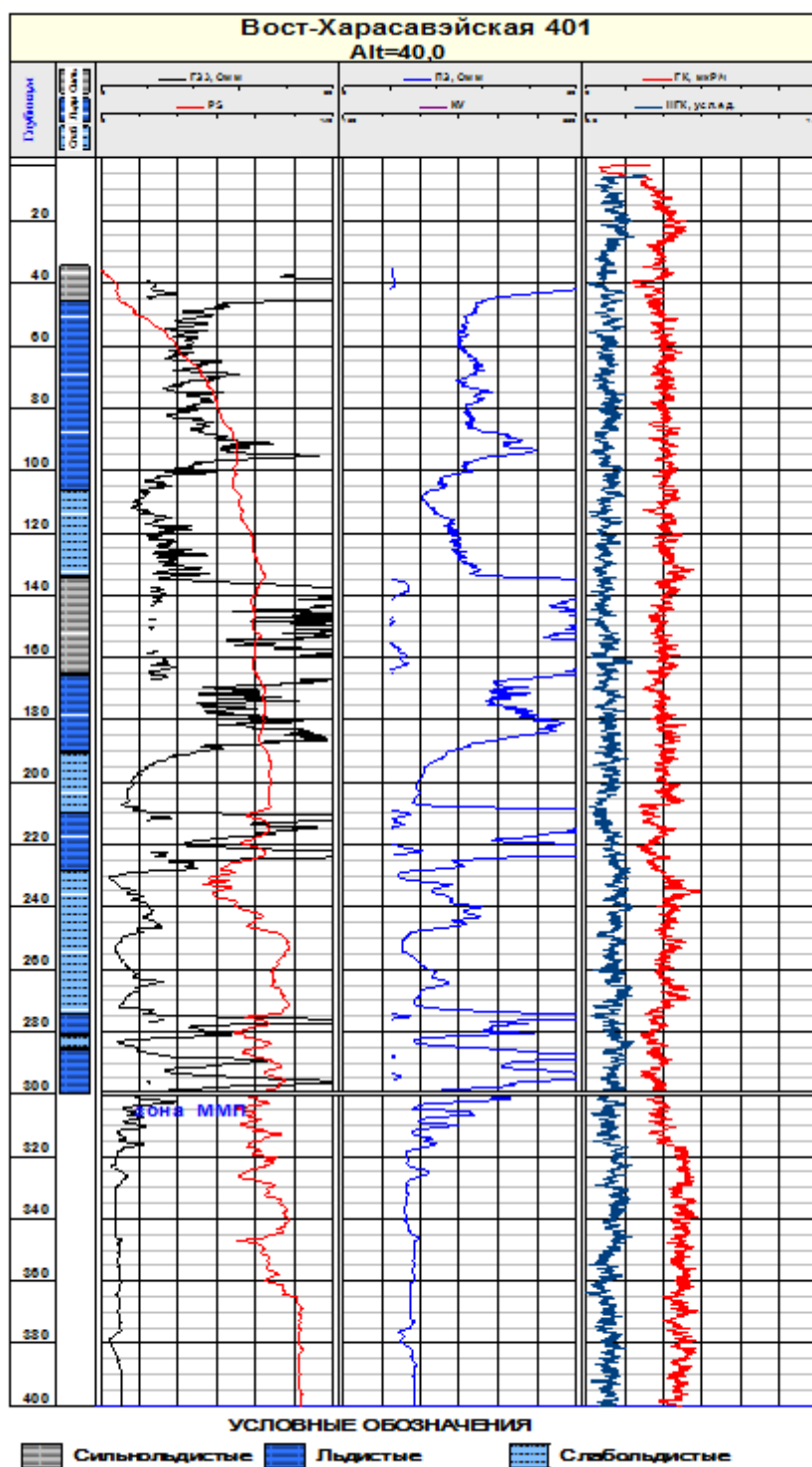


Рис. 2. Результаты интерпретации геофизических исследований скважины 401 Восточно-Харасавэйской площади

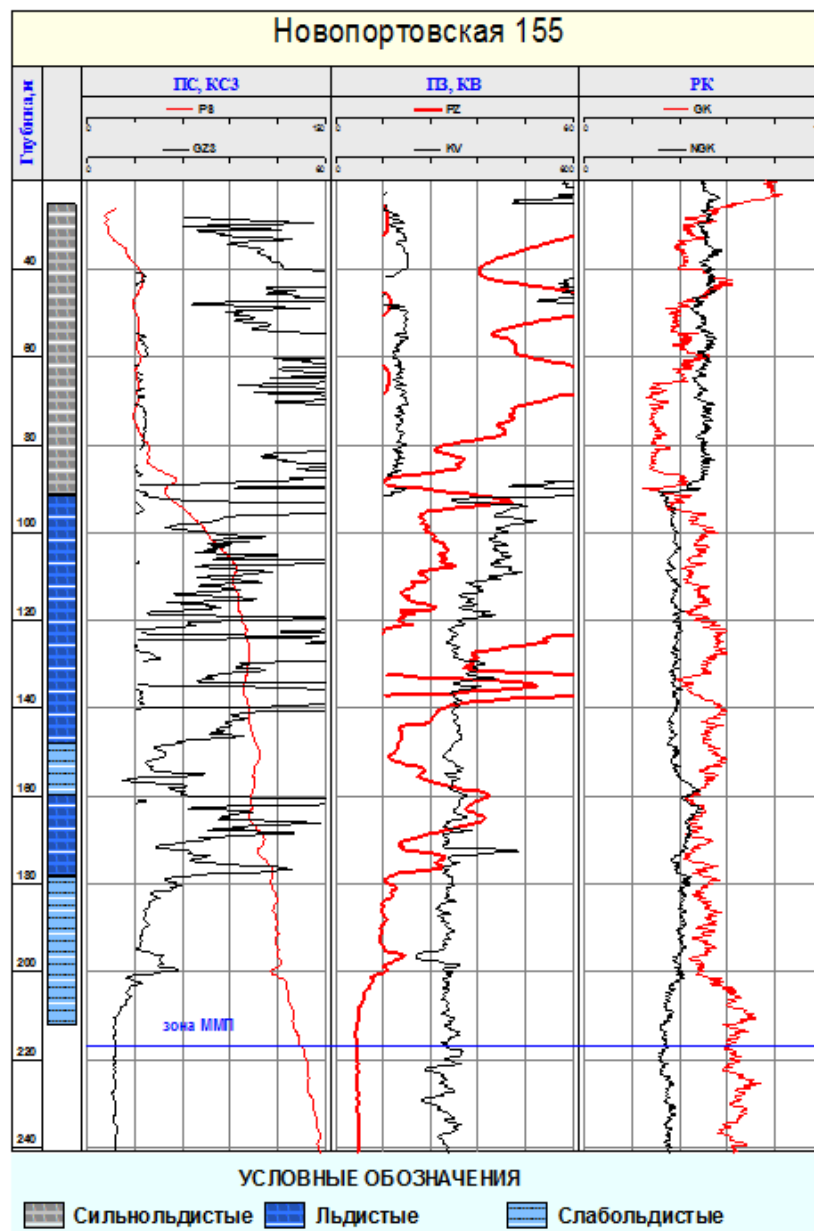


Рис. 3. Результаты интерпретации геофизических исследований скважины 155 Новопортовского месторождения

Результаты

Влияние геокриологической обстановки полуострова Ямал на технологические процессы при бурении скважин способствует необходимости глубокого изучения закономерностей строения и распространения мерзлых пород. В связи с этим изучение льдистости по данным геофизических исследований необходимо для учета определенных сложностей при строи-

тельстве и бурении скважин, для отслеживания опасных интервалов в рассматриваемой зоне, так как оценка льдистости в зоне от подошвы мерзлых пород до устья скважины является важным показателем, который характеризует физическое состояние пород при изменении температуры с глубиной.

Кроме того, фактором осложнений при бурении является газонасыщенность пород в зоне многолетнемерзлого разреза. Изучение газо- и гидратонасыщенных интервалов в криолитозоне связано с предупреждением и ликвидацией газовых выбросов, часто встречающихся при бурении данных интервалов. Известно, что на севере Западной Сибири неоднократно фиксировались газопроявления при бурении поисково-разведочных скважин, приуроченные к интервалам залегания четвертичных отложений. Результаты исследований представлены в таблице 3 на примере ряда скважин полуострова Ямал.

Процентное соотношение льдистости определялось в зоне мерзлых пород. Выполненный анализ на примере скважин полуострова Ямал показал, что в разрезе преобладают льдистые породы с содержанием льда 25–50 % (с содержанием незамерзшей воды).

На рисунках 1–3 показан пример расчленения пород по степени их льдистости. В скважине 1 Каменномысской площади газоопасный интервал отмечается в сильнольдистых породах в интервале 0–100 метров (см. рис. 1), в скважине 155 Новопортовского месторождения в интервале 0–90 метров (см. рис. 3).

Таблица 3

Изменение льдистости в скважинах многолетнемерзлого разреза

Месторождение	Кол-во скв.	Сильнольдистые породы (льда > 50 %), % содер.	Льдистые породы (льда 25–50 %), % содер.	Слабольшедистые породы (льда < 25 %, с большим содержанием глинистого материала), % содер.
Арктическое	3	23,8	47,1	29,1
Бованенковское	6	29,3	46,8	23,9
Восточно-Харасавэйское	3	17,4	44,7	37,9
Западно-Тамбейское	4	28,0	45,2	26,8
Каменномысское	3	38,1	35,4	26,5
Малоямальское	2	29,2	44,9	25,9
Малыгинское	5	21,7	55,5	22,8
Новопортовское	8	33,0	41,9	25,1
Северо-Тамбейское	4	29,6	45,1	25,3
Среднеямальское	3	46,3	34,6	19,1
Хамбате́йское	8	35,2	39,1	25,7
Харасавэйское	6	30,6	40,7	28,7

Расчленение разреза по льдистости дает возможность оценить степень опасности, связанной с геокриологическим строением разреза скважин полуострова Ямал. Причем повышенная газоопасность при бурении скважин связана с сильнольдистыми породами, которые выделяются в верхней части разреза.

Выводы

1. Комплекс промыслово-геофизических исследований в скважинах, вскрывших многолетнемерзлые породы, проведен в ограниченном объеме.
2. При интерпретации геофизических материалов определены интервалы различных механических и физических свойств, выявлена подошва ММП.
3. Указанные методы решают только часть общей задачи изучения многолетнемерзлых пород.
4. Проведена попытка расчленить зону ММП в скважинах полуострова Ямал по ее физическим и механическим свойствам на твердомерзлые (сильнольдистые породы, с содержанием льда более 50 %), породы с содержанием льда 25–50 % (льдистые породы, с содержанием незамерзшей воды), породы с содержанием льда менее 25 % (слабольдистые, с большим содержанием глинистого материала).
5. Представлена методическая основа выделения основных типов мерзлотного состояния.

Список источников

1. Коваленко, В. Е. Геофизические работы в скважинах : учебник / В. Е. Коваленко. – Москва : Недра, 1992. – 223 с. – Текст : непосредственный.
2. Сковородников, И. Г. Геофизические исследования скважин : курс лекций / И. Г. Сковородников. – Екатеринбург : УГГА, 2003. – 294 с. – Текст : непосредственный.
3. Дахнов, В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин : учебник / В. Н. Дахнов. – 2-е изд., перераб. – Москва : Недра, 1982. – 448 с. – Текст : непосредственный.
4. Геофизические исследования скважин : учебник для вузов / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Р. А. Резванов, А. Н. Африкян. – Москва : РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. – 400 с. – Текст : непосредственный.
5. Дьяконов, Д. И. Общий курс геофизических исследований скважин : учебник / Д. И. Дьяконов, Е. И. Леонтьев, Г. С. Кузнецов. – 2-е изд., перераб. – Москва : Недра, 1984. – 432 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Kovalenko, V. E. (1992). Geofizicheskie raboty v skvazhinakh. Moscow, Nedra Publ., 223 p. (In Russian).
2. Skovorodnikov, I. G. (2003). Geofizicheskie issledovaniya skvazhin. Ekaterinburg, Ural'skaya gorno-geologicheskaya akademiya Publ., 294 p. (In Russian).

3. Dakhnov, V. N. (1982). Interpretatsiya rezul'tatov geofizicheskikh issledovaniy razrezov skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 448 p. (In Russian).
4. Dobrynin, V. M., Vendel'shteyn, B. Yu., Rezvanov, R. A., & Afrikyan, A. N. (2004). Geofizicheskie issledovaniya skvazhin. Moscow, Gubkin University Publ., 400 p. (In Russian).
5. D'yakonov, D. I., Leont'ev, E. I., & Kuznetsov, G. S. (1984). Obshchiy kurs geofizicheskikh issledovaniy skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 432 p.

Информация об авторе / Information about the author

<p>Шишканова Людмила Викторовна, старший преподаватель кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, shishkanovalv@tyuiu.ru</p>	<p>Ludmila V. Shishkanova, Senior Lecturer at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, shishkanovalv@tyuiu.ru</p>
---	--

Статья поступила в редакцию 23.08.2023; одобрена после рецензирования 14.09.2023; принята к публикации 18.09.2023.

The article was submitted 23.08.2023; approved after reviewing 14.09.2023; accepted for publication 18.09.2023.

**Si-Cu контактная масса для катализа в производстве покрытий
для нефтегазопроводов**

**А. С. Жилин^{1*}, О. И. Ребрин¹, М. А. Малых¹, М. С. Печурин¹,
И. М. Ковенский²**

¹Уральский федеральный университет имени первого Президента России
Б. Н. Ельцина, Екатеринбург, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*a.s.zhilin@urfu.ru

Аннотация. Получены и проанализированы две контактные массы на основе системы кремний-медь: 25%Cu-75%Si и 50%Cu-50%Si для катализа в производстве гидрофобных покрытий. Проведена оптимизация стандартной методики восстановления хлорида меди(I) с целью получения мелкодисперсных частиц меди, обладающих высокой каталитической активностью. Показано, что восстановление возможно непосредственно в контакте с кремнием, полученный средний диаметр частиц меди составляет 5–10 мкм в обеих контактных массах (25%Cu-75%Si и 50%Cu-50%Si). Металлографический анализ показал рыхлую морфологию поверхностей раздела фаз кремний-медь, что необходимо для усиления каталитической активности контактных масс. Локальным химическим анализом методом растровой электронной микроскопии установлено соотношение размера частиц исходных поликристаллов хлорида меди(I) и полученных частиц меди в результате восстановления на кремнии. Глубокое восстановление позволяет получать частицы размером до 5 мкм. Полученные результаты представляют интерес для производства покрытий на основе кремнийорганических соединений, снижающих трение при транспорте углеводородов.

Ключевые слова: медь, кремний, контактная масса, катализ, дисперсность, восстановление, металлография

Для цитирования: Si-Cu контактная масса для катализа в производстве покрытий для нефтегазопроводов / А. С. Жилин, О. И. Ребрин, М. А. Малых [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-5-46-54 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 5. – С. 46–54.

Si-Cu contact mass for catalysis in coatings industry for oil and gas pipes

**Aleksandr S. Zhilin^{1*}, Oleg I. Rebrin¹, Mikhail A. Malykh¹,
Mikhail S. Pechurin¹, Ilya M. Kovenskiy²**

¹Ural Federal University, Ekaterinburg, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*a.s.zhilin@urfu.ru

Abstract. Two contact masses were obtained and analyzed for their catalytic properties in the production of hydrophobic coatings. These masses are based on the silicon-copper system and consist of 25%Cu-75%Si and 50%Cu-50%Si compositions. A standard method of copper(I) chloride reduction was optimized to obtain finely dispersed copper particles with high catalytic activity. It is shown that reduction is possible directly in contact with silicon, the resulting average diameter of copper particles is 5-10 microns in both contact masses (25%Cu-75%Si and 50%Cu-50%Si). A metallographic analysis revealed a loose morphology of the silicon-copper phase interfaces, which is necessary to enhance the catalytic activity of the contact masses. Local chemical analysis by scanning electron microscopy has established the ratio of the particle size of the initial polycrystals of copper chloride(I) and the resulting copper particles as a result of reduction on silicon. The process of deep reduction makes it possible to obtain particles up to 5 microns in size. These results provide useful insights into the formulation of coatings containing organosilicon compounds to reduce friction in hydrocarbon transport.

Keywords: copper, silicon, contact mass, catalysis, dispersion, reduction, metallography

For citation: Zhilin, A. S., Rebrin, O. I., Malykh, M. A., Pechurin, M. S., & Kovenskiy, I. M. (2023). Si-Cu contact mass for catalysis in coatings industry for oil and gas pipes. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 46-54. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-5-46-54

Введение

Кремний-медные контактные массы имеют широкое применение как материалы в катализе нефтехимических производств [1]. В основном модифицирование кремнием каталитических систем проводится с целью создания развитой поверхности, не всегда обладающей каталитической активностью, как правило, сорбционной [2]. Однако в данной работе использование Si-Cu контактной массы предлагается для разработки покрытий на основе кремнийорганических соединений, обладающих одним из самых низких параметров поверхностного натяжения [3], что необходимо для увеличения пропускной способности труб различного диаметра нефтегазовой отрасли за счет снижения потерь сопротивления на трение при эксплуатации нефтегазопроводов.

Решение задачи создания материалов, обладающих минимальным поверхностным натяжением, возможно с активным внедрением кремнийсодержащих функциональных материалов [4]. Для их получения необходима кремний-медная (Si-Cu) контактная масса, представляющая собой механическую смесь мелкодисперсных частиц меди и кремния, в последующем участвующая в получении кремнийорганического субстрата *in situ*. По стандартным технологиям не удастся добиться мелкодисперсного состояния, по этим причинам для каждой контактной массы, легированной медью с малым содержанием — от 5 и вплоть до 50 % по массе, необходимо проводить оптимизацию методики получения мелкодисперсного состояния.

Поиск решений по получению кремний-медных контактных масс представляет актуальную задачу химической технологии нефтехимических производств, позволяющую создавать материалы, в том числе покрытия,

обеспечивающие максимальную пропускную способность изделий (труб различного диаметра и других поверхностей скольжения) при эксплуатации нефтегазопроводов за счет уменьшения потерь сопротивления на трение. Увеличение объемов транспорта углеводородов неразрывно связано с активным внедрением в эксплуатацию труб больших диаметров нефтегазопроводов, что, в свою очередь, требует создания новых технологий и материалов для успешной эксплуатации этих нефтегазопроводов.

Объект и методы исследования

Целью работы являлась разработка методики получения двух контактных масс с разным содержанием меди: 25%Cu-75%Si и 50%Cu-50%Si. Образование мелкодисперсных частиц меди в контакте с кремнием достигалось при непосредственном восстановлении хлорида меди(I) на кремнии. Далее, проводилось смешивание полученного хлорида меди(I) с кремнием и восстановление в токе водорода.

Работы по получению контактных масс, а также металлографический анализ выполнялись на базе Уральского федерального университета имени первого Президента России Б. Н. Ельцина и Тюменского индустриального университета.

Результаты и их обсуждение

За основу для оптимизации синтеза хлорида меди(I) была выбрана методика [5].

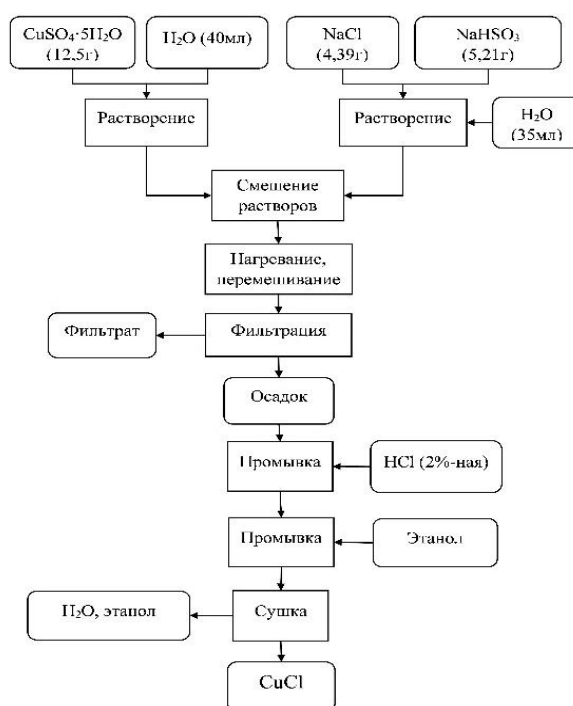


Рис. 1. Технологическая схема получения хлорида меди(I)

На первом этапе были приготовлены два раствора: раствор сульфата меди(II) и раствор хлорида натрия с гидросульфитом натрия в минимальном количестве воды. Смешивание растворов проводилось при интенсивном перемешивании, после раствор выдерживали при перемешивании до появления голубого цвета. Полученный осадок отфильтровывали и промывали этиловым спиртом с последующей сушкой. Полученный хлорид меди(I) использовали далее для получения механической смеси с кремнием. Технологическая схема получения приведена на рисунке 1.

Свежеполученный хлорид меди(I) в порошке кремния восстанавливали в токе водорода. Процесс восстановления состоял из нескольких этапов: 1) свежесоздаденный хлорид меди(I) смешивали с мелкодисперсным порошком кремния в фарфоровых чашках; 2) полученную смесь порошков разных составов засыпали в капилляры и нагревали; 3) капилляры соединялись с аппаратом Киппа, в котором по стандартной методике создавался ток водорода за счет реакции металлического цинка с соляной кислотой (рис. 2).

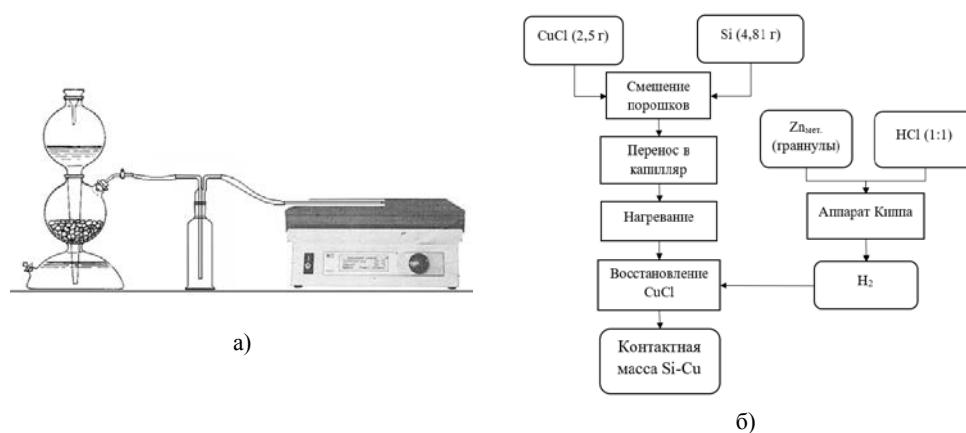


Рис. 2. **Восстановление контактной смеси в капилляре:**
 а) общий вид установки; б) технологическая схема восстановления

Множество мелких частиц границ раздела фаз хлорида меди(I)/меди/кремния образуют развитую рыхлую поверхность (рис. 3 а, б), что положительно влияет на каталитические свойства контактной массы. Преимущественно поликристаллический характер частиц преобладает над аморфной составляющей фаз. Используемый для получения контактных масс хлорид меди(I) при последующем восстановлении не изменяет поликристаллическую морфологию фаз. По данным металлографии частицы меди находятся непосредственно в контакте с кремнием и равномерно распределены во всем объеме. Однородность смеси не требует гомогенизации с целью выравнивания химического состава.

На рисунке 3 в, г приведены изображения растровой электронной микроскопии для оценки локального химического состава и размера частиц: рис. 3 в: $\omega(\text{Cu}) = 12,26 \text{ \% масс.}$; $\omega(\text{Si}) = 82,19 \text{ \% масс.}$; $\omega(\text{Cl}) = 4,56 \text{ \% масс.}$;

рис. 3 г: $\omega(\text{Cu}) = 34,3 \text{ \% масс.}$; $\omega(\text{Si}) = 57,7 \text{ \% масс.}$; $\omega(\text{Cl}) = 12 \text{ \% масс.}$. Размер частиц меди варьируется в диапазоне 5–10 мкм, что доказывает возможность получения мелкодисперсных частиц каталитически активной меди диаметром 5 мкм. Исходный размер частиц хлорида меди(I) до восстановления составлял в среднем 10 мкм, размер частиц кремния в диапазоне 10–40 мкм.

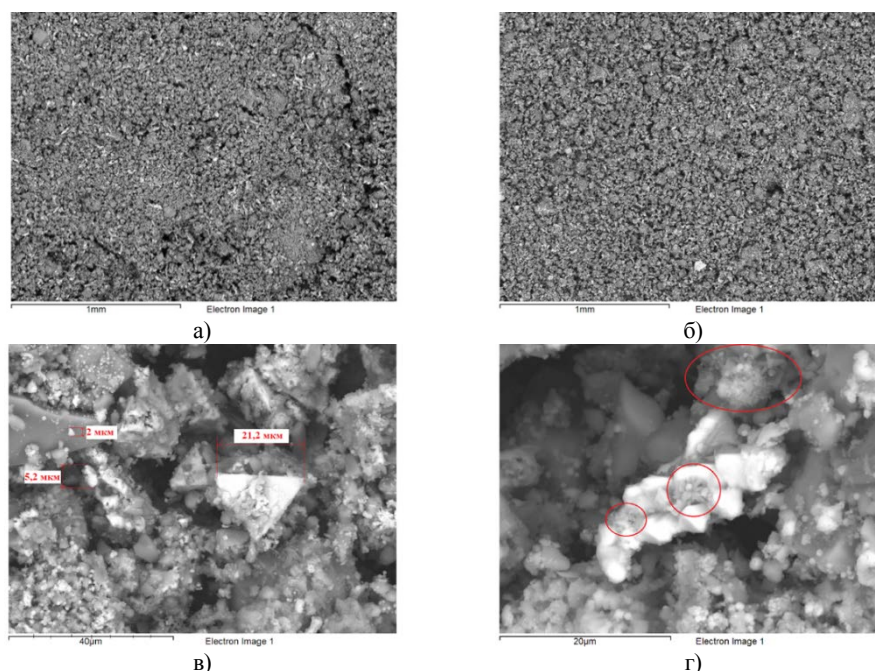


Рис. 3. Морфология структурных составляющих:
а) контактная масса 25%Cu-75%Si; б) контактная масса 50%Cu-50%Si;
в) хлорид меди(I)/медь/кремний; г) исходный хлорид меди(I)

Одним из вопросов последующих исследований является выявление способности к катализу частиц хлорида меди(I). Остаточное содержание хлорида меди(I) не должно препятствовать каталитической активности контактной массы, поскольку частицы меди распределены равномерно в структуре контактных масс, однако если каталитическая активность хлорида меди(I) в смеси с кремнием будет обладать приемлемой каталитической активностью, то восстановление до меди можно будет не проводить.

Особенность полученных контактных масс заключается в том, что, во-первых, восстановление проводилось одновременно в смеси с кремнием, и это гарантировало, что полученные частицы меди сразу становились связанными с поверхностью кремния, при этом размер частиц меди в контакте с кремнием оказался ниже, чем у хлорида меди(I) и инертного к восстановлению кремния. Во-вторых, распределение по объему контактной массы мелкодисперсных частиц меди соответствует гипотезе повышения каталитических свойств за счет равномерного распределения каталитически активных частиц во всем объеме твердой фазы. В-третьих, размер ча-

стиц в 5 мкм позволяет работать с разным количеством вещества, как малым, так и большим, на последующих стадиях получения кремнийорганических соединений. Эффективность превращений при большой загрузке напрямую зависит от площади реагирующих частиц и их распределения в объеме реагирующих фаз, таким образом, чем в более мелкодисперсном состоянии контактирующие частицы, тем выше скорости реакций.

Организация производства покрытий, снижающих трение скольжения, включает следующие производственно-технологические этапы: 1) получение каталитически активных многофазных смесей на основе Cu/Si, необходимых для синтеза кремнийорганических полисилоксанов; 2) получение материала покрытия на основе кремнийорганических производных полисилоксанов; 3) апробация технологии нанесения покрытия на внутреннюю поверхность трубы за счет напыления полученного кремнийорганического материала.

С производственно-технологической стороны можно охарактеризовать получение каталитически активных многофазных смесей на основе Cu/Si как работу участка предприятия, которым может являться в том числе лаборатория. В производственные процессы первого этапа входят подготовка сырья для синтеза каталитически активных смесей, операции восстановления меди(II) до меди(I), контроль качества полученных порошков с использованием металлографического анализа, подготовка полученных реакционных каталитических смесей для следующей стадии получения кремнийорганических покрытий.

Второй этап организации производства включает работу участка или, так же как и в первом случае, работу лаборатории по получению кремнийорганических материалов. В производственные процессы второго этапа входят непосредственно синтез кремнийорганического субстрата, последующая очистка и выделение в виде, допустимом к использованию. В основе технологии получения кремнийорганического субстрата лежат процессы гидролиза галогенидов, кремнийсодержащих соединений в присутствии галогеналканов и алифатических спиртов. Конечной целью является получение производных полисилоксана или полисилоксанов, в структуре которых есть как полярные связи, обусловленные наличием кислорода, так и неполярные участки от алкильных заместителей. Конечный продукт в виде суспензии или жидкой фазы в очищенном состоянии поступает на третий этап производства.

Третий этап производства представляет собой участок по нанесению покрытий на поверхности из стали, обработанные адгезионными покрытиями для лучшего сцепления материалов, снижающих трение скольжения. За основу технологии нанесения предлагается использовать термическое напыление кремнийорганических материалов, как правило, имеющих сравнительно низкие температуры кипения и, как следствие, легко переводимых в газовую фазу, находясь в растворах или суспензиях с пропиленгликолем или другими спиртами, легко испаряющимися при нагревании. Технология термического распыления позволяет создавать мобильные

переносные комплексы для нанесения покрытий, что, в свою очередь, позволяет апробировать технологию на трубах разных диаметров. Стационарный участок третьего этапа производства включает работу с трубами малых диаметров, а также любые лабораторные работы и сопровождение разработки мобильных устройств напыления.

Рост интереса к покрытиям внутренних поверхностей труб нефтегазопроводов, снижающих сопротивление при транспорте углеводородов, то есть при эксплуатации нефтегазопроводов, вызван постоянным увеличением объемов потребления углеводородов всеми отраслями промышленности, в особенности металлургией, машиностроением и приборостроением, как на внутреннем рынке, так и на мировом. Металлургическая промышленность активно разрабатывает и внедряет в эксплуатацию трубы больших диаметров для транспорта углеводородов на большие расстояния в сложных климатических условиях. В этой связи подготовка труб при строительстве нефтегазопроводов является ключевой стадией перед запуском нефтегазопроводов в работу для их успешной последующей эксплуатации. Использование новых материалов и технологий, в особенности совместимых с возможностью как стационарного, так и нестационарного способа обработки внутренних поверхностей труб, позволит сделать транспорт углеводородов в большей степени эффективным за счет минимизации потерь на сопротивление трения скольжения.

Выводы

В результате работы получены две кремний-медные контактные массы с разным содержанием меди: 25%Cu-75%Si и 50%Cu-50%Si. Разработана методика получения мелкодисперсных частиц меди в контакте с кремнием. Металлографический анализ показал рыхлую поверхность поликристаллических структур. Растровой электронной микроскопией установлены следующие размеры частиц: исходный хлорид меди(I) для получения контактных масс имел диаметр частиц 10 мкм, частицы меди находились в распределении от 5 до 10 мкм. Малый размер полученных частиц меди и равномерное распределение в объеме контактной смеси являются структурными особенностями строения полученных контактных масс, что позволяет предложить их использовать в катализе для получения кремнийорганических материалов покрытий поверхностей скольжения, особенно актуальных в транспорте углеводородов при эксплуатации нефтегазопроводов.

Список источников

1. Jones, R. G. Silicon-containing polymers : the science and technology of their synthesis and applications / R. G. Jones, W. Ando, J. Chojnowski. – Springer Science & Business Media, 2013. – URL: <https://doi.org/10.1007/978-94-011-3939-7>. – Text : electronic.

2. Wang, D. Catalytic Systems for the Cross-Linking of Organosilicon Polymers / D. Wang, J. Klein, E. Mejía. – DOI 10.1002/asia.201700304. – Direct text // Chemistry – An Asian Journal. – 2017. – Vol. 12, Issue 11. – P. 1180–1197.
3. Recent Advances in Rochow-Müller Process Research : Driving to Molecular Catalysis and to a More Sustainable Silicone Industry / Y. Zhang, J. Li, H. Liu [et al.]. – DOI 10.1002/cctc.201900385. – Direct text // ChemCatChem. – 2019. – Vol. 11, Issue 12. – P. 2757–2779.
4. Preparation, Properties and Application of Polysiloxane Based on Dynamic Covalent Bonds / H. Su, B. Wang, L. Wang [et al.]. – Direct text // Polymeric Materials Science and Engineering. – 2021. – Vol. 37, Issue 9. – P. 165–174.
5. Карякин, Ю. В. Чистые химические вещества / Ю. В. Карякин, И. И. Ангелов. – 4-е изд., перераб. и доп. – Москва : Химия, 1974. – 408 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Jones, R. G., Ando, W., & Chojnowski, J. (2013). Silicon-containing polymers: the science and technology of their synthesis and applications. Springer Science & Business Media. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1007/978-94-011-3939-7>
2. Wang, D., Klein, J., & Mejía, E. (2017). Catalytic Systems for the Cross-Linking of Organosilicon Polymers. Chemistry - An Asian Journal, 12(11), pp. 1180-1197. (In English). DOI: 10.1002/asia.201700304
3. Zhang, Y., Li, J., Liu, H., Ji, Y., Zhong, Z., & Su., F. (2019). Recent Advances in Rochow-Müller Process Research: Driving to Molecular Catalysis and to a More Sustainable Silicone Industry. ChemCatChem, 11(12), pp. 2757-2779. (In English). DOI: 10.1002/cctc.201900385
4. Su, H., Wang, B., Wang, L., Jing, X., Bian, Ch., & Wang, Sh. (2021). Preparation, Properties and Application of Polysiloxane Based on Dynamic Covalent Bonds. Polymeric Materials Science and Engineering, 37(9), pp. 165-174. (In English).
5. Karyakin, Yu. V., & Angelov, I. I. (1974). Chistye khimicheskie veshchestva. 4th edition, revised and expanded. Moscow, Khimiya Publ., 408 p. (In Russian).

Информация об авторах/Information about the authors

Жилин Александр Сергеевич, кандидат технических наук, доцент кафедры физико-химических методов анализа, Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина, г. Екатеринбург, a.s.zhilin@urfu.ru.

Ребрин Олег Иринархович, доктор химических наук, профессор, заведующий кафедрой физико-химических методов анализа, Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина, г. Екатеринбург

Aleksandr S. Zhilin, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Physical and Chemical Analysis, Ural Federal University, Ekaterinburg, a.s.zhilin@urfu.ru

Oleg I. Rebrin, Doctor of Chemistry, Professor Head of the Department of Physical and Chemical Analysis, Ural Federal University, Ekaterinburg

Малых Михаил Александрович,
студент кафедры редких металлов и
наноматериалов, Уральский федера-
льный университет имени первого
Президента России Б. Н. Ельцина,
г. Екатеринбург

Печурин Михаил Сергеевич,
студент кафедры физико-химических
методов анализа, Уральский федера-
льный университет имени первого
Президента России Б. Н. Ельцина,
г. Екатеринбург

Ковенский Илья Моисеевич,
доктор технических наук, профессор
кафедры материаловедения и
технологии конструкционных ма-
териалов, Тюменский индустриальный
университет, г. Тюмень, ORCID:
<https://orcid.org/0000-0003-3241-8084>

Mikhail A. Malykh, Student at the
Department of Rare Metals and Nano-
materials, Ural Federal University,
Ekaterinburg

Mikhail S. Pechurin, Student at the
Department of Physical and Chemical
Analysis, Ural Federal University,
Ekaterinburg

Ilya M. Kovenskiy, Doctor of En-
gineering, Professor at the Department
of Material Science and Technology of
Structural Materials, Industrial Universi-
ty of Tyumen, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3241-8084>

Статья поступила в редакцию 25.09.2023; одобрена после рецензирования 06.10.2023; принята к публикации 10.10.2023.

The article was submitted 25.09.2023; approved after reviewing 06.10.2023; accepted for publication 10.10.2023.

УДК 53.091, 54-722, 54-724
DOI: 10.31660/0445-0108-2023-5-55-66

Применение ионной и электронной модификации нитридных покрытий для защиты от коррозии при наводороживании

К. К. Кадыржанов¹, А. Л. Козловский^{1,2*}, Д. И. Шлимас¹,
Г. Ж. Молдабаева³

¹Евразийский национальный университет им. Л. Н. Гумилева, Астана, Республика Казахстан

²Атырауский университет им. Х. Досмухамедова, Атырау, Республика Казахстан

³Казахский национальный исследовательский технический университет имени К. И. Сатпаева, Алматы, Республика Казахстан

*Kozlovskiy.a@inp.kz

Аннотация. Одним из способов повышения устойчивости стальных конструкций и нефтепроводов к процессам наводороживания при эксплуатации является нанесение на них тонких слоев в виде нитридных или оксидных покрытий, которые обладают более высокими показателями устойчивости к коррозионным процессам. В работе представлены результаты оценки применения ионной и электронной модификации нитридных покрытий (TiN), нанесенных на нержавеющую сталь, с целью повышения их устойчивости к процессам наводороживания и деструкции при накоплении водорода в приповерхностном слое, вызывающем его охрупчивание и коррозию. В качестве ионов для модификации покрытий были выбраны ионы O^{2+} и N^{2+} с энергией 20 кэВ/заряд, флюенсы облучения составили 10^{13} – 10^{15} ион/см². Для проведения модификации с применением электронов были использованы электроны с энергией 500 кэВ и дозами облучения 100–500 кГр. В результате проведенных экспериментов было установлено, что ионная модификация приводит к формированию в структуре дополнительных дислокационных дефектов, накопление которых приводит к увеличению прочности и устойчивости к растрескиванию. В случае электронного облучения основной эффект модификации заключается в тепловом воздействии, приводящем к повышению стабильности кристаллической структуры, а также ее уплотнению. Анализ эффектов наводороживания и коррозии образцов показал, что ионная модификация с флюенсом 5×10^{13} ион/см² приводит к увеличению стабильности структуры покрытий, а также увеличению потенциалов коррозии.

Ключевые слова: наводороживание, коррозия, деградация, нитридные покрытия, защитные материалы, ионная модификация

Благодарности: Данная работа выполнена в рамках программно-целевого финансирования (программа No. BR18574135) при поддержке Комитета науки Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан.

Для цитирования: Применение ионной и электронной модификации нитридных покрытий для защиты от коррозии при наводороживании / К. К. Кадыржанов, А. Л. Козловский, Д. И. Шлимас, Г. Ж. Молдабаева. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-5-55-66 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 5. – С. 55–66.

Application of ionic and electronic modification of nitride coatings for protection against corrosion during hydrogen feature

Kairat K. Kadyrzhhanov¹, Artem L. Kozlovskiy^{1,2*}, Dmitriy I. Shlimas¹,
Gulnaz Zh. Moldabayeva³

¹L.N. Gumilyov Eurasian National University, Astana, the Republic of Kazakhstan

²Atyrau University named after Kh. Dosmukhamedov, Atyrau, the Republic of Kazakhstan

³Satbayev University, Almaty, the Republic of Kazakhstan

*Kozlovskiy.a@inp.kz

Abstract. Applying nitride or oxide coatings in the form of thin layers is a method that can enhance steel structures and resilience of oil pipelines against flooding and corrosion. Such coatings have excellent corrosion-resistant properties. The article presents the results of an assessment of the use of both ionic and electronic modifications of nitride coatings (TiN) on stainless steel to enhance its resilience against hydrogenation and degradation processes occurring during the hydrogen accumulation in the surface layer. These processes lead to embrittlement and corrosion of steel. O^{2+} and N^{2+} ions with an energy of 20 keV/charge were chosen as ions for modifying the coatings; the irradiation fluences were in the range of 10^{13} - 10^{15} ion/cm². Electrons with an energy of 500 keV and radiation doses from 100 to 500 kGy were utilised to carry out the electron modification process. The experimental results indicate that modifying the ionic content contributes to the creation of more dislocation defects in the structure. This accumulation of defects results in improved strength and resistance to cracking. Through electron irradiation, the thermal effect primarily modifies the crystal structure, enhancing both its stability and densification. An analysis of the effect of hydrogenation and corrosion has demonstrated that ionic modification using a fluence of 5×10^{13} ion/cm² enhances the stability of the coating structure and elevates corrosion potentials.

Keywords: hydrogenation, corrosion, degradation, nitride coatings, protective materials, ionic modification

Acknowledgments: This study was funded under the programme-targeted financing (Programme No. BR18574135) with support from the Committee of Science of the Ministry of Science and Higher Education of the Republic of Kazakhstan.

For citation: Kadyrzhanov, K. K., Kozlovskiy, A. L., Shlimas, D. I., & Moldabayeva, G. Zh. (2023). Application of ionic and electronic modification of nitride coatings for protection against corrosion during hydrogen feature. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 55-66. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-5-55-66

Введение

Процессы наводораживания сопровождаются прямым воздействием на материал, связанным с проникновением водорода в приповерхностный слой стали, образуя в ней деформационные включения в виде газонаполненных пузырьков [1]. Формирование подобных пузырьков в порах может привести к деструктивному охрупчиванию и ускоренной коррозии приповерхностного слоя, что впоследствии может привести к деструкции материалов или формированию областей, вблизи которых происходит накопление парафиновых осадков, что снижает скорость прокачки. При этом формирование коррозионных включений в виде питтингов может привести к разрастанию наростов внутри трубопроводов, что при внешних давлениях может спровоцировать аварии, связанные с разрушением и образованием трещин [2, 3]. В последнее время для повышения стабильности и устойчивости к коррозии, а также высокотемпературным режимам эксплуатации сталей или стальных конструкций предлагается нанесение на них различных типов покрытий,

способных защитить от ускоренной деградации [4]. В основе данных принципов защиты лежит теория о том, что защитные покрытия обладают отличной от основного материала структурой и свойствами, что позволяет снизить негативное влияние коррозионных процессов при снижении скорости проникновения водорода или кислорода в материал стали за счет нанесенного барьерного слоя [5, 6]. Еще одним из способов защиты является создание в приповерхностном слое стальных конструкций барьерного слоя с высокой плотностью дислокаций и структурных искажений, вызванных механическим воздействием (прокаткой) или термомеханическим воздействием (прокаткой при высокой температуре) [7, 8]. В результате чего в приповерхностном слое, который наиболее подвержен внешним воздействиям, создается барьерный слой, состоящий из дислокаций и деформационных включений, высокая плотность которых приводит к торможению распространения микротрещин, а также понижает проникающую способность водорода и кислорода при взаимодействии с агрессивными средами или в процессе эксплуатации. Однако обе эти методики имеют как положительные, так и отрицательные стороны.

С положительной стороны методы защиты от коррозии с использованием нанесения тонких пленок характеризуются как один из наиболее перспективных методов, использование которого, хоть и требует высокоточного и дорогостоящего оборудования, позволяет значительно повысить срок эксплуатации сталей и сплавов. Однако не всегда данные покрытия способны защитить от ускоренной деградации, которая в первую очередь зависит от условий эксплуатации, а также скорости накопления продуктов коррозии при взаимодействии с агрессивными средами. В случае использования методов механической деформации приповерхностного слоя для создания барьерного защитного слоя в сталях и сплавах пересыщение дислокациями может привести к отслаиванию или охрупчиванию данного слоя, что при внешних воздействиях в случае взаимодействия с агрессивной средой может ускорить процессы деструкции и наводораживания.

На основании вышесказанного ключевой идеей данной работы является совмещение двух методов повышения устойчивости сталей и сплавов к процессам наводораживания. В качестве защитных покрытий в работе рассматриваются нитридные покрытия, нанесенные на сталь 316L методом магнетронного напыления, а создание дислокационной плотности в данном покрытии предлагается формировать путем ионной и электронной модификации. В основе данной теории лежит следующее предположение. Модифицированное путем ионного или электронного воздействия нанесенное покрытие будет обладать повышенной устойчивостью к деструктивному изменению структурных и прочностных свойств при наводораживании структуры [9, 10], а также существенно снижать скорость коррозии не только покрытий, но и стали.

Объект и методы исследования

В качестве объектов исследования были выбраны нитридные покрытия на основе нитрида титана (TiN), полученные методом магнетронного напыления на поверхность стали 316L. С применением метода эллипсометрии, а также с использованием полученных снимков боковых сколов была определена толщина наносимых покрытий, которая составила порядка 500 ± 10 нм.

Модификация полученных защитных покрытий проводилась путем облучения тяжелыми ионами O^{2+} и N^{2+} с энергией 20 кэВ/заряд на ускорителе тяжелых ионов ДЦ-60 (Институт ядерной физики, г. Алматы, Республика Казахстан). Флюенс ионов составлял от 10^{13} до 10^{15} ион/см², выбор которого обусловлен возможностями моделирования радиационных повреждений с эффектом их перекрытия (а в случае флюенсов выше 10^{14} ион/см² глубокого перекрытия) в приповерхностном слое на глубине порядка 400–500 нм, что соответствует толщине наносимых покрытий.

Для модификации с применением электронов был задействован линейный ускоритель ИЛУ-10 (Институт ядерной физики, г. Алматы, Республика Казахстан). Облучение было произведено электронным пучком с энергией электронов 500 кэВ и дозами от 100 до 500 кГр. Подбор условий модификации был осуществлен с учетом возможности максимальной передачи энергии налетающих частиц в нанесенном покрытии с целью внесения в него структурных изменений.

Определение прочностных характеристик (твердости образцов) проводилось с применением метода индентирования, реализованном на микротвердомере Duroline M1 (Metkon, г. Бурса, Турция). В качестве индентера использовалась алмазная пирамида Виккерса, нагрузка на индентер составляла 100 Н. Время измерения составляло 15 с, после нагрузки измерялся отпечаток индентера, на основе которого определялась величина твердости. Упрочнение было оценено путем сравнения данных изменения твердости покрытия до и после ионной и электронной модификации.

Постановка эксперимента

Наводораживание приповерхностного слоя исследуемых образцов осуществлялось электрохимической зарядкой (плотность тока 20 мА/см²) в водном растворе 3 % гидроксида натрия и 3 г/л CH_4N_2S при температуре 80 °С в течение 24 часов. Оценку влияния наводораживания на изменение прочностных характеристик и устойчивость к набуханию проводили методом оценки степени изменения структурных параметров, основанном на изменении объема кристаллической решетки, измеренной до и после наводораживания образцов.

Испытания на сохранение стабильности к коррозии были проведены путем измерения коррозионного потенциала, а также определения зависимости коррозионного потенциала от тока коррозии. Для проведения экспериментов использовался стандартный раствор 0,1 М раствора серной

кислоты (H_2SO_4). Измерения проводились с использованием трехэлектродной ячейки, в которой образец использовался в качестве рабочего электрода, в качестве противоиэлектрода использовался платиновый электрод и хлор-серебряный электрод использовался в качестве электрода сравнения.

Результаты и обсуждение

На рисунке 1 представлены данные изменения твердости нитридных покрытий до и после проведения ионной и электронной модификации, отражающей влияние модификации на прочностные характеристики покрытий.

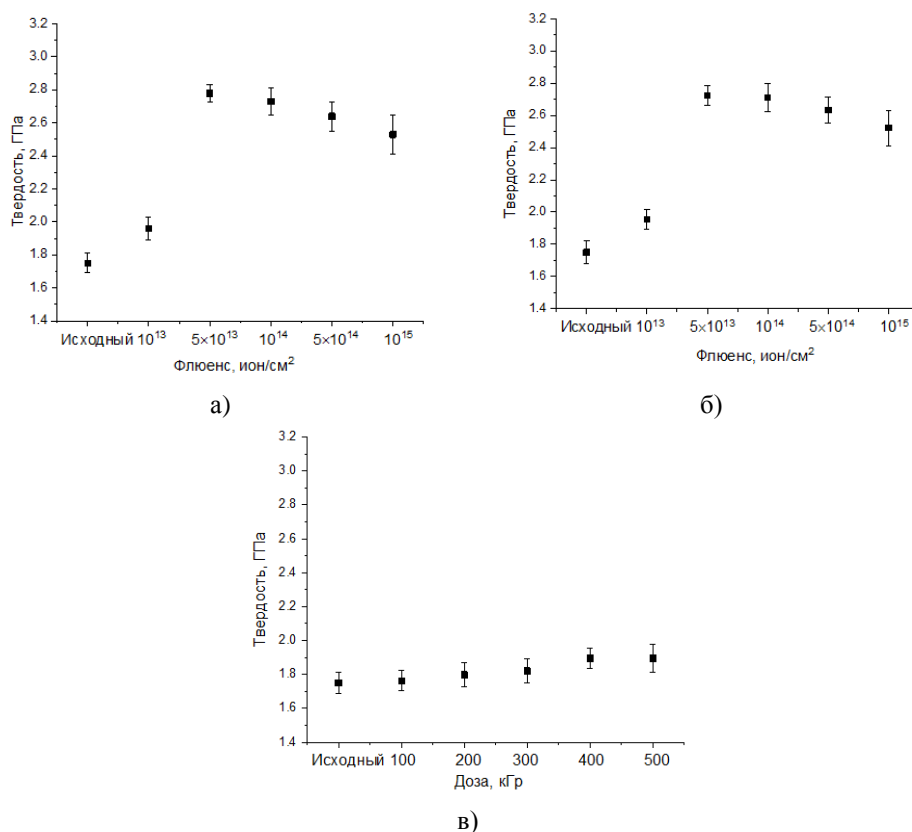


Рис. 1. Данные изменения значений твердости до и после ионной (а — при облучении ионами O^{2+} , б — при облучении ионами N^{2+}) и электронной модификации (в)

Согласно данным, представленным на рисунке 1 а, б, в случае ионной модификации наблюдается два характерных участка, свидетельствующих о различном влиянии облучения на изменение прочностных характеристик.

Первый участок характеризуется изменениями твердости, связанными с ее упрочнением, то есть увеличением твердости в зависимости от увеличения флюенса облучения. В этом случае упрочнение обусловлено накоплением структурных изменений, при которых увеличение дислокационной плотности приводит к упрочнению за счет создания дополнительных граничных

эффектов, препятствующих распространению микротрещин при внешнем воздействии. При этом максимальное упрочнение (то есть увеличение значений твердости) для обоих типов ионного облучения наблюдается при флюенсах облучения 5×10^{13} ион/см². При дальнейшем увеличении флюенса облучения твердость образцов снижается, однако снижение составляет не более 3–10 % в сравнении с максимальной величиной (рис. 2).

В случае облучения электронами с энергией 500 кэВ изменение твердости с увеличением дозы облучения незначительно, что объясняется природой взаимодействия электронов с материалом, а также малыми размерами самих электронов, неспособных привести к серьезным структурным изменениям. Согласно данным изменения упрочнения покрытий, при облучении электронами при дозах выше 400 кэВ наблюдается уменьшение тренда роста упрочнения, что свидетельствует об эффекте насыщения структурных изменений, вызванных облучением электронами. При этом максимальное упрочнение в случае электронного облучения составляет порядка 8 %, в то время как при ионной модификации максимальное упрочнение составляет порядка 55–58 %, что более чем в 5 раз выше. При этом в отличие от электронного облучения при увеличении флюенса облучения тяжелыми ионами выше 10^{14} ион/см² наблюдается снижение твердости относительно максимального значения, достигнутого при флюенсе облучения 5×10^{13} ион/см² (см. рис. 2).

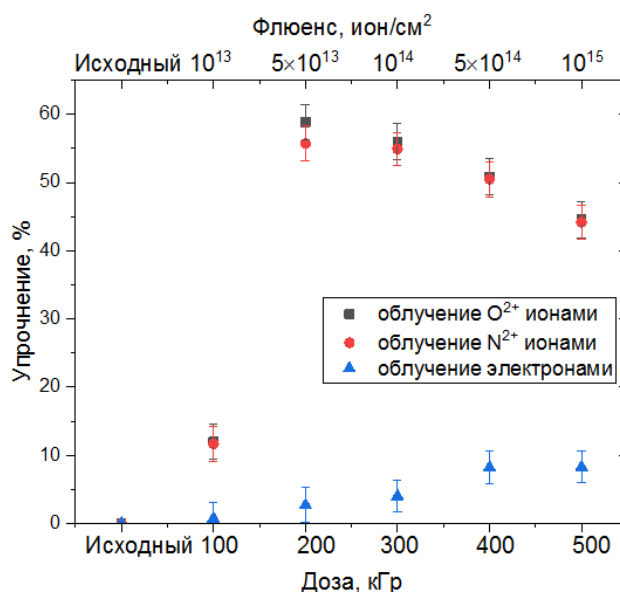


Рис. 2. Данные упрочнения нитридных покрытий в результате облучения ионами и электронами

Снижение твердости при высокодозном облучении может быть объяснено следующими факторами. Во-первых, при облучении тяжелыми ионами (в особенности низкоэнергетическими) основные механизмы взаимодействия ионов с материалом, в частности с электронными оболочками

и ядрами, происходят равновероятно, что приводит к возникновению эффектов перераспределения электронной плотности, а также смещению атомов из позиций. Перераспределение электронной плотности, в свою очередь, сопровождается возникновением вакансионных дефектов, а также искажением кристаллической структуры, что при определенных условиях воздействия в силу эффекта накопления приводит к изменению размеров зерен, и как следствие, увеличению дислокационной плотности (при условии, что размеры зерен уменьшаются). Выбивание же атомов из узлов кристаллической решетки или их смещение приводит к резкому увеличению деформационных искажений, что, в свою очередь, сопровождается возникновением в структуре областей разупорядочения, способных привести к аморфизации. В этой связи увеличение флюенса облучения приводит к тому, что два эффекта (изменение дислокационной плотности и деформационное искажение, приводящее к аморфизации), связанные с взаимодействием ионов с кристаллической структурой, начинают конкурировать друг с другом, что приводит к снижению прочностных характеристик при большой концентрации дефектных включений. В этом случае также с негативной точки зрения может играть и большая концентрация дислокаций, пересыщение которыми может привести к резкому ухудшению прочностных свойств и растрескиванию при внешних воздействиях. Также при высокодозном облучении следует учитывать фактор деформационного объемного искажения структуры, связанного с выдавливанием на поверхность деформированного объема, что, в свою очередь, может привести к образованию хиллоподобных включений на поверхности, наличие которых может привести к созданию дополнительных активационных центров для коррозии и накопления парафиновых отложений. В этой связи следует учитывать данный фактор изменения морфологии поверхности покрытий при ионной модификации.

На рисунке 3 представлены результаты изменения величины объемного наводораживания кристаллической решетки в результате проведенных экспериментов по наводораживанию.

Как видно из представленных данных, нанесение TiN покрытия на поверхность стало приводить к снижению степени наводораживания почти в 2 раза, что свидетельствует об увеличении устойчивости к деградации при накоплении водорода в приповерхностном слое. В этом случае нанесение покрытия приводит к снижению скорости проникновения водорода в структуру материала, а также снижает его способность к агломерации. Для образцов, облученных ионами O^{2+} и N^{2+} , увеличение флюенса облучения приводит к снижению величины объемного распухания кристаллической решетки до 1,5–1,6 %, что более чем в 2,5 раза меньше аналогичной величины для немодифицированных покрытий, а также более чем в 7 раз ниже величины распухания для стали 316L. При этом наиболее эффективным способом модификации является ионное облучение O^{2+} и N^{2+} с флюенсом 5×10^{13} ион/см², при котором наблюдается наименьшее значение величины объемного распухания.

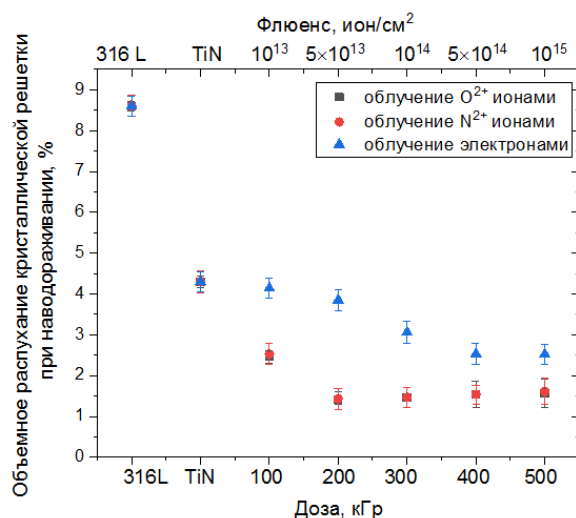


Рис. 3. Результаты изменения величины объемного распухания кристаллической решетки при наводораживании исследуемых образцов

В случае электронной модификации снижение величины распухания наиболее проявляется при дозах 400–500 кГр, а сама величина распухания сравнима с величинами распухания, полученными для образцов, модифицированных ионами O²⁺ и N²⁺ с флюенсом 10¹³ ион/см². Таким образом, из полученных данных можно сделать вывод о том, что использование электронной модификации наиболее эффективно при дозах 400–500 кГр, в то время как при облучении ионами O²⁺ и N²⁺ наиболее эффективными являются флюенсы 5 × 10¹³ ион/см².

На рисунке 4 представлены результаты разупрочнения в результате наводораживания нитридных покрытий.

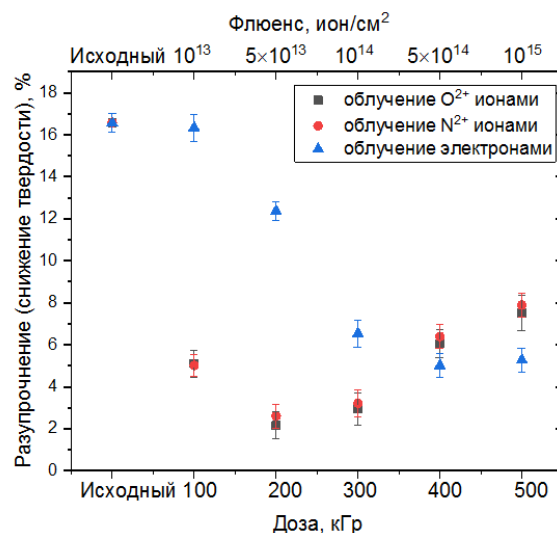


Рис. 4. Результаты разупрочнения покрытий при наводораживании

Анализ результатов изменения величины твердости после процессов наводораживания свидетельствует о том, что ионная модификация приводит к существенному увеличению устойчивости к деградации, вызванной процессами наводораживания, что, в свою очередь, свидетельствует о позитивном влиянии ионной модификации, связанной с созданием в приповерхностном слое дислокационного упрочнения.

В случае электронного облучения основной эффект упрочнения проявляется при дозах 400–500 кГр, применение которых позволяет сохранить высокую стабильность прочностных свойств покрытий (порядка 95 % от начальных значений).

На рисунке 5 представлены результаты оценки изменения коррозионного потенциала в сравнении с данными для стали и модифицированными образцами.

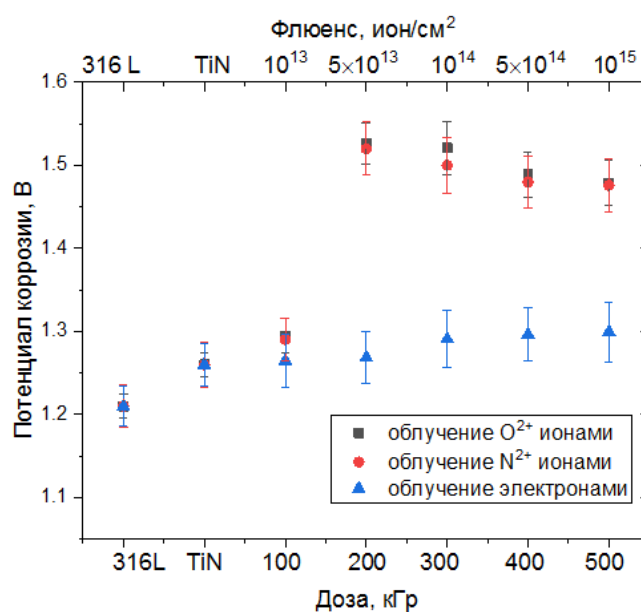


Рис. 5. Результаты оценки величины потенциала коррозии в ходе коррозионных испытаний

Анализ изменения данных коррозионного потенциала показал, что при ионной модификации наблюдается увеличение величины коррозионного потенциала, что свидетельствует о повышении сопротивляемости к деградации при воздействии агрессивных сред. При этом в отличие от нанесенных покрытий, для которых увеличение величины коррозионного потенциала составило не более 4 % в сравнении с величиной для стали 316L, ионная модификация при флюенсах выше 10¹³ ион/см² приводит к увеличению коррозионного потенциала более чем на 20 %. Такие изменения характерны для снижения скорости деградации и окисления, а также разупрочнения образцов.

Выводы

В ходе проведенных экспериментальных работ было установлено положительное влияние ионной и электронной модификации не только на изменение прочностных характеристик нанесенных TiN покрытий, но и увеличение устойчивости к наводораживанию и распуханию. При этом облучение тяжелыми ионами O^{2+} и N^{2+} с флюенсом 5×10^{13} ион/см² приводит к достижению максимальной эффективности в упрочнении нитридных покрытий, связанной с изменением дислокационной плотности и структурными изменениями. В случае электронного облучения с дозами 400–500 кГр упрочнение составляет порядка 8 %, однако устойчивость к распуханию в случае модифицированных покрытий сравнима с данными для модифицированных покрытий в случае облучения тяжелыми ионами с флюенсами 10^{13} ион/см².

Список источников

1. Ionomer Optimization for Water Uptake and Swelling in Anion Exchange Membrane Electrolyzer : Oxygen Evolution Electrode / G. Huang, M. Mandal, N. U. Hassan [et al.]. – Text : electronic // Journal of The Electrochemical Society. – 2020. – Vol. 167, Issue 16. – URL: <https://doi.org/10.1149/1945-7111/abcde3>.
2. Synergistic effects of helium and hydrogen on self-ion-induced swelling of austenitic 18Cr10NiTi stainless steel / O. V. Borodin, V. V. Bryk, A. S. Kalchenko [et al.]. – DOI 10.1016/j.jnucmat.2013.05.022. – Direct text // Journal of Nuclear Materials. – 2013. – Vol. 442, Issue 1–3. – P. S817–S820.
3. Swelling measurement during sorption and decompression in a NBR exposed to high-pressure hydrogen / S. Castagnet, H. Ono, G. Benoit [et al.]. – DOI 10.1016/J.IJHYDENE.2017.06.138. – Direct text // International Journal of Hydrogen Energy. – 2017. – Vol. 42, Issue 30. – P. 19359–19366.
4. Mechanical characterization of reactively magnetron-sputtered TiN films / F. Vaz, P. Machado, L. Rebouta [et al.]. – Direct text // Surface and Coatings Technology. – 2003. – Vol. 174. – P. 375–382.
5. Investigation of fracture properties of magnetron-sputtered TiN films by means of a FIB-based cantilever bending technique / S. Massl, W. Thomma, J. Keckes, R. Pippan. – DOI 10.1016/j.actamat.2008.12.018. – Direct text // Acta materialia. – 2009. – Vol. 57, Issue. 6. – P. 1768–1776.
6. Influence of particle and energy flux on stress and texture development in magnetron sputtered TiN films / G. Abadias, W. P. Leroy, S. Mahieu, D. Depla. – Text : electronic // Journal of Physics D : Applied Physics. – 2012. – Vol. 46, Issue 5. – URL: <https://doi.org/10.1088/0022-3727/46/5/055301>.
7. Influence of Friction Stir Processing on the Friction, Wear and Corrosion Mechanisms of Solid-State Additively Manufactured 316L Duplex Stainless Steel / A. Ralls, M. Daroonparvar, A. K. Kasar [et al.]. – Text : electronic // Tribology International. – 2023. – Vol. 178. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.triboint.2022.108033>.
8. Ralls, A. M. Friction Stir Processing on the Tribological, Corrosion, and Erosion Properties of Steel : A Review / A. M. Ralls, A. K. Kasar, P. L. Menezes. – DOI 10.3390/jmmp5030097. – Direct text // Journal of Manufacturing and Materials Processing. – 2021. – Vol. 5, Issue 3. – P. 97–103.

9. The role of electronic energy loss in ion beam modification of materials / W. J. Weber, D. M. Duffy, L. Thomé, Y. Zhang. – Text : electronic // *Current Opinion in Solid State and Materials Science*. – 2015. – Vol. 19, Issue 1. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.cossms.2014.09.003>.

10. Steel thermal sprayed coatings : superficial hardening by Nitrogen ion implantation / M. Belotserkovsky, A. Yelistratov, A. Byeli, V. Kukareko. – Direct text // *Welding journal*. – 2009. – Vol. 88, Issue 12. – P. 243–248.

References

1. Huang, G., Mandal, M., Hassan, N. U., Groenhout, K., Dobbs, A., Mustain, W. E., & Kohl, P. A. (2020). Ionomer Optimization for Water Uptake and Swelling in Anion Exchange Membrane Electrolyzer: Oxygen Evolution Electrode. *Journal of the Electrochemical Society*, 167(16). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1149/1945-7111/abcde3>

2. Borodin, O. V., Bryk, V. V., Kalchenko, A. S., Melnichenko, V. V., Voyevodin, V. N., & Garner, F. A. (2013). Synergistic effects of helium and hydrogen on self-ion-induced swelling of austenitic 18Cr10NiTi stainless steel. *Journal of Nuclear Materials*, 442(1-3), pp. S817-S820. (In English). DOI: 10.1016/j.jnucmat.2013.05.022

3. Castagnet, S., Ono, H., Benoit, G., Fujiwara, H., & Nishimura, S. (2017). Swelling measurement during sorption and decompression in a NBR exposed to high-pressure hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(30), pp. 19359-19366. (In English). DOI: 10.1016/J.IJHYDENE.2017.06.138

4. Vaz, F., Machado, P., Rebouta, L., Cerqueira, P., Goudeau, P., Riviere, J. P., & De Rijk, J. (2003). Mechanical characterization of reactively magnetron-sputtered TiN films. *Surface and Coatings Technology*, 174, pp. 375-382. (In English).

5. Massl, S., Thomma, W., Keckes, J., & Pippan, R. (2009). Investigation of fracture properties of magnetron-sputtered TiN films by means of a FIB-based cantilever bending technique. *Acta materialia*, 57(6), pp. 1768-1776. (In English). DOI: 10.1016/j.actamat.2008.12.018

6. Abadias, G., Leroy, W. P., Mahieu, S., & Depla, D. (2012). Influence of particle and energy flux on stress and texture development in magnetron sputtered TiN films. *Journal of Physics D: Applied Physics*, 46(5). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1088/0022-3727/46/5/055301>

7. Ralls, A., Daroonparvar, M., Kasar, A. K., Misra, M., & Menezes, P. L. (2022). Influence of Friction Stir Processing on the Friction, Wear and Corrosion Mechanisms of Solid-State Additively Manufactured 316L Duplex Stainless Steel. *Tribology International*, 178. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.triboint.2022.108033>

8. Ralls, A. M., Kasar, A. K., & Menezes, P. L. (2021). Friction Stir Processing on the Tribological, Corrosion, and Erosion Properties of Steel: A Review. *Journal of Manufacturing and Materials Processing*, 5(3), pp. 97-103. (In English). DOI: 10.3390/jmmp5030097

9. Weber, W. J., Duffy, D. M., Thomé, L., & Zhang, Y. (2015). The role of electronic energy loss in ion beam modification of materials. *Current Opinion in Solid State and Materials Science*, 19(1). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.cossms.2014.09.003>

10. Belotserkovsky, M., Yelistratov, A., Byeli, A., & Kukareko, V. (2009). Steel thermal sprayed coatings: superficial hardening by Nitrogen ion implantation. *Welding journal*, 88(12), pp. 243-248. (In English).

Информация об авторах / Information about the authors

Кадыржанов Кайрат Камалович, доктор физико-математических наук, профессор, Евразийский национальный университет им. Л. Н. Гумилева, г. Астана, Республика Казахстан

Kairat K. Kadyrzhanov, Doctor of Physics and Mathematics, Professor, L.N. Gumilyov Eurasian National University, Astana, the Republic of Kazakhstan

Козловский Артем Леонидович, PhD, преподаватель-исследователь, Евразийский национальный университет им. Л. Н. Гумилева, г. Астана, Атырауский университет им. Х. Досмухамедова, г. Атырау, Республика Казахстан, Kozlovskiy.a@inp.kz

Artem L. Kozlovskiy, PhD, Teacher-Researcher, L.N. Gumilyov Eurasian National University, Astana, Atyrau University named after Kh. Dosmukhamedov, Atyrau, the Republic of Kazakhstan

Шлимас Дмитрий Игоревич, PhD, преподаватель-исследователь, Евразийский национальный университет им. Л. Н. Гумилева, г. Астана, Республика Казахстан

Dmitriy I. Shlimas, PhD, Teacher-Researcher, L.N. Gumilyov Eurasian National University, Astana, the Republic of Kazakhstan

Молдабаева Гульназ Жаксылыковна, доктор технических наук, профессор кафедры нефтяной инженерии, Казахский национальный исследовательский технический университет имени К. И. Сатпаева, г. Алматы, Республика Казахстан

Gulnaz Zh. Moldabayeva, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Petroleum Engineering, Satbayev University, Almaty, the Republic of Kazakhstan

Статья поступила в редакцию 29.09.2023; одобрена после рецензирования 09.10.2023; принята к публикации 11.10.2023.

The article was submitted 29.09.2023; approved after reviewing 09.10.2023; accepted for publication 11.10.2023.

Оценка динамики пластового давления и дренируемых запасов газа по данным исследований скважин эксплуатационного фонда

Е. Е. Левитина*, Е. И. Инякина, Н. М. Паклинов

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*levitinaee@tyuiu.ru

Аннотация. При разработке газовых месторождений пластовое давление может быть использовано как для оценки запасов газа методом материального баланса, так и для последующего расчета дренируемых запасов, что в совокупности позволяет судить об эффективности системы разработки. Предлагается методика определения дренируемых запасов в скважинах с отсутствием замеров пластового давления. Данная методика может быть применена в случае, если ввод фонда скважин в эксплуатацию производится одновременно или в течение короткого промежутка времени. На основании численного моделирования и анализа данных разработки месторождений были сделаны выводы о том, что величина дренируемых запасов в наибольшей степени контролируется текущим дебитом скважин, гидродинамическими параметрами продуктивного пласта, а также интерференцией близлежащих скважин. Применение данной методики позволит улучшить понимание текущих процессов, происходящих в пласте, уточнить оценку энергетики залежи и величину начальных запасов газа, а также создает дополнительный источник информации для своевременного и более точного принятия решений по разработке месторождений.

Ключевые слова: газ, запасы, зона дренирования, пластовое давление, исследования скважин

Благодарности: Статья 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» (№ FEWN-2020-0013, 2020–2023 гг.).

Для цитирования: Левитина, Е. Е. Оценка динамики пластового давления и дренируемых запасов газа по данным исследований скважин эксплуатационного фонда / Е. Е. Левитина, Е. И. Инякина, Н. М. Паклинов. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-5-67-76 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 5. – С. 67–76.

An estimation of reservoir pressure dynamics and recoverable gas reserves based on the data of production well surveys

Ekaterina E. Levitina*, Ekaterina I. Inyakina, Nikita M. Paklinov

Abstract. In the development of gas fields, reservoir pressure can be used to estimate gas reserves by means of the material balance methodology and to calculate drained reserves. This provides an indication of the effectiveness of the development system. The authors of the article suggest a methodology for determining drained reserves in wells without reservoir pressure measurements. This approach is useful if the well stock is put into operation concurrently or within a brief period of time. Numerical modelling and analysis of field development data have led the authors to conclude that the current flow rate of wells, the hydrodynamic parameters of the productive formation and the interference of nearby wells are the most significant factors controlling the amount of drained reserves. The use of this technique will improve the understanding of the current processes occurring in the reservoir, clarify the assessment of the energy of the deposit and the value of the initial gas reserves, and also create an additional source of information for timely and more accurate decision-making in field development. Adopting this methodology can improve the understanding of ongoing processes in the reservoir, enhance evaluations of reservoir energy and initial gas reserve sizes, and provide additional information resources for making decisions on field development in a more timely and precise manner.

Keywords: gas, reserves, drainage zone, reservoir pressure, well testing

Acknowledgments: The article has been prepared under the state assignment for scientific research carried out by scientific laboratories belonging to higher education organizations, which are subordinated to the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation; the scientific project: "Technologies of Low-Pressure Gas Production of the Cenomanian Productive Complex" (No. FEWN-2020-0013, 2020-2023).

For citation: Levitina, E. E., Inyakina, E. I., & Paklinov, N. M. (2023). An estimation of reservoir pressure dynamics and recoverable gas reserves based on the data of production well surveys. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 67-76. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-5-67-76

Введение

В процессе разработки газовых месторождений большую роль играет понимание энергетики и дренируемых запасов, как в локальном масштабе — в районе каждой из скважин, так и в целом по залежи. Пластовое давление может быть использовано для оценки запасов методом материального баланса, а также для последующего расчета дренируемых запасов, что в совокупности позволяет судить об эффективности системы разработки, степени вовлечения запасов, интерференции скважин, а также определять наличие диагенетических преобразований, разломов и их проводимости [1–9].

Объект и методы исследования

Надежным источником данных могут выступать газоконденсатные и гидродинамические исследования, а также прямые и глубинные замеры, которые должны проводиться с частотой раз в период от полугода до года. Однако, как показывает практика, имеющиеся на сегодняшний день методы измерения пластового давления в совокупности с технико-экономическими возможностями позволяют получить информацию о текущем пластовом давлении не более чем по 30 % скважин эксплуатационного фонда в течение одного года, а в случае значительного невыполнения

плана по добыче количество исследований может охватывать даже меньший процент эксплуатационного фонда [7].

В связи с установившейся практикой замеров пластового давления и низкой обоснованностью более частого проведения исследований на всем эксплуатационном фонде скважин возникает неопределенность в корректном определении энергетики и дренируемых запасов, что является неотъемлемой частью программы по контролю за разработкой. Таким образом, повышая частоту и качество определения приведенных выше параметров, мы повышаем качество рекомендаций и контроля за разработкой и, следовательно, рациональность выработки запасов, а также технико-экономический эффект. Таким образом, можно сделать вывод об актуальности проработки методологии косвенного определения пластового давления и дренируемых объемов углеводородов в районах скважин и в целом по залежи [10].

Как было отмечено ранее, на практике работа большинства скважин не охарактеризована достаточным количеством замеров пластового давления. В связи с этим была проработана и впоследствии апробирована на примере месторождения X методика определения дренируемых запасов на скважинах с отсутствием замеров пластового давления. В дальнейшем данные дренируемых запасов могут быть использованы для расчета пластового давления в районе всех скважин в любой момент времени при наличии данных о накопленных отборах по скважине.

Результаты

Данная методика может быть применена в случае, если ввод фонда скважин в эксплуатацию производится одновременно или в течение короткого промежутка времени. Исходя из этого условия, можно предположить, что стабилизация воронок депрессии и, следовательно, дренируемых запасов должна быть достигнута приблизительно одновременно.

Под дренируемыми запасами в данной работе подразумевается объем газа в стандартных условиях, который занимал бы дренируемый объем при начальных пластовых условиях. Для расчета дренируемых запасов следует использовать метод, предложенный ранее в работах С. В. Колбинова [11] с поправкой на объемное расширение газа при переводе в стандартные условия. Для расчета дренируемых запасов как по скважинам с наличием замеров пластового давления, так и по скважинам без замеров следует использовать следующую очередность.

1. Прежде всего следует проанализировать работу скважин эксплуатационного фонда на наличие замеров пластового давления и рассчитать дренируемые запасы по каждой из скважин, охарактеризованной замерами, используя формулу 1, приведенную ниже:

$$V_{\text{др.з.}} = P_{\text{пл.нач}} \cdot \frac{\Delta Q}{\Delta P} . \quad (1)$$

2. Построить графики дренируемых запасов от времени для каждой из скважин с наличием замеров.

3. На основании построенных графиков следует определить приблизительную дату стабилизации распределения дренируемых запасов для скважин.

На рисунке 1 приведены графики дренируемых запасов с визуальным определением периода стабилизации для одной из скважин.

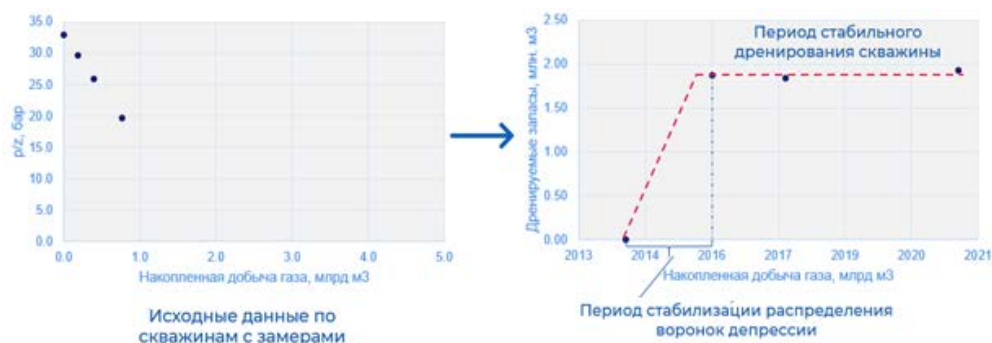


Рис. 1. Графики дренируемых запасов скважины № 3

4. Далее следует составить сводную таблицу (табл. 1), в которую необходимо внести значения дренируемых запасов, определенных после предполагаемой даты стабилизации воронок депрессии, а также показатели дебита и забойного давления перед остановкой для каждой из скважин.

Таблица 1

Сводная таблица параметров эксплуатации

Номер скв.	Дренируемые запасы, млн м ³	Дебит газа (q _г), тыс. м ³ /сут	Забойное давление (Р _{зб}), бар	q _г /Р _{зб} , тыс. м ³ /(сут · бар)
1	1 591	279	137	2,03
2	1 315	261	145	1,80
3	1 837	265	163	1,62
4	909	91	148	0,61
5	1 912	399	163	2,45
6	1 576	264	156	1,69
7	234	35	138	0,25
8	1 485	181	152	1,19
9	1 566	303	160	1,89
10	1 634	234	148	1,59
11	2 575	449	148	3,04

5. На основании численного моделирования и анализа данных разработки месторождений были сделаны выводы о том, что величина дренируемых запасов в наибольшей степени контролируется текущим дебитом скважин, гидродинамическими параметрами продуктивного пласта, а также интерференцией близлежащих скважин. В то время как гидродинамическая характеристика зоны дренирования является в большей степени интерпретируемым параметром и требует наличия исследований, текущие дебиты скважин в большинстве случаев могут быть определены с помощью расходомеров в совокупности с газоконденсатными исследованиями. Таким образом, допуская стабилизацию перераспределения дренируемых запасов между скважинами и стабильную работу скважин без длительных периодов простоя нескольких скважин, может быть рассчитана корреляция дренируемых объемов от отношения дебита скважины и ее забойного давления (рис. 2), которое будет условно характеризовать темп отборов и гидродинамические свойства пласта.

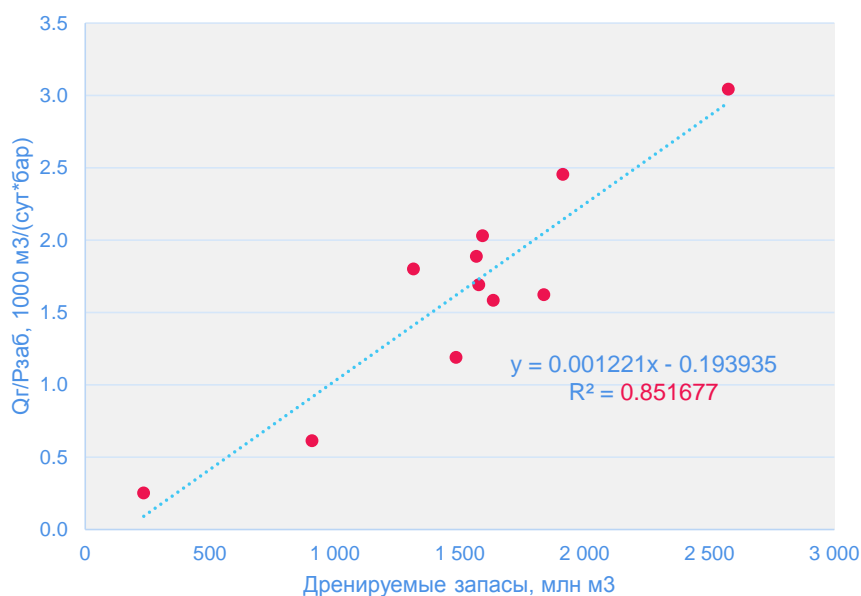


Рис. 2. Зависимость для расчета дренируемых запасов

Как результат, с помощью использования полученной ранее корреляции, показатель дренируемых запасов может быть рассчитан для каждой из скважин, на которых ранее не проводились гидродинамические исследования (табл. 2).

Для рассмотренного пласта рассчитанные по методике запасы отличаются от запасов, определенных по классической методике p/z , что может быть обусловлено учетом предполагаемых пластовых давлений в районах скважин, не охваченных ранее замерами пластового давления (рис. 3).

Таблица 2

Рассчитанные показатели дренируемых запасов

Номер скв.	Дренируемые запасы, млн м ³	Дебит газа (q _г), тыс. м ³ /сут	Забойное давление (Р _{заб}), бар	q _г /Р _{заб} , тыс. м ³ /(сут·бар)
1	1 591	279	137	2,03
2	1 315	261	145	1,80
3	1 837	265	163	1,62
4	909	91	148	0,61
5	1 912	399	163	2,45
6	1 576	264	156	1,69
7	234	35	138	0,25
8	1 485	181	152	1,19
9	1 566	303	160	1,89
10	1 634	234	148	1,59
11	2 575	449	148	3,04
12	1 148	183	151	1,21
13	1 640	278	154	1,81
14	1 671	294	159	1,85
15	2 611	437	146	2,99
16	1 235	190	145	1,32
17	400	39	133	0,29
18	1 443	244	155	1,57
19	2 235	376	148	2,54
20	2 289	373	144	2,60
Сумма	31 308			

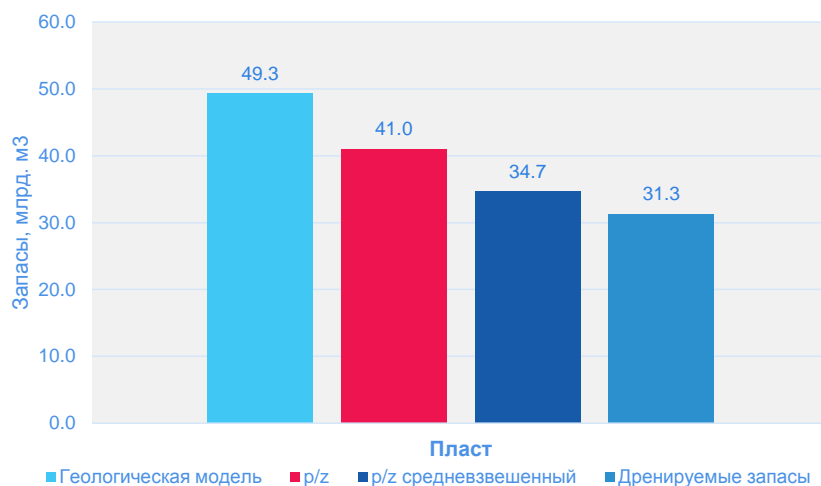


Рис. 3. Оценка запасов разными методами

Обсуждение

С помощью последовательности, описанной ранее, возможно определение дренируемых запасов по всем скважинам в пределах объекта разработки.

Кроме того, применяя методику на объектах с одновременным запуском скважин, можно предположить, что после определенного промежутка времени после запуска без резких изменений режимов работы скважин, длительных остановок или закрытия нескольких скважин или уплотняющего бурения не будет происходить распределение дренируемых запасов между скважинами и изменение суммарных дренируемых запасов объекта разработки.

Исходя из этого предположения, возможно представить зону дренирования каждой из скважин как отдельный изолированный резервуар с псевдо-установившейся воронкой депрессии. Вследствие этого к каждой из скважин может быть применен классический анализ p/z для определения текущего пластового давления, где начальные запасы пластового газа будут определяться как дренируемые запасы в зоне скважины, а текущие запасы как разница дренируемых запасов и накопленных отборов по скважине в зоне дренирования [12, 13].

Эта теория также подтверждается корреляцией с квадратичным отклонением близким к единице, представленной на рисунке 4, где отображена зависимость пластового давления от истощения удельных дренируемых запасов (отношение разницы дренируемых запасов и накопленной добычи к дренируемым запасам по скважине). Для простоты вычислений эта зависимость может быть далее использована для расчета давлений.

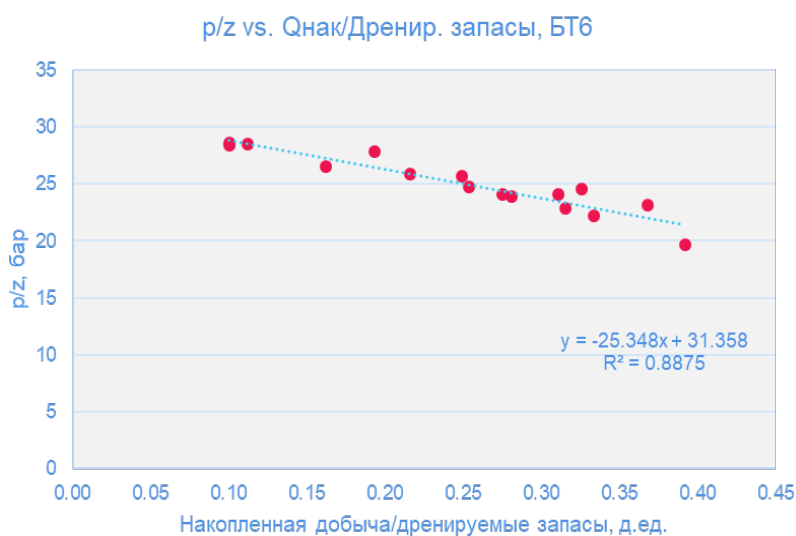


Рис. 4. Корреляция приведенного давления от степени выработки дренируемых запасов

Таким образом, можно сделать вывод о том, что данная методика действительно может быть применена для определения пластового давления в любой момент времени даже на скважинах с отсутствием замеров пластового давления в период стабильной добычи по фонду скважин и отсутствия резких изменений в работе скважин.

Выводы

Представлены методика определения дренируемых запасов по эксплуатационному фонду скважин газовых месторождений и использование этих данных в последующем для расчета пластового давления в районе каждой из скважин и эксплуатационном объекте в целом в любой момент времени.

Несмотря на ряд ограничений, таких как введение скважин в эксплуатацию в один временной промежуток, стабильная работа фонда скважин без выбытия значительного количества скважин и длительных простоев скважин в течение истории эксплуатации, среди активов газодобывающих организаций есть достаточное количество эксплуатационных объектов, где может быть применена данная методика. Экономический эффект от ее применения может быть сложно оценить, однако на практике это может являться дополнительным инструментом в руках инженера, который позволит улучшить понимание текущих процессов, происходящих в пласте, уточнит оценку энергетики залежи и величину начальных запасов газа и газоконденсата, а также создаст дополнительный источник информации для своевременного и более точного принятия решений и, более качественную разработку залежей углеводородов.

Список источников

1. Ефремов, А. А. Оценка эффективности применения методов подсчета запасов для газовых залежей / А. А. Ефремов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2013. – № 5 (101). – С. 11–17.
2. Ефремов, А. А. Определение средневзвешенного пластового давления при подсчете запасов методом материального баланса / А. А. Ефремов, А. Н. Лапердин, В. Н. Маслов. – Текст : непосредственный // Наука и ТЭК. – 2011. – № 5. – С. 56–58.
3. Кислицын, А. А. Оценка дренируемых запасов газа методом материального баланса / А. А. Кислицын, С. В. Кузнецов. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-6-56-72. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 6 (156). – С. 56–72.
4. Орешкин, И. В. Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа : учебное пособие / И. В. Орешкин, М. П. Логинова, А. Т. Колотухин. – Саратов : Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики, 2015. – 96 с. – Текст : непосредственный.
5. Федорцов, В. К. Подсчет запасов газа методом материального баланса по материалам разработки залежи в режиме естественного истощения / В. К. Федорцов, Е. В. Бажанова. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2012. – № 6 (97). – С. 66–73.
6. Han, G. Flowing material balance method with adsorbed phase volumes for unconventional gas reservoirs / G. Han, M. Liu, Q. Li. – DOI 10.1177/0144598719880293. – Direct text // Energy Exploration & Exploitation. – 2020. – Vol. 38, Issue 2. – P. 519–532.
7. Levitina, E. E. Diagnostic of results of hydro-dynamical studies of reservoirs / E. E. Levitina. – Text : electronic // IOP Conference Series : Earth and Environmental Science. – 2018. – Vol. 194. – URL: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/194/8/082023>.

8. New material balance analysis method for abnormally high-pressured gas-hydrocarbon reservoir with water influx / Y. Jiao, J. Xia, P. Liu [et al.]. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2017.04.190. – Direct text // International Journal of Hydrogen Energy. – 2017. – Vol. 42, Issue 29. – P. 18718–18727.
9. Kabir, C. S. Material-balance analysis of gas and gas-condensate reservoirs with diverse drive mechanisms / C. S. Kabir, B. Parekh, M. A. Mustafa. – DOI 10.1016/j.jngse.2016.04.004. – Direct text // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2016. – Vol. 32. – P. 158–173.
10. Ваганов, Е. В. Обоснование размещения и плотности сеток газовых и нефтяных скважин / Е. В. Ваганов, С. К. Сохошко, Е. И. Инякина. – Текст : непосредственный // Научный форум. Сибирь. – 2023. – Т. 9, № 1. – С. 55–58.
11. Колбиков, С. В. Методы подсчета запасов по падению пластового давления / С. В. Колбиков. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 1999. – № 1. – С. 18–22.
12. Разработка автоматизированной системы для адаптации гидродинамической модели газового месторождения / Н. М. Паклинов, Н. В. Назарова, М. И. Забоева, С. Н. Есиков. – Текст : непосредственный // Естественные и технические науки. – 2021. – № 6 (157). – С. 135–137.
13. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений : учебное пособие / А. Ф. Безносиков, М. И. Забоева, И. А. Синцов, Д. А. Остапчук. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2016. – 80 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Efremov, A. A. (2013). Evaluation of the reserves estimation methods effectiveness for gas deposits. Higher Educational Institutions News. Neft' I Gaz, (5(101)), pp. 11-17. (In Russian).
2. Efremov, A. A., Laperdin, A. N., & Maslov, V. N. (2011). Opreделение srednevzveshennogo plastovogo davleniya pri podschete zapasov metodom material'nogo balansa. Nauka i TEK, (5), pp. 56-58. (In Russian).
3. Kislitsyn, A. A., & Kuznetsov, S. V. (2022). Estimating drainable gas reserves by the method of material balance. Oil and Gas Studies, 6(156), pp. 56-72. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-6-56-72
4. Oreshkin, I. V., Loginova, M. P., & Kolotukhin, A. T. (2015). Podschet zapasov i otsenka resursov nefti i gaza. Saratov, Lower Volga Research Institute of Geology and Geophysics Publ., 96 p. (In Russian).
5. Fedortsov, V. K., & Bazhanova, E. V. (2012). Podschet zapasov gaza metodom material'nogo balansa po materialam razrabotki zalezhi v rezhime estestvennogo istoshcheniya. Gornye vedomosti, (6(97)), pp. 66-73. (In Russian).
6. Han, G., Liu, M., & Li, Q. (2020). Flowing material balance method with adsorbed phase volumes for unconventional gas reservoirs. Energy Exploration & Exploitation, 38(2), pp. 519-532. (In English). DOI: 10.1177/0144598719880293
7. Levitina, E. E. (2018). Diagnostic of results of hydro-dynamical studies of reservoirs. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 194. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/194/8/082023>
8. Jiao, Y., Xia, J., Liu, P., Zhang, J., Li, B., Tian, Q., & Wu, Y. (2017). New material balance analysis method for abnormally high-pressured gas-hydrocarbon reservoir with water influx. International Journal of Hydrogen Energy, 42(29), pp. 18718-18727. (In English). DOI: 10.1016/j.ijhydene.2017.04.190

9. Kabir, C. S., Parekh, B., & Mustafa, M. A. (2016). Material-balance analysis of gas and gas-condensate reservoirs with diverse drive mechanisms. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, (32), pp. 158-173. (In English). DOI: 10.1016/j.jngse.2016.04.004
10. Vaganov, E. V., Sokhoshko, S. K., & Inyakina, E. I. (2023). Justification for the placement and density of grids of gas and oil wells. *Scientific forum. Siberia*, 9(1), pp. 55-58. (In Russian).
11. Kolbikov, S. V. (1999). Metody podscheta zapasov po padeniyu plastovogo davleniya. *Gas Industry*, (1), pp. 18-22. (In Russian).
12. Paklinov, N. M., Nazarova, N. V., Zaboieva, M. I., & Esikov, S. N. (2021). Development of automated system for adapting of hydrodynamic model gas field. *Natural and technical sciences*, (6(157)), pp. 135-137. (In Russian).
13. Beznosikov, A. F., Zaboieva, M. I., Sintsov, I. A., & Ostapchuk, D. A. (2016). *Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 80 p. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Левитина Екатерина Евгеньевна, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, levitinaee@tyuiu.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4509-8868>

Ekaterina E. Levitina, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, levitinaee@tyuiu.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4509-8868>

Инякина Екатерина Ивановна, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ekaterina I. Inyakina, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Паклинов Никита Михайлович, кандидат технических наук, ассистент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Nikita M. Paklinov, Candidate of Engineering, Assistant at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 12.10.2023; одобрена после рецензирования 17.10.2023; принята к публикации 19.10.2023.

The article was submitted 12.10.2023; approved after reviewing 17.10.2023; accepted for publication 19.10.2023.

УДК 622.276

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-5-77-91

Исследование перфорационных жидкостей для вторичного вскрытия продуктивных пластов на Бованенковском месторождении

**Е. В. Паникаровский^{1*}, М. В. Распопова¹, М. В. Рязанов²,
А. А. Билецкий²**

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²ГУП РК «Черноморнефтегаз», Симферополь, Россия

*panikarovskijev@tyuiu.ru

Аннотация. При выходе из бурения газовых скважин на месторождениях Западной Сибири для их освоения применяются различные техники и технологии, в том числе и при проведении вторичного вскрытия продуктивных пластов. При проведении вторичного вскрытия не должны ухудшаться фильтрационно-емкостные свойства призабойной зоны пласта. Для этого должны применяться жидкости для проведения перфорационных работ. При этом для проведения перфорационных работ на равновесии и депрессии рекомендованы перфорационные жидкости на солевой основе, обработанные КМЦ-700 и сульфатцеллом, на углеводородной основе (дизельное топливо и газовый конденсат) и на основе кислотных композиций с высоким значением коэффициента восстановления проницаемости. После проведения лабораторных экспериментов были отобраны перфорационные жидкости, которые обладают коэффициентом восстановления проницаемости более 96 %, и перфорационные жидкости на основе кислотных составов, которые обладают значением коэффициента восстановления проницаемости более 180 %.

Ключевые слова: сеноман, Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение, перфорация, кислота, растворы, жидкость

Благодарности: Статья 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» (№ FEWN-2020-0013, 2020–2023 гг.).

Для цитирования: Исследование перфорационных жидкостей для вторичного вскрытия продуктивных пластов на Бованенковском месторождении / Е. В. Паникаровский, М. В. Распопова, М. В. Рязанов, А. А. Билецкий. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-5-77-91 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 5. – С. 77–91.

A study of perforation fluids for secondary opening of productive formations at the Bovanenkovo oil and gas condensate field

**Evgeny V. Panikarovskii^{1*}, Marina V. Raspopova¹,
Maxim V. Ryazapov², Anton A. Biletsky²**

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²State Unitary Enterprise of the Republic of Crimea "Chernomorneftegaz", Simferopol, Russia

*panikarovskijev@tyuiu.ru

Abstract. When leaving the drilling of gas wells at the fields of Western Siberia, various methods and technologies are employed for their development, such as the secondary opening of productive formations. While undertaking the secondary opening, it is essential to maintain the reservoir properties of the bottomhole formation zone. Liquids for perforation work must be employed for this purpose. Simultaneously, it is recommended to use salt-based perforating liquids treated with CMC-700 and sulfacell, on a hydrocarbon basis (diesel fuel and gas condensate) and on acidic compositions with a high permeability recovery coefficient for carrying out perforation work at equilibrium and depression. After conducting laboratory experiments, we have selected perforating liquids with a permeability recovery coefficient of over 96 % and perforating liquids based on acid compositions with a permeability recovery coefficient of over 180 %.

Keywords: Cenomanian, Bovanenkovo oil and gas condensate field, perforation, acid, solutions, liquid

Acknowledgments: The article has been prepared under the state assignment for scientific research carried out by scientific laboratories belonging to higher education organizations, which are subordinated to the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation; the scientific project: "Technologies of Low-Pressure Gas Production of the Cenomanian Productive Complex" (No. FEWN-2020-0013, 2020-2023).

For citation: Panikarovskii, E. V., Raspopova, M. V. Ryazapov, M. V., & Biletsky, A. A. (2023). A study of perforation fluids for secondary opening of productive formations at the Bovanenkovo oil and gas condensate field. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 77-91. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-5-77-91

Введение

Перфорационная жидкость — это рабочая жидкость, используемая для проведения перфорационных работ в процессе заканчивания скважин, которая защищает продуктивный пласт и отвечает требованиям проводимой перфорации. Состав и выбор перфорационной жидкости должны определяться на основе физических свойств пласта и пластовых флюидов с технологией перфорации и результатами лабораторных экспериментов по определению коэффициента восстановления проницаемости.

Требования к перфорационной жидкости включают в себя совместимость перфорационной жидкости с горной породой и флюидом, предотвращение коагуляции продуктивного пласта во время и после проведения перфорации, а также соответствие требованиям технологии перфорации. Следовательно, выбор состава перфорационной жидкости должен соответствовать пластовым условиям и технологии перфорации, а также должна быть выбрана оптимальная система перфорационной жидкости, которая может не только защитить пласт, но и качественно провести перфорацию.

Проведенные лабораторные исследования показали, что восстановление проницаемости образцов керна составляет от 0,54 до 0,61 после прокачивания растворов CaCl_2 , NaCl и KCl ; полимерные растворы из-за адсорбирования их на поверхности фильтрационных каналов —

от 0,39 до 0,46; а инвертно-эмульсионные растворы — от 0,31 до 0,35 из-за многофазности системы [1–4].

Объект и методы исследования

Для проведения экспериментальных работ по определению коэффициента восстановления проницаемости была отобрана коллекция кернов с различной проницаемостью, которая находилась в следующих пределах: от 1 до $100 \cdot 10^{-3}$ мкм². Далее, отобранный образец насыщали неполярной углеводородной жидкостью (керосином), проводили его установку в кернадержатель лабораторной установки, моделировали пластовые условия (температуру, давление), донасыщали образец неполярной углеводородной жидкостью и проводили определение его первоначальной проницаемости.

После прокачивания через образец трех объемов порового пространства при установившемся расходе неполярной углеводородной жидкости величина коэффициента проницаемости становится стабильной, опыт считается законченным.

Определение коэффициента проницаемости рассчитывается по формуле

$$K = \frac{1,0331 \cdot \mu \cdot Q \cdot l}{S \cdot \Delta P \cdot t}, \quad (1)$$

где μ — вязкость жидкости, мПа · с; Q — объем прокачиваемой жидкости, м³; l — длина образца, м; S — площадь поперечного сечения образца, м²; ΔP — перепад давления, МПа; t — время опыта, с.

Имитирование фильтрации жидкости для проведения перфорационных работ через образец керна происходило следующим образом. В насыщенный неполярной углеводородной жидкостью керна проводили закачку жидкости для проведения перфорационных работ диаметрально противоположного торца керна с постоянной скоростью. С другого торца образца керна была установлена градуированная бюретка для определения объемов прокаченных жидкостей. Далее, в соответствии с планом экспериментальных работ керна может быть оставлен на установленный период времени для протекания реакции между горной породой и закаченной в поры жидкости для проведения перфорационных работ при определенном давлении и температуре.

Вытеснение жидкости для проведения перфорационных работ из образца проводится при давлении, которое равно депрессии при освоении, методом обратной фильтрации, при этом объем прокаченной неполярной углеводородной жидкости должен составлять от 10 до 15 объемов пор образца керна.

После проведения промывки пор образца керна проводили определение проницаемости по неполярной углеводородной жидкости, далее проводили определение коэффициента восстановления проницаемости β , доли ед.

$$\beta = \frac{K_{\text{пр2}}}{K_{\text{пр1}}}, \quad (2)$$

где $K_{пр1}$ — первоначальная проницаемость образца керна, мкм^2 ; $K_{пр2}$ — проницаемость образца керна после закачивания жидкости для проведения перфорационных работ, мкм^2 .

Результаты

Жидкости для проведения перфорационных работ для вторичного вскрытия пластов на депрессии должны иметь плотность до $1\,080\text{ кг/м}^3$, условную вязкость от 80 до 92 с^1 , быть стабильными во времени при забойных температурах до $120\text{ }^\circ\text{C}$.

Для определения ухудшения или увеличения проницаемости образцов керна закачивание жидкости для проведения перфорационных работ проводили в слабосцементированные керны при определенных пластовых условиях давления и температуре. Для определения проницаемости образцов керна до закачивания жидкости для проведения перфорационных работ и после использовали лабораторную экспериментальную установку AUTOFLOOD-700, ее принципиальная схема показана на рисунке 1².

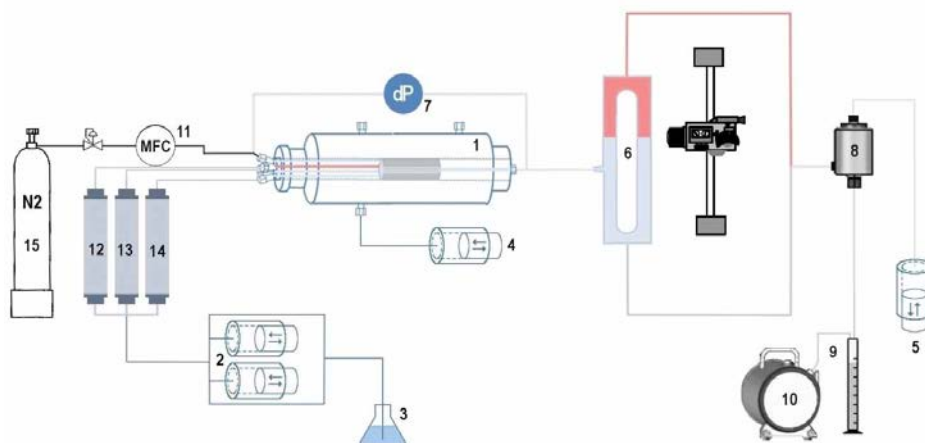


Рис. 1. Принципиальная блок-схема установки AUTOFLOOD-700:

1 — кернодержатель; 2 — двухцилиндровая инжекционная насосная система; 3 — танк с гидравлической жидкостью; 4 — поршневой насос давления обжима; 5 — поршневой насос порового давления (противодавления); 6 — видеосепаратор; 7 — коллектор измерения перепада давления; 8 — регулятор противодействия; 9 — бюретка; 10 — счетчик газа; 11 — массовый расходомер газа; 12, 13, 14 — поршневые жидкостные контейнеры; 15 — газовый баллон с азотом

¹ СТО Газпром 2-3.2-004-2005. Буровые растворы. Методика выполнения измерений условной вязкости на вискозиметре ВП-5. — М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2005. — 14 с.

² AUTOFLOOD-700 Автоматическая установка для измерения относительной фазовой проницаемости образцов горных пород [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.epac-service.ru>.

Установка AUTOFLOOD-700 позволяет проводить эксперименты при пластовых условиях — гидростатическом, литостатическом давлении и температуре пласта. Образец в ходе эксперимента устанавливается в гидростатический кернодержатель, обеспечивающий всесторонний равномерный обжим. Уровень давления обжима и порового давления в системе поддерживается автоматически с помощью отдельных насосных систем, а также регулятора противодавления. Исследуемые жидкости закачивают в кернодержатель при постоянном расходе или давлении из контейнеров с плавающим поршнем [5–8].

Для проведения лабораторных работ были приготовлены 17 проб жидкостей для вторичного вскрытия продуктивных пластов ПК₉, ТП₁₋₆, ТП₇₋₁₁, ХМ₁₋₂ Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) и коллекция кернов с различной проницаемостью, которая находилась в следующих пределах: от 2,0 до $140 \cdot 10^{-3}$ мкм² [9–14].

Лабораторные работы с приготовленными составами проводились в следующей последовательности.

Перфорационная жидкость № 1 состоит из реагентов (масс. %):

КСІ	7,0;
сульфацелл	0,9;
вода	остальное.

Для исследования влияния первого состава были отобраны керны, у которых проницаемость составляла от 7 до $19 \cdot 10^{-3}$ мкм², остаточная водонасыщенность была от 31,6 до 43,0 %, а пористость определена от 15,1 до 17,2 %.

Первоначальная проницаемость керна по неполярной углеводородной жидкости составила от 4,9 до $15,9 \cdot 10^{-3}$ мкм². После проведения прокачивания жидкости для перфорационных работ и при последующей промывке керна с давлением при освоении скважин в 9,0 МПа проницаемость после ее определения составила от 4,3 до $13,5 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Перфорационная жидкость № 2 состоит из реагентов (масс. %):

КСІ	7,0;
КМЦ-700	1,7;
вода	остальное.

Для исследования влияния второго состава были отобраны керны, у которых проницаемость составляла от 25,1 до $150,2 \cdot 10^{-3}$ мкм², остаточная водонасыщенность была от 32,5 до 39,9 %, а пористость определена от 12,9 до 17,0 %.

Первоначальная проницаемость керна по неполярной углеводородной жидкости составила от 3,9 до $42 \cdot 10^{-3}$ мкм². После проведения прокачивания жидкости для перфорационных работ и при последующей про-

мывке керна с давлением при освоении скважин в 9,0 МПа проницаемость после ее определения составила от $3,69$ до $33,2 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Перфорационная жидкость № 3 состоит из реагентов (масс. %):

NaCl	7,0;
сульфацелл	0,8;
вода	остальное.

Для исследования влияния третьего состава были отобраны керны, у которых проницаемость составляла от $19,9$ до $34,9 \cdot 10^{-3}$ мкм², остаточная водонасыщенность была от 33,5 до 40,5 %, а пористость определена от 12,9 до 16,0 %.

Первоначальная проницаемость керна по неполярной углеводородной жидкости составила от $4,9$ до $7,9 \cdot 10^{-3}$ мкм². После проведения прокачивания жидкости для перфорационных работ и при последующей промывке керна с давлением при освоении скважин в 9,0 МПа проницаемость после ее определения составила от $3,9$ до $7,3 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Перфорационная жидкость № 4 состоит из реагентов (масс. %):

NaCl	7,0;
КМЦ-700	1,8;
вода	остальное.

Для исследования влияния четвертого состава были отобраны керны, у которых проницаемость составляла от $29,9$ до $49,9 \cdot 10^{-3}$ мкм², остаточная водонасыщенность была от 37,0 до 40,6 %, а пористость определена от 13,9 до 15,9 %.

Первоначальная проницаемость керна по неполярной углеводородной жидкости составила от $5,19$ до $7,99 \cdot 10^{-3}$ мкм². После проведения прокачивания жидкости для перфорационных работ и при последующей промывке керна с давлением при освоении скважин в 9,0 МПа проницаемость после ее определения составила от $5,0$ до $8,5 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Перфорационная жидкость № 5 состоит из реагентов (масс. %):

KCl	6,0;
ПАЦ-В	0,8;
20 %-й раствор $Al_2(SO_4)_3$	2,0;
вода	остальное.

Для исследования влияния пятого состава были отобраны керны, у которых проницаемость составляла от $25,9$ до $149,9 \cdot 10^{-3}$ мкм², остаточная водонасыщенность была от 27,0 до 32,6 %, а пористость определена от 17,9 до 19,9 %.

Первоначальная проницаемость керна по неполярной углеводородной жидкости составила от $29,8$ до $40,1 \cdot 10^{-3}$ мкм². После проведения про-

качивания жидкости для перфорационных работ и при последующей промывке керна с давлением при освоении скважин в 3,0 МПа проницаемость после ее определения составила от 29,8 до $34,3 \cdot 10^{-3}$ мкм². В результате коэффициент восстановления проницаемости составил от 85 до 100 %.

Перфорационная жидкость № 6 состоит из реагентов (масс. %):

KCl	6,00;
сульфацелл-2	1,33;
Al ₂ (SO ₄) ₃ — 20 %-й раствор	2,00;
CaOCl ₂ — 10 %-й раствор	2,00;
вода	остальное.

Для исследования влияния шестого состава были отобраны керны, у которых проницаемость составляла от 66,9 до $91,0 \cdot 10^{-3}$ мкм², остаточная водонасыщенность была от 30,6 до 33,6 %, а пористость определена от 17,5 до 19,6 % [15–18].

Первоначальная проницаемость керна по неполярной углеводородной жидкости составила от 20,9 до $29,9 \cdot 10^{-3}$ мкм². После проведения прокачивания жидкости для перфорационных работ и при последующей промывке керна с давлением при освоении скважин от 0,5 до 3,0 МПа проницаемость после ее определения составила от 2,1 до $32,3 \cdot 10^{-3}$ мкм². В результате коэффициент восстановления проницаемости составил от 8,5 до 107,9 %.

Состав кислотной композиции № 7 (масс. %):

NaCl	11,60;
неонол	5,00;
соляная кислота (HCl)	8,30;
вода	остальное.

Для исследования влияния седьмой кислотной композиции были отобраны керны, у которых проницаемость составляла от 12,5 до $19,4 \cdot 10^{-3}$ мкм², остаточная водонасыщенность была от 38,0 до 43,06 %, а пористость определена от 14,5 до 16,6 %.

Первоначальная проницаемость керна по неполярной углеводородной жидкости составила от 5,4 до $12,9 \cdot 10^{-3}$ мкм². После проведения прокачивания жидкости для перфорационных работ и при последующей промывке керна с давлением при освоении скважин 9,0 МПа проницаемость после ее определения составила от 2,5 до $4,9 \cdot 10^{-3}$ мкм². В результате коэффициент восстановления проницаемости составил от 42 до 60 % [15–18].

Состав кислотной композиции № 8 (масс. %):

HCl	13,80;
неонол	1,40;
вода	остальное.

Для исследования влияния восьмой кислотной композиции был отобран керн, у которого проницаемость составила $14,8 \cdot 10^{-3}$ мкм², остаточная водонасыщенность была 38,6 %, а пористость определена 15,0 %.

Первоначальная проницаемость керна по неполярной углеводородной жидкости составила $6,1 \cdot 10^{-3}$ мкм². После проведения прокачивания жидкости для перфорационных работ и при последующей промывке керна с давлением при освоении скважин 9,0 МПа проницаемость после ее определения составила $5,9 \cdot 10^{-3}$ мкм². В результате коэффициент восстановления проницаемости составил 97 %.

Состав кислотной композиции № 9 (масс. %):

НСI	5,50;
глицерин	74,00;
уксусная кислота (CH ₃ COOH)	3,20;
вода	остальное.

Для исследования влияния девятой кислотной композиции был отобран керн, у которого проницаемость составила $15,2 \cdot 10^{-3}$ мкм², остаточная водонасыщенность была 3,8 %, а пористость определена 14,9 %.

Первоначальная проницаемость керна по неполярной углеводородной жидкости составила $8,1 \cdot 10^{-3}$ мкм². После проведения прокачивания жидкости для перфорационных работ и при последующей промывке керна с давлением при освоении скважин 9,0 МПа проницаемость после ее определения составила $3,0 \cdot 10^{-3}$ мкм². В результате коэффициент восстановления проницаемости имеет низкое значение — 37,0 % [15–18].

Состав кислотной композиции № 10 (масс. %):

НСI	16,80;
многоатомный спирт	30,00;
вода	остальное.

Для исследования влияния десятой кислотной композиции был отобран керн, у которого проницаемость составила $16,5 \cdot 10^{-3}$ мкм², остаточная водонасыщенность была 36,8 %, а пористость определена 14,9 %.

Первоначальная проницаемость керна по неполярной углеводородной жидкости составила $8,0 \cdot 10^{-3}$ мкм². После проведения прокачивания жидкости для перфорационных работ и при последующей промывке керна с давлением при освоении скважин 9,0 МПа проницаемость после ее определения составила $3,0 \cdot 10^{-3}$ мкм². В результате коэффициент восстановления проницаемости имеет низкое значение — 39,0 %.

Состав кислотной композиции № 11 (масс. %):

НСI	16,80;
многоатомный спирт	30,00;
гексан	0,50;
вода	остальное.

Для исследования влияния одиннадцатой кислотной композиции был отобран керн, у которого проницаемость составила $16,8 \cdot 10^{-3}$ мкм², остаточная водонасыщенность была 37,8 %, а пористость определена 14,9 %.

Первоначальная проницаемость керна по неполярной углеводородной жидкости составила $3,56 \cdot 10^{-3}$ мкм². После проведения прокачивания жидкости для перфорационных работ и при последующей промывке керна с давлением при освоении скважин 9,0 МПа проницаемость после ее определения составила $3,42 \cdot 10^{-3}$ мкм². В результате коэффициент восстановления проницаемости составил 97,0 % [15–18].

Состав кислотной композиции № 12 (масс. %):

HCl	6,00;
многоатомный спирт	75,00;
уротропин	0,50;
вода	остальное.

Для исследования влияния двенадцатой кислотной композиции был отобран керн, у которого проницаемость составила $17,3 \cdot 10^{-3}$ мкм², остаточная водонасыщенность была 3,8 %, а пористость определена 15,0 %.

Первоначальная проницаемость керна по неполярной углеводородной жидкости составила $7,69 \cdot 10^{-3}$ мкм². После проведения прокачивания жидкости для перфорационных работ и при последующей промывке керна с давлением при освоении скважин 9,0 МПа проницаемость после ее определения составила $3,71 \cdot 10^{-3}$ мкм². В результате коэффициент восстановления проницаемости составил всего 48,0 % [15–18].

Состав кислотной композиции № 13 (масс. %):

HCl	13,30;
неонол	1,40;
ГКЖ	0,50;
вода	остальное.

Для исследования влияния тринадцатой кислотной композиции был отобран керн, у которого проницаемость составила $16,3 \cdot 10^{-3}$ мкм², остаточная водонасыщенность была 36,8, а пористость определена 14,8 %.

Первоначальная проницаемость керна по неполярной углеводородной жидкости составила $7,69 \cdot 10^{-3}$ мкм². После проведения прокачивания жидкости для перфорационных работ и при последующей промывке керна с давлением при освоении скважин 9,0 МПа проницаемость после ее определения составила $7,0 \cdot 10^{-3}$ мкм². В результате коэффициент восстановления проницаемости составил 83,0 %.

Состав кислотной композиции № 14 (масс. %):

HCl	9,20;
бензойная кислота (C ₆ H ₅ COOH)	0,20;
вода	остальное.

Для исследования влияния четырнадцатой кислотной композиции на фильтрующую характеристику пород были проведены эксперименты на трех образцах керна. В первом эксперименте был использован образец керна с проницаемостью — $16,1 \cdot 10^{-3}$ мкм², пористостью — 15,2 %, остаточной водонасыщенностью — 32,5 %. На первом этапе фазовая проницаемость по керосину составила $10,0 \cdot 10^{-3}$ мкм². После обработки керна кислотным составом фазовая проницаемость по керосину увеличилась до $10,6 \cdot 10^{-3}$ мкм². Коэффициент восстановления проницаемости достиг 106,0 %.

При обработке данным составом образцов керна с проницаемостью — от $2,26 \cdot 10^{-3}$ до $3,27 \cdot 10^{-3}$ мкм², пористостью — от 14,8 до 29,4 %, остаточной водонасыщенностью — от 22,0 до 43,0 % наблюдается резкое восстановление проницаемости — от 117,0 до 166,0 % [15–18].

Состав кислотной композиции № 15 (масс. %):

НСI	9,20;
аскорбиновая кислота	0,20;
вода	остальное.

Для исследования влияния пятнадцатой кислотной композиции был отобран керн, у которого проницаемость составила $10,6 \cdot 10^{-3}$ мкм², остаточная водонасыщенность была 40,9 %, а пористость определена 16,8 %.

Первоначальная проницаемость керна по неполярной углеводородной жидкости составила $7,72 \cdot 10^{-3}$ мкм². После проведения прокачивания жидкости для перфорационных работ и при последующей промывке керна с давлением при освоении скважин 9,0 МПа проницаемость после ее определения составила $6,98 \cdot 10^{-3}$ мкм². В результате коэффициент восстановления проницаемости составил 88,0 %.

Далее были рассмотрены жидкости для перфорационных работ на углеводородной основе — в их основе были дизельное топливо и газоконденсат.

Раствор № 16 на базе дизельного топлива состоит из следующих компонентов (масс. %):

СЖК	2,3;
NaOH	1,0;
ГКЖ-11Н	1,0;
глинопорошок	10,0;
дизельное топливо	остальное.

Проницаемость по керосину образца керна до опыта составляла $4,43 \cdot 10^{-3}$ мкм², после опыта — $4,47 \cdot 10^{-3}$ мкм². Коэффициент восстановления проницаемости — 100 %.

Раствор № 17 на основе газоконденсата (масс. %):

СЖК	2,3;
ГКЖ-11Н	3,0;
глинопорошок	8,0;
газоконденсат	остальное.

Проницаемость по керосину образца керна до опыта составляла $4,40 \cdot 10^{-3}$ мкм², после опыта — $4,42 \cdot 10^{-3}$ мкм². Коэффициент восстановления проницаемости — 100 % [15–18].

Выводы

Апт-альб-сеноманские отложения полуострова Ямал являются пока совершенно новым объектом для проведения работ по разработке технологий вторичного вскрытия продуктивных пластов. Сложность в решении данных вопросов связана с наличием в разрезе эксплуатационных скважин слабосцементированных, высокопроницаемых коллекторов с глинистым цементом.

Для вторичного вскрытия скважин, вскрывших апт-альб-сеноманские отложения на репрессии, когда давление столба жидкости, заполняющей скважину, превышает пластовое давление, должны применяться жидкости освоения скважины на углеводородной основе, где в качестве углеводородной среды используется дизельное топливо, или газоконденсат, или жидкости освоения скважин на водной основе на базе солей KCl, NaCl, обработанные сульфациллом и КМЦ-700.

Для освоения скважин на депрессии, когда давление столба жидкости, заполняющей скважину, значительно ниже пластового, рекомендуется применять жидкости освоения на углеводородной основе на базе дизельного топлива и газоконденсата, а также кислотные растворы соляной кислоты с органическими кислотами бензойной и аскорбиновой.

Данные составы могут быть рекомендованы в качестве перфорационных жидкостей для скважин, вскрывших продуктивные пласты ПК₉, ТП₁₋₆, ТП₇₋₁₁, ХМ₁₋₂ Бованенковского НГКМ.

Список источников

1. Исследование и разработка надпакерной жидкости для скважин Бованенковского месторождения / Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский, Д. А. Кустышев [и др.]. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 4. – С. 18–21.
2. Улучшение фильтрационно-емкостных свойств пласта после первичного вскрытия на Пунгинском ПХГ / Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский, Н. Н. Закиров, М. В. Листак. – DOI 10.55557/2412-6497-2023-2-82-88. – Текст : непосредственный // Научный журнал Российского газового общества. – 2023. – № 2 (38). – С. 82–88.
3. Паникаровский, Е. В. Освоение сенон-туронских газовых залежей / Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский, Н. Н. Закиров. – DOI 10.33285/0130-3872-2022-5(353)-51-56. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 5 (353). – С. 51–56.
4. Drilling fluids for drilling wells at the Bovanenkovo oil and gas condensate field / E. V. Panikarovskiy, V. V. Panikarovskiy, M. V. Listak [et al.]. – DOI 10.14445/22315381/IJETT-V69I12P202. – Direct text // SSRG International Journal of Engineering Trends and Technology. – 2021. – Vol. 69, Issue 12. – P. 8–12.

5. Технологии и материалы для ремонта скважин : учебное пособие / И. И. Клещенко, Д. С. Леонтьев, Ю. В. Ваганов [и др.]. – Тюмень : ТИУ, 2019. – 352 с. – Текст : непосредственный.
6. Освоение скважин : справочное пособие / А. И. Булатов, Ю. Д. Качмар, П. П. Макаренко, Р. С. Яремийчук ; под редакцией Р. С. Яремийчука. – Москва : Недра, 1999. – 472 с. – Текст : непосредственный.
7. Перейма, А. А. Влияние технологических жидкостей на слабосцементированную призабойную зону пласта / А. А. Перейма, В. Е. Черкасова, Е. Ю. Кукулинская. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 4. – С. 14–17.
8. Максименко, Д. Г. Исследование эффективности воздействия и глублины проникновения кислотных составов / Д. Г. Максименко. – Текст : непосредственный // Перспективы развития науки и образования : материалы Международной (заочной) научно-практической конференции, Нефтекамск, 31 марта 2021 г. / под редакцией А. И. Вострецова. – Нефтекамск : Научно-издательский центр «Мир науки», 2021. – С. 126–131.
9. Паникаровский, Е. В. Разработка кислотного состава для обработки призабойной зоны скважины / Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский. – Текст : непосредственный // Решение прикладных задач нефтегазодобычи на основе классических работ А. П. Телкова и А. Н. Лапердина : материалы Национальной научно-технической конференции, Тюмень, 21 апреля 2022. – Тюмень : ТИУ, 2022. – С. 162–165.
10. Паникаровский, Е. В. Кислотный состав для обработки призабойной зоны пласта / Е. В. Паникаровский. – Текст : непосредственный // Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геологическими условиями их разработки : материалы II Международной научно-практической конференции, посвященной памяти Виктора Ефимовича Копылова, Тюмень, 15–17 февраля 2022. – Тюмень : ТИУ, 2022. – С. 243–246.
11. Паникаровский, Е. В. Технологии интенсификации притока сеноманских скважин / Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский, З. А. Мурзаулугов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – № 5 (95). – С. 48–50.
12. Поинтервальная обработка призабойной зоны терригенных пластов кислотной эмульсией / Е. В. Паникаровский, Д. А. Кустышев, А. В. Кустышев [и др.]. – Текст : непосредственный // Время колтюбинга. Время ГРП. – 2016. – № 1 (055). – С. 40–43.
13. Паникаровский, В. В. Кислотные обработки сложнопостроенных коллекторов / В. В. Паникаровский, Е. В. Паникаровский. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 5 (107). – С. 40–45.
14. Паникаровский, Е. В. Кислотные обработки слабосцементированных коллекторов с использованием лимонной кислоты / Е. В. Паникаровский, А. А. Сингуров, Д. А. Кустышев. – Текст : непосредственный // Время колтюбинга. Время ГРП. – 2013. – № 4 (046). – С. 70–76.
15. Применение растворов на углеводородной основе как способ сохранения фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта / Р. З. Валеев, М. Р. Галлямов, Т. Д. Дихтярь, Ф. Н. Янгиров. – Текст : непосредственный // Современные технологии в нефтегазовом деле — 2016 : сборник трудов Международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала. – Октябрьский, 25 марта 2016 года. – Уфа : УГНТУ, 2016. – С. 339–342.

16. Абдулин, Ф. С. Повышение производительности скважин / Ф. С. Абдулин. – Москва : Недра, 1975. – 264 с. – Текст : непосредственный.
17. Исследования влияния буровых растворов на проницаемость пород в зоне продуктивного горизонта / Р. А. Гасумов, Е. Ю. Кукулинская, В. А. Супрунов, А. Б. Черепенько. – Текст : непосредственный // Наука и техника в газовой промышленности. – 2020. – № 2 (82). – С. 28–35.
18. Кязимов, Э. А. Повышение эффективности вскрытия продуктивных пластов и заканчивания скважин / Э. А. Кязимов, А. В. Сулейманов. – DOI 10.24887/0028-2448-2018-5-44-47. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 5. – С. 44–47.

References

1. Panikarovsky, E. V., Panikarovsky, V. V., Kustyshev, D. A., Zhuravlev, V. V., & Kustysheva, I. N. (2015). Research and development of behind-the-packer fluid for the wells of Bovanenkovsky field. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, (4), pp. 18-21. (In Russian).
2. Panikarovsky, E. V., Panikarovsky, V. V., Zakirov, N. N., & Listak, M. V. (2023). Improvement of filtration-capacity properties of formation after the primary opening at the Punginsky UGS. *Scientific journal of Russian gas society*, (2(38)), pp. 82-88. (In Russian). DOI: 10.55557/2412-6497-2023-2-82-88
3. Panikarovsky, E. V., Panikarovsky, V. V., & Zakirov, N. N. (2022). Development of Senonian-Turonian gas deposits. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, (5(353)), pp. 51-56. (In Russian). DOI: 10.33285/0130-3872-2022-5(353)-51-56
4. Panikarovskiy, E. V., Panikarovsky, V. V., Listak, M. V., Verkhovod, I. Y., & Katanov, Y. E. (2021). Drilling fluids for drilling wells at the Bovanenkovo oil and gas condensate field. *SSRG International Journal of Engineering Trends and Technology*, 69(12), pp. 8-12. (In English). DOI: 10.14445/22315381/IJETT-V69I12P202
5. Kleshchenko, I. I., Leontiev, D. S., Vaganov, Yu. V., Yagafarov, A. K., Panikarovskiy, E. V., Baluev, A. A., & Levitina, E. E. (2019). *Tekhnologii i materialy dlya remonta skvazhin*. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 352 p. (In Russian).
6. Bulatov, A. I., Kachmar, Yu. D., Makarenko, P. P., & Yaremiychuk, R. S. (1999). *Osvoenie skvazhin*. Moscow, Nedra Publ., 472 p. (In Russian).
7. Pereyma, A. A., Cherkasova, V. E., & Kukulinskaya, E. Yu. (2015). Process liquids effect on weakly-cemented well-bottom area of a formation. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, (4), pp. 14-17. (In Russian).
8. Maksimenko, D. G. (2021). Issledovanie effektivnosti vozdeystviya i glubiny proniknoveniya kislotnykh sostavov. *Perspektivy razvitiya nauki i obrazovaniya: materialy Mezhdunarodnoy (zaочноy) nauchno-prakticheskoy konferentsii, Neftekamsk, March, 31, 2021. Neftekamsk, Nauchno-izdatel'skiy tsentr "Mir nauki" Publ.*, pp. 126-131. (In Russian).
9. Panikarovskiy, E. V., & Panikarovskiy, V. V. (2022). Razrabotka kislotnogo sostava dlya obrabotki prizaboynoy zony skvazhiny. *Reshenie prikladnykh zadach neftegazodobychi na osnove klassicheskikh rabot A. P. Telkova i A. N. Laperdina: materialy Natsional'noy nauchno-tehnicheskoy konferentsii, Tyumen, April, 21, 2022. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ.*, pp. 162-165. (In Russian).

10. Panikarovskiy, E. V. (2022). Kislotnyy sostav dlya obrabotki prizaboynoy zony plasta. Tekhnologicheskie resheniya stroitel'stva skvazhin na mestorozhdeniyakh so slozhnymi geologo-tekhnologicheskimi usloviyami ikh razrabotki: materialy II Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii, posvyashchennoy pamyati Viktora Efimovicha Kopylova. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 243-246. (In Russian).
11. Panikarovskiy, E. V., Panikarovskiy, V. V., & Murzaulugov, Z. A. (2012). Technology stimulation Cenomanian wells. Higher Educational Institutions New. Neft' I Gaz, (5), pp. 48-50. (In Russian).
12. Panikarovskiy, E. V., Kustyshev, D. A., Kustyshev, A. V., Karacharova, Yu. V., & Antonov, M. D. (2016). Selective bottomhole treatment of Terrigenous reservoirs with acid emulsion. Coiled Tubing Times, (1(055)), pp. 40-43. (In Russian).
13. Panikarovskiy, V. V., & Panikarovskiy, E. V. (2014). Acid treatment of complex geology reservoirs. Higher Educational Institutions New. Neft' I Gaz, (5(107)), pp. 40-45. (In Russian).
14. Panikarovskiy, E. V., Singurov, A. A., & Kustyshev, D. A. (2013). Treating semi-consolidated reservoirs with citric acid. Coiled Tubing Times, (4(046)), pp. 70-76. (In Russian).
15. Valeev, R. Z., Gallyamov, M. R., Dikhtyar', T. D., & Yangirov, F. N. (2016). Primenenie rastvorov na uglevodorodnoy osnove kak sposob sokhraneniya fil'tratsionno-emkostnykh svoystv produktivnogo plasta. Sovremennye tekhnologii v neftegazovom dele - 2016: sbornik trudov Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii, posvyashchennoy 60-letiyu filiala. Oktyabr'skiy, March, 25, 2016. Ufa, Ufa State Petroleum Technological University Publ., pp. 339-342. (In Russian).
16. Abdulin, F. S. (1975). Povyshenie proizvoditel'nosti skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 264 p. (In Russian).
17. Gasumov, R. A., Kukulinskaya, E. Yu., Suprunov, V. A., & Cherepen'ko, A. B. (2020). Issledovaniya vliyaniya burovnykh rastvorov na pronikaemost' porod v zone produktivnogo gorizonta. Science & Technology in the Gas Industry, (2(82)), pp. 28-35. (In Russian).
18. Kazimov, E. A., & Suleymanov, A. V. (2018). Ways to increase the efficiency of opening and completion of well. Oil Industry, (5), pp. 44-47. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2018-5-44-47

Информация об авторах / Information about the authors

Паникаровский Евгений Валентинович, кандидат технических наук, доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, panikarovskijev@tyuiu.ru

Распопова Марина Валерьевна, старший преподаватель кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Рязанов Максим Вильданович, заместитель генерального директора, ГУП РК «Черноморнефтегаз», г. Симферополь

Evgeny V. Panikarovskii, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, panikarovskijev@tyuiu.ru

Marina V. Raspopova, Senior Lecturer at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

Maxim V. Ryazanov, Deputy General Director, State Unitary Enterprise of the Republic of Crimea "Chernomorneftegaz", Simferopol

Билецкий Антон Анатольевич,
начальник отдела по бурению сква-
жин ГУП РК «Черноморнефтегаз»,
г. Симферополь

Anton A. Biletsky, *Head of the*
Well Drilling Department, State Unitary
Enterprise of the Republic of Crimea
"Chernomorneftegaz", Simferopol

Статья поступила в редакцию 04.10.2023; одобрена после рецензирования 09.10.2023; принята к публикации 11.10.2023.

The article was submitted 04.10.2023; approved after reviewing 09.10.2023; accepted for publication 11.10.2023.

Электромагнитные технологии в системе инновационных методов добычи нефти на месторождениях Республики Башкортостан

А. А. Рабцевич

*Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия
cruiser333@yandex.ru*

Аннотация. Увеличение доли трудноизвлекаемой нефти в общем балансе ее запасов, что особенно актуально для Республики Башкортостан, неизбежно делает необходимым поиск и промышленное внедрение новых способов ее извлечения. Среди множества методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока выделяется метод воздействия на призабойную зону пласта высокочастотным электромагнитным полем, который, несмотря на многолетние исследования, до сих пор считается в России экспериментальным и ограничивается оценкой производственно-технических характеристик использования. При этом упускаются из виду финансово-экономические показатели, выявление которых позволит обосновать относительную малозатратность и высокую рентабельность инновационного метода.

Целью исследования является определение целесообразности внедрения методов разработки нефтяных месторождений, основанных на использовании энергии электромагнитного поля. Основными методами исследования являются анализ научной литературы по теме исследования, систематизация и обобщение специализированных данных государственной статистики. В расчетной части используются методы экономического анализа и бизнес-аналитики.

Рассмотрены существующие технологии разработки нефтяных месторождений в Республике Башкортостан, сделан вывод об их моральном устаревании и необходимости замены на технологии, основанные на новых физических принципах. Обозначены перспективность электромагнитных технологий и степень разработанности данной тематики в научной среде России и Республики Башкортостан. Средствами моделирования установлен экономический эффект внедрения технологии воздействия на призабойную зону пласта высокочастотным электромагнитным полем.

Результаты работы могут применяться в анализе перспектив регионов с преимущественным развитием нефтедобывающего и нефтеперерабатывающего комплекса, на территории которых имеются большие площади истощенных месторождений, требующих применения инновационных технологий довыработки. Дальнейшие исследования могут быть посвящены оценке экономической и технологической эффективности применения электромагнитных и других инновационных технологий воздействия на пласт непосредственно на месторождениях с разными свойствами остаточной нефти и геолого-геофизическими параметрами вмещающих коллекторов.

Ключевые слова: нефтедобывающая отрасль, методы увеличения нефтеотдачи пластов, методы интенсификации притока нефти, электромагнитные технологии, Республика Башкортостан

Благодарности: Статья подготовлена за счет гранта Российского научного фонда № 22-11-20042.

Для цитирования: Рабцевич, А. А. Электромагнитные технологии в системе инновационных методов добычи нефти на месторождениях Республики Башкортостан / А. А. Рабцевич. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-5-92-106 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 5. – С. 92–106.

Electromagnetic technologies in the system of oil production innovative methods at the fields of the Republic of Bashkortostan

Andrey A. Rabtsevich

Abstract. An increase in the share of hard-to-recover oil in the total balance of its reserves, which is particularly important for the Republic of Bashkortostan, inevitably makes it necessary to search for and commercially introduce new ways to extract it. Among the many methods of increasing oil recovery and intensifying the inflow, the method of influencing the bottomhole zone of the formation with a high-frequency electromagnetic field is distinguished, which, despite many years of research, is still considered experimental in Russia and is limited to evaluating the production and technical characteristics of use. At the same time, financial and economic indicators are overlooked, the identification of which will justify the relative low cost and high profitability of the innovative method.

The purpose of the study is to determine the feasibility of introducing methods of oil field development based on the use of electromagnetic field energy. The main research methods are the analysis of scientific literature on the research topic, systematization and generalization of specialized state statistics data. The calculation part uses methods of economic analysis and business analytics.

The existing technologies for oil field development in the Republic of Bashkortostan are considered, a conclusion is made about their obsolescence and the need to replace them with technologies based on new physical principles. The prospects of electromagnetic technologies and the degree of development of this topic in the scientific environment of Russia and the Republic of Bashkortostan are indicated. With the help of modelling, the economic effect of the introduction of technology for influencing the bottomhole zone of the formation with a high-frequency electromagnetic field has been established, the possibilities of covering the deposits of the Republic of Bashkortostan suitable for development have been determined.

The results of the study can be used in the analysis of the prospects of regions with the predominant development of the oil production and oil refining complex, on the territory of which there are large areas of depleted fields that require the use of innovative technologies for additional production. Further research may be devoted to assessing the economic and technological efficiency of using electromagnetic and other innovative technologies for influencing the reservoir directly in fields with different properties of residual oil and geological and geophysical parameters of the host reservoirs.

Keywords: oil industry, enhanced oil recovery methods, oil inflow intensification methods, electromagnetic technologies, the Republic of Bashkortostan

Acknowledgments: The article was prepared with the financial support of the Russian Science Foundation (grant No. 22-11-20042).

For citation: Rabtsevich, A. A. (2023). Electromagnetic technologies in the system of oil production innovative methods at the fields of the Republic of Bashkortostan. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 92-106. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-5-92-106

Введение

Республика Башкортостан, как регион, некогда бывший крупнейшим центром нефтедобычи, в настоящее время все более переориентируется на инорегиональное сырье. Несмотря на развитость отраслевой инфраструктуры, серьезные проблемы возникают с разработкой новых (в первую очередь в нефтематеринских породах и коллекторах вязкой нефти) и довыработкой остаточных запасов, поскольку в них большинство скважин не выходят на уровни дебита, близкие к рентабельным. Это

связано в первую очередь с многолетним интенсивным истощением легкоизвлекаемой (активной) нефти на всех разведанных площадях. Цель увеличения объемов добычи нефти в Республике Башкортостан диктует необходимость оценки состояния нефтяных месторождений, находящихся на ее территории, с точки зрения возможностей внедрения инновационных методов, в нашем случае — электромагнитных технологий.

Стоит отметить, что обеспеченность добычи нефти по разведанным запасам обычной нефти в России составляет около 20 лет, с учетом трудноизвлекаемой — 35 лет. Вследствие все большего роста доли трудноизвлекаемой нефти в общем балансе ее запасов (более 50 %, однако доля в добыче около 7 %) [1], а также ввиду отсутствия достаточной рентабельности для освоения такой нефти руководством страны признается неизбежность перехода на новые технологии нефтедобычи, позволяющие значительно увеличить нефтеотдачу уже разрабатываемых пластов, на которых традиционными методами невозможно извлечь значительные остаточные запасы нефти¹. В дальнейшей перспективе, согласно Энергетической стратегии Российской Федерации, проектный коэффициент извлечения нефти (без учета трудноизвлекаемых запасов) должен вырасти с 38,3 % (2018 г.) до 38,5 % в 2024 г. и 38,7 % в 2035 г.²

Согласно официальным данным, извлеченность нефти на месторождениях Республики Башкортостан (КИН) в среднем — 34–36 %, выработанность запасов — 76–78 %³, что, по мировым практикам, является достаточно высоким значением и позволяет относить эти месторождения к «старым», находящимся на завершающей стадии эксплуатации. В регионе на долю тяжелой нефти (плотность — 871–895 кг/м³) приходится 56 % из всего объема разведанных запасов, а битуминозной (> 895 кг/м³) — 26,5 %. Таким образом, более 4/5 запасов в среднесрочной перспективе являются трудноизвлекаемыми.

В ряде случаев трудности разработки месторождений высоковязкой нефти на территории Республики Башкортостан обусловлены малой проницаемостью коллектора и наличием большого количества пропластков, что существенно осложняет разработку таких месторождений и их

¹ Информационно-аналитический материал к парламентским слушаниям на тему «О мерах по повышению нефтеотдачи пластов на период до 2035 года» от 16.12.2020 [Электронный ресурс] // Совет Федерации Федерального Собрания Российской Федерации: сайт. — Режим доступа: <http://council.gov.ru/media/files/YIHuUgiuXLUJ8zkSzdwcSd3ifglgIOD.pdf>.

² Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. Утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р. [Электронный ресурс] // Министерство энергетики Российской Федерации: сайт. — Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1026>.

³ Годовой отчет Публичного акционерного общества «Акционерная нефтяная Компания “Башнефть”» за 2011 год [Электронный ресурс] // ПАО «Акционерная нефтяная Компания “Башнефть”»: сайт. — Режим доступа: https://bashneft.ru/disclosure/annual/annual_archive/.

насыщенность высоковязкими нефтями, так как требует использования термических методов воздействия как наиболее эффективных. В этом отношении одним из самых перспективных методов выступает воздействие электромагнитным полем с помощью сверхвысокочастотного излучателя, помещенного в область забоя. Данная технология при относительно небольших затратах позволяет повысить температуру добываемой жидкости в околоскважинной зоне на величину в пределах 100 градусов, что, в свою очередь, приводит к уменьшению вязкости нефти в десятки раз и, соответственно, увеличивает скорость нефтеотдачи коллектора. При этом небольшой радиус охвата тепловым воздействием обуславливается тем, что тепло уносится из пласта вместе с отбираемой жидкостью. Интегрированная технология, сочетающая электромагнитное воздействие в сочетании, например, с имеющимися техногенными трещинами по результатам гидроразрыва пласта, позволит существенно увеличить коэффициент извлечения нефти и производительность добывающих скважин.

Объект и методы исследования

Объектом представленной работы выступает метод разработки нефтяных месторождений, основанный на использовании энергии электромагнитного поля. Основными методами исследования являются обзор научной литературы по тематике апробаций инновационных подходов к увеличению нефтеотдачи, анализ специализированных источников в сети Интернет, а также систематизация и обобщение открытых данных государственной статистики. Кроме того, в теоретической части применяются сопоставительный и графический анализ. Моделирование применения электромагнитных методов и исследование результирующих параметров в условиях реального месторождения производились в специализированном программном пакете. В расчетной части используются методы экономического анализа и бизнес-аналитики.

Результаты и обсуждение

Общепризнано, что основными технологиями разработки пластов на нефтяных месторождениях Республики Башкортостан выступают вторичные, в частности простое заводнение. Внедрение третичных методов увеличения нефтеотдачи (МУН), в частности, из трудноизвлекаемых коллекторов, не получило развития в промышленных масштабах и в основном представлено лишь экспериментами, которые описаны в рамках ряда соответствующих научно-прикладных исследований:

- опытно-промышленные испытания и внедрение технологий увеличения нефтеотдачи пластов на основе латексов [2];
- разработка, апробация и адаптация новых составов и технологий физико-химического и микробиологического воздействия на остаточные и трудноизвлекаемые запасы [3];
- применение технологий многоцикловых заводнений, кислотных обработок и создания кавернонакопителей, нефтекислотных

эмульсий, виброволнового воздействия на нефтяные пласты, обработки призабойной зоны электрогидровоздействием, а также закачка оторочек сырой нефти в добывающие скважины [4];

- создание «обратного конуса» нефти ниже зеркала водонефтяного контакта и изоляция пластовых вод с применением тампонирующих материалов (закупоривающие реагенты на основе нефелина и каучука в стироле) в целях снижения обводненности, применение волнового воздействия, разрушающего коагуляционную структуру нефти, а также использование растворителей (смеси гексана с товарной нефтью) для борьбы с парафиноотложением в скважинах [5];

- выравнивание фронта вытеснения и проведение селективных водоизоляционных работ с использованием обратных гидрофобных эмульсий [6];

- бурение горизонтальных скважин, использование модульного отсекавателя пласта, циклического заводнения минерализованными термальными водами и микробиологических методов увеличения нефтеотдачи [7];

- применение ингибиторов отложений асфальтосмолисто-парафиновых соединений и неорганических солей, биоцидных реагентов для подавления сульфатовосстанавливающих бактерий в зараженных нефтеносных пластах, а также введение являющихся продуктами жизнедеятельности специальных бактерий биополимеров со свойствами отмывающих поверхностно-активных веществ [8];

- применение нестационарного заводнения в сочетании с оптимизацией плотности сетки скважин, физико-химическими, микробиологическими и термическими методами в рамках многоуровневого геолого-технологического анализа методов увеличения нефтеотдачи и геолого-статистического моделирования разработки участков внедрения [9];

- оценка пределов допустимого разрежения (уплотнения) сетки скважин и степени их гидродинамического взаимодействия при построении дифференцированной системы внутриконтурного заводнения с учетом параметров и технологического эффекта соляно-кислотных обработок призабойных зон [10];

- проведение комбинированного полимер-кислотного воздействия, совмещающего гивпано-термокислотные обработки с закачками гелеобразующих полимерных растворов для интенсификации притока нефти из гидрофобизированных карбонатных коллекторов [11];

- использование осадкообразующих и гелевых композиций, химических реагентов в сочетании с виброволновым воздействием на пласт, воздействия на залежи биоцидными и биоактивными материалами, технологии смешивающегося вытеснения нефти оторочками углеводородных растворителей, повышение нефтеотдачи пластов газовым методом и т. д. [12].

Тезис об отсутствии в Республике Башкортостан широкой практики распространения инновационных методов подтверждается статистически

через показатель, который публикуется в Единой межведомственной информационно-статистической системе (ЕМИСС. Государственная статистика) и характеризует объем добычи нефти из пластов с применением методов искусственного воздействия на пласт при его сопоставлении с общим объемом добычи нефти (рис. 1).

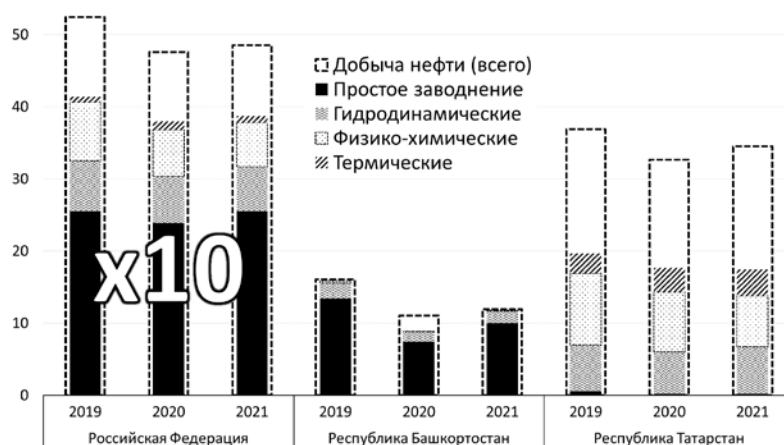


Рис. 1. Добыча нефти из пластов, разрабатываемых с применением методов искусственного воздействия на пласт за 2019–2021 годы, млн т

Как показывает рисунок 1, в Республике Башкортостан почти отсутствуют месторождения, на которых нефть добывается без применения МУН, причем подавляющую часть составляет простое заводнение, оставшаяся часть — гидродинамические методы. Доля добычи из нефтяных месторождений Республики Башкортостан, в настоящее время опробованных третичными методами увеличения нефтеотдачи (физико-химическими и термическими), колеблется в пределах 1–2 %, в России в целом — 14–17 %, а в Татарстане — 30–35 %. Среди третичных способов повышения нефтеотдачи, реализованных на месторождениях Республики Башкортостан в целях восстановления промышленных притоков, стоит отметить закачку углекислого газа (Сергеевское, Туймазинское месторождения) [13] и гелеобразующих композиций с регулируемым временем загеливания (Арланское месторождение) [14], использование комбинированного двухстадийного полимер-кислотного воздействия на призабойную зону пласта для интенсификации притока нефти и ограничения добычи воды на месторождениях запада и юго-запада республики (Арланское, Копей-Кубовское) [15], а также применение широкого спектра технологий активизации пластовой микрофлоры, закачки активного ила и продуктов биосинтеза, обработку силикатно-щелочными и щелочно-полимерными композициями, внедрение латексов в пласт и др. [16].

Результативность применения методов искусственного воздействия на пласт иллюстрируется соответствующим показателем (рис. 2), который определяется геологической службой предприятия, осуществляющего

добычу нефти, расчетным путем по соответствующим методикам и также публикуется ЕМИСС.

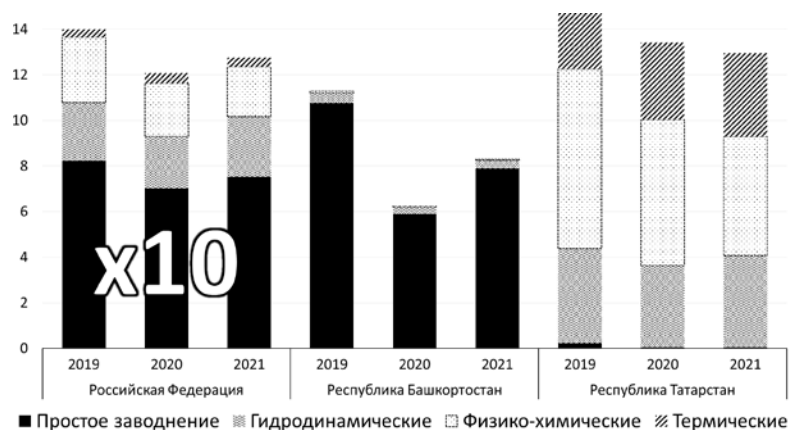


Рис. 2. Фактическое увеличение (прирост) добычи нефти из скважин за счет применения методов искусственного воздействия на пласт за 2019–2021 годы, млн т

Статистические данные результативности применения МУН и общих объемов добычи из охваченных ими месторождений визуально повторяют друг друга, однако нетрудно догадаться, что отношение двух представленных выше показателей позволяет выявить эффективность применения того или иного метода в зависимости от выбранной территории или метода (рис. 3).

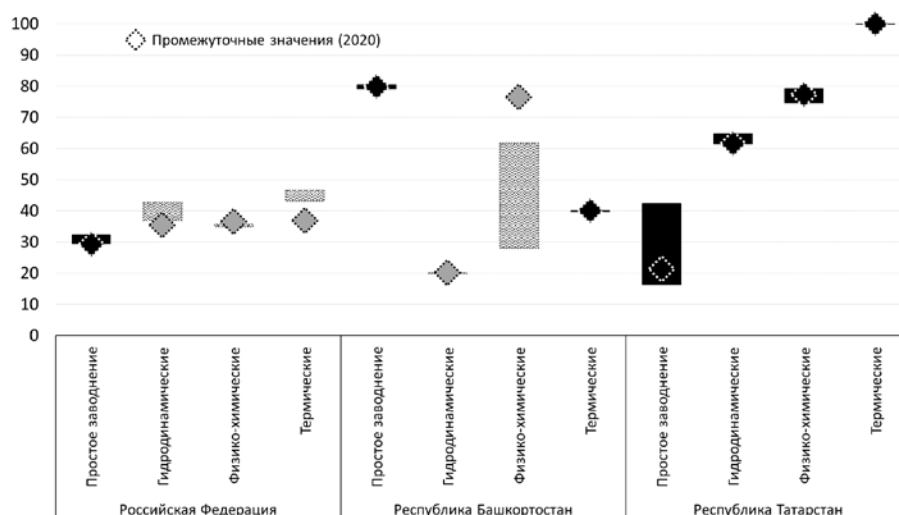


Рис. 3. Динамика доли нефти, добытой за счет применения методов искусственного воздействия на пласты, разрабатываемые с применением таких методов, за период 2019–2021 гг., %

Рисунок 3 (тип диаграммы: биржевая) дает примерное представление об эффективности МУН в зависимости от региона. Так, например, в Республике Татарстан нефть, добываемая термическими методами, на 100 % извлекается только за счет этих методов, а, например, в Республике Башкортостан заводнение обеспечивает 80 % нефтеотдачи из соответствующей совокупности месторождений. В целом колебания представленного показателя за рассматриваемый период не являются значительными, за исключением двух случаев: отдача за счет физико-химических методов в Республике Башкортостан возросла с 28,1 % в 2019 году до 61,8 % в 2021 году, что позволяет сделать вывод о перспективности применения таких методов; кроме того, простое заводнение уменьшило долю извлекаемой нефти в Татарстане с 42,4 до 16,4 % в общем объеме добываемой жидкости, что может свидетельствовать о неэффективности использования данного метода на месторождениях региона.

Истощение коллекторов «активной» нефти в Республике Башкортостан в сочетании с ростом доли трудноизвлекаемой (и в первую очередь высоковязкой) ее части в геологических запасах требует применения инновационных методов добычи, основанных на новых физических принципах. Среди множества передовых методов особой перспективностью, по нашему мнению, обладает метод воздействия на призабойную зону пласта высокочастотным электромагнитным полем. Несмотря на десятилетия исследований, данный метод до сих пор считается экспериментальным.

Научная проблема использования энергии электромагнитного поля в отечественной практике разработки нефтяных месторождений отличается крайне слабой разработанностью, в первую очередь исследования касаются основного физического процесса при использовании этой технологии — влияния излучения на вязкость пластовой нефти. Немногочисленные научные труды посвящены различным аспектам применения данной технологии, в том числе на материалах месторождений Республики Башкортостан:

- зависимость свойств нефти и объемов дополнительного ее извлечения от характеристик электромагнитного воздействия на пласт и вспомогательной магнитной жидкости [17];
- сравнительный анализ применимости электромагнитного воздействия в системе методов электрообработки [18];
- реологические свойства нефти в зависимости от режима и продолжительности электромагнитной обработки [19];
- особенности протекания физических процессов при электромагнитном воздействии на высоковязкие водонефтяные эмульсии [20] и др.

Моделирование применения электромагнитной технологии на виртуальных скважинах в одном из программных пакетов позволило

спрогнозировать уровень повышения нефтеотдачи пласта (рис. 4), что, в свою очередь, даст возможность произвести сравнение эффективности данного метода (по КИН) с существующими традиционными технологиями разработки.

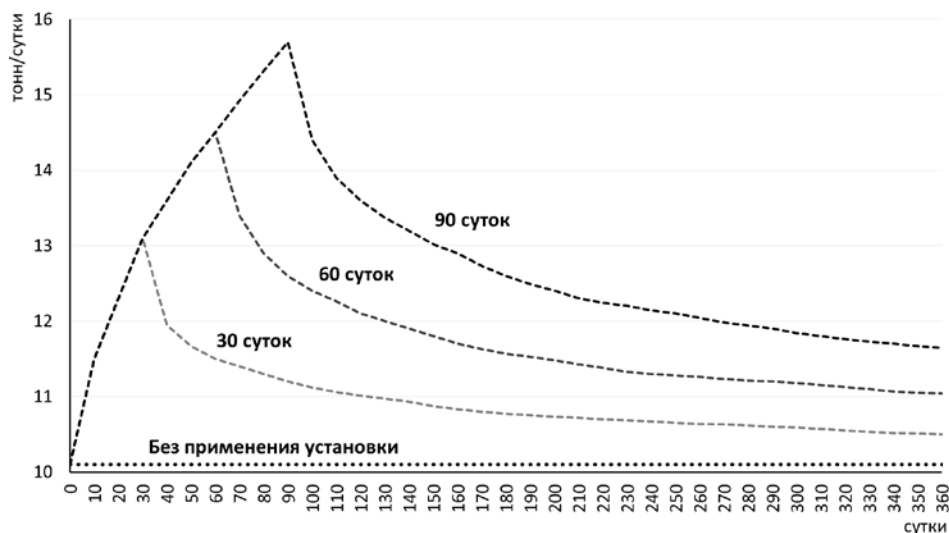


Рис. 4. Динамика текущего дебита эксплуатационной скважины при высокочастотном электромагнитном воздействии с различным временем обработки

Согласно рисунку 4, при установившемся режиме работы скважины (при введении в симулятор свойств нефти и условий добычи для одного из реальных месторождений Республики Башкортостан) с дебитом 10 т в сутки запуск экспериментальной установки приведет к повышению ежесуточного объема добываемой нефти до 13 т на 30-е сутки, 14,4 т — на 60-е и 15,6 т — на 90-е. При отключении установки дебит уменьшается со все меньшей интенсивностью, возвращаясь к первоначальным значениям. При этом, по расчетам, суммарный годовой накопленный объем дополнительной добычи нефти при обработке высокочастотным электромагнитным полем при 30, 60 и 90 сутках работы установки составляет, соответственно, 315, 632, 955 тонн.

Выводы

В процессе применения того или иного МУН себестоимость добываемой нефти характеризуется разным накоплением [21]. Согласно литературным данным и результатам экспериментов, прирост КИН вследствие применения электромагнитных технологий находится в диапазоне от 0,02 до 0,09 д.ед. относительно начальных геологических запасов, охваченных разработкой, что позволит оперативно перевести в разряд

извлекаемых не менее 30 млн т нефти по открытым в Республике Башкортостан месторождениям высоковязкой нефти.

Фокус внедрения новой технологии с целью интенсификации притока должен быть направлен на средние и мелкие месторождения, поскольку, по прогнозным данным, именно они станут основными источниками поступления нефти в ближайшее десятилетие — степень их выработанности составит 75–79 %, что значительно выше, чем у крупных месторождений (92–93 %) [22].

Устойчивое сокращение нефтеотдачи в Республике Башкортостан обусловлено завершающей стадией разработки на большей части месторождений, а также отсутствием крупномасштабных проектов по увеличению нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов посредством внедрения принципиально новых технологий. Вследствие этого научно-теоретическая проработка, оценка экономической эффективности и опробование электромагнитных методов являются чрезвычайно актуальной задачей, решение которой позволит на десятилетия обеспечить высокорентную производственную специализацию и тем самым поддержку социально-экономической стабильности региона.

Список источников

1. Постников, А. Л. Проблема добычи трудноизвлекаемых запасов нефти в России и современные методы ее решения / А. Л. Постников. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2018. – № 12. – С. 48–50.
2. Плотников, И. Г. Разработка технологий извлечения остаточной нефти с применением водоизолирующих составов (на примере месторождений северо-запада Башкортостана) : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Плотников Иван Георгиевич. – Уфа, 2004. – 28 с. – Место защиты : Научно-производственная фирма «Геофизика». – Уфа. – Текст : непосредственный.
3. Котенев, Ю. А. Научно-методические основы повышения эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов нефти с применением методов увеличения нефтеотдачи : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Котенев Юрий Алексеевич. – Уфа, 2004. – 48 с. – Место защиты : ГУП «Институт проблем транспорта энергоресурсов». – Текст : непосредственный.
4. Лукьянов, Ю. В. Повышение эффективности разработки карбонатных коллекторов нефти на основе комплексного применения физических и химических методов интенсификации процесса нефтеизвлечения (на примере ООО «НГДУ «Краснохолмскнефть» ОАО АНК «БашНефть») : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Лукьянов Юрий Викторович. – Уфа, 2005. – 28 с. – Место защиты : ГУП «Институт проблем транспорта энергоресурсов». – Текст : непосредственный.

5. Габдрахманов, Н. Х. Научные основы и технологии насосной эксплуатации малодебитных скважин в поздние периоды разработки нефтяных месторождений : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Габдрахманов Нурфаяз Хабибрахманович. – Уфа, 2005. – 60 с. – Место защиты : ГУП «Институт проблем транспорта энергоресурсов». – Текст : непосредственный.
6. Вафин, Р. И. Повышение эффективности технологии водоизоляционных работ с применением гидрофобных эмульсий : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Вафин Рустам Ильдусович. – Уфа, 2007. – 25 с. – Место защиты : Научно-производственная фирма «Геофизика». – Текст : непосредственный.
7. Попов, А. М. Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в карбонатных коллекторах юго-запада Южно-Татарского свода : специальность 04.00.17 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Попов Альберт Михайлович. – Уфа, 2000. – 24 с. – Место защиты : Башкирский научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности. – Текст : непосредственный.
8. Хатмуллин, А. Ф. Применение химических реагентов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений северо-запада Башкортостана: специальность 02.00.13 «Нефтехимия»; 07.00.10 «История науки и техники» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Хатмуллин Айдар Флурович. – Уфа, 2006. – 26 с. – Место защиты : Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Текст : непосредственный.
9. Султанов, Ш. Х. Геотехнологические основы регулирования разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Султанов Шамиль Ханифович. – Уфа, 2009. – 48 с. – Место защиты : Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Текст : непосредственный.
10. Мухаметшин, В. В. Методические основы повышения эффективности разработки залежей высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Мухаметшин Вячеслав Вячеславович. – Уфа, 2009. – 24 с. – Место защиты : Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Текст : непосредственный.
11. Лысенков, А. В. Повышение эффективности комбинированного солянокислотного воздействия при разработке обводненных карбонатных коллекторов: специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Лысенков Алексей Владимирович. – Уфа, 2009. – 24 с. – Место защиты : Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Текст : непосредственный.

12. Бахтиярова, Р. С. Применение химических методов и технологий извлечения остаточной нефти на месторождениях Республики Башкортостан : специальность 02.00.13 «Нефтехимия»; 07.00.10 «История науки и техники» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Бахтиярова Роза Сагитовна. – Уфа, 2010. – 24 с. – Место защиты : Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Текст : непосредственный.
13. Калинин, С. А. Разработка месторождений высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах с использованием диоксида углерода. Анализ мирового опыта / С. А. Калинин, О. А. Морозюк. – DOI 10.15593/2224-9923/2019.4.6. – Текст : непосредственный // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т. 19, № 4. – С. 373–387.
14. Зюрин, В. Г. Регулирование разработки залежей аномально вязких нефтей на завершающей стадии: специальность 05.15.06 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Зюрин Виктор Григорьевич. – Уфа, 1998. – 23 с. – Место защиты : Нефтегазодобывающее управление «Арланнефть». – Текст : непосредственный.
15. Якубов, Р. Н. Совершенствование технологии полимер-кислотных обработок скважин для интенсификации добычи нефти из обводненных карбонатных пластов : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Якубов Равиль Наилевич. – Уфа, 2015. – 24 с. – Место защиты : Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Текст : непосредственный.
16. Хронология развития и применения методов увеличения нефтеотдачи пластов на примере месторождений Республики Башкортостан / А. С. Беляева, А. А. Никитина, Р. В. Кунакова, Э. М. Мовсумзаде. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Серия : Химия и химическая технология. – 2016. – Т. 59, № 4. – С. 88–93.
17. Барышников, А. А. Исследование и разработка технологии увеличения нефтеотдачи за счет вытеснения с применением электромагнитного поля: специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Барышников Александр Александрович. – Тюмень, 2014. – 159 с. – Текст : непосредственный.
18. Использование электрообработки для увеличения нефтеотдачи / О. В. Смирнов, А. Е. Козярук, К. В. Кусков [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2015-5-67-73. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 5. – С. 67–73.
19. Влияние СВЧ-воздействия на изменение вязкости высоковязких тяжелых нефтей / А. Ю. Леонтьев, О. Ю. Полетаева, Э. Р. Бабаев, П. Ш. Мамедова. – DOI 10.24411/2310-8266-2018-10204. – Текст : непосредственный // НефтеГазХимия. – 2018. – № 2. – С. 25–27.
20. Ковалева, Л. А. Электромагнитные технологии в нефтедобыче и нефтяной экологии / Л. А. Ковалева, Р. З. Миннигалимов, Р. Р. Зиннатуллин. – Текст : непосредственный // Недропользование XXI век. – 2009. – № 6. – С. 56–59.

21. Андреев, В. Е. Современное состояние структуры запасов нефти и динамики КИН, направления инновационных работ по обеспечению эффективного извлечения нефти / В. Е. Андреев, Г. С. Дубинский. – Текст : непосредственный // Акселерация инноваций — институты и технологии : сборник статей научного делового форума, 14–24 октября 2020 г. – Уфа : Институт стратегических исследований Республики Башкортостан, 2020. – С. 86–91.

22. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы / А. Э. Конторович, Л. В. Эдер, И. В. Филимонов [и др.]. – DOI 10.15372/GiG20161201. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57, № 12. – С. 2097–2114.

References

1. Postnikov, A. L. (2018). A comprehensive solution for heating oil wells with viscous and paraffinic oils to prevent the formation of asphaltene-resin-paraffin deposits (ARPDs). *Burenie i nef't*, (12), pp. 48-50. (In Russian).
2. Plotnikov, I. G. (2004). *Razrabotka tekhnologiy izvlecheniya ostatochnoy nef'ti s primeneniem vodoizoliruyushchikh sostavov (na primere mestorozhdeniy severo-zapada Bashkortostana)*. Avtoref. diss. ... kand. tekhn. nauk. Ufa, 28 p. (In Russian).
3. Kotenev, Yu. A. (2004). *Nauchno-metodicheskie osnovy povysheniya effektivnosti vyrabotki trudnoizvlekaemykh zaspos nef'ti s primeneniem metodov uvelicheniya nef'teotdachi*. Avtoref. diss. ... dokt. tekhn. nauk. Ufa, 48 p. (In Russian).
4. Luk'yanov, Yu. V. (2005). *Povyshenie effektivnosti razrabotki karbonatnykh kollektorov nef'ti na osnove kompleksnogo primeneniya fizicheskikh i khimicheskikh metodov intensivifikatsii protsessa nef'teizvlecheniya (na primere OOO "NGDU "Krasnokholmskneft" OAO ANK "BashNef't")*. Avtoref. diss. ... kand. tekhn. nauk. Ufa, 28 p. (In Russian).
5. Gabdrakhmanov, N. Kh. (2005). *Nauchnye osnovy i tekhnologii nasosnoy ekspluatatsii malodebitnykh skvazhin v pozdnie periody razrabotki nef'tyanykh mestorozhdeniy*. Avtoref. diss. ... dokt. tekhn. nauk. Ufa, 60 p. (In Russian).
6. Vafin, R. I. (2007). *Povyshenie effektivnosti tekhnologii vodoizolyatsionnykh rabot s primeneniem gidrofobnykh emul'siy*. Avtoref. diss. ... kand. tekhn. nauk. Ufa, 25 p. (In Russian).
7. Popov, A. M. (2000). *Povyshenie effektivnosti razrabotki trudnoizvlekaemykh zaspos nef'ti v karbonatnykh kollektorakh yugo-zapada Yuzhno-Tatarskogo svoda*. Avtoref. diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Ufa, 24 p. (In Russian).
8. Khatmullin, A. F. (2006). *Primenenie khimicheskikh reagentov na pozdney stadii razrabotki nef'tyanykh mestorozhdeniy severo-zapada Bashkortostana*. Avtoref. diss. ... kand. tekhn. nauk. Ufa, 26 p. (In Russian).
9. Sultanov, Sh. Kh. (2009). *Geotekhnologicheskie osnovy regulirovaniya razrabotki nef'tyanykh mestorozhdeniy s trudnoizvlekaemymi zasposami*. Avtoref. diss. ... dokt. tekhn. nauk. Ufa, 48 p. (In Russian).
10. Mukhametshin, V. V. (2009). *Metodicheskie osnovy povysheniya effektivnosti razrabotki zalezhey vysokovyazkoy nef'ti v karbonatnykh kollektorakh*. Avtoref. diss. ... kand. tekhn. nauk. Ufa, 24 p. (In Russian).

11. Lysenkov, A. V. (2009). Povyshenie effektivnosti kombinirovannogo solyanokislotochnogo vozdeystviya pri razrabotke obvodnennykh karbonatnykh kollektorov. Avtoref. diss. ... kand. tekhn. nauk. Ufa, 24p. (In Russian).
12. Bakhtiyarova, R. S. (2010). Primenenie khimicheskikh metodov i tekhnologiy izvlecheniya ostatochnoy nefti na mestorozhdeniyakh Respubliki Bashkortostan. Avtoref. diss. ... kand. tekhn. nauk. Ufa, 24 p. (In Russian).
13. Kalinin, S. A., & Morozuk, O. A. (2019). Development of high viscosity oil fields in carbonate collectors using carbon dioxide. Analysis of world experience. Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering, 19(4), pp. 373-387. (In Russian). DOI: 10.15593/2224-9923/2019.4.6
14. Zyurin, V. G. (1998) Regulirovanie razrabotki zalezhey anomal'no vyazkikh neftey na zavershayushchey stadii. Avtoref. diss. ... kand. tekhn. nauk. Ufa, 23 p. (In Russian).
15. Yakubov, R. N. (2015). Sovershenstvovanie tekhnologii polimer-kislotnykh obrabotok skvazhin dlya intensivatsii dobychi nefti iz obvodnennykh karbonatnykh plastov. Avtoref. diss. ... kand. tekhn. nauk. Ufa, 24 p. (In Russian).
16. Belyaeva, A. S., Nikitina, A. A., Kunakova, R. V., & Movsumzade, E. M. (2016). Chronology of development and application of enhanced oil recovery methods on example of deposits of Republic of Bashkortostan. ChemChemTech, 59(4), pp. 88-93. (In Russian).
17. Baryshnikov, A. A. (2014). Issledovanie i razrabotka tekhnologii uvelicheniya nefteotdachi za schet vytesneniya s primeneniem elektromagnitnogo polya. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Tyumen, 159 p. (In Russian).
18. Smirnov, O. V., Kozyaruk, A. E., Kuskov, K. V., Portnyagin, A. L., & Safonov, A. V. (2015). Use of electrotreatment method for oil recovery enhancement. Oil and Gas Studies, (5), pp. 67-73. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2015-5-67-73
19. Leontyev, A. Yu., Poletaeva, O. Yu., Babayev, E. R., & Mamedova, P. Sh. (2018). Influence of microwave exposure on the change of the viscosity of highly viscous heavy oil. Oil & Gas Chemistry, (2), pp. 25-27. (In Russian). DOI: 10.24411/2310-8266-2018-10204
20. Kovaleva, L. A., Minnigalimov, R. Z., & Zinnatullin, R. R. (2009). Elektromagnitnye tekhnologii v nefteдобыче i neftyanoy ekologii. Nedropol'zovaniye XXI vek, (6), pp. 56-59. (In Russian).
21. Andreev, V. E., & Dubinskiy, G. S. (2020). Sovremennoe sostoyanie struktury zapasov nefti i dinamiki KIN, napravleniya innovatsionnykh rabot po obespecheniyu effektivnogo izvlecheniya nefti. Akseleratsiya innovatsiy - instituty i tekhnologii: sbornik statey nauchnogo delovogo foruma. October, 14-24, 2020. Ufa, Institut strategicheskikh issledovaniy Respubliki Bashkortostan Publ., pp. 86-91. (In Russian).
22. Kontorovich, A. E., Eder, L. V., Filimonova, I. V., Mishenin, M. V., & Nemov, V. Yu. (2016). Oil industry of major historical centers of the Volga-Ural petroleum province: their past, immediate and long-term prospects. Russian Geology and Geophysics, 57(12), pp. 2097-2114. (In Russian). DOI: 10.15372/GiG20161201

Информация об авторе / Information about the author

Рабцевич Андрей Александрович,
кандидат экономических наук, стар-
ший научный сотрудник, доцент ка-
федры экономики и регионального раз-
вития, магистр прикладной физики,
Уфимский университет науки и техно-
логий, г. Уфа, cruiser333@yandex.ru

Andrey A. Rabtsevich, Candidate
of Economics, Senior Researcher, Associ-
ate Professor at the Department of Eco-
nomics and Regional Development,
Master's Degree in Applied Physics and
Mathematics, Ufa University of Science
and Technology, cruiser333@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 15.03.2023; одобрена после рецензирования 04.10.2023; принята к публикации 09.10.2023.

The article was submitted 15.03.2023; approved after reviewing 04.10.2023; accepted for publication 09.10.2023.

УДК 622.244.442

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-5-107-116

Сокращение затрат при строительстве горизонтальных скважин за счет оптимизации рецептуры полимерхлоркалийевых буровых растворов и их повторного применения

**М. М. Фаттахов^{1, 2}, Э. В. Бабушкин^{1, 2}, М. Г. Буянова²,
В. Г. Ваулин², Т. Б. Садыков², А. Д. Шалыпина^{1, 2*}**

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Тюмень, Россия

*adelya.shalyapina@lukoil.com

Аннотация. В настоящее время актуальной задачей при строительстве нефтяных и газовых скважин является оптимизация затрат на различные технологические процессы, в том числе и на промывочные жидкости. В статье рассмотрены технологические решения по снижению содержания основного ингибитора гидратации глинистых пород — хлорида калия — в рецептуре бурового раствора для бурения горизонтальных скважин, а также показана возможность повторного использования промывочной жидкости, оставшейся после бурения транспортной секции. В связи с тем, что интервал горизонтального участка скважин представлен преимущественно песчаником, актуальным является оптимизация состава бурового раствора с целью снижения расхода применяемых реагентов-ингибиторов. Повторное применение отработанных буровых растворов при строительстве горизонтальных скважин позволяет сократить расход многотоннажного компонента, не ухудшая технологичности применяемой промывочной жидкости. Внедрение рассматриваемых мероприятий позволяет получить экономический эффект за счет сокращения затрат на приготовление бурового раствора, а также уменьшить объемы образующихся отходов бурения.

Ключевые слова: буровые растворы, повторное применение бурового раствора, дебит, ингибирование, ингибирующие свойства бурового раствора,

Для цитирования: Сокращение затрат при строительстве горизонтальных скважин за счет оптимизации рецептуры полимерхлоркалийевых буровых растворов и их повторного применения / М. М. Фаттахов, Э. В. Бабушкин, М. Г. Буянова [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-5-107-116 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 5. – С. 107–116.

Cost reduction in the construction of horizontal wells by optimizing the polymer-chloride drilling mud and its reuse

**Marsel M. Fattahov^{1, 2}, Eduard V. Babushkin^{1, 2}, Marina G. Buyanova²,
Vladimir G. Vaulin², Timur B. Sadykov², Adelya D. Shalyapina^{1, 2*}**

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, Tyumen, Russia

*adelya.shalyapina@lukoil.com

Abstract. One of the key tasks in oil and gas well development today is to optimize the cost of various technical processes, including the preparation of drilling muds. The article explores technological remedies to decrease the concentration of potassium chloride, which is the main inhibitor of the hydration of clay rocks, in the composition of drilling mud used for horizontal well drilling. Additionally, it was demonstrated that the drilling mud left after the initial drilling of the productive formation could be reused. Due to the fact that the interval of the horizontal section of wells is represented mainly by sandstone, the composition of the drilling mud must be refined so that the use of inhibitor reagents can be reduced. Reuse of spent drilling muds in the construction of horizontal wells reduces the consumption of multi-tonnage components without impairing the processability of the flushing fluid used. The implementation of this approach will enable the achievement of economic benefits through a reduction in expenses for the preparation of drilling mud and in the amount of drilling waste generated.

Keywords: drilling muds, reuse of drilling mud, flow rate, inhibition, inhibiting properties of drilling mud

For citation: Fattahov, M. M., Babushkin, E. V., Buyanova, M. G., Vaulin, V. G., Sadykov, T. B., & Shalyapina, A. D. (2023). Cost reduction in the construction of horizontal wells by optimizing the polymer-chloride drilling mud and its reuse. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 107-116. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-5-107-116

Введение

В современных макроэкономических и геополитических реалиях актуальной задачей при строительстве нефтяных и газовых скважин является оптимизация затрат, в том числе и на буровые растворы¹. На месторождениях Западной Сибири в сложных геолого-технологических условиях применяются буровые промывочные жидкости на минерализованной основе. Одним из ключевых компонентов такого бурового раствора является хлорид калия, служащий утяжелителем и ингибитором гидратации глин. Данный реагент вследствие изоморфных замещений тетраэдрических и октаэдрических сеток кристаллической решетки глинистых пород позволяет минимизировать гидратационные процессы в среде «буровой раствор — горная порода» [1–3]. Содержание хлорида калия в буровом растворе в зависимости от необходимой плотности и ингибирующей способности составляет 60 кг/м³ и более. В связи ростом цен на химические реагенты исследована возможность оптимизации рецептуры полимерхлоркалийевого бурового раствора с целью сокращения расхода данного многотоннажного реагента.

В таблице 1 представлены компонентные составы исследованных буровых растворов. Технологические параметры оценивались в соответствии с требованиями² и приведены в таблице 2.

¹ Указ Президента Российской Федерации от 19 апреля 2017 года № 176 «О Стратегии экологической безопасности Российской Федерации на период до 2025 года» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/41879>.

² ISO 10414-1:2008. Нефтяная и газовая промышленность. Контроль буровых растворов в промысловых условиях. Часть 1. Растворы на водной основе. – М.: Стандартинформ, 2012. – 123 с.

Таблица 1

Данные о компонентном составе исследуемых растворов

Наименование реагента	Содержание, г/л (мл/л)		
	Состав № 1	Состав № 2	Состав № 3
Каустическая сода	2,0	2,0	1,0
Пеногаситель	0,5	0,5	0,5
Ксантановый биополимер	4,5	4,5	4,0
Модифицированный крахмал	25	25	25
Разнофракционный микрокольматант	50	50	50
Смазывающая добавка	(20)	(20)	(20)
Бактерицид	(0,5)	(0,3)	(0,3)
Хлорид калия	–	60	30
Полианионная целлюлоза низковязкая	–	1,7	2,0
Техническая вода	Остальное	Остальное	Остальное

Таблица 2

Технологические параметры сравниваемых составов буровых растворов

Номер состава из таблицы 1	Плотность, г/см ³	ПВ, мПа·с	ДНС, дПа	СНС _{10сек/10мин} , дПа	Φ _{0,7МПа} , см ³	Толщина корки, мм	рН, ед.
Состав № 1	1,05	28	169	33/41	5,2	< 0,5	10,1
Состав № 2	1,08	17	122	43/65	3,8	< 0,5	10,5
Состав № 3	1,06	14	111	41/57	4,0	< 0,5	10,4

Примечание. ПВ — пластическая вязкость; ДНС — динамическое напряжение сдвига; СНС — статическое напряжение сдвига; Φ_{0,7МПа} — показатель фильтрации бурового раствора в поверхностных условиях при 0,7 МПа.

Экспериментальная часть

Для оценки ингибирующих и стабилизирующих свойств проведены исследования на естественном керновом материале, отобранном из неустойчивой покачевско-савуйской глинистой пачки. Необходимо отметить близкие значения «набухания» через 24 ч (с разницей 2,8 %) при содержании хлорида калия 60 и 30 г/л (рис. 1, составы № 2 и № 3).

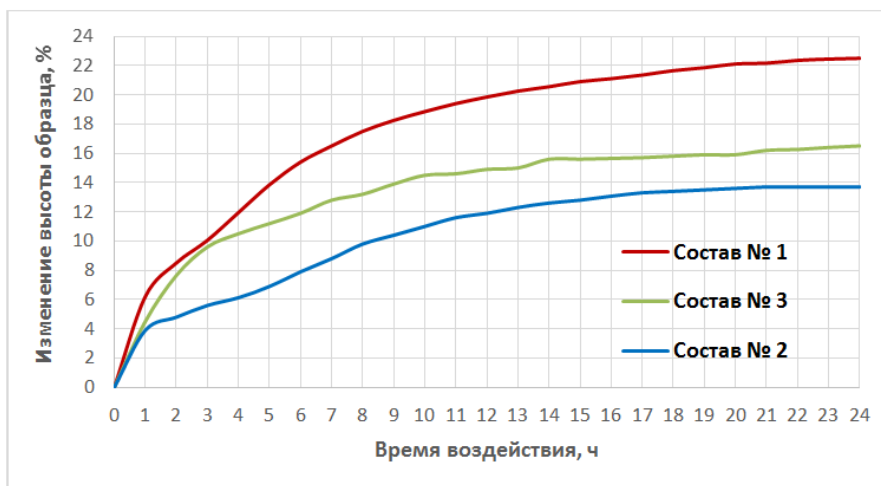


Рис. 1. Сводный график линейного «набухания» под воздействием исследуемых буровых растворов

Прослеживается зависимость прочности керна от содержания хлорида калия (рис. 2).

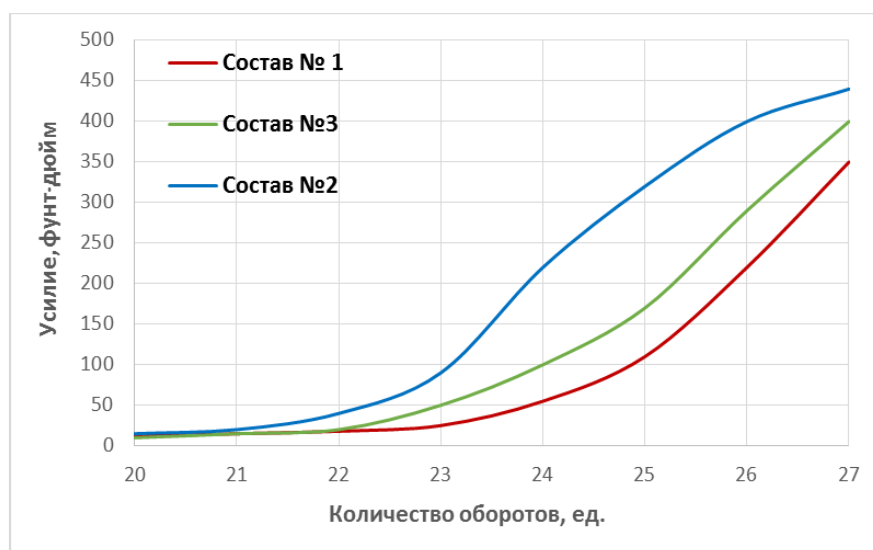


Рис. 2. Сводный график «условной» прочности керна после воздействия исследуемых буровых растворов

Буровые растворы, применяемые для первичного вскрытия продуктивного пласта, должны отвечать определенным требованиям. Одним из критериев показателей качества раствора для первичного вскрытия является восстановление проницаемости продуктивного пласта после фильтрации

бурового раствора. Корпоративными регламентирующими документами для растворов на водной основе установлено значение данного показателя не менее 70 % [4, 5].

Результаты проведенных лабораторных исследований изменения фильтрационно-емкостных свойств керна после воздействия буровых растворов с различным содержанием хлорида калия приведены в таблице 3.

Таблица 3

Результаты исследований буровых растворов на керне

Состав раствора (см. табл. 1)	Репрессия (в динамич./статич. условиях), МПа	Объем отфильтровавшегося раствора (в динамич./статич. условиях), см	Продолжительность фильтрации раствора (в динамич./статич. условиях), мин	Давление отрыва корки, МПа	Коэффициент проницаемости по керосину до воздействия раствора, $10^{-3} \frac{м^2}{мкм}$	Коэффициент проницаемости по керосину после воздействия раствора, $10^{-3} \frac{м^2}{мкм}$	Восстановление проницаемости после фильтрации раствора, %
1	5,0/4,5	24,2/2,4	115,2/221,8	0,201	13,81	8,3	60,1
2	5,0/4,5	3,7/1,37	117,9/237,1	0,107	14,86	10,75	72,3
3	5,0/4,5	3,6/1,3	119,0/191,3	0,08	15,92	11,2	70,1

Примечание. Регламентированное значение восстановления проницаемости ($K_{восст.}$) не менее 70 %.

Результаты

Результаты фильтрационных исследований на керне показывают негативное влияние воздействия бурового раствора № 1, не содержащего хлорид калия, и снижение проницаемости на 40 % от первоначальной.

При моделировании воздействия минерализованных растворов с различными концентрациями хлорида калия (30 и 60 г/л) восстановление проницаемости керна модели соответствует установленным критериям. Данные составы могут быть использованы для вскрытия продуктивных пластов при строительстве горизонтальных скважин.

Для сокращения затрат на строительство скважин также было предложено сохранять часть полимерхлоркалиевого раствора после бурения

секции эксплуатационной колонны и использовать для бурения горизонтального участка секции хвостовика.

Для оценки влияния повторного использования бурового раствора на достижение планового дебита проведены опытно-промышленные работы на 18 скважинах. По результатам испытаний выполнен сравнительный анализ, в котором рассмотрены добывающие скважины с горизонтальным окончанием, пробуренные на соседних месторождениях со следующими технологиями первичного вскрытия пластов:

- со свежеприготовленным раствором (базовая технология, 33 скважины);
- с частичным использованием бурового раствора, оставшегося после бурения предыдущей секции (опытная технология, 18 скважин).

Сопоставление дебитов скважин, вскрытие продуктивного пласта в которых осуществлялось с повторным использованием полимерхлоркалиевого бурового раствора и со свежеприготовленным, приведено на рисунке 3.

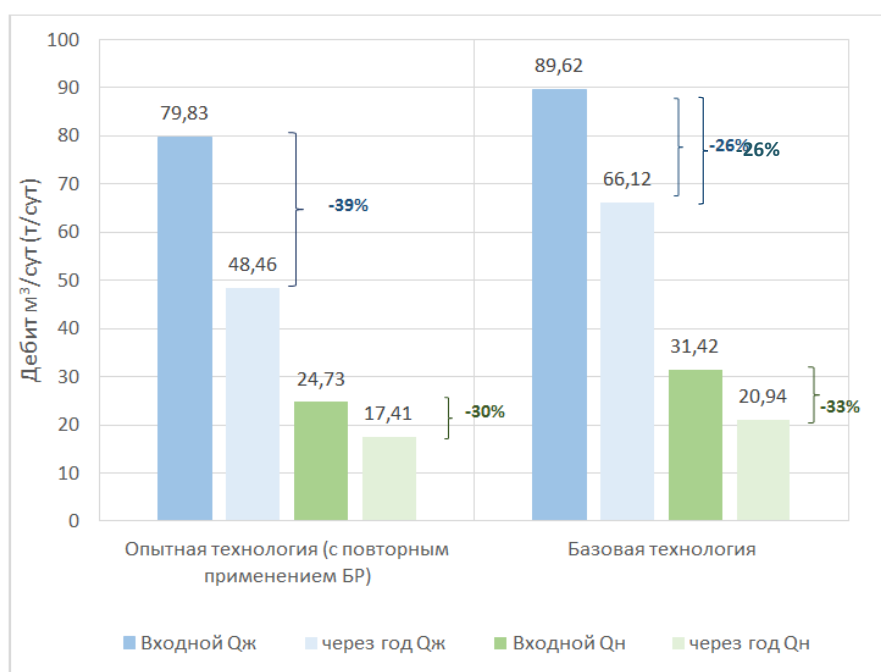


Рис. 3. Динамика дебитов скважин, пробуренных по базовой и опытной технологиям

Анализ динамики изменения среднего дебита (в % от планового) нефти по двум анализируемым группам скважин представлен на рисунке 4. Входной дебит скважин, пробуренных с использованием свежеприготовленного бурового раствора, имеет незначительные отклонения от среднего значения по опытным скважинам, вскрытие пластов в которых осуществлялось с частичным повторным использованием промывочной жидкости,

оставшейся от бурения интервала под эксплуатационную колонну. Сопоставимые значения показателей при установившихся режимах эксплуатации скважин, пробуренных по базовой и опытной технологиям, указывают на возможность применения предложенной технологии первичного вскрытия.

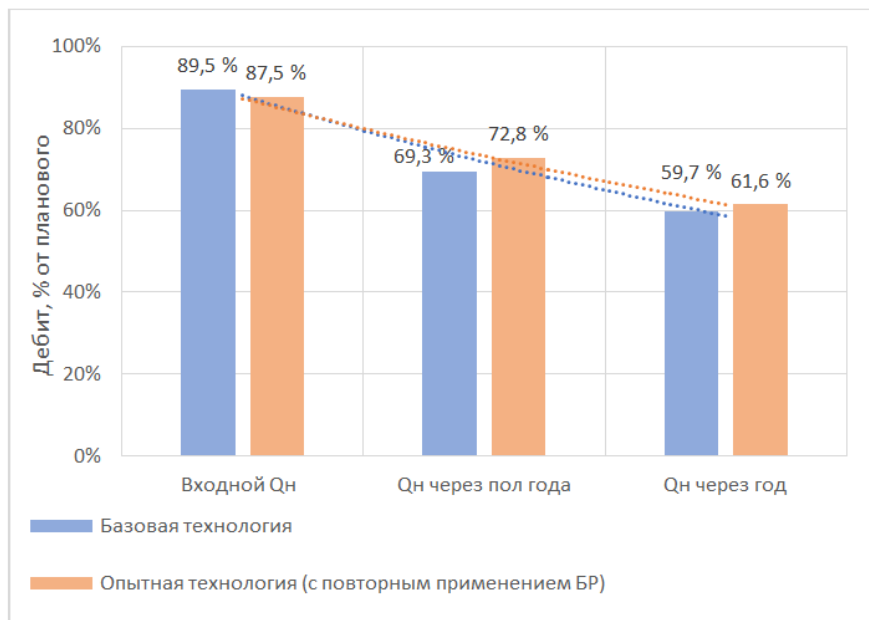


Рис. 4. Динамика изменения среднего дебита скважин

По результатам опытных работ средний объем повторно использованного раствора в интервале бурения под эксплуатационную колонну 178 мм, при бурении под хвостовик 114 мм, составил $\sim 94 \text{ м}^3$. При общем потребном объеме бурового раствора для строительства секции горизонтального участка 250 м^3 экономия, за счет сокращения затрат на материалы и химические реагенты для приготовления раствора, составит порядка 38 %. При расчете эффекта не учтены дополнительная экономия от сокращения объема отходов бурения, а также затраты на дообработку раствора.

Выводы

1. Проведенные лабораторные исследования подтвердили возможность снижения концентрации основного ингибирующего реагента хлорида калия до 30 кг/м^3 и оптимизацию стоимости применяемого бурового раствора.
2. Восстановление проницаемости после воздействия на модель зерна бурового раствора оптимизированной рецептуры составляет 70 %, что позволяет рекомендовать его к применению для вскрытия продуктив-

ных горизонтов при строительстве скважин на месторождениях Западной Сибири.

3. Анализ дебитов скважин, пробуренных в период 2021–2022 гг., свидетельствует о том, что базовая и опытная технологии имеют сопоставимую эффективность.

4. Повторное использование полимерхлоркалиевого бурового раствора при бурении горизонтального участка позволяет получить экономии в среднем 38 % за счет сокращения объема вновь приготавливаемого бурового раствора. Помимо этого, сокращается объем отходов бурения, что способствует снижению негативного воздействия на окружающую среду и затрат на утилизацию.

5. Для повышения технологичности повторного использования бурового раствора и сокращения затрат на дальнейшие обработки необходим контроль очистки бурового раствора с целью снижения плотности и содержания наработанной твердой фазы перед первичным вскрытием продуктивного пласта.

Список источников

1. Осипов, В. И. Глины и их свойства. Состав, строение и формирование свойств / В. И. Осипов, В. Н. Соколов ; Институт геоэкологии им. Е. М. Сергеева РАН, Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова. – Москва : ГЕОС, 2013. – 578 с. – Текст : непосредственный.
2. Gray, G. R. Composition and properties of oil well drilling fluids / G. R. Gray, H. C. H. Darley, W. F. Rogers. – 4th edition. – Houston : Gulf Publ., 1980. – 509 p. – Direct text.
3. Техничко-технологические решения по обращению с жидкой фазой отходов бурения в Западной Сибири / Д. Л. Бакиров, Э. В. Бабушкин, А. С. Халимова [и др.]. – DOI 10.30713/0207-2351-2018-10-68-71. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 10. – С. 68–71.
4. Рязанов, А. Я. Энциклопедия по буровым растворам / Я. А. Рязанов. – Оренбург : Летопись, 2005. – 662 с. – Текст : непосредственный.
5. Поиск оптимального технологического решения по обращению с буровыми сточными водами, образующимися при бурении скважин, с целью снижения отходов бурения / А. А. Максимов, В. П. Дубяга, С. В. Гребенкин [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 6. – С. 69–72.

References

1. Osipov, V. I., & Sokolov, V. N. (2013). Gliny i ikh svoystva. Sostav, stroenie i formirovanie svoystv. Moscow, GEOS Publ., 578 p. (In Russian).
2. Gray, G. R., Darley, H. C. H., & Rogers, W. F. (1980). Composition and properties of oil well drilling fluids. Houston, Gulf Publ., 509 p. (In English).
3. Bakirov, D. L., Babushkin, E. V., Khalimova, A. S., Buyanova, M. G., & Dubyaga, V. P. (2018). Technical-technological solutions for handling the liquid phase of drilling wastes in the Western Siberia. Oilfield Engineering, (10), pp. 68-71. (In Russian). DOI: 10.30713/0207-2351-2018-10-68-71

4. Ryazanov, A. Ya. (2005). Entsiklopediya po burovym rastvoram. Orenburg, Letopis' Publ., 662 p.

5. Maximov, A. A., Dubyaga, V. P., Grebenkin, S. V., Salnikov, K. A., Babushkin, E. V., Buyanova, M. G., & Khalimova, A. S. (2018). Search of optimum process solution in treating drill mud waste water formed during well drilling to reduce the amount of drilling wastes. Neft. Gaz. Novacii, (6), pp. 69-72. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Фаттахов Марсель Масалимович, кандидат технических наук, доцент базовой кафедры филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Тюменский индустриальный университет, начальник управления технологии строительства скважин, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

Marsel M. Fattahov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Basic Department of the KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, Industrial University of Tyumen, Chief of the Well Technology Department, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen

Бабушкин Эдуард Валерьевич, кандидат технических наук, доцент базовой кафедры филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Тюменский индустриальный университет, начальник управления проектирования строительства скважин, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4854-2223>

Eduard V. Babushkin, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Basic Department of the KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, Industrial University of Tyumen, Chief of the Well Profile Design Department, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4854-2223>

Буянова Марина Германовна, кандидат технических наук, начальник отдела буровых растворов, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5316-5699>

Marina G. Buyanova, Candidate of Engineering, Head of Drilling Fluids Department, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5316-5699>

Ваулин Владимир Геннадьевич, главный специалист отдела буровых растворов, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

Vladimir G. Vaulin, Chief Specialist of Drilling Fluids Department, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen

Садыков Тимур Бахромович, инженер I-й категории отдела буровых растворов, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

Timur B. Sadykov, Engineer of the 1st category of Drilling Fluids Department, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen

Шаляпина Аделя Данияровна,
аспирант, старший преподаватель ка-
федры бурения нефтяных и газовых
скважин, Тюменский индустриальный
университет, инженер 2-й категории
отдела разработки смет и норм, фили-
ал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «Ко-
галымНИПИнефть» в г. Тюмени,
adelya.shalyapina@lukoil.com, ORCID:
<https://orcid.org/0000-0001-7094-7943>

Adelya D. Shalyapina, Post-
graduate, Senior Lecturer at the De-
partment of Drilling Oil and Gas
Wells, Industrial University of Tyumen,
Engineer of the 2nd category at the De-
partment of Estimates and Standards
Development, Kogalym NIPIneft Branch
of LUKOIL-Engineering LLC in Tyu-
men, adelya.shalyapina@lukoil.com,
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7094-7943>

Статья поступила в редакцию 07.09.2023; одобрена после рецензирования
04.10.2023; принята к публикации 09.10.2023.

The article was submitted 07.09.2023; approved after reviewing 04.10.2023; accepted
for publication 09.10.2023.

Новое в линейке реагентов и технологий химических методов увеличения нефтеотдачи в высокотемпературных пластах

С. Ф. Мамбетов*, Ю. В. Земцов

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*smambetov1978@gmail.com

Аннотация. В настоящее время в области потокоотклоняющих технологий (ПОТ) и технологий выравнивания профиля приемистости (ВПП) разработано множество различных реагентов методов увеличения нефтеотдачи (МУН), а также технологий их применения. Выбор использования определенных способов воздействия на продуктивный пласт зависит от его геолого-физических условий, поэтому правильность этого выбора оказывает прямое влияние на эффективность применения технологий МУН.

Ассортимент реагентов малообъемных химических МУН в высокотемпературных пластах на сегодняшний день весьма ограничен и их применение не везде эффективно. В работе приведены результаты опытно-промышленных работ по повышению нефтеотдачи в высокотемпературных пластах, выполненных в последнее время: 2018–2021 гг. Рассмотрены апробированные технологии ВПП с использованием гелеобразующих термотропных составов «Complex 377» и «EOR701R», полимерного состава «EOR909R». Приведены геолого-физические условия их апробации, основные параметры закачек и полученные результаты.

Статья будет полезна для специалистов, занимающихся методами повышения нефтеотдачи нефтяных пластов, а также для специалистов, принимающих участие в разработке и внедрении физико-химических методов увеличения нефтеотдачи.

Ключевые слова: потокоотклоняющие технологии, проницаемость, коллектор, приемистость скважины, химические реагенты для увеличения нефтеотдачи, методы увеличения нефтеотдачи

Для цитирования: Мамбетов, С. Ф. Новое в линейке реагентов и технологий химических методов увеличения нефтеотдачи в высокотемпературных пластах / С. Ф. Мамбетов, Ю. В. Земцов. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-5-117-130 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 5. – С. 117–130.

New in the range of reagents and technologies for chemical enhanced oil recovery in high-temperature reservoirs

Sergey F. Mambetov*, Yuri V. Zemtsov

Abstract. Currently, numerous enhanced oil recovery reagents and application technologies have been developed in the domains of flow rejection and injection profile levelling. The choice of stimulation methods is reliant on the geological and physical conditions of the reservoir. Therefore, the accuracy of this choice has a direct impact on the efficiency of implementing enhanced oil recovery technologies.

The current availability of low-volume chemical enhanced oil recovery reagents for high-temperature reservoirs is limited, and their effectiveness varies. This article presents the results of a pilot study from 2018 to 2021 aimed at improving oil recovery in high-temperature reservoirs. The study involves evaluating approved levelling technologies for injection profiles that use thermotropic compositions "Complex 377" and "EOR701R", as well as the polymer composition "EOR909R". The geological and physical conditions of their approbation, as well as the primary injection parameters and resulting findings, are provided.

This information will be valuable to professionals engaged in enhanced oil recovery methods for oil reservoirs, as well as those working on the implementation of physical and chemical methods for the same purpose.

Keywords: flow diversion technologies, permeability, reservoir, chemical reagents to increase oil recovery, enhanced oil recovery methods

For citation: Mambetov, S. F., & Zemtsov, Yu. V. (2023). New in the range of reagents and technologies for chemical enhanced oil recovery in high-temperature reservoirs. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 117-130. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-5-117-130

Введение

Пластовая температура является одним из самых значимых критериев применимости реагентов и технологий физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (ФХ МУН) [1, 2].

Она определяет возможность применения технологий с учетом стабильности свойств используемых реагентов в пластовых условиях.

Ряд основных реагентов, используемых для нефтеотдачи пластов, в первую очередь это водорастворимые полимеры и многие поверхностно-активные вещества (ПАВ), а также эмульсии, имеют ограниченную термостабильность и поэтому не могут применяться при пластовых температурах выше 70–80 °С.

В настоящее время для ВПП и ПОТ широко применяется ряд так называемых термотропных составов, обладающих термостабильностью вплоть до 120 °С, представляющих собой различные комбинации растворов, основными компонентами которых являются алюмохлорид или его аналог — оксихлорид алюминия и карбамид. Гелеобразующие составы (ГОС) такого типа применяются в технологиях с аббревиатурами: ГОС «ГАЛКА», ГОС «ГАЛКА-М»¹, «ВПП-1» [3, 4],

¹ Инструкция по применению технологии увеличения нефтеотдачи ГОС «ГАЛКА-М» для изоляции притока закачиваемых вод. Корпоративный сборник инструкций и регламентов по технологиям повышения нефтеотдачи пластов, применяемых на месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ». – М.: Монография, 2004. – Т. 1. – 211 с.

«ТЕРМ»², «ТермоГОС»³ [5], «РВ-3П-1», «РВ-3П-1 МС»⁴ [6, 7]. Однако данные составы не всегда бывают эффективны. Причинами этого, как отмечено в работе [2], может служить даже невысокая карбонатность терригенных коллекторов — 3 % или немного более. Аллюмохлорид и его аналоги в данном случае непроизводительно расходуются на реакцию с карбонатами породы, и оставшееся их содержание в растворе становится недостаточным для образования геля. Также при прорывах закачиваемой воды по трещинам или каналам быстрой фильтрации вследствие разбавления состава не происходит образование объемного геля требуемой прочности, что также снижает эффективность воздействия на пласт.

Расширение ассортимента термотропных водоизолирующих составов и повышение эффективности технологий малообъемных химических МУН с их применением остаются актуальной практической задачей. В данной работе рассматриваются результаты опытно-промышленных работ (ОПР) по апробации решений этой задачи с использованием новых разработок — гелеобразующих термотропных составов «Complex 377» и «EOR701R», полимерного состава «EOR909R».

Технология с применением состава «Complex 377»

Состав «Complex 377» испытан в 10 нагнетательных скважинах пласта ЮВ1 Урьевского месторождения в 2018 году. Технология предусматривает закачку двух различных составов: полимерного раствора марки А — высокомолекулярный анионный полимер типа полиакриламид с добавками ПАВ; маловязкого термотропного раствора марки Б — продукт на основе оксихлорида алюминия, карбамида и модифицирующих добавок⁵. При смешении рабочих растворов реагентов марки А и марки Б образуется деформируемый гель вязкости 280–600 мПа·с. Фильтрационные исследования раствора марки А комплексной композиции «Complex 377» на естественных кернях пласта ЮВ1 Урьевского месторождения показали снижение проницаемости по воде на 55–76 % и увеличение коэффициента вытеснения нефти на 21–26 %.

В процессе подготовки скважин к работе и после закачек производилось определение приемистости. Технология реализована по схеме последовательно чередующейся циклической закачки водных растворов реагентов марки А и марки Б. В первом и третьем циклах в скважину закачивали реагент марки А, во втором цикле — марки Б, затем производилась продавка в пласт технической водой в объеме 30–50 м³. В отличие от классического

² Инструкция по применению гелеобразующего состава «ТЕРМ» для повышения нефтеотдачи пластов. Корпоративный сборник инструкций и регламентов по технологиям повышения нефтеотдачи пластов, применяемых на месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ». — М.: Монография, 2004. — Т.1. — 157 с.

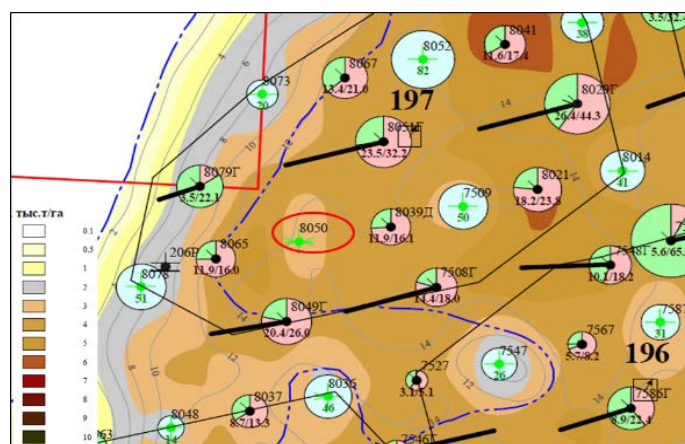
³ Термотропный гелеобразующий состав ТермоГОС. Инструкция по применению в технологиях повышения нефтеотдачи пластов. — М.: ЗАО НПП «НефтеСервисКомплект», 2009. — 9 с.

⁴ Временная инструкция на проведение работ по повышению нефтеотдачи высокообводненных пластов, выравниванию профилей приемистости с применением гелеобразующего состава на основе реагента «РВ-3П-1 МС». — М.: МПК «ХимСервисИнжиниринг», 2013. — 9 с.

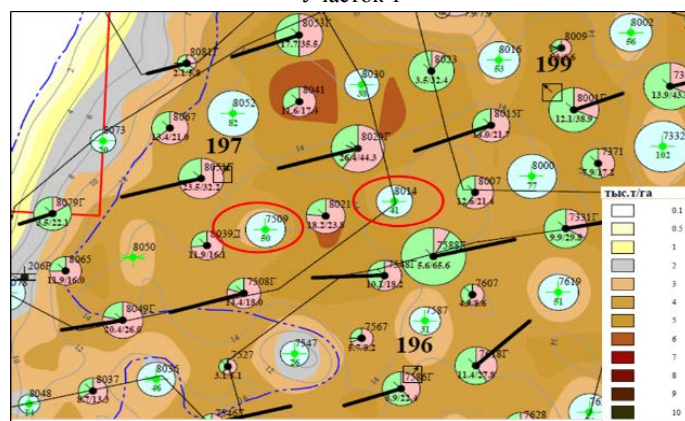
⁵ Инструкция на применение многокомпонентного состава Complex 377 в технологиях повышения нефтеотдачи пласта методом выравнивания профиля приемистости в нагнетательных скважинах. — М.: ООО «Синтез», 2017. — 9 с.

механизма выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, гелеобразование данного реагента происходит в удаленной зоне пласта.

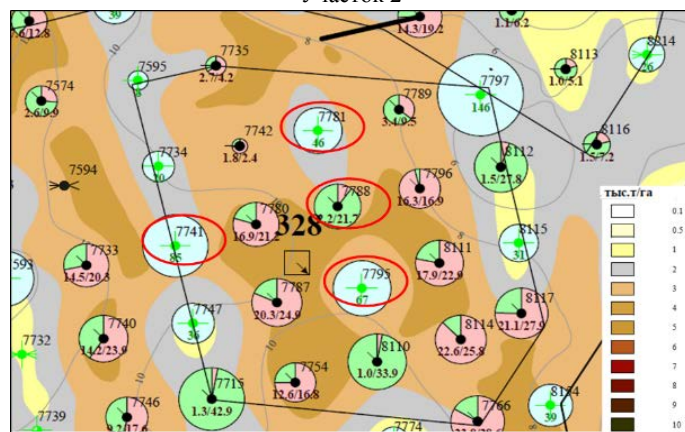
Участки обработок отражены на рисунке 1.



Участок 1



Участок 2



Участок 3

Рис. 1. Расположение скважин на участках и плотности подвижных запасов пласта ЮВ1 Урьевского месторождения

На объекте сформирована интенсивная комбинированная система разработки, сочетающая эксплуатацию объекта наклонно направленными скважинами и скважинами с горизонтальным окончанием ствола, присутствуют скважины с гидравлическим разрывом пласта (ГРП). Скважины, работающие с высоким содержанием воды, связаны с каналами «холостой» ее фильтрации без желаемого вытеснения нефти по площади и разрезу нефтеносности. Добывающие скважины участков расположены в чисто нефтяной зоне и областях с недонасыщенным коллектором в подошвенной зоне пласта (рис. 1 и 2).

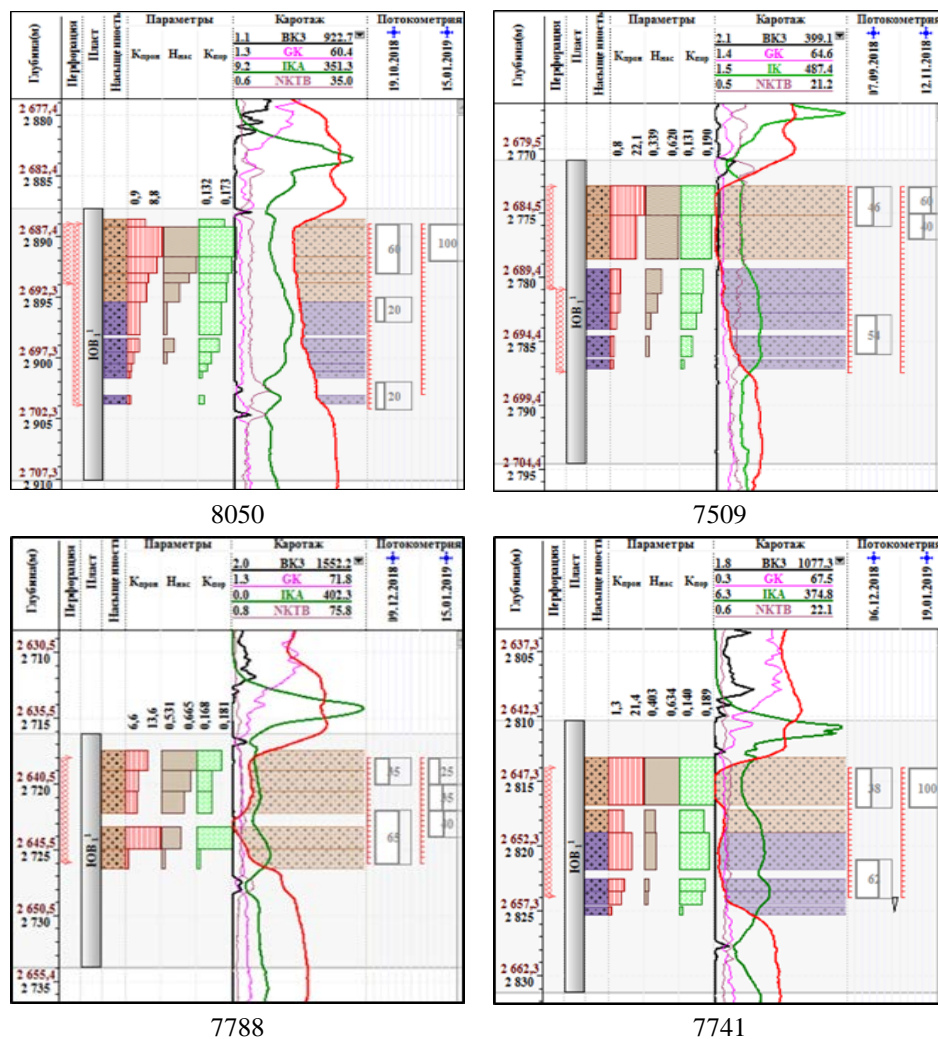


Рис. 2. Каротажные кривые и профили приемистости скважин, пласт ЮВ1 Урьевского месторождения

Пластовая температура — 96 °С. Средняя по скважинам нефтенасыщенная толщина коллектора — от 1,2 до 15,4 м, проницаемость — $4,8 \div 19,7 \times 10^{-3}$ мкм², коэффициент расчлененности — от 2 до 6 ед., песча-

нистость в диапазоне значений от 0,39 до 0,96, содержание карбонатной составляющей не превышает 2–3 %. Средняя начальная нефтенасыщенность по участкам составляет $0,485 \div 0,593$. Накопленный водонефтяной фактор (ВНФ) — от 0,811 до 0,927, текущая обводненность продукции — 59–93 %, степень выработанности запасов нефти — от 14,1 до 28,1. Последнее показывает явное несоответствие выработки пласта и обводнения скважин и свидетельствует о необходимости воздействия на участок с целью снижения отборов воды и увеличения нефтеизвлечения.

Таблица 1 содержит основные геологические характеристики пласта в обработанных нагнетательных скважинах, а на рисунке 2 приведены каротажные кривые и профили приемистости скважин, на которых были проведены промыслово-геофизические исследования до и после обработок. В скважины было закачено по 160–212 м³ раствора реагентов «Complex 377» при начальных давлениях 16,3–19,3 МПа и конечных — 18,2–21,0 МПа. В процессе закачек приемистость в большинстве скважин снизилась на 30–50 %. Профили приемистости значительно изменились (см. рис. 2): прекратилась закачка воды в нижние водонасыщенные и промываемые закачиваемой водой интервалы пласта. Дополнительная добыча нефти за счет повышения нефтеотдачи за 7–9 месяцев продолжения эффекта составила: по участку 1 — 219 т, участку 2 — 766 т и участку 3 — 1 161 т, удельная эффективность, соответственно, 219; 192 и 290 тонн на одну скважино-обработку.

Таблица 1

**Геологические характеристики пласта ЮВ1 Урьевского месторождения
в обработанных нагнетательных скважинах**

Параметр	Значения по скважинам						
	Участок 1	Участок 2		Участок 3			
	8050	7509	8014	7781	7788	7795	7741
Общая толщина пласта, м	15,0	14,5	14,0	10,0	8,0	7,7	10,2
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	13,5	12,7	10,2	7,0	7,8	7,7	10,2
Коэффициент пористости, д.ед.	0,159	0,170	0,175	0,174	0,174	0,180	0,181
Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.	0,465	0,500	0,572	0,523	0,610	0,623	0,514
Проницаемость коллектора, $\times 10^{-3}$ мкм ²	4,8	10,7	12,5	10,7	9,8	13,5	14,9
Коэффициент песчанистости, д.ед.	0,9	0,88	0,73	0,35	0,97	1,0	1,0
Расчлененность пласта, ед.	11	6	5	3	5	5	6
Приемистость скважины до обработки, м ³ /сут	110	80	55	80	60	100	75

Отметим, что при низкой проницаемости коллектора объекта разработки (см. табл. 1) и пластовой температуре 96 °С полученную удельную эффективность следует считать вполне удовлетворительной. Затраты на выполненные работы на всех 10 опытных обработках окупались дополнительно добытой нефтью.

Технология с применением состава «EOR701R»

Технология «EOR701R» испытана в 10 нагнетательных скважинах пласта ЮВ1 Повховского месторождения в 2020 году. Термотропный гелеобразующий состав «EOR701R» представляет собой смесь солей алюминия и карбамида с модифицирующими добавками, в числе которых присутствует титановый коагулянт⁶.

Отличием состава от известных ГОС «ГАЛКА», «ТермоГОС», «Галка-Термогель» и их аналогов является то, что титановый коагулянт при взаимодействии с пластовой водой образует рыхлые объемные подвижные осадки и тем самым усиливает эффект закупорки водопромытых каналов фильтрации.

Лабораторные исследования при температуре 90 °С показали, что воздействие температуры на термотропный состав смеси карбамида и гидроксохлорида алюминия в течение 30 дней приводит к отделению свободной воды в объеме до 40 % и более. То есть гель деструктурируется. При введении дополнительно в этот состав титанового коагулянта после его коагуляции даже при разбавлении состава водой в соотношениях от 1:40 и более образуется рыхлый осадок, объем которого в 4–7 раз больше первоначального объема геля. Гель при этом остается стабильным во всем объеме.

Фильтрационные исследования состава «EOR701R» на двухслойных разнопроницаемых и разнонасыщенных моделях показали снижение фазовой проницаемости по воде за счет блокирования промытой зоны.

Фактор остаточного сопротивления для высокопроницаемых, промытых водой моделей составляет от 13,1 до 22,3 ед., низкопроницаемых — 3,5÷3,8 д.ед. При этом происходит увеличение коэффициента вытеснения, преимущественно за счет довытеснения нефти из низкопроницаемых моделей, в среднем на 49 %.

Участок обработок схематично изображен на рисунке 3.

Участок эксплуатируется наклонно направленными и горизонтальными скважинами. Высокое обводнение скважин связано с каналами ее «холостой» фильтрации по нижней слабо нефтенасыщенной зоне продуктивного пласта или по подошве пласта с подстилающей водой. В ряде случаев это связано с заколонными уходами нагнетаемой воды в водоносную подошву пласта.

⁶ URL: <https://newsvo.ru/s-titanovum-koagulyantom.dhtm>.

Таблица 2

**Геологические характеристики ЮВ1 Повховского месторождения
в обработанных нагнетательных скважинах**

Параметр	Значения по скважинам									
	7150	7184	7182	7173	7340	7201	7193	7347	7212	7214
Общая толщина пласта, м	15,0	15,0	14,0	16,0	12,0	13,0	15,0	15,0	12,0	12,0
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	7,7	10,6	6,6	6,0	7,0	9,9	9,6	10,7	4,7	5,7
Коэффициент пористости, д.ед.	0,168	0,172	0,116	0,118	0,177	0,171	0,168	0,177	0,178	0,171
Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.	0,420	0,555	0,427	0,455	0,536	0,676	0,717	0,629	0,597	0,537
Проницаемость коллектора, $\times 10^{-3}$ мкм ²	26,8	16,9	6,3	4,3	27,4	17,7	11,4	28,4	30,5	15,9
Коэффициент песчанистости, д.ед.	1,00	1,00	0,97	1,00	1,00	0,99	0,96	0,82	0,67	1,00
Расчлененность пласта, ед.	5	14	7	5	5	5	6	5	6	5
Приемистость скважины до обработки, м ³ /сут	100	150	80	50	70	100	140	160	230	50

После обработок приемистость в большинстве случаев увеличилась на 5–20 %. Это связано с растворением вблизи ствола скважин минералов цемента породы соляной кислотой, образовавшейся при гидролизе содержащегося в композиции гидроксохлорида алюминия. Профили приемистости значительно изменились (см. рис. 4). Закачка воды в нижние водонасыщенные интервалы и ее заколонные уходы в подошву пласта почти во всех скважинах прекратилась. После обработок обводненность скважин участка фактически снизилась с 99–92 % до 97–89 %, или в среднем на 3,1–1,1 %. Дополнительная добыча нефти за счет увеличения нефтеотдачи по участку за 14 месяцев эффекта составила 6,7 тыс. т или в среднем 670 тонн на одну скважино-обработку. Затраты на выполненные работы окупались дополнительно добытой нефтью.

Технология с применением состава «EOR909R»

Технология «EOR909R» испытана в 8 нагнетательных скважинах пласта Ач2 Повховского месторождения в 2019 году. Состав представляет собой раствор смеси высококачественных полимеров полиакриламида известных торговых марок, включая термостойкие.

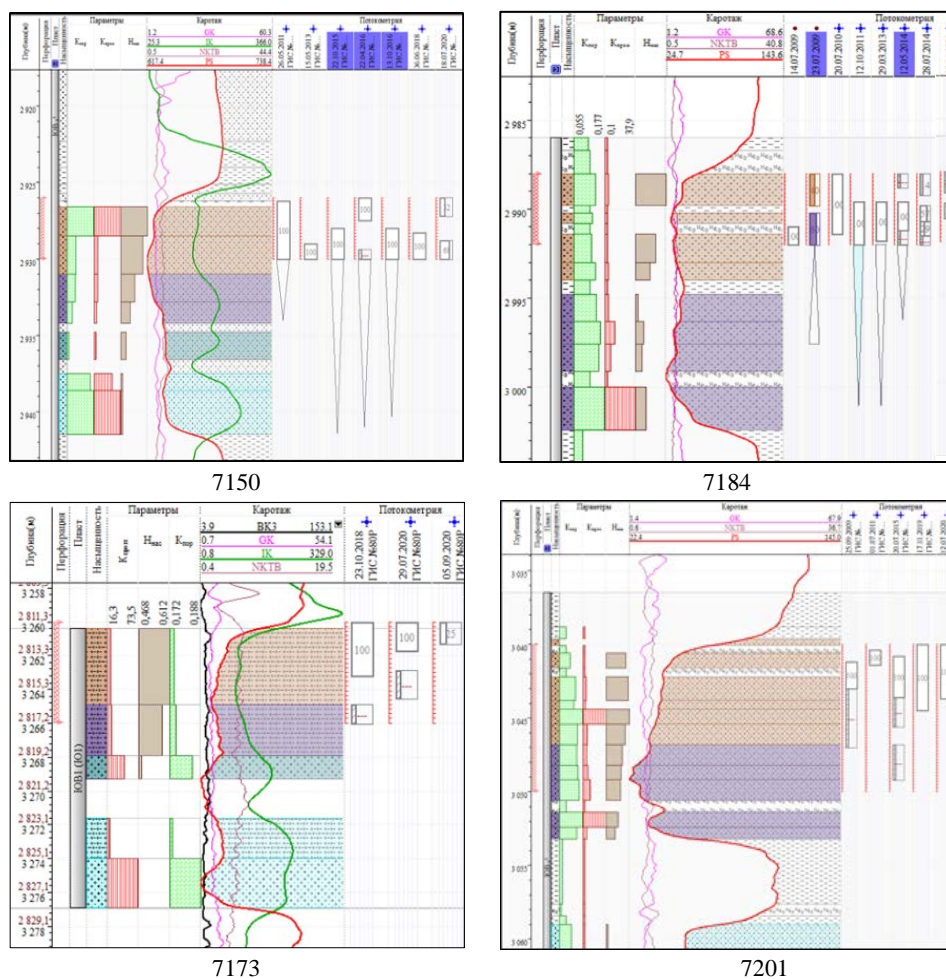


Рис. 4. Каротажные кривые и профили приемистости скважин, пласт ЮВ1 Повховского месторождения

Механизм воздействия составом «EOR909R» основан на образовании объемного не текучего сшитого геля в обводненных порах и водопроточных каналах фильтрации нагнетаемой воды в продуктивном коллекторе. В качестве сшивающего агента используется ацетат хрома.

Рекомендуемая авторами технологии концентрация реагента «EOR909R» составляет 0,15–1,00 %, ацетата хрома — 0,015–0,15 %. Состав может содержать термостойкие армирующие дисперсные наполнители с заданной гранулометрией: древесную муку и/или природный тонкодисперсный мел.

Лабораторные исследования состава «EOR909R» показали, что при выдержке при температуре 90 °С в течение 30 дней коэффициент его термостойкости при концентрации полимера 0,5 % равен 0,92 д.ед. при норме 0,80 д.ед. Фильтрационные исследования реагента на естественном керновом материале в пластовых условиях показали, что после обработок моде-

лей происходит снижение их проницаемости для воды на 74–82 %, фактор остаточного сопротивления составил 3,9–5,6 д.ед. При довытеснении нефти составом после прокачки воды до полного обводнения моделей получено увеличение коэффициента нефтевытеснения на 17,5–26,0 %.

Участок ОНР, на котором были обработаны 5 компактно расположенных нагнетательных скважин пласта Ач2, изображен на рисунке 5. Звездочками на рисунке обозначены скважины с ГРП.

Участок интенсивно разрабатывается наклонно направленными и горизонтальными скважинами. В связи с низкой проницаемостью коллектора практически повсеместно выполнены ГРП. Высокое обводнение скважин обусловлено как геологическими факторами — высокая послойная неоднородность слагающих пропластков по проницаемости, так и техногенными причинами — прорывы воды по трещинам ГРП и быстрое обводнение по техногенным трещинам в матрице породы, образовавшимся в процессе длительной интенсивной закачки воды системы поддержания пластового давления (ППД).

Добывающие скважины участка расположены в водонефтяной зоне с пластовой температурой 89 °С. Нефтенасыщенная толщина пласта по скважинам — от 2,6 до 14,5 м, проницаемость — от 1,0 до $9,5 \times 10^{-3}$ мкм², в среднем $2,9 \times 10^{-3}$ мкм², коэффициент расчлененности — от 2 до 22 ед., песчаность в диапазоне значений от 0,60 до 0,85. Средняя начальная нефтенасыщенность по участкам составляет 0,430÷0,560. Накопленный ВНФ — 1,9, текущая обводненность продукции — 59,5 %, отбор от НИЗ — 24,1 %.

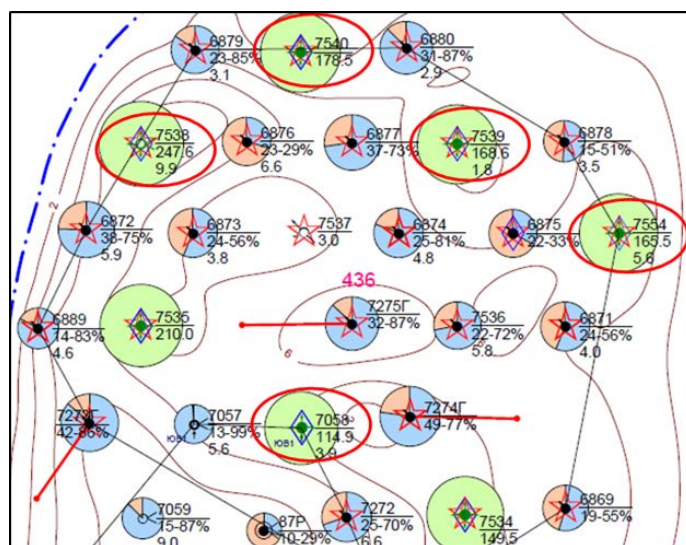


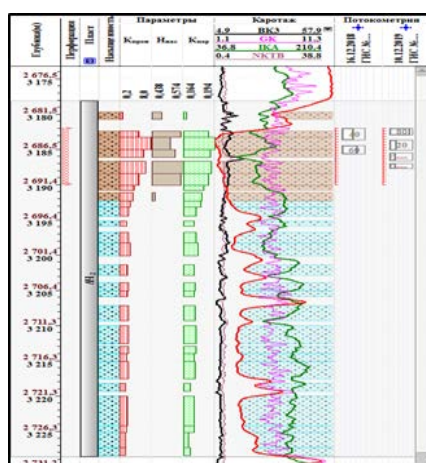
Рис. 5. Участок воздействия технологий «EOR909R», пласт Ач2 Повховского месторождения

В таблице 3 приведены основные геологические характеристики пласта в обработанных нагнетательных скважинах, а на рисунке 6, в качестве примера, их каротажные кривые и характерные профили приемистости до и после обработок.

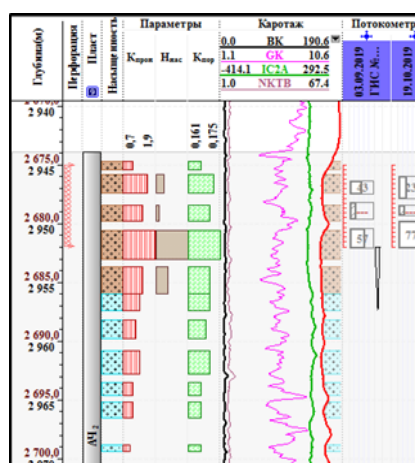
Таблица 3

Геологические параметры скважин пласта Ач2, обработанных составом «EOR909R»

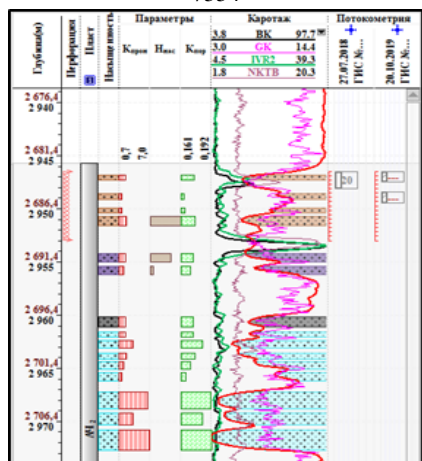
Параметр	Значения по скважинам				
	7058	7554	7538	7539	7540
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	6,75	6,9	4,8	6,2	2,4
Коэффициент пористости, д.ед.	0,168	0,190	0,172	0,171	0,169
Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.	0,437	0,549	0,452	0,451	0,476
Проницаемость коллектора, $\times 10^{-3}$ мкм ²	1,1	6,2	1,6	1,7	1,3
Коэффициент песчанистости, д.ед.	0,68	0,87	0,69	0,48	0,37
Расчлененность пласта, ед.	5	7	4	12	4
Приемистость скважины до обработки, м ³ /сут	140	170	260	160	180



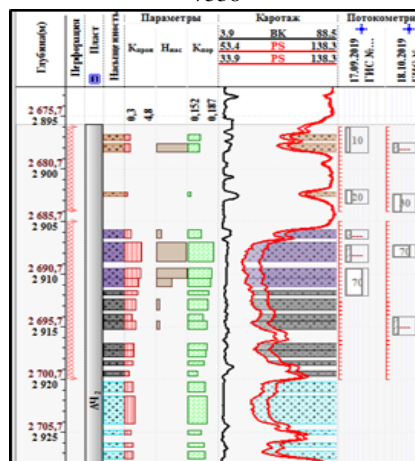
7554



7538



7539



7540

Рис. 6. Каротажные кривые и профили приемистости скважин, пласта Ач2 Повховского месторождения

Объемы закачек «EOR909R» составили от 400 до 600 м³/скв. с начальными давлениями 13,2–14,0 МПа и конечными — 15,5–16,3 МПа. Приемистость скважин снизилась на 30–40 %. На участке произошло изменение фильтрационных потоков закачиваемой воды системы ППД со снижением обводненности по отдельным реагирующим скважинам на 1,5–13,6 %, в среднем на 4,8 %. Темп роста обводненности снизился. Дополнительная добыча нефти составила 1 250 т или 250 т на одну скважино-обработку. За время эффекта (7 месяцев) затраты на выполненные работы окупались дополнительно добытой нефтью.

Выводы

Результаты описанных ОПР в условиях высоких пластовых температур показали достаточно высокую технико-экономическую эффективность. По физико-химическим и эксплуатационным свойствам апробированные реагенты ФХ МУН выгодно отличаются от широко применяемых в настоящее время и расширяют линейку известных термотропных реагентов для малообъемных химических методов увеличения нефтеотдачи пластов. Рассмотренные выше составы и технологии их использования могут быть рекомендованы для адаптации на других высокотемпературных объектах и к последующему тиражированию применения.

Список источников

1. Земцов, Ю. В. К вопросу критериев выбора технологий малообъемных химических МУН в различных геолого-промысловых условиях пластов / Ю. В. Земцов, В. В. Мазаев. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 7 (248). – С. 54–59.
2. Земцов, Ю. В. Современное состояние физико-химических методов увеличения нефтеотдачи : литературно-патентный обзор / Ю. В. Земцов, В. В. Мазаев. – Екатеринбург : ООО «Издательские решения», 2021. – 240 с. – Текст : непосредственный.
3. Алтунина, Л. К. Увеличение нефтеотдачи месторождений на поздней стадии разработки физико-химическими методами / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 8 (175). – С. 18–25.
4. Алтунина, Л. К. Термотропные гели, золи и композиции ПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов, И. В. Кувшинов. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 6 (197). – С. 27–32.
5. Земцов, Ю. В. Эффективность химических технологий повышения нефтеотдачи юрских пластов месторождений Западной Сибири / Ю. В. Земцов, С. Л. Кулагин. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 58–60.
6. Рамазанов, Р. Г. Результаты применения химических технологий для регулирования заводнения в ОАО «ЛУКОЙЛ» / Р. Г. Рамазанов, А. А. Фаткуллин. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 4. – С. 38–40.
7. Постоянно действующие научно-производственные программы промышленного внедрения технологий выравнивания профиля приемистости низкопроницаемых пластов месторождений ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» / М. А. Кузнецов, С. М. Ишкинов, Т. И. Кузнецова [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 10. – С. 106–111.

References

1. Zemtsov, Yu. V., & Mazaev, V. V. (2021). On process criteria selection for low-volume chemical EOR treatments in various geological and field reservoir conditions. *Neft. Gas. Novacii*, (7(248)), pp. 54-59. (In Russian).
2. Zemtsov, Yu. V., & Mazaev, V. V. (2021). *Sovremennoe sostoyanie fiziko-khimicheskikh metodov uvelicheniya nefteotdachi: literaturno-patentnyy obzor*. Ekaterinburg, Izdatel'skie resheniya LLC Publ., 240 p. (In Russian).
3. Altunina, L. K., & Kuvshinov, V. A. (2013). Enhanced oil recovery for the fields at a late stage of their development by physical and chemical methods. *Neft. Gas. Novacii*, (8(175)), pp. 18-25. (In Russian).
4. Altunina, L. K., Kuvshinov, V. A., & Kuvshinov, I. V. (2015). Thermotropic gels, sols and surfactant compositions for enhanced oil recovery. *Neft. Gas. Novacii*, (6(197)), pp. 27-32. (In Russian).
5. Zemtsov, Yu. V., & Kulagin, S. L. (2011). The effectiveness of enhanced oil recovery chemical methods for Jurassic deposits of Western Siberia. *Oil Industry*, (8), pp. 58-60. (In Russian).
6. Ramazanov, R. G., & Fatkullin, A. A. (2004). Results of application of chemical technologies for flooding regulation in LUKOIL OAO. *Oil Industry*, (4), pp. 38-40. (In Russian).
7. Kuznetsov, M. A., Ishkinov, S. M., Kuznetsova, T. I., Fakhretdinov, R. N., Yakimenko, G. H., Bobylev, O. A., & Shaymardanov, R. F. (2015). The constantly developed research and production programs of industrial adaptation of injectivity profile leveling technologies for low permeability reservoirs of Slavneft-Megionneftegas OJSC. *Oil Industry*, (10), pp. 106-110. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Мамбетов Сергей Фанилович,
аспирант кафедры разработки нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, smambetov1978@gmail.com

Sergey F. Mambetov, Postgraduate
at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, smambetov1978@gmail.com

Земцов Юрий Васильевич,
доктор технических наук, доцент, профессор кафедры разработки нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Yuri V. Zemtsov, Doctor of Engineering, Associate Professor, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 02.05.2023; одобрена после рецензирования 25.09.2023; принята к публикации 04.10.2023.

The article was submitted 02.05.2023; approved after reviewing 25.09.2023; accepted for publication 04.10.2023.

**Воспоминания о нашем друге, коллеге,
ученом-физике Виталии Федоровиче Новикове
(03.08.1937 — 28.06.2022)**



Виталий Федорович Новиков родился 3 августа 1937 г. в селе Заводопетровский Ялуторовского района Тюменской области.

Окончил в 1961 г. Тюменский педагогический институт по специальности «Учитель физики и основ производства»; в 1964 г. аспирантуру Уральского государственного университета. Доктор физико-математических наук (1986 г.), профессор (1988 г.). Специализировался по проблемам физики магнитных явлений в твердых телах.

Трудовую биографию начал до окончания Тюменского педагогического института, проработав в этом вузе год (до поступления в аспирантуру в 1961 г.) в должности заведующего лабораторией.

По завершении учебы в аспирантуре продолжил научную и педагогическую деятельность на кафедре физики Тюменского индустриального института (ТИИ) (Тюменского государственного нефтегазового университета (ТюмГНГУ)) старшим преподавателем, с 1968 г. — заведующим кафедрой.

В 1970 г. Виталию Федоровичу было присвоено ученое звание доцента.

С 1986 г. — заведующий кафедрой физики № 1, затем кафедрой физики, методов контроля и диагностики, профессор; руководитель аспирантуры по физике магнитных явлений.

Много сил и энергии отдал созданию и развитию в вузе научной, методической и лабораторной базы по механике, электричеству и оптике; возглавлял научно-исследовательскую лабораторию студенческого научного центра первичных магнитных преобразований, где выполнялись государственные бюджетные, хоздоговорные работы. Основные исследования посвящены магнитоупругой памяти металла об упругих напряжениях и эффекту аномального увеличения магнитоупругой чувствительности сталей на начальных этапах пластической деформации; разработал совместно с сотрудниками кафедры физики № 1 новый тип запоминающих датчиков пикового значения силы, давления и ускорения. Осуществлял исследования магнитных свойств легированных и конструкционных сталей. Были получены результаты по определению напряженного состояния металла, металлоконструкций (трубопроводов), был создан экспериментальный прибор по диагностированию состояния трубы, позволяющий с высокой достоверностью обнаружить места возможных порывов трубопроводов.

Виталий Федорович Новиков — автор более двадцати изобретений; более двухсот научных трудов, в их числе монографии «Магнитоупругие свойства пластически деформированных и сложнапряженных магнетиков» (1997), «Магнитная диагностика механических напряжений в ферромагнетиках» (2001); более шестидесяти методических указаний. Подготовил девять кандидатов наук и одного доктора наук. Член научно-методического и научно-издательского советов, Экспертной комиссии по физико-математическим наукам ТюмГНГУ, двух ученых советов по защите диссертаций.

Виталий Федорович Новиков был награжден медалями «За доблестный труд. В ознаменование 100-летия со дня рождения В. И. Ленина» (1970), «За освоение недр и развитие нефтегазового комплекса Западной Сибири», «Ветеран труда»; удостоен нагрудных знаков «За отличные успехи в работе» Минвуза СССР, «Изобретатель СССР», большой и малой серебряных медалей ВДНХ СССР.

Виталий Федорович был удостоен звания Заслуженного работника высшей школы Российской Федерации (2003) и Почетного работника ТюмГНГУ.

Каждый, кто волею судьбы хоть раз встречался с Виталием Федоровичем Новиковым, может отметить его как позитивного, неординарного, одаренного ученого и прекрасного человека!

К сожалению, В. Ф. Новикова не стало 28.06.2022, это очень большая потеря для вуза и всех, кто его когда-то знал. Образ этого человека легко можно представить по воспоминаниям его коллег и близких.

Из воспоминаний Галины Николаевны Федюкиной: «...яркий удивительно комфортный, простой в общении человек. С умным, острым, необидным юмором, живой, стремительный, с проницательным взглядом. Очень интересный, одаренный, внутренне богатый человек. Он прекрасно

играл на гитаре, пел. У него удивительно красивый голос. Сочинял стихи и серьезные, и шуточные.

У нас сложились очень дружеские, простые, доверительные отношения. Можно было и поругаться, и поспорить, а на другой день как ни в чем не бывало... Никаких обид. С ним было легко!

Он как вулкан фонтанировал идеями и научными фантазиями. Никому не давал жить спокойно. Он “совался” во все — в методические вопросы, в работу лабораторных установок, в разработку методичек, в дела “подготовишек”, идешь на работу и не знаешь, чего еще он придумает, куда еще нас потащит, какие безумные идеи придут ему в голову, во что еще мы “вляпаемся” (в позитивном смысле) с его подачи...».

Своими воспоминаниями также поделился профессор, доктор технических наук Александр Иванович Ульянов, который вместе с Виталием Федоровичем с нуля создавал магнитную лабораторию ТИИ (1966–1969 гг.): «Мы были увлечены идеями Виталия Федоровича и почему-то верили, что под его руководством мы все сможем сделать».

Хоть в 1969 г. А. И. Ульянов уехал из г. Тюмени для поступления в аспирантуру и так и не вернулся обратно, он, проживая в другом городе, продолжил дружбу с Виталием Федоровичем, они часто созванивались, встречались на научных конференциях. Бывая иногда в Тюмени, Александр Иванович всегда заходил на кафедру физики, где с удовольствием встречался с Виталием Федоровичем, и им всегда было о чем поговорить.

Только теплые воспоминания о Виталии Федоровиче Новикове остались и у Петра Юрьевича Третьякова: «С Виталием Федоровичем Новиковым меня познакомил его ученик, заведующий кафедрой физики и электротехники ТЮМИСИ Иван Григорьевич Фатеев в сентябре 1983 года. Первое впечатление оказалось не обманчивым. Мне он показался доброжелательным, грамотным, требовательным руководителем. В то же время я увидел в нем удивительное качество руководителя — быть внимательным к своему собеседнику. Высокий профессионализм, постоянное стремление к развитию отличало Виталия Федоровича от остальных. Он был ученым в своей области, тем не менее огромное внимание он уделял и учебному процессу. Физика — техническая и основополагающая дисциплина в инженерном вузе, поэтому лабораторная база для учебного процесса стояла у Виталия Федоровича на первом месте. Если возникали сложности в приобретении учебного оборудования, Виталий Федорович сам вместе со своими сотрудниками изготавливал и применял в учебном процессе лабораторные установки».

Профессор Евгений Владимирович Артамонов о В. Ф. Новикове: «Виталий Федорович был настоящим ученым, умеющим применять научные результаты на практическом поле. Он в течение ряда лет консультировал меня и моих учеников (и никогда не отказывал) по разным разделам физики, что в результате приводило к новым результатам в науке и успешным защитах диссертаций. Виталий Федорович был отличным педагогом, открыто

и смело формулировал свою позицию о проблемах и путях улучшения научной и образовательной работы по физике на разных уровнях».

Владимир Григорьевич Попов познакомился с В. Ф. Новиковым на открытии кафедры «Товароведение и технология продуктов питания» (2000 г.) и вспоминает, что при первой встрече был удивлен его искренним интересом к новому направлению вуза — производство продуктов питания и желанием оказать посильную помощь в адаптации курса физики. «Он познакомил меня с преподавателем и попросил учесть все мои просьбы! Для меня, нового человека в университете, оказанное внимание выдающимся ученым было мощным стимулом в развитии. Виталий Федорович обладал удивительными человеческими качествами — на сложные проблемы смело, честно, конструктивно и, главное, с тонким юмором указывать причины их появления и свой вариант решения», — отметил Владимир Григорьевич.

Из воспоминаний коллеги Надежды Сергеевны Гавриковой: «Хоть и небольшой временной период довелось поработать с Виталием Федоровичем (около 10 лет), но этого времени хватило, чтобы проникнуться теплотой к этому талантливому ученому и замечательному человеку».

Надежда Сергеевна отмечает, что на первый взгляд казалось, что Виталию Федоровичу все, к чему бы он ни прикоснулся, давалось легко и без усилий. Надо ли говорить, что на самом деле за всеми успехами стоял огромный непрекращающийся труд и несчетное количество инфарктов, инсультов и прочих недоразумений, как он любил говорить. Жажда знаний, интерес к физике не утолялись до последних дней жизни, напротив, усиливались и нарастали. Жизнь на кафедре была бурной, интересной и насыщенной. О его гигантской работоспособности вспоминают до сих пор. Знают также, что он мог держать в голове одновременно уйму дел и при этом в процессе работы над одним из них продвигаться в решении других.

Большое наследие оставил Виталий Федорович для физики и приборостроения в Тюменском индустриальном университете. Светлая ему память!

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

Правила подготовки рукописи

1. К предоставляемой рукописи должны быть приложены следующие документы:
 - сопроводительное письмо руководства организации, откуда исходит рукопись; рекомендация соответствующей кафедры вуза (заверенная выписка из протокола заседания кафедры);
 - экспертное заключение организации, откуда исходит рукопись, о возможности открытого опубликования;
 - заявление автора о публикации произведения и передаче исключительных прав на него редакции журнала;
 - сопроводительное письмо автора на имя главного редактора журнала, подтверждающее, что статья нигде ранее не была опубликована.
2. В целях обеспечения качества публикуемых материалов и соблюдения авторских прав все поступающие в редакцию журнала рукописи проходят проверку на наличие заимствований и только после этого направляются на рецензирование. Статьи, содержащие менее 75 % оригинального текста, в журнале не публикуются.
3. Все поступающие в редакцию рукописи, соответствующие тематике журнала, проходят процедуру рецензирования с целью их экспертной оценки. Рецензенты являются признанными специалистами по тематике рецензируемых материалов. Рецензии хранятся в редакции в течение 5 лет.
4. **Технические требования к тексту.** Материалы поступают в редакцию через сайт журнала (tumnig.tyuiu.ru) 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), междустрочный интервал — 1. Абзацный отступ — 0,5 см.
 - Ввод формул и символов, используемых в тексте, необходимо производить только в редакторе формул Math Type/Microsoft Equation. Гарнитура шрифта формул выбирается с начертанием, максимально близким к Times New Roman. Символы в формулах статьи набирают: крупный символ — 12 пт; мелкий символ — 8 пт; крупный индекс — 8 пт; мелкий индекс — 7 пт.
 - Иллюстрации выполняются на компьютере и вставляются в файл статьи после указания на них в тексте. Рисунки должны быть четкими, контрастными, с хорошей проработкой деталей. 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 без расшифровки не допускается. Узкоспециальные научные термины также должны быть расшифрованы. Необходимо избегать применения громоздкого математического аппарата. Сведения, приводимые в статье, должны содержать необходимый минимум формул.
6. Если автор направляет более одной статьи для публикации, то каждая статья и информация к ней должны быть представлены по отдельности.

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

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

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

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

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

12. Плата за опубликование рукописей не взимается.

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

Manuscripts presentation requirements

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

На научно-технический журнал

«Известия высших учебных заведений. Нефть и газ»

(подписной индекс: 73837)

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

«Пресса России»:

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

а также можно подписаться через интернет-магазин

«Пресса по подписке»:

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

Редактор — А. С. Отто

Редактор, дизайнер — Н. В. Шуваева

Тираж 500 экз. Заказ № 2727.

Дата выхода в свет 13.11.23. Формат 70x108/16.

Уч.-изд. л. 7,51. Усл. печ. л. 12,33.

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. Otto

Editor, designer — Natalya V. Shuvaeva

Number of copies 500. Order No 2727.

Date of publishing 13.11.23. Sheet size 70x108/16.

Published sheets 7,51. Conventional printed sheets 12,33.

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.