

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

2 (164)
Март — апрель 2024

2 (164)
March — April 2024

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
технологический университет
«Высшая школа нефти»

Редакция

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

The Journal Founders

Ministry of Science and Higher Education
of the Russian Federation
Gubkin Russian State University
of Oil and Gas
(National Research University)
Industrial University of Tyumen
Ufa State Petroleum Technological
University
Ukhta State Technical University
Almetyevsk state technological
university «Petroleum high school»

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)

Агинец 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 технологический университет «Высшая школа нефти», 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 технологический университет «Высшая школа нефти», 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 Газа, г. Краков (Польша)

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

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

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 technological university «Petroleum high school», 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 technological university «Petroleum high school», 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

- Лукьяненко Е. А., Кузьмина Н. Г., Бурдак Д. В.
**Гидрогеохимическая характеристика и анализ совместимости
размещаемых и пластовых вод на месторождении Н
Западной Сибири** 11
- Сальникова Ю. И., Абдрашитова Р. Н., Бердова Д. В., Семенова Т. В.
**Опыт использования апт-альб-сеноманского
гидрогеологического комплекса при размещении
попутно-добываемых вод Каменного участка недр** 25
- Швецов Е. И., Тарасова М. С.
**Литолого-петрографическая характеристика и генезис пород
утхолотской свиты скважины Х Кшукского месторождения** 43

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- Вяткин И. А., Подмогильный С. А.
**Оценка полученных проницаемостей по результатам
газогидродинамических исследований скважин
туронской залежи на Южно-Русском месторождении** 56
- Грезин А. В., Сагитов Д. К.
**Оценка влияния продолжительности остановки
и последовательности запуска добывающих скважин
в различных геолого-промысловых условиях** 67
- Мусакаев Н. Г., Гальчанский М. П.
**Расчет необходимого расхода метанола при течении влажного
углеводородного газа в горизонтальном трубопроводе** 79

МАТЕРИАЛЫ И КОНСТРУКЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Кадыржанов К. К., Козловский А. Л., Шлимас Д. И., Молдабаева Г. Ж. Изучение перспектив применения ионной модификации нитридных покрытий к процессам высокотемпературной коррозии в нефтегазовой отрасли	93
--	----

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

Спасилов В. М., Киреева М. А. Повышение эффективности системы управления парком топливных горизонтальных резервуаров	104
--	-----

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке)	116
Правила подготовки рукописи (на английском языке)	119

CONTENTS

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

- Lukyanenko E. A., Kuzmina N. G., Burdak D. V.
**Hydrogeological characteristics and analysis of the compatibility
of disposal and formation water at the field N in Western Siberia** 11
- Salnikova Yu. I., Abdrashitova R. N., Berdova D. V., Semenova T. V.
**Experience of using the Aptian-Albian-Cenomanian
hydrogeological complex in the disposal of produced water
from the Kamennoye subsoil area** 25
- Shvetsov E. I., Tarasova M. S.
**The lithological and petrographic characterization and genesis
of rocks in the Utkholok suite of well X of the Kshuuskoye field** 43

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

- Vyatkin I. A., Podmogilnyj S. A.
**An evaluation of the permeability obtained
from the gas-hydrodynamic studies of the wells
of the Turonian deposit at the Yuzhno-Russkoye field** 56
- Grezin A. V., Sagitov D. K.
**Influence assessment of shut-in duration and well startup
sequence in different geological and field conditions** 67
- Musakaev N. G., Galchanskii M. P.
**Calculation of the required methanol consumption during
the flow of wet hydrocarbon gas in a horizontal pipeline** 79

MATERIALS AND STRUCTURES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

Kadyrzhanov K. K., Kozlovskiy A. L., Shlimas D. I., Moldabayeva G. Zh.
**The prospects of applying ionic modification of nitride coatings
to high temperature corrosion processes in the oil and gas industry 93**

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

Spasibov V. M., Kireeva M. A.
**Improving the efficiency of the fuel horizontal tank fleet
management system 104**

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian)	116
Manuscripts presentation requirements (In English)	119

**Гидрогеохимическая характеристика и анализ совместимости
размещаемых и пластовых вод на месторождении Н Западной Сибири**

Е. А. Лукьяненко^{1*}, Н. Г. Кузьмина², Д. В. Бурдак¹

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²ООО «Тюменский институт нефти и газа», Тюмень, Россия

*falchenko_tmn@mail.ru

Аннотация. В статье приводится гидрогеохимическая характеристика месторождения, расположенного в Западно-Сибирском мегабассейне в Ханты-Мансийском автономном округе — Югре, особенностью гидрогеохимических условий которого являются приуроченность к элизионной литостатической системе и инверсионная гидрогеохимическая зональность (уменьшение минерализации с глубиной и изменение типа пластовых вод). Это связано с преобразованием органического и минерального вещества в осадочных породах на элизионном этапе развития Западно-Сибирского мегабассейна при их погружении и уплотнении.

Объектом размещения пластовых и использованных вод является апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс.

В статье проведены расчеты совместимости пластовых вод апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса и размещаемых вод, а также оценена вероятность набухаемости глинистых минералов в коллекторах данного комплекса.

Ключевые слова: гидрогеохимические особенности подземных вод, элизионная водонапорная система, совместимость пластовых вод, набухаемость глинистых коллекторов, апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс

Благодарности: статья подготовлена в рамках государственного задания в области науки по научным проектам, выполняемым коллективами молодежных лабораторий образовательных организаций высшего образования, подведомственных Минобрнауки России, по проекту: «Разработка системы мониторинга, оценки и прогнозирования комплексного состояния компонентов системы “вода-порода-газ-органическое вещество” при разработке месторождений углеводородов» (FEWN-2023-0011, 2023-2024).

Для цитирования: Лукьяненко, Е. А. Гидрогеохимическая характеристика и анализ совместимости размещаемых и пластовых вод на месторождении Н Западной Сибири / Е. А. Лукьяненко, Н. Г. Кузьмина, Д. В. Бурдак. — DOI 10.31660/0445-0108-2024-2-11-24 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2024. — № 2. — С. 11–24.

**Hydrogeological characteristics and analysis of the compatibility of disposal
and formation water at the field N in Western Siberia**

Elena A. Lukyanenko^{1*}, Nina G. Kuzmina², Daria V. Burdak¹

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Tyumen Institute of Oil and Gas LLC

*falchenko_tm@mail.ru

Abstract. The article presents the hydrogeochemical characteristics of a field located in the West Siberian megabasin in Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug — Ugra, the peculiarity of the hydrogeochemical conditions of which is confined to the elysium lithostatic system and inversion hydrogeochemical zonality. This is characterised by a decrease in mineralisation with depth and a change in formation water type. This is related to the transformation of organic and mineral matter in sedimentary rocks at the elision stage of the West Siberian megabasin development during their sinking and compaction.

The object of placement of formation and used water is the Aptian-Albian-Cenomanian hydrogeological complex.

The article calculates the compatibility of formation waters of the Aptian-Albian-Cenomanian hydrogeological complex and hosted waters, and also estimates the probability of swelling of clay minerals in the reservoirs of this complex.

Keywords: hydrogeochemical features of groundwater, elysium water pressure system, compatibility of reservoir water, swelling of clay reservoirs, Aptian-Albian-Cenomanian hydrogeological complex

Acknowledgments: the article has been prepared under the state assignment for scientific research carried out by youth laboratory teams in higher education organizations, which are subordinated to the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation; the scientific project: "Development of a system for monitoring, assessing and forecasting the complex state of the components of the "water-rock-gas-organic matter" system during the development of hydrocarbon fields" (FEWN-2023-0011, 2023-2024).

For citation: Lukyanenko, E. A., Kuzmina, N. G., & Burdak, D. V. (2024). Hydrogeological characteristics and analysis of the compatibility of disposal and formation water at the field N in Western Siberia. Oil and Gas Studies, (2), pp. 11-24. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-2-11-24

Введение

На территории Западно-Сибирского мегабассейна при разработке нефтяных месторождений для поддержания системы пластового давления чаще всего используются подземные воды апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса.

Одним из вопросов, возникающих при добыче и многолетней эксплуатации нефтяных месторождений, является анализ стабильности гидрогеохимических показателей продуктивного пласта после размещения в нем излишков попутных подземных вод.

Геолого-гидрогеологические особенности

Рассматриваемое месторождение Н располагается в Западно-Сибирском мегабассейне (ЗСМБ) в Ханты-Мансийском — Югре автономном округе (ХМАО — Югре). История месторождения достаточно длительная, открытие датировано 1985 годом, а ввод в промышленную разработку — 1999 годом.

Территория месторождения Н представлена слабо тектонически дислоцированными фундаментом и осадочным чехлом, по данным сейсморазведки наблюдаются небольшие участки с разрывными нарушениями. Степень разбуренности месторождения недостаточна и не дает полной картины тектонических нарушений, которые осложняют продуктивные пласты. Анализ существующих структурных планов говорит о том, что развитие территории происходило унаследовано с постепенным выполаживанием рельефа вверх по разрезу [1, 2].

Продуктивными нефтяными пластами на рассматриваемом месторождении являются средне-, верхнеюрские отложения (пласты ЮС₀, ЮС₂), ачимовские отложения (пласты Ач₁, Ач_{2а} и Ач_{2б}), нижнемеловые отложения нижнеахской подсвиты (пласты БС₈⁰, БС₈¹ и БС₂, АС₄^{0в}) и черкашинской свиты (пласты АС₄^{0н}, АС₄¹, АС₄^{2а}). В результате сейсморазведочных работ и геофизических исследований скважин (ГИС) выявлено 28 залежей нефти на территории месторождения. Данные пласты объединены в шесть объектов эксплуатации АС₄, БС₂, БС₆, БС₈, Ач, ЮС₂, ЮС₀.

Согласно гидрогеологической стратификации В. М. Матусевича, ЗСМБ состоит из трех отличающихся по условию залегания, движению и формированию подземных вод гидрогеологических бассейнов: кайнозойского, мезозойского и палеозойского [1, 2].

Геологическая структура ЗСМБ представлена фундаментом, сложенным магматическими породами и осадочным чехлом, представленным песчано-глинистыми отложениями. Породы осадочного чехла формируют различные гидрогеологические комплексы (ГГК), определяющие гидрогеологический режим ЗСМБ [1].

В гидрогеологической стратиграфии разрез ЗСМБ состоит из семи этажно залегающих ГГК: олигоцен-четвертичного, турон-олигоценового, апт-альб-сеноманского, неокомского, верхнеюрского, нижне-среднеюрского и триас-палеозойского (рис. 1) [1, 2].

Апт-альб-сеноманский (ААС) ГГК распространен на всей территории ЗСМБ за исключением его краевых частей. Рассматриваемый комплекс представлен отложениями уватской, ханты-мансийской и викуловской свит, он сложен толщей песчано-алевритовых и песчано-глинистых отложений, мощность которых увеличивается по направлению от краевых частей к центральным погруженным районам. Химический состав и минерализация воды также меняются от окраины к центральной части бассейна.

Водовмещающие породы ААС ГГК включают в себя напорные воды, пьезометрические уровни которых устанавливаются. Химический состав и минерализация пластовых вод ААС ГГК закономерно изменяются в направлении от периферии к центральной части ЗСМБ с гидрокарбонатного смешанного катионного состава в хлоридный натриевый.

Неокомский гидрогеологический комплекс представлен алеврито-песчано-глинистыми отложениями сангопайской, усть-балыкской и верхней части сортымской свит.

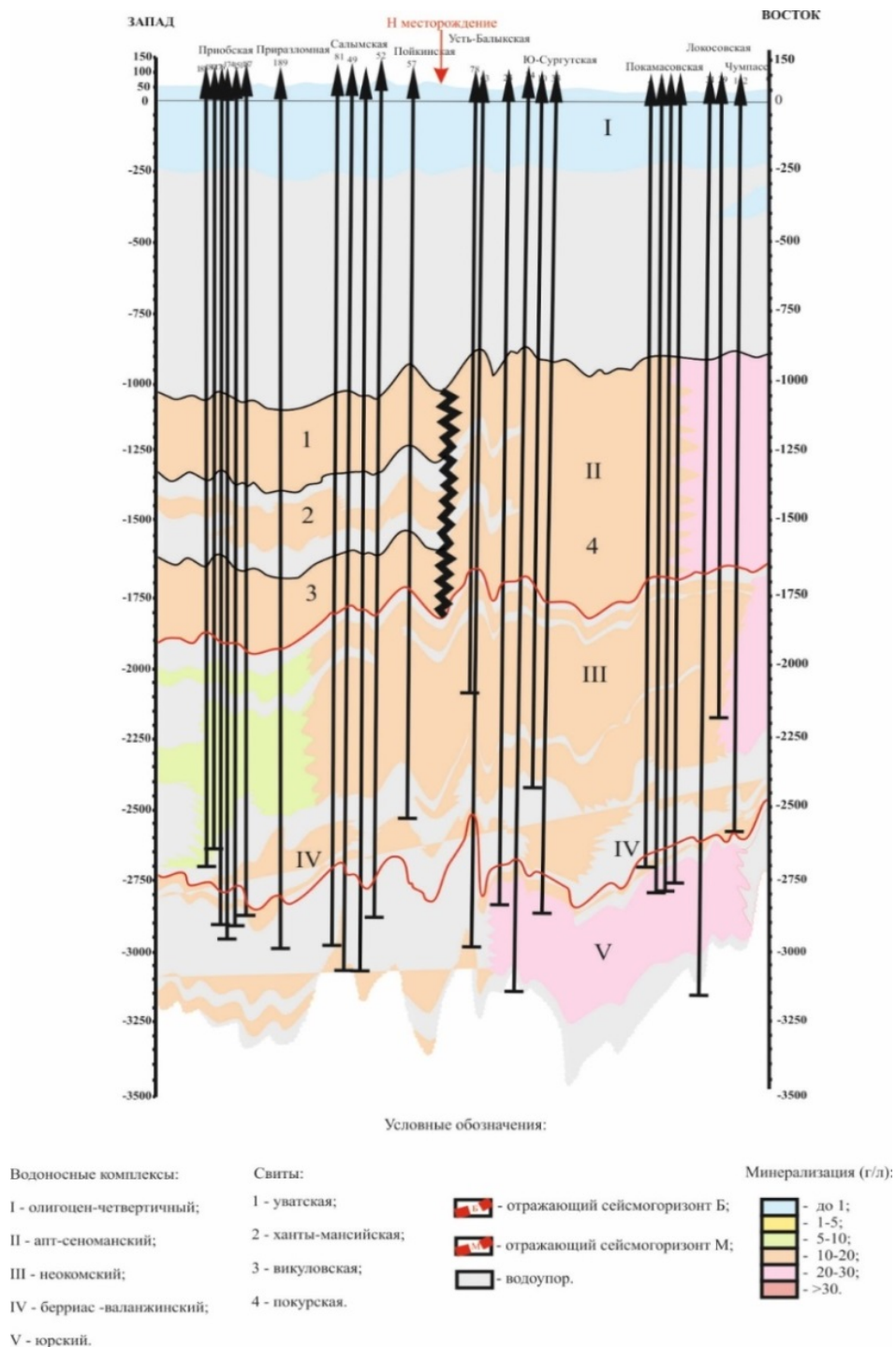


Рис. 1. Схематический региональный гидрогеологический разрез [1]

В западной части района неокомские отложения являются разделяющими водоупорными породами. Мощность отложений увеличивается к центральной части бассейна, достигает 900 м и более. В краевых частях

бассейна неокомский ГГК обладает более высокой водообильностью, которая снижается к центральной части бассейна.

Нижне-среднеюрский ГГК представлен континентальными осадками (песчаниками, алевролитами и аргиллитами). Пластовые воды юрского ГГК напорные, движение пластовых вод направлено от краевой части бассейна к центральной, где находится региональная область питания.

С удалением от краевой части и погружением бассейна меняются минерализация и химический состав воды. Данные тенденции рассмотрены в работах В. А. Нуднера [3], В. М. Матусевича [1, 2], В. А. Всеволожского [4], А. Р. Курчикова [5], Л. А. Абуковой [6] и других исследователей.

Рассматриваемая территория нефтяного месторождения Н имеет ряд гидрогеохимических особенностей, обусловленных его расположением в пределах ЗСМБ.

На рассматриваемом месторождении Н наблюдается вертикальная инверсионная гидрогеохимическая зональность (уменьшение минерализации с глубиной) [1, 7], также отмечается уменьшение содержания иона хлора и увеличение содержания гидрокарбонат-иона, что является подтверждением приуроченности данного района к элизионной литостатической водонапорной системе (рис. 2).

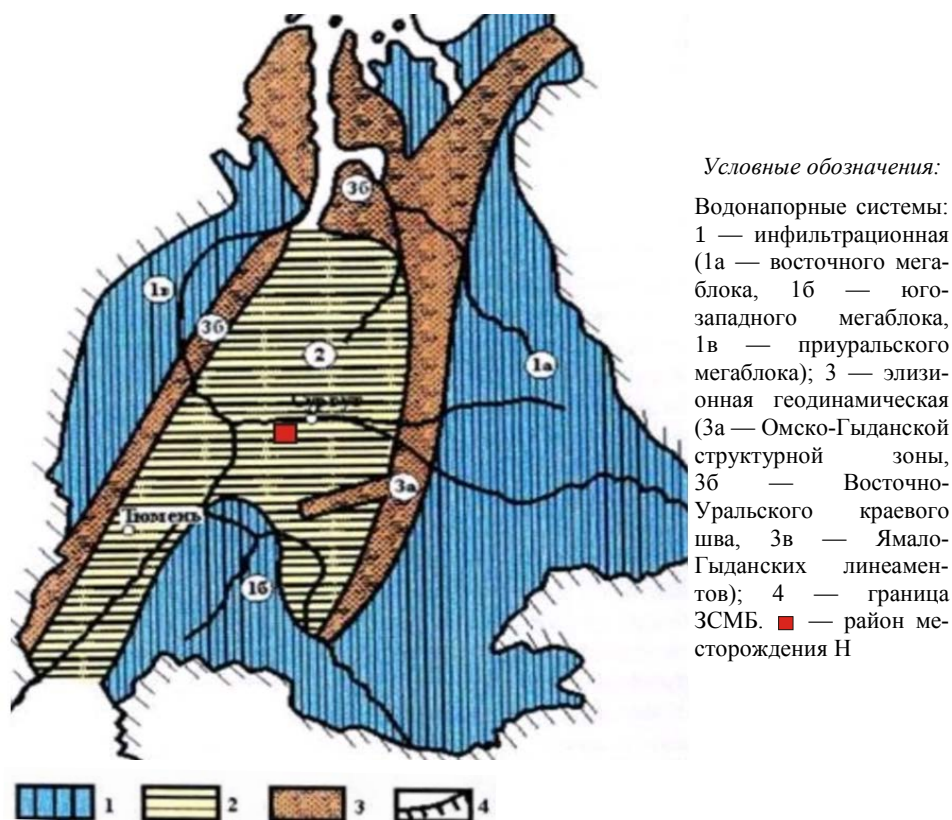


Рис. 2. Водонапорные системы Западно-Сибирского мегабассейна [1, 2]

На месторождениях, эксплуатируемых в течение нескольких десятилетий, на природные процессы накладываются техногенные [8].

Авторами статьи проанализированы химические анализы пластовых вод мезозойского гидрогеологического бассейна месторождения Н и площадей, находящихся в непосредственной близости к Усть-Балыкскому, Западно-Балыкскому и другим месторождениям, всего было проанализировано около 300 проб. Результаты средних значений показателей химического состава приведены в таблице 1 [9].

Таблица 1

Химический состав пластовых вод апт-альб-сеноманского, неокомского и юрского гидрогеологических комплексов в районе нефтяного месторождения Н

Показатель	Гидрогеологический комплекс		
	Апт-альб-сеноманский	Неокомский	Юрский
Водородный показатель (рН)	7,7	7,8	7,3
Минерализация, г/дм ³	18,0	14,6	11,3
Единица измерения, мг/дм ³			
Na ⁺ + K ⁺	6 307	5 937	7 394
Ca ²⁺	419	217	160
Mg ²⁺	118	37	39
NH ₄ ⁺	26	21	42
Cl ⁻	10 715	9 379	9 444
HCO ₃ ⁻	188	489	4 232
SO ₄ ²⁻	3	18	30
CO ₃ ²⁻	6	45	0
J	13,7	19,9	15,1
Br	53,2	51,4	37,6
B	13,8	14,1	11,2
Fe общ	2,4	16,6	24,0
F	0,8	1	2,1
SiO ₂ ⁻	5,3	14,6	25,6
Нафтенновые кислоты	0	1,0	0
Удельный вес, г/дм ³	1,008	1,010	1,012
Тип вод по В. А. Сулину	Хлоридно-кальциевый	Хлоридно-кальциевый, хлоридно-магниевый, гидрокарбонатно-натриевый	Гидрокарбонатно-натриевый

Как видно из таблицы 1, в апт-альб-сеноманском гидрогеологическом комплексе минерализация составляет 18,0 г/дм³, в неокомском ГК величина минерализации уменьшается до 14,6 г/дм³, а в юрском ГК минерализация уменьшается до значения 11,3 г/дм³. Это подтверждает наличие гидрогеохимической зональности инверсионного типа (рис. 3). Уменьшение минерализации сопровождается сменой типа пластовых вод с хлоридно-кальциевого типа на гидрокарбонатно-натриевый.

Ион кальция в ААС ГГК составляет 419 мг/дм^3 , в неокомском ГГК — 217 мг/дм^3 , в юрском ГГК — 160 мг/дм^3 . Гидрокарбонат-ион в ААС ГГК составляет 188 мг/дм^3 , в неокомском ГГК — 489 мг/дм^3 , в юрском ГГК — $4\,232 \text{ мг/дм}^3$ (см. табл. 1) [9–12].

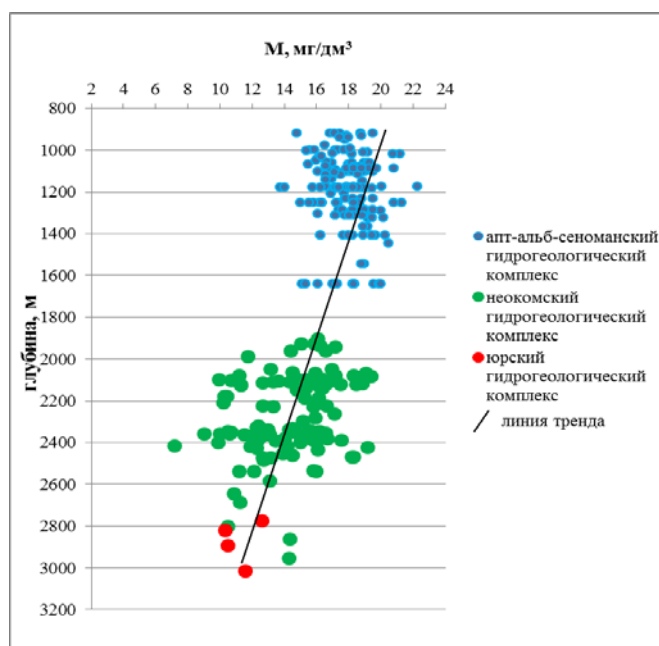


Рис. 3. График изменения минерализации с глубиной в районе месторождения Н

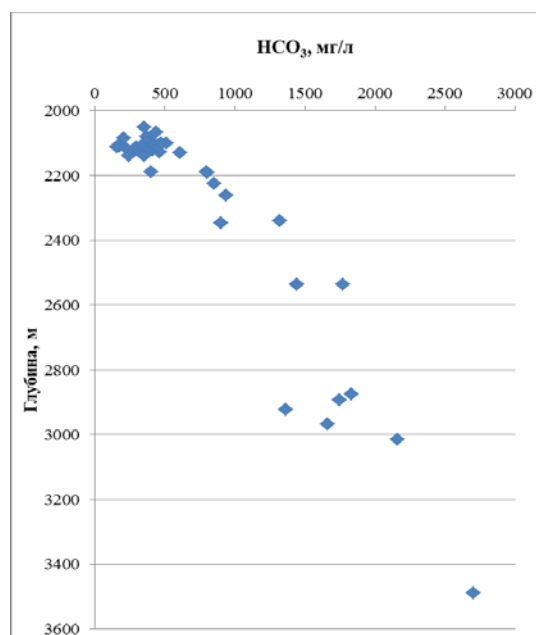


Рис. 4. Изменение содержания гидрокарбонат-иона с глубиной в подземных водах меловых и юрских отложений

Анализ фактического материала показал, что содержание гидрокарбонат-иона остается постоянным и изменяется в пределах 200–300 мг/дм³ до глубины 1 800 метров. С глубиной 2 000–3 000 метров происходит увеличение гидрокарбонат-иона от 3 000 до 4 800 мг/дм³ (рис. 4). Объяснением этого факта может служить теория преобразования минерального и органического веществ в осадочных породах в процессе их погружения.

Результаты

Главным аспектом деятельности нефтяной промышленности при использовании систем поддержания пластового давления (ППД) является надежность в сохранности геохимического состояния природной среды после размещения попутных вод. Для этого разрабатываются мероприятия по детальному и систематическому мониторингу пластовых и размещаемых вод.

Объектами разработки на данном месторождении являются нефтепродуктивные отложения неокского и юрского нефтегазовых комплексов (НГК). Размещение попутной воды на месторождении Н и в данном регионе осуществляется в апт-альб-сеноманский ГГК.

Авторами статьи проведены расчеты химической совместимости вод апт-альб-сеноманского ГГК с размещаемыми водами (БС₈ + ЮС₂ + технологическая вода на выходе КНС) месторождения Н.

Расчеты проводились в рамках ОСТ 39-229-89 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение совместимости размещаемых и пластовых вод по кальциту и гипсу расчетным методом» расчетным методом термодинамического моделирования физико-химических процессов.

Совместимость пластовых и размещаемых вод оценивалась по результатам состояния карбонатной системы их смесей.

Термодинамическое моделирование физико-химических процессов смешения пластовых и размещаемых вод проведено в рамках ОСТ 39-229-89 при следующих условиях:

- подтоварные воды проходят процесс дегазации;
- процесс смешения вод происходит в температурных условиях апт-альб-сеноманского ГГК при температуре 40 °С, пластовое давление среднее по пласту, составляет 150 атм [10].

Термодинамическое моделирование пластовых и размещаемых вод выполнено в одном варианте: размещаемые воды (БС₈ + ЮС₂ + технологическая вода на выходе КНС) — закачиваемые воды апт-альб-сеноманского ГГК.

Полученные результаты смешения пластовых и размещаемых вод приведены в таблице 2.

Результаты термодинамического моделирования показали, что при смешении пластовых и размещаемых вод (БС₈ + ЮС₂ + технологическая вода на выходе КНС) месторождения Н прогнозируется выпадение осадка карбоната кальция, осадок сульфата кальция образовываться не будет. Максимальное количество осадка прогнозируется при соотношении пластовой и размещаемой вод в пропорции смеси 30:70 и составит 7,13 мг/дм³.

Таблица 2

**Результаты определения возможности карбонатного осадкообразования
при смешении пластовых и размещаемых вод на месторождении Н**

Доля воды в смеси, %		Содержание осадкообразующих компонентов, г/дм ³					Минерализация, г/дм ³	Осадок CaCO ₃ , мг/дм ³	Осадок CaSO ₄ , мг/дм ³
Пластовая	Размещаемая	Ca	Mg	Na + K	HCO ₃	Cl			
100	0	0,327	0,094	6,506	0,357	10,978	18,3	Нет	Нет
90	10	0,309	0,088	6,435	0,413	10,792	18,0	Нет	Нет
80	20	0,291	0,081	6,365	0,469	10,606	17,8	Нет	Нет
70	30	0,274	0,075	6,294	0,524	10,420	17,6	1,83	Нет
60	40	0,256	0,069	6,223	0,580	10,234	17,4	3,71	Нет
50	50	0,238	0,062	6,153	0,636	10,048	17,1	5,30	Нет
40	60	0,220	0,056	6,082	0,692	9,863	16,9	6,64	Нет
30	70	0,202	0,050	6,011	0,748	9,677	16,7	7,13	Нет
20	80	0,185	0,043	5,940	0,803	9,491	16,5	6,41	Нет
10	90	0,167	0,037	5,870	0,859	9,305	16,2	4,11	Нет
0	100	0,149	0,031	5,799	0,915	9,119	16,0	Нет	Нет

Следует отметить, что при закачке вод ААС ГГК в пласты (БС₈ + ЮС₂ + технологическая вода на выходе КНС) месторождения Н необходим прогноз набухания глинистых минералов коллекторов и снижения коллекторских свойств. Авторами статьи была проведена оценка возможности набухаемости глинистых минералов коллекторов. Расчеты проводились по следующей формуле:

$$\frac{[Ca^{2+}] + [Mg^{2+}]}{[Na^{+}] + [K^{+}] + [Mg^{2+}] + [Ca^{2+}]} \cdot 100\% \geq 10\%.$$

Результаты расчетов представлены в таблице 3.

Расчеты способности размещаемых вод вызывать набухаемость коллекторов ААС ГГК показали, что при любой пропорции пластовых и размещаемых вод (БС₈ + ЮС₂ + технологическая вода на выходе КНС) месторождения Н набухание глинистых минералов в коллекторах не прогнозируется, так как соотношение суммы Ca²⁺ и Mg²⁺ к общей сумме катионов менее 10 % (см. табл. 3).

**Прогнозная оценка возможности набухания глинистых
коллекторов ААС ГГК месторождения Н**

Доля воды в смеси, %		Содержание ионов, вызывающих набухание, мг/дм ³			Соотношение общей суммы Ca^{2+} и Mg^{2+} к общей сумме катионов, %
Пласс- товая	Разме- щаемая	Ca^{2+}	Mg^{2+}	$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	
100	0	0,327	0,094	6,506	6,08
90	10	0,309	0,088	6,435	5,81
80	20	0,291	0,081	6,365	5,52
70	30	0,274	0,075	6,294	5,25
60	40	0,256	0,069	6,223	4,96
50	50	0,238	0,062	6,153	4,65
40	60	0,220	0,056	6,082	4,34
30	70	0,202	0,050	6,011	4,02
20	80	0,185	0,043	5,940	3,70
10	90	0,167	0,037	5,870	3,36
0	100	0,149	0,031	5,799	3,01

Обсуждение

Изменение минерализации подземных вод и распределение основных солеобразующих макрокомпонентов соответствует характеристикам элизионной литостатической водонапорной системы. Подобные закономерности зафиксированы и на других месторождениях углеводородов в пределах элизионной водонапорной системы [11, 12].

При использовании систем ППД на рассматриваемом месторождении происходящие гидрогеохимические процессы в ААС ГГК зависят от скорости продвижения размещаемых вод по простиранию пласта и соотношения смесей размещаемых вод с пластовой водой ААС ГГК. Образование осадка карбоната кальция наиболее вероятно в призабойной зоне пласта.

Прослеживая поведение карбонатной системы смесей в пластовых условиях, можно отметить, что по мере продвижения фронта размещаемого флюида по пласту происходит выравнивание давления насыщения углекислотой в сторону пластового, согласно расчетам, прогнозируется растворение осадка.

В целом качество размещаемых попутных вод в коллектора ААС ГГК на месторождении Н отвечает требованиям ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству» при соблюдении рекомендаций по водоподготовке.

1. Насыщение нагнетаемого флюида углекислотой, наиболее эффективно использование ингибирования отложений карбонатов.

2. Учитывая повышенную коррозионную активность подтоварных вод, необходимо проводить мероприятия по борьбе с коррозией водоводов.
4. Для уменьшения содержания растворенного кислорода в размещаемых водах следует проводить мероприятия по десорбции нефтяным газом, «холодную» вакуумную деаэрацию, связывание реагентами-восстановителями.
5. При наличии в контрольных пробах сероводорода требуется контроль данного показателя, необходимо предусмотреть рекомендуемые ОСТом технологические приемы обработки воды — деаэрирование, связывание химическими реагентами, ингибирование.

Выводы

1. Гидрогеологические условия месторождения Н определяются его расположением в пределах элизионной литостатической водонапорной системы.
2. В качестве объекта размещения попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд на рассматриваемом месторождении в системе ППД, рассмотрен ААС ГГК.
3. Для района рассматриваемого месторождения наблюдаются особенности гидрогеохимических условий: в апт-альб-сеноманском гидрогеологическом комплексе минерализация составляет $18,0 \text{ г/дм}^3$, в неокотском ГГК величина минерализации уменьшается до $14,6 \text{ г/дм}^3$, а в юрском ГГК минерализация уменьшается до значения $11,3 \text{ г/дм}^3$. Это подтверждает наличие гидрогеохимической зональности инверсионного типа. Уменьшение минерализации сопровождается сменой типа пластовых вод с хлоридно-кальциевого типа на гидрокарбонатно-натриевый.
4. По результатам расчетов совместимости пластовых вод ААС ГГК и размещаемых сделан вывод, что при их смешении прогнозируется выпадение осадка карбоната кальция, осадок сульфата кальция образовываться не будет. Максимальное количество осадка карбоната кальция ($7,13 \text{ мг/дм}^3$) прогнозируется при соотношении пластовой и размещаемой вод в пропорции смеси 30:70.
5. Результаты расчетов способности размещаемых вод вызывать набухаемость коллекторов ААС ГГК показали, что при любой пропорции пластовых и размещаемых вод набухание глинистых минералов в коллекторах происходить не будет.

Список источников

1. Матусевич, В. М. Геодинамика водонапорных систем Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / В. М. Матусевич, О. В. Бакуев. – Текст : непосредственный // Советская геология. – 1986. – № 2. – С. 117–122.
2. Матусевич, В. М. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна / В. М. Матусевич, А. В. Рыльков, И. Н. Ушатинский. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2005. – 225 с. – Текст : непосредственный.

3. Гидрогеология СССР. Том XVI. Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области) / Под редакцией В. А. Нуднер. – Москва : Недра, 1970. – 367 с. – Текст : непосредственный.
4. Всеволожский, В. А. Основы гидрогеологии : учебник / В. А. Всеволожский. – Москва : Изд-во МГУ, 1991. – 351 с. – Текст : непосредственный.
5. Курчиков, А. Р. Современные представления о гидрогеохимических условиях глубоких горизонтов Западно-Сибирского мегабассейна / А. Р. Курчиков, А. Г. Плавник. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2016. – № 5–6 (144–145). – С. 74–85.
6. Абукова, Л. А. Флюидодинамика глубокопогруженных зон нефтегазонакопления осадочных бассейнов / Л. А. Абукова, Ю. А. Волож. – DOI 10.15372/GiG2021132. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62, № 8. – С. 1069–1080.
7. Абдрашитова, Р. Н. Гидрогеологическое поле Западно-Сибирского мегабассейна : учебно-методическое пособие. Часть 1 / Р. Н. Абдрашитова; под редакцией В. М. Матусевича. – Тюмень : ТИУ, 2017. – 52 с. – Текст : непосредственный.
8. Матусевич, В. М. Техногенные гидрогеологические системы нефтегазоносных районов Западной Сибири / В. М. Матусевич, Л. А. Ковяткина. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1997. – № 1. – С. 41–47.
9. Сабанина, И. Г. Подземные воды мезозойского гидрогеологического бассейна Среднего Приобья (на примере Усть-Балыкского месторождения) / И. Г. Сабанина, Т. В. Семенова. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-3-20-30. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 3 (141). – С. 20–30.
10. Семенова, Т. В. Проблемы совместимости пластовых и закачиваемых вод на нефтепромыслах Западной Сибири / Т. В. Семенова. – DOI 10.31660/0445-0108-2017-4-34-37. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 4 (124). – С. 34–37.
11. Абдрашитова, Р. Н. Формирование подземных вод Красноленинского свода: специальность 25.00.07 «Гидрогеология» : диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Абдрашитова Римма Наильевна ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2012. – 193 с. – Текст : непосредственный.
12. Абдрашитова, Р. Н. Формирование подземных вод в условиях элизионной литостатической водонапорной системы Западно-Сибирского мегабассейна / Р. Н. Абдрашитова, Р. С. Акжанов, Ю. А. Куликов. – DOI 10.31660/0445-0108-2015-4-6-11. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 4 (112). – С. 6–11.

References

1. Matusevich, V. M., & Bakuev, O. V. (1986). Geodinamika vodonapornykh sistem Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo basseyna. Sovetskaya Geologiya, (2), pp. 117-122. (In Russian).

2. Matusevich, V. M., Ryl'kov, A. V., & Ushatinskiy, I. N. (2005). Geoflyu-
idal'nye sistemy i problemy neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskogo megabassey-na.
Tyumen, Tyumen Stat Oil and Gas University Publ., 225 p. (In Russian).
3. Nudner, V. A. (Ed.) (1970). Gidrogeologiya SSSR. Tom XVI. Zapadno-
Sibirskaya ravnina (Tyumenskaya, Omskaya, Novosibirskaya i Tomskaya oblasti). Mos-
cow, Nedra Publ., 367 p. (In Russian).
4. Vsevolozhskij, V. A. (1991). Osnovy gidrogeologii, Moscow State Uni-
versity Publ., 351 p. (In Russian).
5. Kurchikov, A. R., & Plavnik, A. G. (2016). Sovremennye predstavleniya o
gidrogeokhimicheskikh usloviyakh glubokikh gorizontov Zapadno-Sibirskogo megabas-
sey-na. Gornye Vedomosti, (5-6(144-145)), pp. 74-85. (In Russian).
6. Abukova, L. A., & Volozh, Y. A. (2021). Fluid geodynamics of deeply
buried zones of oil and gas accumulation in sedimentary basins. Russian Geology and
Geophysics, 62(8), pp. 878-886. (In Russian). DOI: 10.2113/RGG20214348
7. Abdrashitova, R. N. (2017). Gidrogeologicheskoe pole Zapadno-
Sibirskogo megabassey-na. Part 1. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 52 p.
(In Russian).
8. Matusevich, V. M., & Kovyatkina, L. A. (1997). Texnogennyye gidrogeo-
logicheskie sistemy neftegazonosnykh rayonov Zapadnoy Sibiri. Oil and Gas Studies,
(1), pp. 41-47. (In Russian).
9. Sabanina, I. G., & Semenova, T. V. (2020). Groundwater in the mesozoic hy-
drogeological basin of the middle ob (a case study of the ust-Balykskoye oil field). Oil and
Gas Studies, (3(141)), pp. 20-30. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-3-20-30
10. Semenova, T. V. (2017). Problems of compatibility of formation water and
injected water in the oil fields of Western Sibe. Oil and Gas Studies, (4 (124)), pp. 34-37.
(In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2017-4-34-37
11. Abdrashitova, R. N. (2012). Formirovanie podzemnykh vod Krasno-
leninskogo svoda. Diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Tyumen, 193 p.
(In Russian).
12. Abdrashitova, R. N., Akzhanov, R. S., & Kulikov, Yu. A. (2015). For-
mation of ground waters in the conditions of the elision lithostatic water-drive system in
the West Siberia megabasin. Oil and Gas Studies, (4(112)), pp. 6-11. (In Russian).
DOI: 10.31660/0445-0108-2015-4-6-11

Информация об авторах / Information about the authors

Лукьяненко Елена Александровна,
инженер-исследователь лаборатории
геолого-гидрогеологического сопро-
вождения процесса разработки ме-
сторождений углеводородов, Тюмен-
ский индустриальный университет,
г. Тюмень, falchenko_tm@mail.ru

Elena A. Lukyanenko, Research
Engineer at the Laboratory of Geological
and Hydrogeological Support for the
Development of Hydrocarbon Fields,
Industrial University of Tyumen, falchen-
ko_tm@mail.ru

Кузьмина Нина Геннадьевна,
заведующий лабораторией гидрогео-
логии и подсчета запасов, ООО «Тю-
менский институт нефти и газа»,
г. Тюмень

Nina G. Kuzmina, Head of the La-
boratory of Hydrogeology and Reserve
Calculation, Tyumen Institute of Oil and
Gas LLC

Бурдак Дарья Викторовна,
лаборант-исследователь лаборатории
геолого-гидрогеологического сопро-
вождения процесса разработки ме-
сторождений углеводородов, Тюмен-
ский индустриальный университет,
г. Тюмень

Daria V. Burdak, Laboratory Re-
searcher at the Laboratory of Geological
and Hydrogeological Support for the
Development of Hydrocarbon Fields,
Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 05.12.2023; одобрена после рецензирования
11.03.2024; принята к публикации 09.04.2024.

The article was submitted 05.12.2023; approved after reviewing 11.03.2024;
accepted for publication 09.04.2024.

Опыт использования апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса при размещении попутно-добываемых вод Каменного участка недр

Ю. И. Сальникова, Р. Н. Абдрашитова*, Д. В. Бердова, Т. В. Семенова

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**abdrashitovarn@tyuiu.ru*

Аннотация. Целью представленного исследования является оценка опыта использования апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса при размещении излишков попутных вод, образующихся в больших количествах при добыче нефти в пределах Каменного участка недр.

Актуальность исследования обоснована необходимостью утилизации в пределах Каменного участка недр попутно-добываемых вод, накопленный объем которых к настоящему времени превышает 10 000 тыс. м³. На Каменном участке недр содержание воды в продукции скважин составляет 52–55 %, и дальнейшая ее добыча будет сопровождаться ростом ее обводненности. Важным вопросом, стоящим перед недропользователями, является минимизация негативного влияния размещения вод в поглощающий горизонт.

В процессе исследования были решены следующие задачи: выполнена оценка природных геолого-гидрогеологических условий апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса, произведен анализ стабильности гидрогеохимических показателей подземных вод комплекса по результатам мониторинговых исследований (начиная с 1960-х годов), оценена совместимость размещаемых и пластовых вод путем расчета карбонатного равновесия системы. Полученное решение каждой из перечисленных задач свидетельствует о рациональности использования апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса в целях размещения попутно-добываемых вод. В статье также акцентировано внимание на необходимости постоянного совершенствования системы мониторинга состояния поглощающего горизонта, а также тщательного соблюдения всех природоохранных мер, что является обязательным условием сохранения природного баланса недр Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

Ключевые слова: нефтегазовая гидрогеология, поддержание пластового давления, карбонатное равновесие, минерализация подземных вод, пластовая температура, попутно-добываемые воды

Благодарности: статья подготовлена в рамках государственного задания в области науки по научным проектам, выполняемым коллективами молодежных лабораторий образовательных организаций высшего образования, подведомственных Минобрнауки России, по проекту: «Разработка системы мониторинга, оценки и прогнозирования комплексного состояния компонентов системы “вода-порода-газ-органическое вещество” при разработке месторождений углеводородов» (FEWN-2023-0011, 2023-2024).

Для цитирования: Опыт использования апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса при размещении попутно-добываемых вод Каменного участка недр / Ю. И. Сальникова, Р. Н. Абдрашитова, Д. В. Бердова, Т. В. Семенова. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-2-25-42 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 2. – С. 25–42.

Experience of using the Aptian-Albian-Cenomanian hydrogeological complex in the disposal of produced water from the Kamennoye subsoil area

Yulia I. Salnikova, Rimma N. Abdrashitova*, Daria V. Berdova, Tatyana V. Semenova

Abstract. The objective of the presented study is to assess the efficacy of the Aptian-Albian-Cenomanian hydrogeological complex in the disposal of surplus associated water generated in large quantities during oil production within the Kamennoye subsoil area.

The necessity for utilising produced water within the Kamennoye subsoil area is justified by the accumulated volume of water currently exceeding 10 000 thousand m³. The water content in wells' production at the Kamennoye subsoil area is 52-55 %. Furthermore, further extraction will result in an increase in the water cut. One of the key challenges facing subsoil users is to minimise the negative impact of water disposal into the absorbing horizon.

In the course of the study, the following tasks were solved: assessment of the natural geological and hydrogeological conditions of the Aptian-Albian-Cenomanian hydrogeological complex, analysis of the stability of the hydrogeochemical indicators of the groundwater in the complex based on the results of monitoring studies (since the 1960s), assessment of the compatibility of the produced water and the formation water by calculating the carbonate equilibrium of the system. The obtained solution of each of the above tasks indicates the rationality of using the Aptian-Albian-Cenomanian hydrogeological complex for the disposal of produced water. The article also emphasises the necessity of continuous improvement of the system for monitoring the condition of the absorbing horizon, as well as careful observance of all environmental protection measures, which is a prerequisite for preserving the natural balance of the subsoil of the West Siberian oil and gas basin.

Keywords: oil and gas hydrogeology, reservoir pressure maintenance, carbonate balance, groundwater mineralization, reservoir temperature, produced water

Acknowledgments: the article has been prepared under the state assignment for scientific research carried out by youth laboratory teams in higher education organizations, which are subordinated to the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation; the scientific project: "Development of a system for monitoring, assessing and forecasting the complex state of the components of the "water-rock-gas-organic matter" system during the development of hydrocarbon fields" (FEWN-2023-0011, 2023-2024).

For citation: Salnikova, Yu. I., Abdrashitova, R. N., Berdova, D. V., & Semenova, T. V. (2024). Experience of using the Aptian-Albian-Cenomanian hydrogeological complex in the disposal of produced water from the Kamennoye subsoil area. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 25-42. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-2-25-42

Введение

Целью исследования является оценка опыта использования апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса (ААС ГГК) в пределах Каменного участка недр, расположенного в Красноленинском нефтегазоносном районе, при размещении в пласты-коллекторы подтоварных вод.

За более чем полувековой период (55 лет) с начала разработки месторождений углеводородов Западной Сибири накопленный объем добытой вместе с нефтью подземной воды достиг 7,4 млрд м³, а количество месторождений с использованием подземных вод ААС ГГК в системах поддержания пластового давления (ППД) превысило значение 330. За последние двадцать лет в Западно-Сибирском нефтегазоносном регионе большое распространение получил такой вид недропользования, как размещение попутно-добываемых вод в апт-альб-сеноманские отложения. Это связано с увеличением обводненности извлекаемой продукции, что создает профицит подтоварных (попутных) вод, объемы которых многократно превышают потребность в воде системы ППД [1, 2].

В настоящее время на территории Западной Сибири действуют 166 пунктов размещения излишков попутных вод. Объемы размещения

попутных и сточных вод в ААС ГТК на настоящее время составляют более 770 млн м³.

В связи с вышеизложенным вопросы безопасности использования ААС ГТК являются актуальными для сохранения природного баланса недр.

Разработка Каменного участка недр осуществляется с применением системы ППД, в которой наряду с попутными водами используются пресные подземные воды олигоцен-четвертичных отложений (воды атлым-новомихайловского водоносного комплекса).

Нефтепромысловая инфраструктура Каменного участка недр не позволяет задействовать весь объем попутных вод, поэтому на отдельных участках возникает их избыток. Размещение попутных вод с применением системы ППД на рассматриваемом участке осуществляется с 2011 года и по настоящее время, объем размещенных вод составляет более 10 000 тыс. м³. На Каменном участке недр (по данным недропользователя) содержание воды в продукции скважин составляет 52–55 %, и дальнейшая добыча продукции будет сопровождаться ростом ее обводненности. Такие объемы подтоварных вод, безусловно, требуют постоянного контроля и мониторинговых наблюдений [3–5].

Объект и методы исследования

Геологические и гидрогеологические условия

Каменный участок недр в административном отношении расположен на территории Ханты-Мансийского и Октябрьского районов Ханты-Мансийского автономного округа — Югры.

Описание гидрогеологических условий месторождения составлено в соответствии с геодинамической концепцией строения и развития Западно-Сибирского мегабассейна, согласно которой в разрезе выделены три бассейна [6, 7]: кайнозойский, мезозойский и палеозойский (рис. 1).

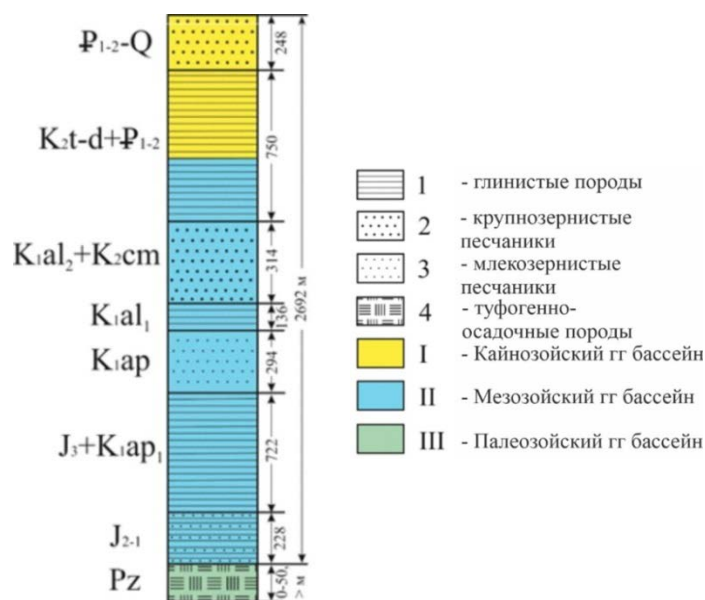


Рис. 1. Геологический разрез осадочного чехла Каменного месторождения

ААС ГГК является центральным в пределах мезозойского бассейна. Комплекс характеризуется наличием значительных ресурсов минерализованных вод. В районе исследований в составе комплекса выделены отложения уватской, ханты-мансийской и викуловской свит. Для решения задач исследования использованы данные, характеризующие водовмещающие отложения уватской и викуловской свит ААС ГГК.

В литологическом отношении ААС ГГК представлен сложным и неравномерным чередованием уплотненных песков, песчаников, алевролитов и глин с преобладанием глинистых коллекторов в нижнехантымансийской подсвите. Коллекторы ААС ГГК относятся к I–III классам по классификации А. А. Ханина, а перекрывающие их, преимущественно глинистые, толщи относятся к надежным флюидоупорам I–III классов. Мощность комплекса в пределах исследуемого района составляет 800–900 м, глубина залегания ААС ГГК в пределах месторождения варьирует в среднем от 956 до 1 008 м (по кровле). Подстилающим водоупором служат глинистые отложения верхнеюрского ГГК мощностью порядка 300 м.

Химический состав подземных вод коллекторов уватской и викуловской свит ААС ВК представлен в таблице 1.

Таблица 1

Химический состав пластовых вод апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса на Каменном участке недр

Показатель	Уватская свита			Викуловская свита		
	Мин.	Макс.	Среднее	Мин.	Макс.	Среднее
Содержание макрокомпонентов, мг/дм ³						
Na ⁺ +K ⁺	3 989,0	5 640,0	4 540,7	2 549,0	5 755,1	4 136,9
Mg ²⁺	36,0	62,0	51,1	14,4	80,4	43,5
Ca ²⁺	140,0	240,0	200,9	60,0	244,0	159,5
Cl ⁻	6 383,0	8 339,0	7 167,2	3624,6	8 672,7	6 174,3
SO ₄ ²⁻	0,2	1,5	0,76	Отс.	1,2	1,1
HCO ₃ ⁻	232,0	732,0	423,0	693,0	1 411,2	1 058,4
CO ₃ ²⁻	Отс.	2,0	2,0	Отс.		
Содержание микрокомпонентов, мг/дм ³						
Γ	8,9	10,6	9,8	6,1	14,9	11,6
Br ⁻	7,0	35,4	25,9	25,3	45,6	35,0
B ⁻	Отс.			6,1	20,2	11,7
Fe ²⁻	5,8	11,5	8,2	0,5	2,0	1,25

По химическому составу воды уватской и викуловской свит — хло-

ридные натриевые, тип вод, содержащихся в уватской свите, — хлоридно-кальциевый (по классификации В. А. Сулина), в викуловской — гидрокарбонатно-натриевый. В среднем минерализация пластовых вод в пределах обеих свит близка по своему значению и составляет 12,4 мг/дм³ (в уватской свите) и 11,6 мг/дм³ (в викуловской свите). В ионно-солевом составе преобладают ионы натрия и хлора, в меньшем количестве содержатся кальций, магний и гидрокарбонат. Воды уватской свиты менее метаморфизированы (генетический коэффициент метаморфизации $r_{Na/rCl}$ варьирует от 0,93 до 0,99), чем воды викуловской свиты (генетический коэффициент метаморфизации $r_{Na/rCl}$ составляет, соответственно, 1,00–1,09), что отвечает палеогидрогеологическим условиям формирования подземных вод в течение аптского и сеноманского времен [6, 7].

Характер изменения минерализации подземных вод по площади Каменного участка недр довольно спокойный, наблюдается тенденция к уменьшению значений к юго-восточной части участка недр (рис. 2), что связано с литологическими и палеогеографическими условиями формирования подземных вод ААС ГГК.

Микрокомпонентный состав пластовых вод обеих свит представлен йодом, бромом и железом и соответствует региональному гидрогеохимическому фону ААС ГГК.

Газовый состав пластовых вод — метановый, сероводород не обнаружен, содержание азота составляет 2,21–5,75 % об., диоксида углерода — 0,06–0,65 % об., водорода — 0,01–1,36 % об., газонасыщенность подземных вод изменяется в довольно широких пределах — 1,0–1,5 м³/м³ [8].

В пределах Каменного участка недр целевым поглощающим горизонтом является водоносный комплекс, заключенный в осадках уватской свиты ($K_{1al_2} + K_{2cm}$) (см. рис. 1), как будет показано далее, он характеризуется высокими емкостными и фильтрационными свойствами пород.

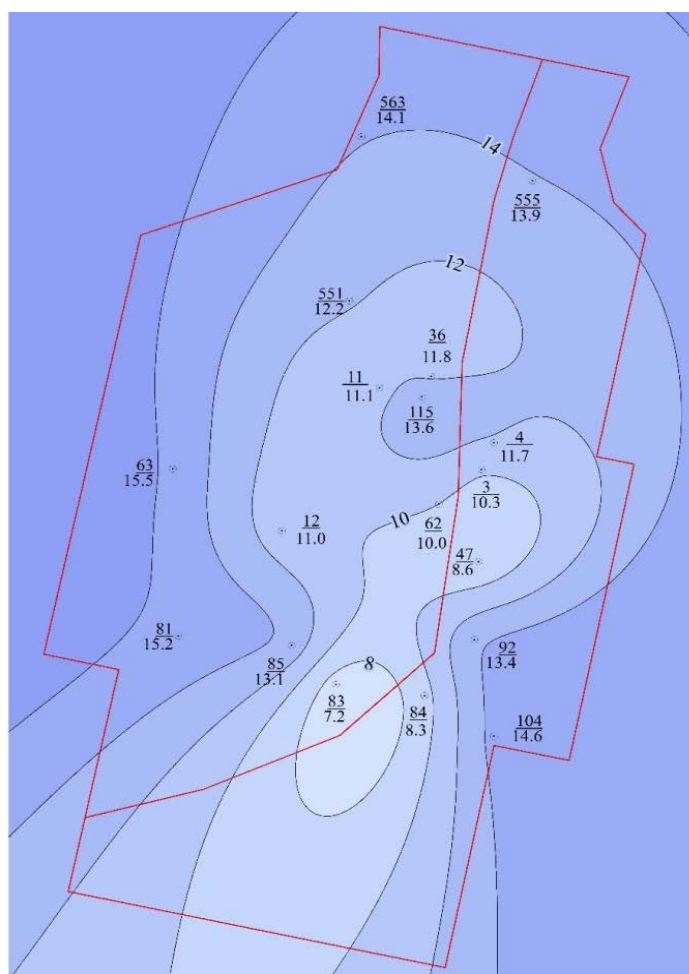
Тектонические и геотемпературные условия, гидродинамическая модель

В тектоническом отношении Каменный участок недр относится к Каменному локальному поднятию, расположенному в пределах Красноленинского свода.

Свод находится на юго-западе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, с востока отделяясь от сопредельных положительных структур того же порядка Елизаровским мегапрогибом, с запада — Мутомской котловиной; с юга, через Поттымскую седловину, происходит его сочленение с Шаимским мегавалом, с востока — с Ханты-Мансийской впадиной.

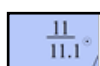
Строение фундамента осадочного чехла в пределах исследуемого участка недр характеризуется наличием многочисленных интрузий и разрывных нарушений [9, 10]. Фиксируемые по сейсмокартинам разрывные нарушения распространяются на всю толщу юрских отложений. Они могут служить каналами межпластовых перетоков, что определяет контрастность гидрогеологического поля в низах осадочного чехла. Для ААС ГГК такие перетоки не характерны, так как между юрскими и апт-альб-сеноманскими отложениями находится мощный региональный водоупор (см. рис. 1),

надежно изолирующий нижнюю часть мезозойского гидрогеологического бассейна от верхней и являющийся своего рода препятствием на пути роста разрывных нарушений, распространяющихся от фундамента.



0 2.5 5 7.5 10 km

Условные обозначения:



Скважина, из которой осуществлен отбор пробы воды

В числителе номер скважины, в знаменателе — минерализация в г/дм³

Значение минерализации подземных вод, г/дм³



< 8



8–10



10–12



12–14



> 14

Рис. 2. Карта-схема распределения значения минерализации подземных вод ААС ГПК

Каменный участок недр относится к территории с уникальными геотермическими условиями, характерными для всего Красноленинского

нефтегазоносного района. Специфика территории заключается в наличии высокоамплитудной геотермической аномалии: по данным геотермических исследований зафиксированы перепады температур до $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ и более (в плане) на относительно небольших площадях.

Исследования распределения геотемператур в пределах толщи осадочного чехла [11] показали согласованность последнего со структурой теплового поля. В пределах Каменного участка недр температура пород викуловской свиты варьирует в пределах от $+56$ до $+77\text{ }^{\circ}\text{C}$, в кровле уватской свиты (кровля сеномана) пластовые температуры составляют от $+36$ до $+52\text{ }^{\circ}\text{C}$, увеличиваясь с запада на восток. Температура пород юрского и доюрского возраста составляет от $+80$ до $+130\text{ }^{\circ}\text{C}$. Закономерности изменения полностью определяются отмеченными выше закономерностями изменения глубинного теплового потока (рис. 3).

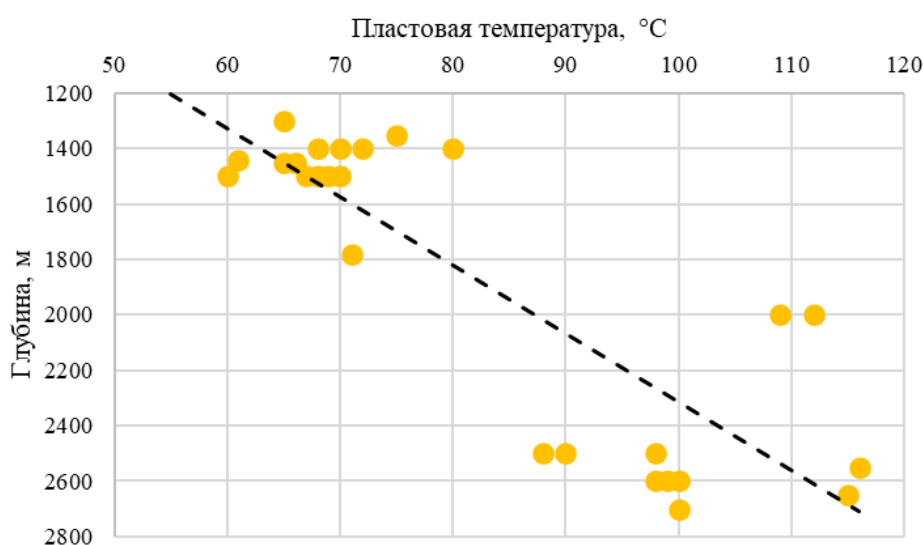


Рис. 3. Изменение пластовой температуры с глубиной на Каменном участке недр

Такое изменение температур, а также значений минерализации на исследуемом участке недр с глубиной (рис. 4) говорит о принадлежности территории к элизионной литостатической водонапорной системе западного блока Западно-Сибирского мегабассейна [6, 10].

Формирование данной системы связано с историей развития Западно-Сибирского мегабассейна. Район исследований, как и весь западный мегаблок, характеризуется типичными чертами элизионной литостатической системы, в пределах которой созданы благоприятные условия для нефтегазообразования [10].

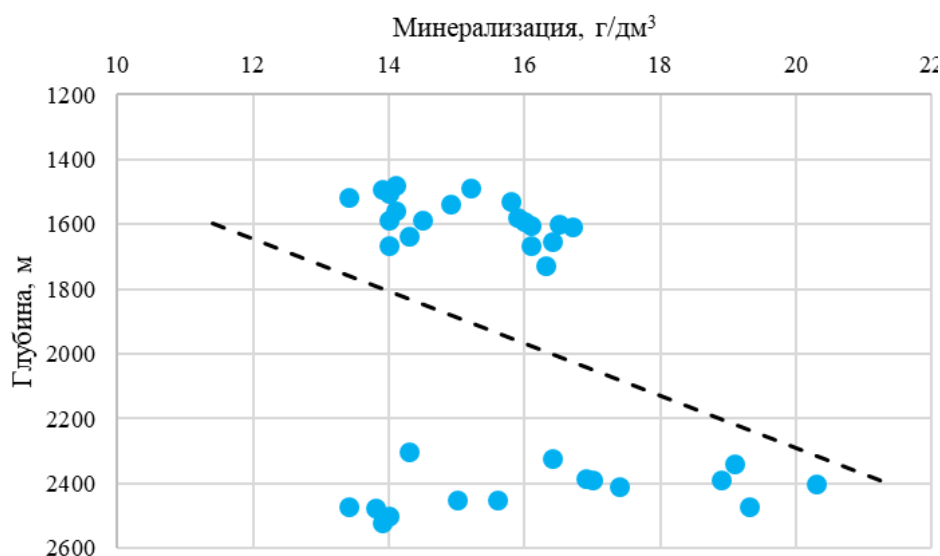


Рис. 4. Изменение минерализации с глубиной на Каменном участке недр

Для данной водонапорной системы характерна инверсионная вертикальная гидрогеохимическая зональность: уменьшение минерализации с глубиной (см. рис. 4), увеличение содержания гидрокарбонат-иона и уменьшение иона кальция. Подобные закономерности зафиксированы также в пределах близлежащих месторождений западного мегаблока [6, 10]. Природные гидрогеологические условия района работ определены функционированием указанной водонапорной системы.

Характеристика размещаемого флюида

Утилизируемые в ААС ГГК в пределах Каменного участка недр воды представляют собой результат смешения попутных вод, добытых с нефтью из следующих нефтепродуктивных пластов: ВК₁, ВК₂₋₃, БГ, ЮК₂₋₉, ЮК₁, ЮК₀ и коры выветривания. Таким образом, воды, подлежащие утилизации, имеют достаточно близкое происхождение и состав, а также примесь единого спектра продуктов нефтепромысловой химии, использованных для разделения эмульсии нефти и попутных вод.

Химический состав размещаемых вод на Каменном участке недр изучен по результатам 24 проб, отобранных как в течение периода эксплуатации поглощающих скважин (с 2011 г. по настоящее время), так и до этого времени, что позволило оценить фоновые значения основных показателей химического состава вод (табл. 2). Подтоварные воды близки по своему составу и свойствам к пластовым водам нефтепродуктивных отложений, минерализация составляет от 13,7 до 14,3 г/дм³.

Таблица 2

Химический состав подтоварных вод на Каменном участке недр

Показатель	Период исследований	
	До 2011 г.	После 2011 г.
Количество проб	16	8
Содержание макрокомпонентов, мг/дм ³		
Na ⁺	4 967	4 995
K ⁺	55	80
Mg ²⁺	77	83
Ca ²⁺	131	202
Cl ⁻	7 432	7 801
SO ₄ ²⁻	Отс.	Отс.
HCO ₃ ⁻	1 011	1 102
CO ₃ ²⁻	Отс.	Отс.
Содержание микрокомпонентов, мг/дм ³		
Fe	Н/д	10,2

Методы оценки влияния размещения попутно-добываемых вод в ААС ГТК на Каменном участке недр

Для оценки влияния размещения попутно-добываемых вод необходимо всесторонне изучить требования, предъявляемые к поглощающему горизонту (рис. 5), а также требования к качеству размещаемого флюида.

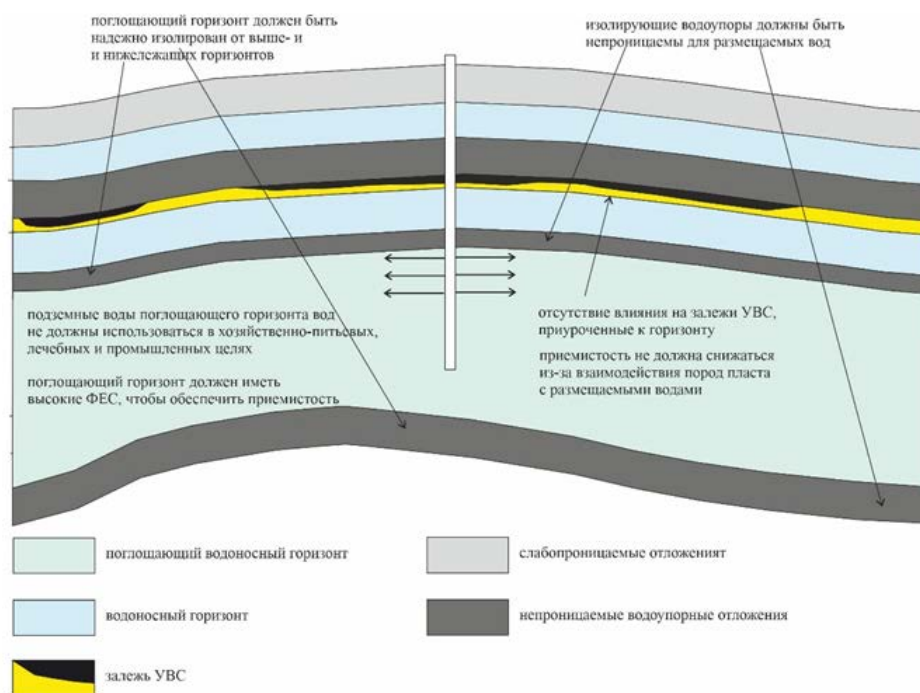


Рис. 5. Требования и ограничения при использовании поглощающего горизонта для размещения попутно-добываемых вод

Одним из факторов отсутствия негативного влияния размещения вод в поглощающем горизонте является стабильность его гидрогеохимических показателей. Для решения задач исследования по анализу стабильности гидрогеохимических показателей подземных вод ААС ВК были привлечены результаты химических анализов подземных вод поглощающего горизонта с 1960 по 2015–2017 годы. Фиксация изменений минерализации пластовых вод и других физико-химических характеристик подземных вод позволяет судить о наличии трансформации гидрогеохимического поля поглощающего горизонта.

В размещаемых в поглощающий пласт водах регламентируется ряд показателей качества. Данные показатели качества были обобщены и разделены в 2 группы (до 2011 года и после). Далее был произведен анализ значений показателей качества на основе пределов, указанных в ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству».

Такой анализ является первым этапом для оценки возможности размещения вод по химическим критериям качества.

На втором этапе производится расчет химической совместимости пластовых и утилизируемых вод при температурах и давлениях поглощающего ААС ГГК. Параметры состава образующейся смеси регламентируются отраслевым стандартом 39-225-89 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение совместимости размещаемых и пластовых вод по кальциту и гипсу расчетным методом», в том числе приемлемое количество осадка с учетом конкретных фильтрационно-емкостных свойств поглощающего горизонта.

Для решения задач исследования применен метод моделирования физико-химических процессов с использованием программы «Расчет химической совместимости вод» [12] в смешиваемых водах в пластовых условиях ААС ГГК, а также в соответствии с ОСТ 39-229-89.

Методика позволяет моделировать количество осадка при различном процентном соотношении в смеси пластовых и утилизируемых вод, и, следовательно, состав формирующегося осадка определяется первоначальным составом смешиваемых вод. Влияние процесса заводнения на изменение структурно-механических свойств коллектора и процесс вытеснения нефти рассмотрены в работах С. В. Делия [13, 14], Ю. В. Желтова [15], В. Е. Кашавцева [16] и других.

Результаты и обсуждение

Природные геолого-гидрогеологические условия ААС ГГК в пределах Каменного участка недр соответствуют требованиям действующих нормативных документов.

1. ААС ГГК надежно изолирован от вышележающих пресных подземных вод турон-эоценовым региональным водоупором (K_2t-d) мощностью, как указывалось выше, более 750 м, от нижележающего

нижне-среднеюрского ГГК — водоупорным верхнеюрским горизонтом мощностью около 300 м.

2. Также между целевым сеноманским горизонтом (уватская свита) и нижезалегающим аптским горизонтом (викуловская свита) находится водоупорный альбский горизонт (заклученный в осадках ханты-мансийской свиты) мощностью более 130 м, что создает природный барьер в разрезе ААС ВК, отделяя его нижнюю часть (апт) от поглощающего горизонта (сеноман). Совместно с палеоценовыми и эоценовыми отложениями (P_{1-2}) данный альбский водоупор дополнительно изолирует пресные воды кайнозойского гидрогеологического бассейна от минерализованных вод нижне-среднеюрского ГГК.

3. По данным геофизических исследований скважин, эффективная мощность поглощающего горизонта составляет в среднем 278,4 м при средней мощности порядка 366,6 м. Доля проницаемых пропластков, представленных песчаниками (до 72,5 % общей мощности) и алевролит-песчаными отложениями (до 24,5 %), составляет в среднем 76,1 %. Проницаемость коллекторов объекта эксплуатации варьирует в пределах участка от 18,93 до 48,99 мД. Средневзвешенное значение общей водопроводимости в пределах Каменного участка недр составляет порядка 16,9 м²/сут. Таким образом, фильтрационно-емкостные характеристики сеноманского горизонта ААС ГГК обеспечивают необходимую приемистость для размещения подтоварных вод (попутно-добываемых с нефтью) после соответствующей подготовки.

Анализ стабильности гидрогеохимических показателей подземных вод ААС ГГК по результатам мониторинговых исследований

На территории Каменного участка недр свойства подземных вод ААС ГГК изучены по результатам исследований более 90 проб, отобранных в период с 1962 по 2017 годы. Кондиционность результатов анализов проб подземных вод была проверена по стандартной методике (соответствие суммы анионов и катионов в эквивалентной форме, отсутствие превышения показателей, маркирующих примесь буровых растворов, и т. д.). На основе результатов химических анализов контрольных проб подземных вод сеноманского горизонта было выделено три группы периодов наблюдений: 1960-е, 1980-е и 2000-е годы, а также 2009, 2014 и 2017 годы (табл. 3).

Отбор проб в этот период был приурочен либо к геолого-разведочным работам на участке недр, либо к оценке запасов подземных вод с целью использования их в системе ППД, а также при проведении мониторинга за состоянием подземных вод (например, 2000-е годы).

С начала разведочных работ минерализация, как один главных комплексных показателей состава возросла с 11,05 до 12,4 г/дм³, при этом по данным анализов в 1980-е годы она составляла 13,6 г/дм³. В соответствии с этим среди главных солеобразующих ионов прослеживается рост концен-

трации натрия и калия (с 4 039,4 до 4 540,7 г/дм³), а также хлоридов (с 6 040,1 до 7 167,2 г/дм³).

Таблица 3

Результаты мониторинговых наблюдений за показателями химического состава и свойствами подземных вод апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса

Показатель	Дата отбора проб, годы		
	1960-е	1980-е	2000-е
	Ср.	Ср.	Ср.
Содержание макрокомпонентов, мг/дм ³			
Na ⁺ + K ⁺	4 039,4	4 227,0	4 540,7
Mg ²⁺	22,7	39,7	51,1
Ca ²⁺	117,3	174,6	200,9
Cl ⁻	6 040,1	6 398,3	7 167,2
SO ₄ ²⁻	отс.	0,2	0,76
HCO ₃ ⁻	793,0	1 025,6	380,5
CO ₃ ²⁻	Отс.	Отс.	2,0
Содержание микрокомпонентов, мг/дм ³			
I	12,0	12,4	9,8
Br	25,3	38,1	25,9
B	9,5	10,3	Отс.
Fe	Отс.	1,1	8,2

Фиксируется незначительная тенденция к уменьшению содержания гидрокарбонат-ионов (с 793,0 до 380,5 мг/дм³), что свидетельствует о небольшом сдвиге гидрогеохимического равновесия в системе «вода — порода». По микрокомпонентному составу значимых изменений не прослеживается, можно отметить только незначительный рост концентрации железа с полного отсутствия до 8,2 мг/дм³ (в среднем). Анализ изменения концентраций представленных компонентов свидетельствует о сохранении на настоящее время гидрогеохимической стабильности поглощающего ААС ГГК. Данный вывод подтверждается и анализом общего гидрогеохимического фона сеноманского горизонта в Красноленинском нефтегазовом районе (Водораздельное, Талинское, Поттымско-Ингинское, Ем-Еговское, Пальяновское месторождения) [11–13], средняя минерализация сеноманского горизонта по всему Красноленинскому району составляет 13,1 г/дм³, что является близким к значению 12,4 г/дм³ в пределах Каменного участка недр. Стабильность обстановки, вероятно, связана с геолого-гидрогеологическими особенностями ААС ГГК, включающего огромные запасы минерализованной воды, благодаря которым внедрение размещаемых вод существенно не нарушает гидрогеохимическое равновесие. При этом следует понимать, что глубокозалегающий сеноманский горизонт почти недоступен для непосредственного обследования и наблюдения, и он

является частью природной экосистемы, подверженной колоссальному воздействию инженерной деятельности человека. Как отмечают многие исследователи [13], исходные данные о геологической среде и гидрогеологической обстановке глубоких нефтегазоносных горизонтов могут быть известны только с долей условности, а их моделирование производится также с рядом допущений и упрощений. Поэтому подходы к мониторингу подземных вод ААС ГГК, контролю состояния пород и подземных вод должны находиться в состоянии постоянного совершенствования и доработок.

Мониторинг показателей, нормируемых ОСТ 39-225-88, на Каменном участке недр

Согласно отраслевому стандарту, для размещаемых вод контролируется и лимитируется ряд показателей, на основе значений которых можно судить о возможности и подготовленности вод к размещению в пласт.

Результаты исследований показывают, что размещаемый флюид соответствует требованиям ОСТ воды, содержащейся в отложениях уватской и викуловской свит, по водородному показателю (7,1–7,2), количеству кислорода и сероводорода (отсутствуют), ионам железа трехвалентного (0,2–1,3 мг/дм³), набухаемости (отсутствует). Указанный флюид имеет минерализацию (в среднем 18,0 мг/дм³, контрольные пробы 2018 года) несколько выше, чем воды уватской свиты (в среднем 12,3 г/дм³), что дает основание предполагать отсутствие набухаемости глинистой составляющей поглощающего горизонта. Железо трехвалентное определено в количестве 0,2–1,3 мг/дм³, что в итоге может привести к увеличению содержания механических примесей в размещаемых водах. В дальнейшем необходимо проводить наблюдения за содержанием данного показателя.

Выполненный анализ показал, что установленные нормы превышают следующие показатели:

- содержание механических примесей (17,6–127,0 мг/дм³), количество которых несколько выше прошлого года;
- количество нефтепродуктов (2,2–10,6 мг/дм³) выше нормы в одной пробе, но значительно ниже полученных ранее значений;
- скорость коррозии, прогнозируемое значение которой составит более 0,5 мм/год, так как коэффициент K_x , учитывающий влияние химических факторов, рассчитан по методике, описанной в РД 39-0147323-339-89-Р.

Для доведения содержания механических примесей и нефтепродуктов до нормативов рекомендуется применение соответствующих реагентов с последующим фильтрованием, увеличение времени отстоя, установка дополнительных отстойников и фильтров, в том числе на входе или устье поглощающих скважин. Учитывая специфику химического состава утилизируемых вод, также необходима сепарация агрессивных газов, осаждение механических примесей, применение внутреннего защитного покрытия на оборудовании, а также использование ингибиторов коррозии.

Выводы

По результатам выполненных исследований с целью рассмотрения вопроса безопасности использования ААС ГГК в целях размещения попутно-добываемых вод на Каменном участке недр получены положительные решения поставленных задач.

1. Геолого-гидрогеологические условия ААС ГГК в пределах Каменного участка являются подходящими для использования сеноманского горизонта в качестве поглощающего за счет наличия своеобразной природной изоляции от вышележащих горизонтов пресных подземных вод в виде регионального водоупора турон-эоценового возраста мощностью более 750 м и от нижележащих горизонтов водоупорными породами верхнеюрских отложений мощностью около 300 м, залегающих снизу ААС ГГК. Также природный водоупорный барьер (более 130 м) в разрезе ААС ГГК дополнительно отделяет его нижнюю часть (апт) от поглощающего горизонта (сеноман). Помимо этого, ААС ГГК является выдержанным по площади не только Каменного участка недр, но и всей Западной Сибири, и обладает высокими значениями фильтрационно-емкостных характеристик.

2. Анализ стабильности гидрогеохимических показателей подземных вод ААС ГГК по результатам химических анализов с 1960 до 2015–2017 годов свидетельствует о сохранении на настоящее время гидрогеохимической стабильности подземных вод поглощающего горизонта. В ходе анализа результатов мониторинговых наблюдений за состоянием поглощающего горизонта зафиксировано незначительное увеличение значения минерализации вод, общей жесткости, концентрации натрия, калия и хлоридов. Рост значений показателей химического состава за исследованный период наблюдений, безусловно, связан с перераспределением флюидов при процессе забора воды из ААС ГГК, но в то же самое время указанные колебания на настоящее время не выходят за пределы показателей регионального гидрогеохимического фона.

3. Оценка химической совместимости пластовых и утилизируемых вод включала анализ качества размещаемых вод и расчет химической совместимости исследуемых вод. В результате анализа установлено, что в размещаемых водах превышают установленные нормы содержание механических примесей и количество нефтепродуктов, а также скорость развития коррозии. Доведение данных показателей до нормативов возможно при проведении мероприятий по водоподготовке. По результатам расчета химической совместимости выяснилось, что размещаемые воды нестабильны в термобарических условиях ААС ГГК и могут образовать осадок кальция. Максимальное его значение ($323,0 \text{ мг/дм}^3$) достигается при соотношении пластовых и размещаемых вод 10:90. Полученные значения свидетельствуют о необходимости проведения соответствующей водоподготовки перед утилизацией вод в ААС ГГК.

Таким образом, полученные результаты свидетельствуют о рациональности использования ААС ГГК в целях размещения попутно-добываемых с нефтью вод. Но несмотря на полученные положительные

решения по всем поставленным задачам исследования, следует акцентировать внимание на необходимости постоянного совершенствования системы мониторинга состояния как поглощающего горизонта, так и вышележающих, а также тщательного соблюдения всех природоохранных мер — это является условием сохранения природного баланса недр Красноленинского нефтегазодобывающего региона.

Список источников

1. Сальникова, Ю. И. О геохимической стабильности подземных вод апт-альб-сеноманского комплекса в связи с разработкой нефтяных месторождений Западной Сибири / Ю. И. Сальникова. — Текст : непосредственный // Актуальные проблемы нефти и газа : тезисы доклада 4-й Всероссийской молодежной научной конференции, 20–22 октября 2021 г. / Институт проблем нефти и газа РАН ; отв. ред. И. М. Индруцкий. — Москва : ИПНГ РАН, 2021. — С. 30.
2. Павлюков, А. И. Краткая история изучения и масштабы техногенного воздействия на апт-альб-сеноманский водоносный комплекс Западной Сибири / А. И. Павлюков, Ю. И. Сальникова. — DOI 10.52619/978-5-9908560-9-7-2021-23-1-101-105. — Текст : непосредственный // Подземная гидросфера : материалы XXIII Всероссийского совещания по подземным водам востока России с международным участием. Иркутск, 2021. — Иркутск : Институт земной коры СО РАН, 2021. — С. 101–105.
3. Абукова, Л. А., Гидрогеохимический мониторинг разработки месторождений углеводородов / Л. А. Абукова, О. П. Абрамова, Е. П. Варягова. — Текст : непосредственный // Георесурсы, геознергетика, геополитика. — 2015. — № 2(12). — С. 15–19.
4. Беспалова, Ю. В. О многофакторном подходе к оценке защищенности водоносных горизонтов и комплексов при освоении нефтегазоносных районов Западной Сибири / Ю. В. Беспалова — DOI 10.31660/0445-0108-2015-3-7-15. — Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2015. — № 3 (111). — С. 7–15.
5. Матусевич, В. М. Техногенные гидрогеологические системы нефтегазоносных районов Западной Сибири / В. М. Матусевич, Л. А. Ковяткина. — Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 1997. — № 1. — С. 41–47.
6. Матусевич, В. М. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна / В. М. Матусевич, А. В. Рыльков, И. Н. Ушатинский. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2005. — 225 с. — Текст : непосредственный.
7. Матусевич, В. М. Геодинамическая концепция в современной гидрогеологии на примере Западно-Сибирского мегабассейна / В. М. Матусевич, Р. Н. Абдрашитова. — Текст : непосредственный // Фундаментальные исследования. — 2013. — № 4–5. — С. 1157–1160.
8. Гидрогеология СССР. Том XVI. Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области) / Под редакцией В. А. Нуднер. — Москва : Недра, 1970. — 367 с. — Текст : непосредственный.
9. Дюнин, В. И. Гидродинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов / В. И. Дюнин ; Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова. — Москва : Научный мир, 2000. — 472 с. — Текст : непосредственный.

10. Abdrashitova, R. N. Causes of Variability in Groundwater Salinity of the Lower Jurassic Sediments in the Talinskoye Oilfield of West Siberia / R. N. Abdrashitova, M. A. Kadirov. – Text : electronic // Sustainability. – 2022. – Vol. 14, Issue 13. – URL: <https://doi.org/10.3390/su14137675>.
11. Курчиков, А. Р. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири / А. Р. Курчиков, Б. П. Ставицкий. – Москва : Недра, 1987. – 134 с. – Текст : непосредственный.
12. Свидетельство о государственной регистрации программы «Расчет химической совместимости вод» в Реестре программ для ЭВМ Федеральной службы по интеллектуальной собственности № 2013616498 от 10 июля 2013 / Ю. А. Таранов, А. Г. Плавник, Л. В. Таранова, Т. П. Резанова. – Текст : непосредственный.
13. Экспериментальное и численное моделирование взаимодействия пластовых и технических вод при разработке месторождения им. Ю. Корчагина / С. В. Делия, Л. А. Абукова, О. П. Абрамова [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 10. – С. 34–41.
14. Особенности взаимодействия коллекторов, пластовых и технических вод при разработке нефтегазоконденсатного месторождения им. Ю. Корчагина / С. В. Делия, Л. А. Абукова, О. П. Абрамова [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 3. – С. 18–22.
15. Об особенностях заводнения нефтяных залежей с глинодержащими коллекторами / Ю. В. Желтов, В. Е. Ступоченко, А. Я. Хавкин [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1981. – № 7. – С. 42–47.
16. Кашавцев, В. Е. Предупреждение солеобразования при добыче нефти : монография / В. Е. Кашавцев, Ю. П. Гаттенбергер, С. Ф. Люшин. – Москва : Недра, 1985. – 215 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Salnikova, Yu. I. (2021) O geokhimicheskoy stabil'nosti podzemnykh vod apt-al'b-senomanskogo kompleksa v svyazi s razrabotkoy neftyanykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri. Abstracts of Papers of the 4th All-Russian Conference Actual Problems of Oil and Gas. Moscow, Institute of Oil and Gas Problems of the Siberian Branch of the RAS Publ., pp. 30. (In Russian).
2. Pavlyukov, A. I., & Sal`nikova, Yu. I. (2021). Kratkaya istoriya izucheniya i masshtaby tekhnogennogo vozdeystviya na apt-al'b-senomanskiy vodonosnyy kompleks Zapadnoy Sibiri. Podzemnaya gidrosfera: materialy` XXIII Vserossiyskogo soveshchaniya po podzemny`m vodam vostoka Rossii s mezhdunarodny`m uchastiem, Irkutsk: Institut zemnoj kory SO RAN Publ., pp. 101-105. (In Russian). DOI : 10.52619/978-5-9908560-9-7-2021-23-1-101-105
3. Abukova, L. A., Abramova, O. P., & Varyagova, E. P. (2015). Hydrogeochemical monitoring of the hydrocarbon fields development. Georesources, geoenergetics, geopolitics, (2(12)), pp. 15-19. (In Russian).
4. Bespalova, Yu. V. (2015). On multivariate approach to evaluate the protection of aquifers at development of Western Siberia oil-and-gas bearing area. Oil and Gas Studies, (3(111)), pp. 7-15. (In Russian). DOI 10.31660/0445-0108-2015-3-7-15
5. Matusevich, V. M., & Kovyatkina, L. A. (1997). Tekhnogennyye gidrogeologicheskie sistemy neftegazonosnykh rayonov Zapadnoy Sibiri. Oil and gas studies, (1), pp. 41-47. (In Russian).

6. Matusevich, V. M., Ryl'kov, A. V., & Ushatinskiy, I. N. (2005). Geoflyudal'nye sistemy i problemy neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskogo megabasseyina. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 225 p. (In Russian).
7. Matusevich, V. M., & Abdrashitova, R. N. (2013). Geodynamic concept in modern hydrogeology (illustrated West Siberian megabasin). Fundamental Research, (4-5), pp. 1157-1160. (In Russian).
8. Nudner, V. A. (Ed.) (1970). Gidrogeologiya SSSR. Tom XVI. Zapadno-Sibirskaya ravnina (Tyumenskaya, Omskaya, Novosibirskaya i Tomskaya oblasti). Moscow, Nedra Publ., 367 p. (In Russian).
9. Dyunin, V. I. (2000). Gidrodinamika glubokix gorizontov neftegazonosny'x bassejnov. Moscow, Nauchnyy mir Publ., 472 p. (In Russian).
10. Abdrashitova, R. N., & Kadyrov, M. A. (2022). Causes of Variability in Groundwater Salinity of the Lower Jurassic Sediments in the Talinskoye Oilfield of West Siberia. Sustainability, 14(13). (In English). Available at: <https://doi.org/10.3390/su14137675>
11. Kurchikov, A. R., & Stavitskiy, B. P. (1987). Geotermya neftegazonosnykh oblastey Zapadnoy Sibiri. Moscow, Nedra Publ., 134 p. (In Russian).
12. Taranov, Yu. A., Plavnik, A. G., Taranova, L. V., & Rezanova, T. P. (2013). Svidetel'stvo o gosudarstvennoj registracii programmy "Raschet ximicheskoy sovместимости vod" v Reestre programm dlya E'VM Federal'noj sluzhby po intelektual'noj sobstvennosti No. 2013616498 ot 10 iyulya 2013. (In Russian).
13. Delya, S. V., Abukova, L. A., Abramova, O. P., Anisimov, L. A., Popov, S. N., & Vorontsova, I. V. (2012). Application of experimental and numerical simulation of formation and technical water interaction while developing Yu. Korchagin oilfield. Geologiy, Geophysics and development of oil and gas fields, (10), pp. 34-41. (In Russian).
14. Delya, S. V., Abukova, L. A., Abramova, O. P., Popov, S. N., Vorontsova, I. V., & Anisimov, L. A. (2013). Features of collectors, underground and technical waters interaction during exploitation of yu. Korchagin oil-gas-condensate field. Oil industry, (3), pp.18-22. (In Russian).
15. Zheltov, Yu. V., Stupochenko, V. E., Khavkin, A. Ya., Martos, V. N., & Ryzhik, V. M. (1981). Ob osobennostyakh zavodneniya neftyanykh zalezhey s glinosoderzhashchimi kollektorami. Oil industry, (7), pp. 42-47. (In Russian).
16. Kashchavtsev, V. E. Gattenberger, Yu. P., & Lyushin, S. F. (1985). Preduprezhdenie soleobrazovaniya pri dobyche nefti. Moscow, Nedra Publ., 215 p. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Сальникова Юлия Ивановна,
младший научный сотрудник лаборатории геолого-гидрогеологического сопровождения процесса разработки месторождений углеводородов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7864-9115>

Yulia I. Salnikova, Junior
Researcher at the Laboratory of Geological and Hydrogeological Support for the Development of Hydrocarbon Fields, Industrial University of Tyumen, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7864-9115>

Абдрашитова Римма Наильевна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ведущий научный сотрудник лаборатории геолого-гидрогеологического сопровождения процесса разработки месторождений нефти и газа, Тюменский промышленный университет, г. Тюмень, abdrashitovarn@tyuiu.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7060-0701>

Бердова Дарья Владимировна, лаборант лаборатории геолого-гидрогеологического сопровождения процесса разработки месторождений углеводородов, Тюменский промышленный университет, г. Тюмень

Семенова Татьяна Владимировна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский промышленный университет, г. Тюмень

Rimma N. Abdrashitova, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor, Leading Researcher at the Laboratory of Geological and Hydrogeological Support for the Development of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, abdrashitovarn@tyuiu.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7060-0701>

Daria V. Berdova, Laboratory Assistant at the Laboratory of Geological and Hydrogeological Support for the Development of Hydrocarbon Fields, Industrial University of Tyumen

Tatyana V. Semenova, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 26.03.2024; одобрена после рецензирования 05.04.2024; принята к публикации 09.04.2024.

The article was submitted 26.03.2024; approved after reviewing 05.04.2024; accepted for publication 09.04.2024.

УДК 552.086"552.143"552.22
DOI: 10.31660/0445-0108-2024-2-43-55

Литолого-петрографическая характеристика и генезис пород утхолокской свиты скважины X Кшукского месторождения

Е. И. Швецов^{1, 2*}, М. С. Тарасова¹

¹ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*e_shvetsov@vniigaz.gazprom.ru

Аннотация. Изучение кернового материала скважины X Кшукского месторождения является важным этапом для накопления данных и углубления знаний о строении и составе вулканогенно-осадочных пород полуострова Камчатка и прилегающих территорий. В связи с невыдержанной характеристикой пород из-за высокой тектонической активности, отсутствия реперных горизонтов и неоднозначной стратиграфической привязкой, а также низкой изученностью свойств отложений разреза месторождений полуострова Камчатка на всем отобранном керне скважины X Кшукского месторождения был выполнен комплекс литолого-минералогических исследований. Ввиду слабой изученности и возникающих споров о правильности наименования пород особое внимание было уделено отложениям утхолокской свиты хаттского яруса верхнего подотдела олигоценевого отдела палеогеновой системы.

Полученные результаты подтверждают генезис пород утхолокской свиты, что в соответствии с результатами литолого-минералогических исследований керна дает обоснование для правильного наименования изучаемых пород.

Ключевые слова: полуостров Камчатка, утхолокская свита, осадочные породы, литолого-петрографическая характеристика, пирокластический материал

Для цитирования: Швецов, Е. И. Литолого-петрографическая характеристика и генезис пород утхолокской свиты скважины X Кшукского месторождения / Е. И. Швецов, М. С. Тарасова. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-2-43-55 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 2. – С. 43–55.

The lithological and petrographic characterization and genesis of rocks in the Utkholok suite of well X of the Kshuuskoye field

Evgenii I. Shvetsov^{1, 2*}, Marina S. Tarasova¹

¹Gazprom VNIIGAZ LLC, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e_shvetsov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The study of the core material from well X in the Kshuuskoye field is a crucial stage for accumulating data and extending our knowledge of the structure and composition of volcanic-sedimentary rocks in the Kamchatka Peninsula and adjacent territories. Due to the challenging characteristics of the rocks caused by high tectonic activity, the absence of reference horizons,

ambiguous stratigraphic correlation, and the low knowledge of deposit parameters in the cross-section of the Kamchatka Peninsula fields, a comprehensive lithological and mineralogical study was conducted on all collected cores from well X in the Kshukskoye field. Taking into account the limited knowledge and ongoing disputes about the rock nomination accuracy, special attention was devoted to the deposits of the Utkholok suite of the Khattsk stage, the Upper subseries of the Oligocene series of the Paleogene system.

The results obtained provide confirmation of the genesis of the rocks of the Utkholok suite. In accordance with the results of lithological and mineralogical studies of the core, the correct naming of the studied rocks is justified.

Keywords: Kamchatka Peninsula, Utkholok suite, sedimentary rocks, lithological and petrographic characterization, pyroclastic material

For citation: Shvetsov, E. I., & Tarasova, M. S. (2024). The lithological and petrographic characterization and genesis of rocks in the Utkholok suite of well X of the Kshukskoye field. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 43-55. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-2-43-55

Введение

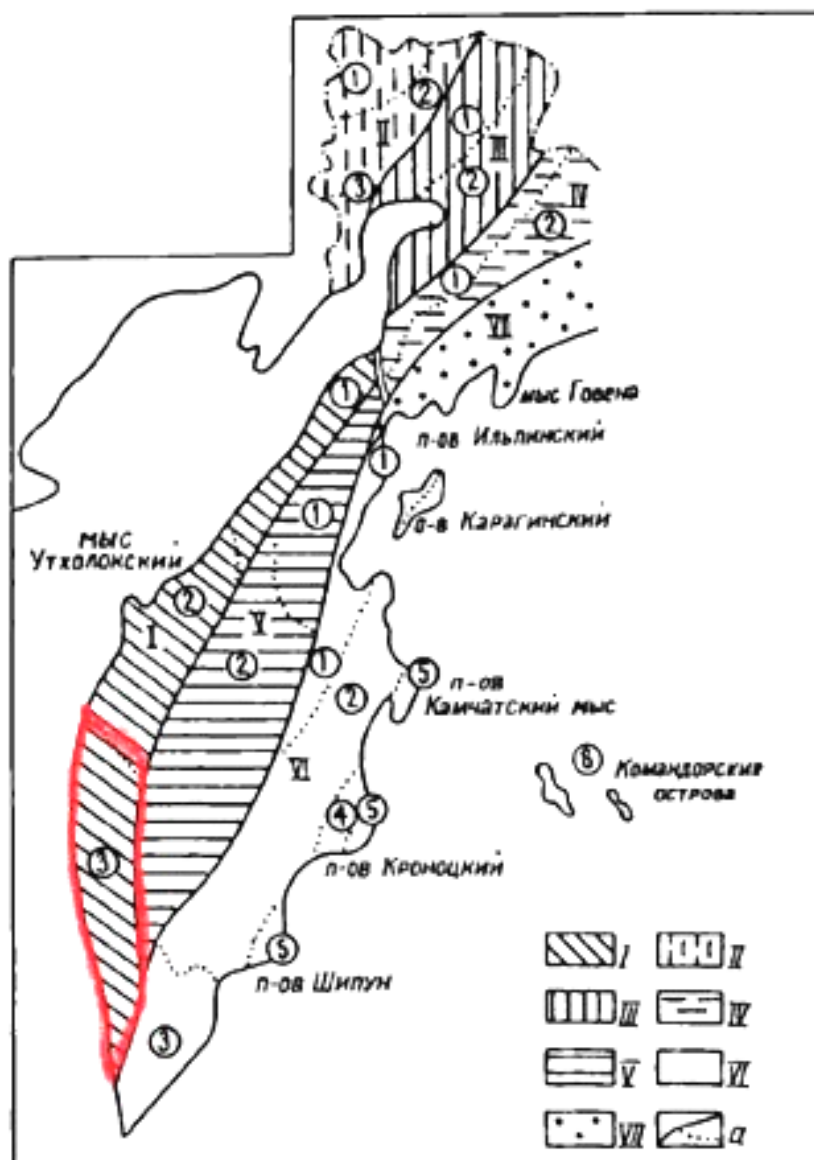
Изучение керна скважины X Кшукского месторождения является важным этапом для накопления данных и углубления знаний о строении и составе вулканогенно-осадочных пород полуострова Камчатка и прилегающих территорий. В связи с невыдержанной характеристикой пород из-за высокой тектонической активности, отсутствия реперных горизонтов и неоднозначной стратиграфической привязкой, а также низкой изученностью свойств отложений разреза месторождений полуострова Камчатка на всем отобранном керне скважины X Кшукского месторождения был выполнен комплекс литолого-минералогических исследований. Ввиду слабой изученности и возникающих споров о правильности наименования пород особое внимание было уделено отложениям утхолокской свиты хаттского яруса верхнего подотдела олигоценового отдела палеогеновой системы.

Полученные результаты подтверждают генезис пород утхолокской свиты, что в соответствии с результатами литолого-минералогических исследований керна даст обоснование для правильного наименования изучаемых пород.

Объект и методы исследования

Объектом исследования является VII горизонт утхолокской свиты скважины X Кшукского месторождения, которое находится на западном побережье полуострова Камчатка, в Соболевском районе Камчатского края (рис. 1).

Основным вопросом в изучении данных отложений является правильность выбора наименования пород в связи с тем, что в литературных источниках нет точного обоснования и подтверждения к какому классу отнести соответствующие породы [1–3].



I-VII — структурно-формационные зоны:
 I — Западно-Камчатская (структурно-фациальные зоны: 1 — Тевинская (Паланская), 2 — Тигильская (Омгонская), 3 — Соболевская); II — Гижигинская (1 — Омолонская, 2 — Кегалинская, 3 — Тайгоноская); III — Пенжинская (1 — Мургалевская, 2 — Таловская); IV — Центрально-Корякская (1 — Парапольская, 2 — Песчанская); V — Центрально-Камчатская (1 — Тымлатско-Озерновская, 2 — Еловско-Кимитинская); VI — Восточно-Камчатская (1 — Литки некая, 2 — Восточного хребта, 3 — Южно-Камчатская, 4 — Тюшевская, 5 — Восточных полуостровов, 6 — Командорских островов); VII — Ильпинская (Олюторская) — см. схемы Корякского нагорья; а — границы структурно-формационных и фациальных зон

Рис. 1. Схема структурно-формационного и структурно-фациального районирования Камчатки [4] (Ю. Б. Гладенков, Б. А. Сальников и др. — объяснительная записка к стратиграфическим схемам по палеогену, неогену восточных районов России)

Поэтому авторы уделили особое внимание породам утхолокской свиты и полноценному изучению литолого-петрографических характеристик.

Работа основана на результатах комплексного анализа лабораторных данных, полученных в Тюменском центре исследования пластовых систем (керна и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Представленные отложения были исследованы на основе макроскопического изучения кернового материала, по результатам петрографического описания шлифов, а также анализа материалов ГИС.

Экспериментальная часть

Литологическая характеристика пород

Обнаруженные в отложениях утхолокской свиты аналогичного разреза Нижнеквакчинского месторождения комплексы фораминифер позволяют установить позднеолигоценый (палеогеновый) возраст исследуемых пород (определения Ю. Б. Гладенкова (ГИН РАН) и А. Н. Олейникова (СНИИГГиМС)).

В литологическом описании охарактеризованный керном фрагмент утхолокской свиты Кшукского месторождения представлен песчаниками светло-серыми, мелкозернистыми, неравномерно алевритистыми до алевритовых и крупнозернистыми песчанистыми алевролитами с глинистым и глинисто-карбонатным цементом [5]. Мелкозернистые алевролиты и аргиллиты отмечаются в нижней части свиты в виде крупных слоев и редких тонких прослоев. Песчаники и крупнозернистые алевролиты, как правило, близки по своим литолого-петрографическим характеристикам.

Соотношение породообразующих минералов, их особенности, набор аксессуарных и вторичных аутигенных минералов, а также тип и состав цемента в изученных образцах аналогичны. Песчаники и крупнозернистые алевролиты преимущественно с массивным обликом, реже с тонкой горизонтальной, пологоволнистой, косой и косоволнистой срезанной слоистостью, участками биотурбированные (ихнофоссилии *Skolithos*, *Diplocraterion*, *Ophiomorpha*, *Phycosiphon*, *Planolites* [6]).

Текстурные особенности подчеркнуты глинистым материалом с примесью углефицированного растительного аттрита и слюды. В породах присутствуют как единичные включения, так и скопления разнородных по составу обломков (в том числе глинистые и углистые) до гравийной/дресвяной размерности, вкрапления и мелкие изометричные стяжения пирита, зерна сидерита.

На отдельных участках породы утхолокской свиты секутся многочисленными тонкими извилистыми и ступенчатыми трещинами, нарушающими текстурный рисунок и целостность породы (рис. 2).

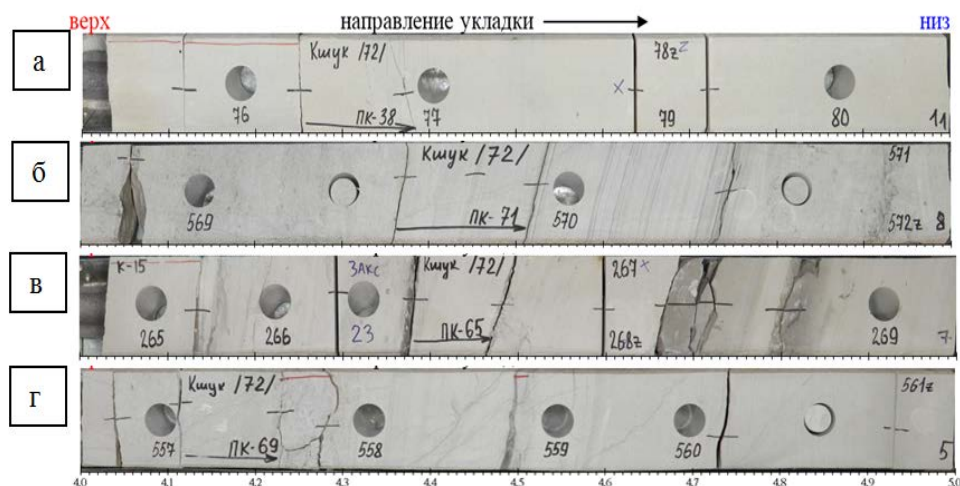


Рис. 2. Литологические особенности пород утхолокской свиты.

Песчаники с глинистым и глинисто-карбонатным цементом с массивным обликом (а), песчаники и алевролиты с тонкой косою слоистостью и биотурбированной текстурой (б), тонкие прослои аргиллита и алевролита в песчанике (в), породы с многочисленными тонкими извилистыми и ступенчатыми трещинами (г)

Петрографическая характеристика пород

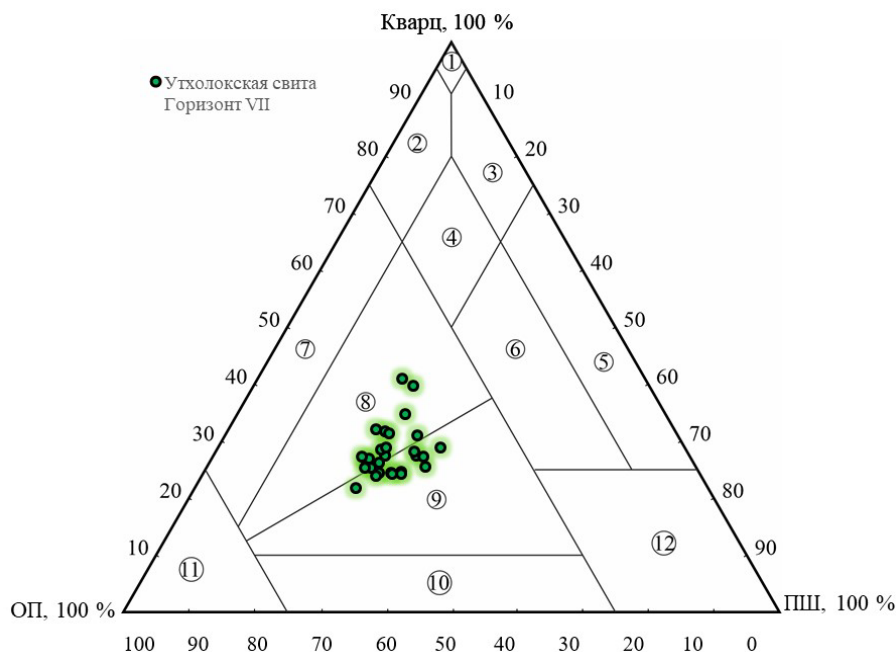
Помимо полноразмерных колонок ядра, отложения утхолокской свиты были детально изучены на микроскопическом уровне более чем в 40 петрографических шлифах.

Породы VII горизонта утхолокской свиты представлены преимущественно песчаниками мелкозернистыми, неравномерно алевролитистыми до алевроитовых (примеси от первых сотых долей процента до 45,0 %), с переходами в алевролиты мелко-крупнозернистые на отдельных участках.

Степень сортированности обломочного материала хорошая, участками близка к средней. Зерна полуугловатые, полуокатанные, редко угловатые.

Часть зерен имеют туфогенный генезис, образуя изогнутые формы, с вогнутыми краями и с остатками стенок газовых пузырьков [7].

Среднее содержание кварцевых зерен около 28,01 %. Соотношение полевошпатовых зерен и обломков пород по разрезу неравномерно. Зерен полевых шпатов — около 26,88 %, обломки пород в среднем составляют 45,11 % (от суммы главных аллотигенных компонентов). В связи с чем песчаники, реже алевролиты, можно классифицировать как полевошпато-кварцевые и кварцево-полевошпатовые граувакки (рис. 3).

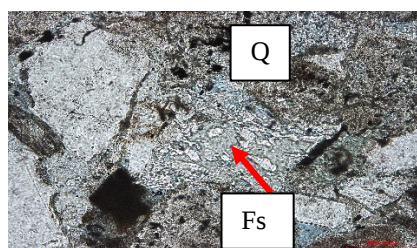


Поля: песчанники: 1 — кварцевые, 2 — полевошпато-кварцевые, 3 — литито-кварцевые, 4 — мезомиктовые; 5 — собственно аркозы, 6 — граувакковые аркозы; 7–11 — граувакки: 7 — кварцевые, 8 — полевошпато-кварцевые, 9 — кварцево-полевошпатовые, 10 — полевошпатовые, 11 — собственно граувакки; 12 — полевошпатовые песчанники

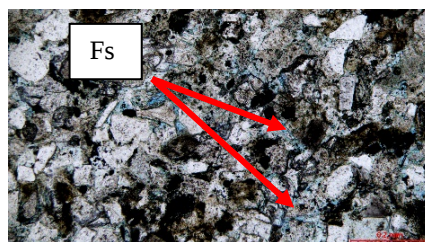
Рис. 3. Положение фигуративных точек на классификационной диаграмме (В. Д. Шутов, 1967). Горизонт VII утхолокской свиты [8]

Зерна кварца (Q) имеют простой и волнистый характер оптического погасания. Регенерация развита по разрезу неравномерно, составляет от 10 до 35 % и представлена угловатыми наростами высотой до 0,02–0,025 мм, редко до 0,035–0,04 мм, а также фрагментарными каемками толщиной до 0,015–0,02 мм. Полевые шпаты (Fs) представлены плагиоклазами (олигоцен, редко андезин), реже калиевыми разностями (ортоклаз, редко микроклин). В различной степени преобразованы вторичными процессами, среди которых выделяется пелитизация, серицитизация, редко каолинитизация и карбонатизация (рис. 4 а). Для данного разреза характерно неравномерное (частичное), редко полное выщелачивание полевошпатовых зерен, содержание которого изменяется от первых сотых долей процента и достигает 13,24 % (рис. 4 б). Также встречена пластическая и стрессовая деформация полевошпатовых зерен. Обломки пород (R) представлены каркасными, реже пластичными разностями [9].

Слюдистый материал для данных отложений редок (ср. зн. ~ 1,18 %) и представлен гидратированными, хлоритизированными участками, неравномерно сидеритизированными пластически деформированными пластинками биотита, а также относительно «чистыми» пластинками мусковита (рис. 4 в).



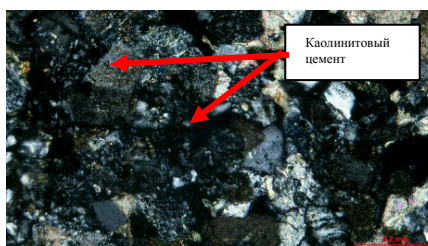
а) Зерна кварца и полевого шпата



б) Выщелачивание полевошпатового зерна



в) Пластины сидеритизированного и хлоритизированного биотита



г) Порový каолинистый цемент



д) Порový карбонатный цемент кальцитового, редко доломитового состава

Рис. 4. Фотографии петрографических шлифов скважины X Кшукского месторождения. Увеличения 20×10 (а), 10×10 (б, в, г) и $2,5 \times 10$ (д)

Аутигенные минералы представлены карбонатным материалом (кальцит, доломит, сидерит), пиритом и титанистыми минералами. Кальцит, редко доломит, имеет неравномерное распределение по разрезу, кристаллы ксеноморфные и гипидиоморфные, от микрокристаллических до гигантокристаллических, агрегатного строения, выполняют межзерновое пространство, а также частично замещают полевошпатовые зерна и обломки пород. Пелитоморфный сидерит развит относительно равномерно по разрезу, образует псевдоморфозы по пластинкам биотита и пластичным обломкам пород. Зерна пирита фрамбоидной и неправильной формы, развиты неравномерно по площади в виде рассеянных индивидов и неправильных скоплений. Титанистые минералы представлены преимущественно лейкоксомом, отмечаются в виде пленок по контурам зерен, образуют ватообразные агрегаты.

Цемент в породах пленочно-порový, неравномерно распределенный, по составу глинистый, участками глинисто-карбонатный. Глинистый

материал в цементе представлен неравномерной по разрезу полиминеральной смесью иллита, хлорита и каолинита (участками вплоть до преобладания). Процентное содержание изменяется от 0,28 до 6,70 % от площади шлифа, выполняет поры, также развит в виде фрагментарных и полных пленок (рис. 4 г). Также в породах отмечается поровый карбонатный цемент, представленный кальцитом, редко доломитом, участками сидеритом, агрегатного строения, неравномерно выполняющий межзерновое пространство, а также развивающийся по контурам обломочного материала (рис. 4 д). Процентное содержание изменяется от 0,15 до 20,33 %.

Вблизи кровли VII горизонта утхолокской свиты отмечается прослой (толщиной до 10,0 см) туфопесчаника мелкозернистого, неравномерно алевритистого, с многочисленной примесью пирокластического материала, с поровым карбонатным цементом. Текстурные особенности характеризуются беспорядочным распределением основных породообразующих компонентов.

Основные породообразующие компоненты в образце (кварц, полевой шпат, обломки пород) аналогичны вышеописанному. Пирокластика развита по породе неравномерно, процентное содержание достигает 47–48 % от площади шлифа, преимущественно представлена литокластами чуждого состава [7] и единичными витрокластами.

Литокласты имеют удлиненные, неправильные, уплощенные, округло-удлиненные формы, полуугловатые и полуокатанные, редко угловатые, часто с рваными краями. Представлены фрагментами следующих пород — кислые эффузивы (метариолит, с многочисленными включениями фенокристаллов, фрагментами основной массы кварц-полевошпатового состава), осадочные породы (песчаники крупно-среднезернистые, полевошпат-кварцевые граувакки и собственно граувакки, алевролиты крупнозернистые, неравномерно песчанистые, полевошпат-кварцевые граувакки, опоки глинистые и глины опокovidные, силициты), метаморфические породы (сланцы-кварцевые, ультрамилониты). Размер пирокластики изменяется от 0,74 до 17,0 мм (диагностируемый).

Витрокласты имеют наиболее сложные очертания, удлиненных, неправильных форм, единично образуя изогнутые рогульки, треугольники с вогнутыми краями или осколки с остатками стенок газовых пузырьков. Размер витрокластового материала изменяется от 0,09 до 1,1 мм.

Морфологические особенности пород

Далее рассмотрим более детально описание обломков пород.

С отсылкой на литературные источники и общепринятые понятия [2–4] зачастую данным породам дают название по их местоположению, а не по качественной литолого-петрографической характеристике. При этом дают различные названия: тефроид, туфопесчаник (туфоалевролит, туфоаргиллит) и пр., относят данные отложения к вулканогенно-осадочным породам [7].

Преобладающая часть обломков пород VII горизонта утхолокской свиты представлена преимущественно каркасными разностями — кремнистые разно-

сти (преобладают), редко встречены кислые, единично средние эффузивы, редкие микрокварциты, реже встречаются пластичные — глинистые обломки пород, редкие кварцево-сланцевые и сланцевые сланцы (рис. 5) [10–13].

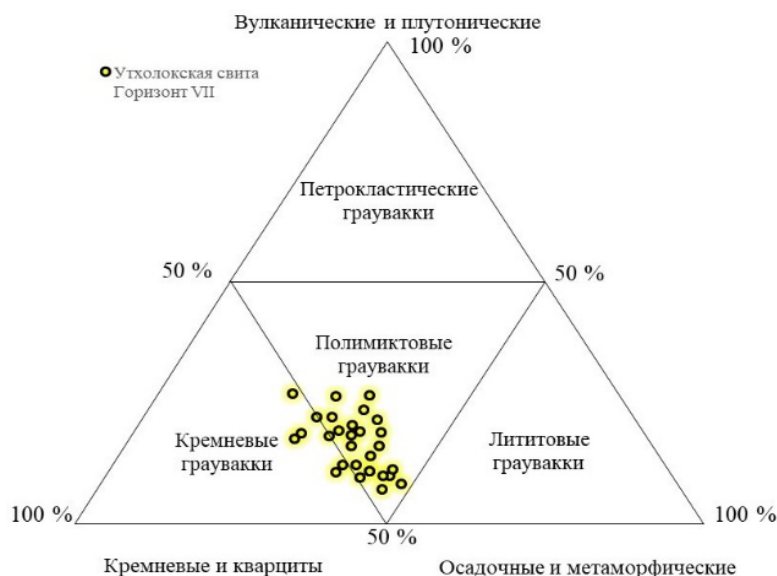
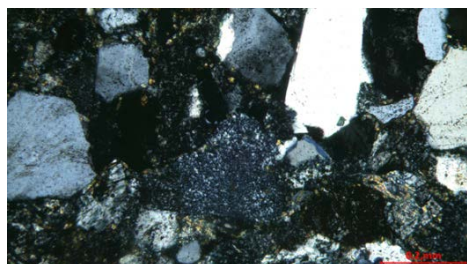
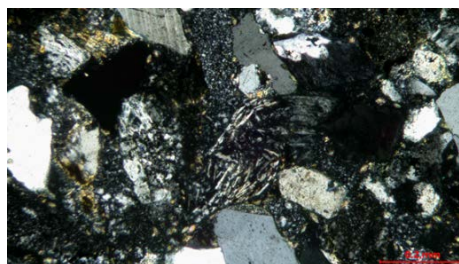


Рис. 5. Распределение фигуративных точек на классификационной диаграмме (В. Д. Шутов, 1967). Горизонт VII утхолокской свиты [6]

Среднее содержание вулканических и плутонических пород составляет 16,63 %, осадочных и метаморфических — 36,59 %, кремневых и кварцитов — 46,78 % (рис. 6). Видно, что обломочный материал относится к двум группам — полимиктовые граувакки и кремневые граувакки, что характерно для собственно осадочно-обломочных пород.



Кремнистые обломки пород и гранитоиды



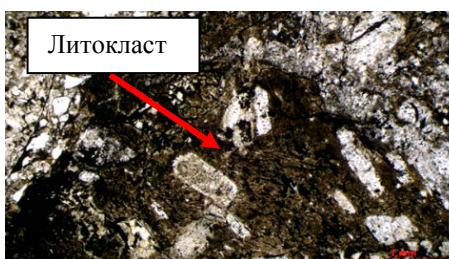
Кремнистые и пластичные разности
(в центре фотографии редкий обломок андезита)

Рис. 6. Фотографии шлифов скважины X Кшукского месторождения.
Увеличение 10×10

Пирокластика представлена редкими (содержание до 3,5 %) литокластами (рис. 7 а-б), витрокластами (рис. 7 в-г) и кристаллокластами (рис. 7 д-е) [14].



а) Пирокластический материал — в центре шлифа отмечается литокласт андезита. Увеличение 2,5×10



б) Пирокластический материал — в центре шлифа удлинённый литокласт андезита. Увеличение 2,5×10



в) Пирокластический материал — витрокласт с каемкой пирита. Увеличение 10×10



г) Пирокластический материал — бесформенный витрокласт. Увеличение 10×10



д) Пирокластический материал — зерно кварца с оплавленными вогнутыми границами. Увеличение 10×10



е) Пирокластический материал — зерна кварца с оплавленными вогнутыми границами. Увеличение 10×10

Рис. 7. Фотографии петрографических шлифов

Литокласты встречаются в виде вытянутых, неправильных, угловатых, удлинённых, линзовидных обломков, представленных андезитами с афировой и порфировой (вкрапленники плагиоклаза, роговой обманки, редко пироксена) структурой, с гиалопилитовой и пилотакситовой структурой основной массы [15]. Кристаллокласты представлены зернами кварца с оплавленными вогнутыми границами. Витрокласты встречаются в виде неправильных и бесформенных обломков.

Выводы

Как было указано выше, отложения VII горизонта утхолокской свиты скважины X Кшукского месторождения, которое находится на западном побережье полуострова Камчатка, в Соболевском районе Камчатского

края, представлены преимущественно песчаниками мелкозернистыми, неравномерно алевритистыми до алевритовых. Проанализировав петрографические шлифы данных отложений и классифицируя их по диаграмме В. Д. Шутова, породы следует отнести к полевошпато-кварцевым и кварцево-полевошпатовым грауваккам.

Преобладающая часть обломков пород VII горизонта утхолокской свиты представлена преимущественно каркасными разностями — кремнистые разности (преобладают), редко встречены кислые, единично средние эффузивы, редкие микрокварциты, реже встречаются пластичные — глинистые обломки пород, редкие кварцево-слюдистые и слюдистые сланцы. Пирокластический материал по разрезу встречается довольно редко и представлен литокластами, витрокластами и кристаллокластами.

Ввиду того, что проведенный комплекс литолого-петрографических исследований показал, что в обломочной части преобладают кремневые разности, метаморфические и осадочные обломки, а в примеси находятся вулканиды, породы будет уместно и правильно относить к собственно осадочно-обломочным. Пирокластический материал для изучаемых отложений VII горизонта утхолокской свиты встречается очень редко (до 10 %), что является еще одним доказательством, что породы не следует относить к вулканогенно-осадочным.

Список источников

1. Маргулис, Л. С. Нефтегазоперспективные толщи Дальнего Востока России / Л. С. Маргулис. — Текст : непосредственный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2012. — Т. 7, № 4. — С. 4.
2. Гладенков, Ю. Б. Расчленение опорного разреза кайнозоя бухты Квачина Западной Камчатки и проблемы его корреляции / Ю. Б. Гладенков. — DOI 10.7868/S0869592X16060041. — Текст : непосредственный // Стратиграфия. Геологическая корреляция. — 2016. — Т. 24, № 6. — С. 101–113.
3. Деформации третичных комплексов Западной Камчатки (Точилинский разрез) / А. О. Мазарович, А. В. Соловьев, А. В. Моисеев [и др.]. — Текст : непосредственный // Доклады Академии наук. — 2010. — Т. 433, № 1. — С. 62–66.
4. Решения рабочих межведомственных региональных стратиграфических совещаний по палеогену и неогену восточных районов России — Камчатки, Корякского нагорья, Сахалина и Курильских островов. Объяснительная записка к стратиграфическим схемам / Ю. Б. Гладенков, Б. А. Сальников, А. К. Боровцев [и др.]. — Москва : Геос, 1998. — 147 с. — Текст : непосредственный.
5. Гречин, В. И. Миоценовые отложения западной Камчатки (седиментация и катагенез) / В. И. Гречин. — Москва : Наука, 1976. — 137 с. — (Труды АН СССР. Геологический институт; Вып. 282). — Текст : непосредственный.
6. Knaust, D. Atlas of Trace Fossils in Well Core. Appearance, Taxonomy and Interpretation / D. Knaust. — New York : Springer International Publishing AG, 2017. — 207 p. — Direct text.

7. Уткин, Ю. В. Вулканогенные обломочные породы (систематика, строение, генетические типы) : учебное пособие / Ю. В. Уткин. – 2-е изд. – Томск : Томский государственный университет, 2017. – 142 с. – Текст : непосредственный.
8. Шутов, В. Д. Минеральные парагенезы граувакковых комплексов / В. Д. Шутов. – Москва : Наука, 1975. – 108 с. – Текст : непосредственный.
9. Белоусова, О. Н. Общий курс петрографии : учебное пособие / О. Н. Белоусова, В. В. Михина. – Москва : Недра, 1972. – 342 с. – Текст : непосредственный.
10. Систематика и классификации осадочных пород и их аналогов / В. Н. Шванов, В. Т. Фролов, Э. И. Сергеева [и др.] ; под редакцией В. Н. Шванова. – Санкт-Петербург : Недра, 1998. – 350 с. – Текст : непосредственный.
11. Логвиненко, Н. В. Петрография осадочных пород / Н. В. Логвиненко. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва : Высшая школа, 1984. – 416 с. – Текст : непосредственный.
12. Рухин, Л. Б. Основы литологии / Л. Б. Рухин. – Москва : Рипол Классик, 2013. – 701 с. – Текст : непосредственный.
13. Швецов, М. С. Петрография осадочных пород : учебник / М. С. Швецов. – 2-е изд., перераб. – Москва ; Ленинград : изд. и тип. Картоф-ки Госгеолиздата в Л., 1948. – 388 с. – Текст : непосредственный.
14. Ван, А. В. Вулканокластический материал в осадках и осадочных породах / А. В. Ван, Ю. П. Казанский ; под редакцией В. И. Бгатова. – Новосибирск : Наука : Сиб. отд-ние, 1985. – 128 с. – (АН СССР, Сиб. отд-ние, Ин-т геологии и геофизики. Вып. 614). – Текст : непосредственный.
15. Трусова, И. Ф. Петрография магматических и метаморфических горных пород : учебное пособие / И. Ф. Трусова, В. И. Чернов ; М-во высш. и сред. спец. образования РСФСР, Московский геолого-разведочный институт им. С. Орджоникидзе. – Москва : Недра, 1982. – 272 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Margulis, L. S. (2012). Oil and gas perspective objects of the Russian Far East. *Petroleum geology. Theoretical and applied studies*, 7(4), pp. 4. (In Russian).
2. Gladenkov, Yu. B. (2016). Division of the Cenozoic reference section of the Kvachina bay, West Kamchatka, and problems of its correlation. *Stratigraphy and Geological Correlation*, 24(6), pp. 625-636. (In Russian). DOI: 10.7868/S0869 592X16060041
3. Mazarovich, A. O., Soloviev, A. V., Moiseev, A. V., Ol'shanetskii, D. M., & Khisamutdinova, A. I. (2010). Deformations in tertiary complexes of Western Kamchatka (Tochilo section). *Doklady Earth Sciences*. 433(1), pp. 851-855. (In English).
4. Gladenkov, Yu. B., Sal'nikov, B. A., Borovtsev, A. K., Boyarinova, M. E., Voevodin, Yu. B., Volobueva, V. I.,... Shantser, A. E. (1998). *Resheniya rabochikh mezhvedomstvennykh regional'nykh stratigraficheskikh soveshchaniy po paleogenu i neogenu vostochnykh rayonov Rossii - Kamchatki, Koryakskogo nagor'ya, Sakhalina i Kuril'skikh ostrovov. Ob'yasnitel'naya zapiska k stratigraficheskim skhemam*. Moscow, Geos Publ., 147 p. (In Russian).
5. Grechin, V. I. (1976). *Miotsenovyie otlozheniya zapadnoy Kamchatki (sedimentatsiya i katagenez)*. Moscow, Nauka Publ., 137 p. (In Russian).
6. Knaust, D. (2017). *Atlas of Trace Fossils in Well Core. Appearance, Taxonomy and Interpretation*. New York, Springer International Publishing AG, 207 p. (In English).

7. Utkin, Yu. V. (2017). Vulkanogennyye oblomochnye porodы (sistematika, stroenie, geneticheskie tipy). 2nd edition. Tomsk, National Research Tomsk State University Publ., 142 p. (In Russian).
8. Shutov, V. D. (1975). Mineral'nye paragenezy grauvalkovykh kompleksov. Moscow, Nauka Publ., 108 p. (In Russian).
9. Belousova, O. N., & Mikhina, V. V. (1972). Obshchiy kurs petrografii. Moscow, Nedra Publ., 342 p. (In Russian).
10. Shvanov, V. N., Frolov, V. T., Sergeeva, E. I., Dragunov, V. I., Patrunov, D. K., Kuznetsov, V. G.,... Il'in, K. B. (1998). Sistematika i klassifikatsii osadochnykh porod i ikh analogov. St. Petersburg, Nedra Publ., 350 p. (In Russian).
11. Logvinenko, N. V. (1984). Petrografiya osadochnykh porod. Moscow, Vysshaya Shkola Publ., 416 p. (In Russian).
12. Rukhin, L. B. (2013). Osnovy litologii. Moscow, Ripol Klassik Publ., 701 p. (In Russian).
13. Shvetsov, M. S. (1948). Petrografiya osadochnykh porod. Moscow, Leningrad: izd. i tip. Kartof-ki Gosgeolizdata v L. Publ., 388 p. (In Russian).
14. Van, A. V., & Kazansky, Yu. P. (1985). Vulkanoklasticheskiy material v osadkakh i osadochnykh porodakh. Novosibirsk, 128 p. (In Russian).
15. Trusova, I. F., & Chernov, V. I. (1982). Petrografiya magmaticheskikh i metamorficheskikh gornykh porod. Moscow, Nedra Publ., 272 p. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Швецов Евгений Игоревич, инженер 2-й категории лаборатории литолого-минералогических исследований ядра, Тюменский центр исследования пластовых систем (ядро и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ»; младший научный сотрудник лаборатории геолого-гидрогеологического сопровождения процесса разработки месторождений углеводородов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e_shvetsov@vniigaz.gazprom.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5982-8820>

Тарасова Марина Сергеевна, инженер 2-й категории лаборатории литолого-минералогических исследований ядра, Тюменский центр исследования пластовых систем (ядро и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Тюмень, ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-2940-153X>

Evgenii I. Shvetsov, Engineer of the 2nd category of the Laboratory of Lithological and Mineralogical Core Research, Tyumen Reservoir Systems Research Center (Core and Fluids), Gazprom VNIIGAZ LLC; Junior Researcher at the Laboratory of Geological and Hydrogeological Support for the Development of Hydrocarbon Fields, Industrial University of Tyumen, e_shvetsov@vniigaz.gazprom.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5982-8820>

Marina S. Tarasova, Engineer of the 2nd category of the Laboratory of Lithological and Mineralogical Core Research, Tyumen Reservoir Systems Research Center (Core and Fluids), Gazprom VNIIGAZ LLC, Tyumen, ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-2940-153X>

Статья поступила в редакцию 05.12.2023; одобрена после рецензирования 20.02.2024; принята к публикации 26.02.2024.

The article was submitted 05.12.2023; approved after reviewing 20.02.2024; accepted for publication 26.02.2024.

Оценка полученных проницаемостей по результатам газогидродинамических исследований скважин туронской залежи на Южно-Русском месторождении

И. А. Вяткин^{1, 2*}, С. А. Подмогильный²

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²ОАО «Севернефтегазпром», Красноселькуп, Россия

*VyatkinIA@sngp.su

Аннотация. Данное исследование посвящено качественной и количественной оценке полученных проницаемостей при проведении газогидродинамических исследований скважин с гидропрослушиванием в скважинах на туронских отложениях Южно-Русского месторождения. Как известно, туронские отложения Западной Сибири относятся к трудноизвлекаемым запасам. Особенностью туронского пласта являются его низкая проницаемость, anomalously высокое начальное пластовое давление, а также anomalously низкая температура. Полученные данные могут быть использованы для уточнения геологического строения месторождения при дальнейшей разработке залежи. При проведении газогидродинамических исследований в добывающей скважине вместе с гидропрослушиванием производили спуск глубинного манометра в наблюдательную скважину. Отклик, полученный в реагирующей скважине на остановку возмущающей, свидетельствует о гидродинамической связи между скважинами. С помощью формулы определения радиуса исследования рассчитана средняя эффективная проницаемость между скважинами. При сопоставлении определенных проницаемостей по газогидродинамическим исследованиям и гидропрослушиванию отмечается сходимость полученных данных. По результатам было принято решение в дальнейшем также проводить газогидродинамические исследования совместно с гидропрослушиванием.

Ключевые слова: туронские отложения, газогидродинамические исследования, гидропрослушивание, проницаемость

Для цитирования: Вяткин, И. А. Оценка полученных проницаемостей по результатам газогидродинамических исследований скважин туронской залежи на Южно-Русском месторождении / И. А. Вяткин, С. А. Подмогильный. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-2-56-66 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 2. – С. 56–66.

An evaluation of the permeability obtained from the gas-hydrodynamic studies of the wells of the Turonian deposit at the Yuzhno-Russkoye field

Ivan A. Vyatkin^{1, 2*}, Sergey A. Podmogilnyj²

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Severneftegazprom LLC, Krasnoselkup, Russia

*VyatkinIA@sngp.su

Abstract. This article is devoted to a qualitative and quantitative evaluation of the permeability values obtained during gas-hydrodynamic well tests with observation well testing in the Turonian deposits of the Yuzhno-Russkoye field. As is well known, Turonian deposits of Western Siberia belong to hard-to-recover reserves. The Turonian reservoir is characterized by low permeability, abnormally high initial reservoir pressure and abnormally low temperature. The obtained data can be used to clarify the geological structure of the field during further development of the deposit. When conducting gas-hydrodynamic studies in the production well, a depth gauge was lowered into the observation well together with hydrostatic listening. The response obtained in the well that was reacting well to stop the well that was perturbing indicates the hydrodynamic connection between the wells. The formula for determining the survey radius was used to calculate the average effective permeability between the wells. When the permeabilities determined according to gas-hydrodynamic studies and observation well testing were compared, it was noted that the data converged. Based on the results, it was decided to carry out gas-hydrodynamic studies together with observation well testing in the future.

Keywords: Turonian deposits, gas-hydrodynamic studies, observation well testing, permeability

For citation: Vyatkin, I. A., & Podmogilnyj, S. A. (2024). An evaluation of the permeability obtained from the gas-hydrodynamic studies of the wells of the Turonian deposit at the Yuzhno-Russkoye field. Oil and Gas Studies, (2), pp. 56-66. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-2-56-66

Введение

Промышленная нефтегазоносность в пределах Южно-Русского месторождения определена в широком стратиграфическом пределе от верхнего мела до средней юры.

В 2004 году был подготовлен проект разработки месторождения. В 2006 году началось его обустройство. Осенью 2007 года месторождение было введено в промышленную эксплуатацию, а летом 2009 года — выведено на проектную мощность 25 млрд м³ [1].

В настоящее время сеноманские отложения находятся в стадии падающей добычи и выработаны более чем на 50 %. Одним из способов сохранения проектной ежегодной добычи является разработка трудноизвлекаемых запасов газа туронских отложений. Туронские отложения Южно-Русского месторождения находятся в разработке. В процессе эксплуатации скважин проводились газогидродинамические исследования с целью определения фильтрационных характеристик пласта.

К настоящему времени имеется ряд исследований туронских отложений, в которых показано, что породы туронского возраста характеризуются низкими коллекторскими свойствами [2–6].

Цель данного исследования — выявление закономерностей распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта в изучаемом межскважинном пространстве.

Предполагается, что в пространстве по пласту между скважинами, вскрывшими туронские отложения, существует гидродинамическая связь.

Полученные при исследовании данные, в свою очередь, позволят уточнить геологическое строение, а также дать оценку неоднородности коллектора (возможные экраны).

Объект и методы исследования

Объектом исследования являются туронские газовые залежи, находящиеся на глубине от 700 до 900 м. Они представлены переслаиванием глинистых песчаников и алевролитов с прослоями алевролитистых глин. Характерными особенностями туронских отложений являются низкая проницаемость (1–10 мД), высокая остаточная водонасыщенность (0,4–0,5 д.ед.), низкая пластовая температура (16,5 °С), высокое содержание монтмориллонита в составе глинистого материала, что вызывает его набухание при взаимодействии с водой, а также аномально высокое начальное пластовое давление (9,75 МПа). Природный газ залежи сухой, метанового состава (95–98 %) [7].

Эффективная разработка таких отложений предполагает строительство горизонтальных скважин с возможным проведением многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) или скважин с U-образным профилем и двойным вскрытием пласта [8–10].

Для исследования были проанализированы статьи, написанные на данную тематику, которые позволяют оценить состояние изученности проблемы оценки проницаемостей. В практической части использовался метод гидропрослушивания (ГДП), который является одним из методов исследования скважин на неустановившемся режиме фильтрации [11, 12].

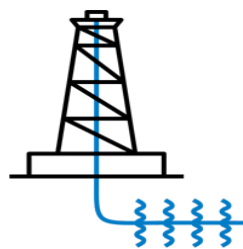
Задача ГДП — определение ФЕС пласта на значительном расстоянии от исследуемой скважины. Этот метод позволяет количественно и качественно определить гидродинамическую связь между скважинами, средние значения параметров проницаемости на участке между двумя исследуемыми скважинами.

В паре скважин № FHWXX2 + WS5 проведен комплекс работ по гидропрослушиванию с целью уточнения геологического строения пласта (неоднородности, экраны), определения фильтрационных параметров пласта, количественной и качественной оценки гидродинамической связи между скважинами.

Экспериментальная часть

В соответствии с планом исследовательских работ при контроле за разработкой на Южно-Русском месторождении было проведено ГДП на скважинах туронской залежи.

В рамках данной работы представлена интерпретация взаимодействий возмущающей субгоризонтальной скважины с МГРП № FHWXX2 и наблюдательной скважины № WS5, находящихся в непосредственной близости друг от друга (рис. 1).



Возмущающая субгоризонтальная скважина с МГРП



Реагирующая скважина

Рис. 1. Типы заканчивания скважин, используемых при ГДП

Скважина № FHWXX2 введена в эксплуатацию в декабре 2016 года. В начальный период своей работы скважина № FHWXX2 показала низкие продуктивные характеристики, вследствие чего в 2017 году были выполнены геолого-технические мероприятия (ГТМ) по увеличению количества перфорационных каналов. После проведения ГТМ скважина вышла на проектный уровень добычи. По состоянию на 01.07.2020 среднемесячный дебит скважины составил 152 тыс. м³/сут. За время работы добыча газа составила 163,72 млн м³ газа.

На рисунке 2 представлен режим работы скважины № FHWXX2 за весь период эксплуатации.

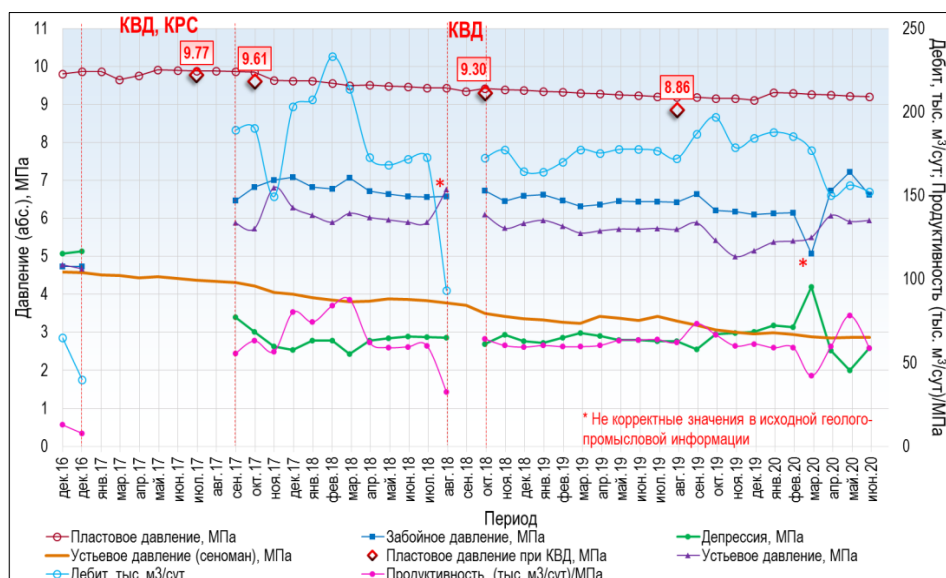


Рис. 2. Режим работы скважины № FHWXX2

Возмущение пласта создавалось длительной остановкой скважины № FHWXX2 с последующим ее запуском в работу.

На протяжении всего исследования наблюдательная скважина была остановлена. В это время на возмущающей скважине проводились исследования кривой восстановления давления и снятия индикаторной диаграммы (КВД-ИД).

Результаты

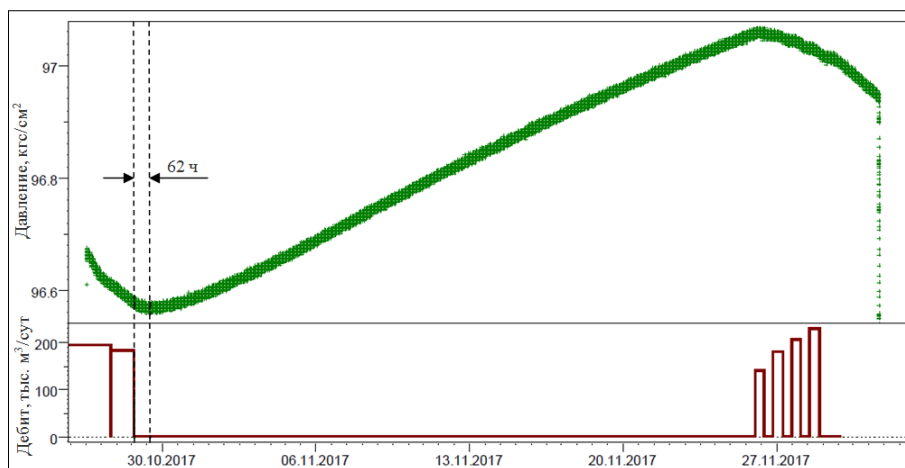
При исследовании скважин получены качественные исходные данные. Глубинный прибор отработал без остановок и отказов. Записаны качественные кривые, которые приняты к интерпретации.

Определение времени отклика давления в реагирующей скважине на остановку возмущающей производилось по графику измерения давления в наблюдательной скважине (рис. 3) с помощью глубинного прибора САМТ-03-25, спущенного в середину интервала перфорации, и графику изменения дебита в возмущающей скважине от времени. Чувствительность глубинного манометра, который использовался при исследовании скважины, составляет $0,001 \text{ кг/см}^2$.

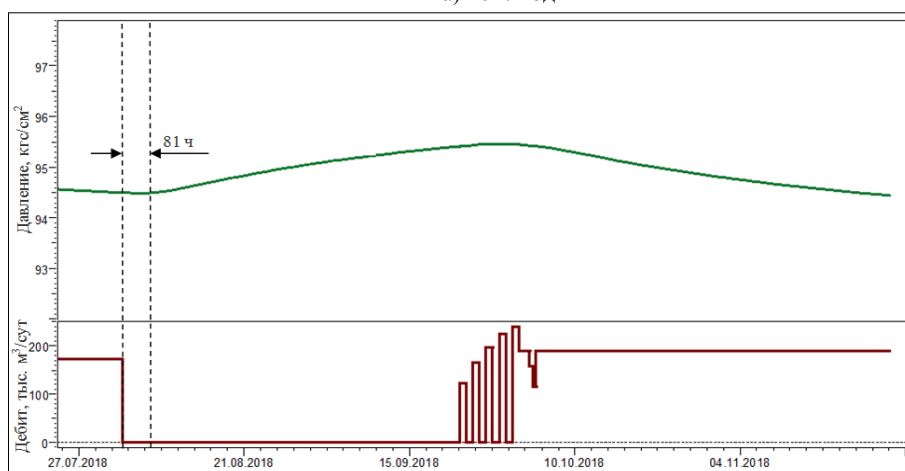
В 2017 году изменение тренда падения давления в скважине № WS5 во время остановки на КВД происходит через 62 часа с момента остановки добывающей скважины № FHWXX2 (см. рис. 3 а). Однако, следует отметить, что незадолго до полной остановки возмущающей скважины на ней изменился режим работы с дебита 196 на 183 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Данное колебание дебита могло исказить реальное время отклика на возмущение.

По исследованию методом ГДП, проведенном в 2018 году, отмечается, что импульс давления достигает регистрирующей скважины с задержкой на 81 час (см. рис. 3 б). Данное исследование сопровождается определенным шумом данных. Ширина шумовой дорожки (по давлению) на рабочем режиме составляет $0,015 \text{ кг/см}^2$, а величина регистрируемого изменения давления в реагирующей скважине — $1,033 \text{ кг/см}^2$. Рассчитанное пластовое давление в скважине описывается величиной $96,80 \text{ кг/см}^2$.

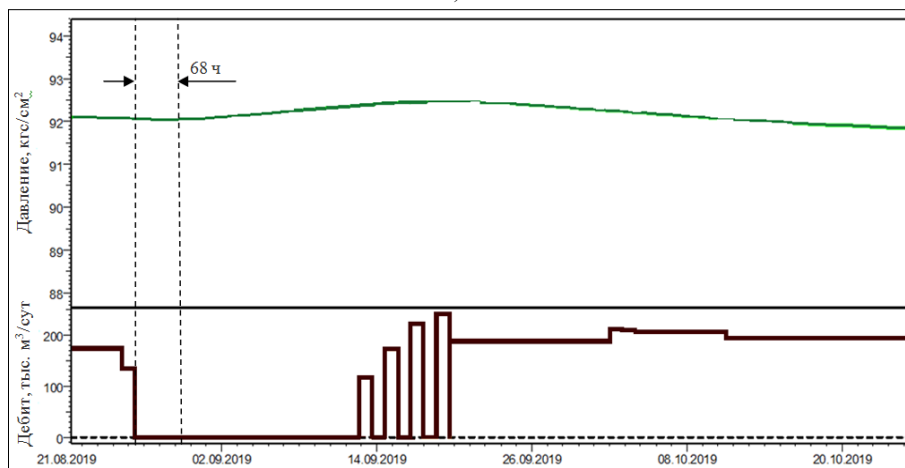
В 2019 году также изменили режим работы скважины со 178 на 135 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ незадолго до ее остановки (см. рис. 3 в). Отклик зафиксирован через 68 часов. Данное исследование сопровождается определенным шумом данных. Ширина шумовой дорожки (по давлению) на рабочем режиме составляет $0,038 \text{ кг/см}^2$, величина регистрируемого изменения давления в реагирующей скважине — $0,329 \text{ кг/см}^2$. Рассчитанное пластовое давление в скважине — $93,72 \text{ кг/см}^2$.



а) 2017 год



б) 2018 год



в) 2019 год

Рис. 3. Графики давления в скважине № WS5 в сравнении с историей работы скважины № FHWXX2

Обсуждение

Данные значения откликов тесно коррелируются между собой по годам, незначительные количественные отклонения обусловлены погрешностью метода.

Согласно результатам исследований КВД, значение проницаемости, полученное по скважине № WS5, составляет порядка 1 мД, по скважине № FHWXX2 — 3,5 мД. Поскольку коллектор представляет слоистую структуру, фильтрация происходит по пропласткам различных свойств, значения проницаемости следует воспринимать как средние значения, характеризующие зону коллектора, по которой происходит фильтрация.

Для расчета проницаемости использованы следующие средние значения параметров пласта: динамическая пористость, вязкость газа и сжимаемость системы (табл. 1).

Таблица 1

Данные по пласту при проведении ГДП

Параметр		Скважины № FHWXX2 (возмущающая) — № WS5 (реагирующая)		
Год проведения исследования		2017	2018	2019
Время отклика, ч		62	81	68
Проницаемость по ГДИ, мД	возмущающей скважины	3,5		
	реагирующей скважины	1		
Динамическая пористость пласта, д.ед.		0,13		
Вязкость газа, сПз		0,0136		
Сжимаемость системы, (Па ⁻¹) · 10 ⁻⁹		4,8		
Расстояние между забоями скважин, м		350		

На основании времени фиксирования отклика давления было рассчитано значение проницаемости в исследуемой области по формуле радиуса исследования [7]

$$r_{inv} = 0,037 * \sqrt{\frac{k \cdot t}{m \cdot \mu \cdot C_t}},$$

где r_{inv} — расстояние между скважинами (м); k — проницаемость (мД); t — время дохода отклика (ч); m — динамическая пористость (д.ед.); μ — вязкость газа (сПз); C_t — сжимаемость системы (Па⁻¹).

Выразив проницаемость из формулы радиуса исследования, подставляя полученные значения при исследовании, рассчитали среднюю фазовую проницаемость между скважинами, полученную в 2017–2019 годах.

По результатам анализа имеющегося набора данных получен следующий результат. Испытанный пласт (межскважинное пространство) в районе реагирующей скважины № WS5 и субгоризонтальной № FHWXX2 ха-

рактируется комплексным параметром, фазовой проницаемостью испытанного коллектора по газу. В качественном отношении проницаемость характеризуется как низкая, количественно оценивается значением от 0,9 мД в 2017 году до 1,2 мД в 2018 году.

При сопоставлении данных, полученных в ходе исследований методом ГДП, с данными, полученными при проведении газогидродинамических исследований скважин, отмечается их хорошая сходимость. При сопоставлении определенных проницаемостей по ГДИ возмущающих и реагирующих скважин и ГДП (1–3,5 и 0,9–1,2 мД) также отмечается их хорошая сходимость.

Следует понимать, что расчет с использованием данного подхода предполагает распространение единых свойств по пористости и сжимаемости на всем расстоянии между исследуемыми скважинами. Предполагается, что значение этих свойств известно перед началом исследования. В целом процесс фильтрации упрощен, в данном подходе не учитывается динамика давления, замеренного в слушающей скважине № WS5. Более информативным и достоверным с точки зрения получения значений свойств, характеризующих зону пласта, по которой происходит взаимодействие, является инструмент диагностического графика. Построение производной давления является чувствительным инструментом, учитывающим характер изменения давления.

Осложнение данного исследования состоит в том, что перед полной остановкой на КВД была зафиксирована смена режима работы возмущающей скважины № FHWXX2, что дало эффект на отклик от полной остановки скважины.

Проанализировав полученные данные, отметим, что проницаемость по направлению к скважине № WS5 уменьшается.

Выводы

Во-первых, следует понимать, что расчет с использованием данного подхода предполагает распространение единых свойств по пористости и сжимаемости на всем расстоянии между исследуемыми скважинами. Предполагается, что значение этих свойств известно перед началом исследования. В целом процесс фильтрации упрощен, в данном подходе не учитывается динамика давления, замеренного в слушающей скважине.

Во-вторых, разница в значениях проницаемости может быть связана со слоистой структурой коллектора, изменяющимися свойствами проводимости по слоям (при интерпретации принято кратчайшее расстояние между исследуемыми скважинами). И поэтому газогидродинамическая связь между скважинами осуществляется преимущественно по пропласткам высокой проводимости. А также изменение режима скважины незадолго до остановки скважины на КВД.

Таким образом, при проведении ГДП на туронской залежи Южно-Русского месторождения необходимо выполнять условия для качественной оценки ФЕС пласта, а именно:

- использовать глубинный прибор с высокой разрешающей способностью и минимальной зашумленностью;
- прогнозировать время цикла КВД в возмущающей скважине для получения отклика в реагирующей в зависимости от расстояния между ними;
- не изменять режим работы возмущающей скважины до ее остановки на КВД.

В последующем следует проводить данные исследования на туронских залежах и применять полученные результаты для уточнения геологической модели месторождения.

Список источников

1. Миронов, Е. П. Перспективы развития Южно-Русского нефтегазоконденсатного месторождения ОАО «СЕВЕРНЕФТЕГАЗПРОМ» / Е. П. Миронов, И. Р. Дубницкий – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2019. – № 5 (784). – 47 с.
2. Гизетдинов, И. А. Применение опыта освоения нетрадиционных запасов газа в условиях разработки туронских газовых залежей Западной Сибири / И. А. Гизетдинов, А. Т. Идрисова, Б. Ш. Муслимов. – DOI 10.17122/ngdelo-2019-4-56-64. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17. – № 4. – С. 56–64.
3. Перспективы промышленной разработки запасов газа низкопроницаемых коллекторов туронских отложений Харампурского месторождения / С. В. Бучинский, А. А. Чусовитин, И. О. Ошняков, А. Ю. Королев // Недропользование XXI век. – 2017. – № 6 (69). – С. 16–25.
4. Особенности моделирования разработки туронских отложений Заплярного месторождения / С. Ю. Свентский, А. О. Лысов, Г. В. Непотасов [и др.]. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2021. – S 4 (825). – С. 38–46.
5. Особенности интерпретации результатов газодинамических исследований скважин разной конструкции, дренирующих низкопроницаемые газовые пласты / В. В. Дмитрук, В. В. Воробьев, Е. П. Миронов [и др.]. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2017. – № 11 (760). – С. 46–55.
6. Особенности проведения гидропрослушивания на туронской газовой залежи / Е. О. Толкачева, А. А. Александров, И. В. Самсонов [и др.]. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2021. – № 4 (815). – С. 40–47.
7. ГРП в туронской газовой залежи / Ю. А. Мажирин, В. Н. Астафьев, А. В. Митин [и др.]. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2020. Специальное издание. – С. 42–43.
8. Обзор технологических решений по разработке низкопроницаемых газовых залежей туронского яруса / В. В. Дмитрук, В. В. Воробьев, Е. П. Миронов [и др.]. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2017. – № 2 (748). – С. 56–64.

9. Вяткин, И. А. Обоснование технологических решений строительства и заканчивания скважин при разработке туронских отложений (на примере Южно-Русского месторождения) / И. А. Вяткин. – Текст : непосредственный // Нефть и газ : Технологии и инновации : материалы Национальной научно-практической конференции. – Т. 1. – Тюмень : ТИУ, 2020. – С. 18–20.

10. Ахмедсафин, С. К. Исследование и разработка методов и технологий разработки сенон-туронских залежей Севера Западной Сибири: специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Ахмедсафин Сергей Каснулович. – Тюмень, 2013. – 173 с. – Текст : непосредственный.

11. Руководство по исследованию скважин / А. И. Гриценко, З. С. Алиев, О. М. Ермилов [и др.]; отв. ред. Е. Н. Ивакин; Рос. АО "Газпром", Всерос. НИИ природ. газов и газовых технологий. – Москва : Наука, 1995. – 522 с. – Текст : непосредственный.

12. Гидродинамические исследования скважин: анализ и интерпретация данных / Т. А. Деева, М. Р. Камартдинов, Т. Е. Кулагина, П. В. Мангазеев. – Томск: ЦППС НД ТПУ, 2009. – 243 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Mironov, E. P., & Dubnitskiy, I. R. (2019).). The prospects and the development of the PJSC SEVERNEFTEGAZPROM'S Yuzhno-Russkoye oil and gas condensate field. Gas Industry, (5(784)), pp. 47. (In Russian).

2. Gizetdinov, I. A., Idrisova, A. T., & Muslimov, B. Sh. (2019). Application of experience of unconventional gas reserves production in turon gas deposits development in Western Siberia. Petroleum engineering, 17(4), pp. 56-64. (In Russian). DOI: 10.17122/ngdelo-2019-4-56-64

3. Buchinsky, S. V., Chusovitina, A. A., Oshnyakov, I. O., & Korolev, A. Yu. (2017). Prospects of industrial development of gas reserves of low-permeability reservoirs of turonian deposits of the Kharampur field. Nedropol'zovaniye XXI vek, (6(69)), pp. 16-25. (In Russian).

4. Svenntskiy, S. Yu., Lysov, A. O., Nepotasov, G. V., Khasanyanov, R. R., & Konyashkina, K. V. (2021). Osobennosti modelirovaniya razrabotki turonskikh otlozheniy Zapolyarnogo mestorozhdeniya. Gas Industry, (S 4), pp. 38-46. (In Russian).

5. Dmitruk, V. V., Vorobjev, V. V., Mironov, E. P., Tyurin, V. P., Grachev, S. I., Sharafutdinov, R. F., & Samoilov, A. S. (2017). Peculiarities of the interpretation of the results of gas-dynamics research of the various design wells draining the low-permeability gas reservoirs. Gas Industry, (11(760)), pp. 46-55. (In Russian).

6. Tolkacheva, E. O., Aleksandrov, A. A., Samsonov, I. V., Khakimov, A. A., & Abramov, T. A. (2021). Specific features of well-interference testing at turonian gas deposit. Gas Industry, (4(815)), pp. 40-47. (In Russian).

7. Mazhirin, Yu. A., Astaf'ev, V. N., Mitin, A. V., Plotnikov, A. V., Mironov, E. P., & Dubnitskiy, I. R. (2020). GRP v turonskoy gazovoy zalezhi. Gazovaya promyshlennost', pp. 32-33. (In Russian).

8. Dmitruk, V. V., Vorobjev, V. V., Mironov, E. P., Gorlach, A. Yu., Sharafutdinov R. F., Tyurin, V. P., Fateev, D. G., & Samoilov, A. S. (2017). Review of process solutions on the development of turonian low-permeability gas deposits. Gas Industry, (2(748)), pp. 56-64. (In Russian).

9. Vyatkin, I. A. (2020). Obosnovanie tehnologicheskikh resheniy stroitel'stva i zakanchivaniya skvazhin pri razrabotke turonskikh otlozheniy (na primere Yuzhno-Russkogo mestorozhdeniya). Neft' i gaz: Tekhnologii i innovatsii: materialy Natsional'noy nauchno-prakticheskoy konferentsii. T. 1. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 18-20. (In Russian).
10. Ahmetsafin, S. K. (2013). Issledovanie i razrabotka metodov tehnologii razrabotki senon-turonskikh gazovykh zalezhey severa Zapadnoy Sibiri. Diss. ... kand. techn. nauk. Tyumen, 173 p. (In Russian).
11. Gricenko, A. I., Aliev, Z. S., Ermilov, O. M., Remizov, V. V., & Zotov, G. A. (1995). Rukovodstvo po issledovaniyu skvazhin. Moscow, Nauka Publ., 522 p. (In Russian).
12. Deeva, T. A., Kamartdinova, M. R., Kulagina, T. E. & Mangazeev, P. V. (2009). Gidrodinamicheskie issledovaniya skvazhin: analiz i interpretatsiya dannykh. Tomsk, CPPS ND TPU Publ., 243 p. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Вяткин Иван Александрович, аспирант кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень; мастер по исследованию скважин, ОАО «Севернефтегазпром», с. Красноселькуп, VyatkinIA@sngp.su

Подмогильный Сергей Александрович, начальник участка по исследованию скважин, ОАО «Севернефтегазпром», с. Красноселькуп

Ivan A. Vyatkin, Postgraduate at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen; Master of Wells Research, Severneftegazprom LLC, Krasnoselkup, Vyatkin-IA@sngp.su

Sergey A. Podmogilnyj, Head of the Well Research Section, Severneftegazprom LLC, Krasnoselkup

Статья поступила в редакцию 07.04.2023; одобрена после рецензирования 05.12.2023; принята к публикации 07.12.2023.

The article was submitted 07.04.2023; approved after reviewing 05.12.2023; accepted for publication 07.12.2023.

УДК 622.276

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-2-67-78

**Оценка влияния продолжительности остановки и последовательности
запуска добывающих скважин в различных
геолого-промысловых условиях**

А. В. Грезин^{1,2}, Д. К. Сагитов^{2*}

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени,
Тюмень, Россия

²Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

*grezin_86@mail.ru

Аннотация. В 2019–2021 годах в связи с ограничениями добычи нефти по соглашению, заключенному между Россией и странами ОПЕК, больше половины фонда скважин на месторождениях Западной Сибири было остановлено на продолжительный срок (до полутора лет). Настолько масштабных и продолжительных остановок никогда ранее не происходило. В результате последующего запуска этих скважин в работу их дебит изменялся как в большую, так и в меньшую сторону.

Целью исследования является оценка влияния геологических и технологических факторов на результаты запуска скважин после продолжительного простоя. Использовались статистические методы, такие как многофакторный регрессионный анализ, попарная оценка влияния параметров друг на друга при помощи линий тренда на диаграммах рассеяния (кросс-плотах), а также построение и сопоставление карт геологических и технологических параметров.

В результате исследования определено влияние таких факторов, как продолжительность простоя, единовременность остановки добывающих и нагнетательных скважин участка, компенсация отборов закачкой, что позволит сократить потери в случае повторных ограничений добычи за счет выбора оптимальных кандидатов для остановки.

Ключевые слова: длительная остановка скважин, продолжительность простоя, компенсация отборов, потери добычи, кросс-плот, многофакторный регрессионный анализ

Для цитирования: Грезин, А. В. Оценка влияния продолжительности остановки и последовательности запуска добывающих скважин в различных геолого-промысловых условиях / А. В. Грезин, Д. К. Сагитов. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-2-67-78 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 2. – С. 67–78.

**Influence assessment of shut-in duration and well startup sequence
in different geological and field conditions**

Anton V. Grezin^{1,2}, Damir K. Sagitov^{2*}

¹KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, Tyumen, Russia

²Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

*grezin_86@mail.ru

Abstract. During 2019-2021, about half of well stock at West Siberian oil fields were shut down for a long period (up to one and a half year) due to oil production restrictions under the agreement between Russia and OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Countries). There have never been such large-scale and prolonged shutdowns before. After starting from a long-term shutdown, the flow rate of some wells increased, while others decreased.

The main aim of research is to assess the geological and technological factors affecting the results of starting wells after a long shutdown. Statistical methods were used, including multivariate regression analysis, assessing the influence of parameters on each other using trend lines on cross-plots, as well as constructing and comparing maps of geological and technological parameters.

As a result, the influence of the duration of downtime, the simultaneity of shutdown of production and injection wells and compensation of production by injection was determined. That will help to reduce losses in case of repeated production restrictions by selecting optimal candidates for shutdown.

Keywords: long-term shut-in, well downtime, compensation of production by injection, oil production losses, cross-plot, multifactorial regression analysis

For citation: Grezin, A. V., & Sagitov, D. K. (2024). Influence assessment of shut-in duration and well startup sequence in different geological and field conditions. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 67-78. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-2-67-78

Введение

На нескольких месторождениях Западно-Сибирского региона были проведены массовые (свыше половины эксплуатационного фонда) продолжительные (от трех месяцев до полутора лет) остановки скважин в связи с ограничениями уровней добычи нефти по соглашению со странами ОПЕК. В результате запуска после длительного простоя дебит одних скважин возрос, других — снизился. Актуальной задачей данного исследования является определение причин потерь и прироста добычи нефти. Иными словами, необходимо выявить факторы, оказывающие влияние на изменение дебита нефти после запуска скважины.

Такими факторами могут быть следующие.

1. Перераспределение давления по площади залежи. На простаивавших участках, как правило, отмечается рост пластового давления и, как следствие, запускного дебита жидкости [1–3]. На границах зон ограничения добычи возможна интерференция с соседними скважинами, не участвовавшими в остановке.

2. Перераспределение давления по вертикали, перетоки из пропластков с различным пластовым давлением [1]. Нередкой является ситуация, когда в разрезе скважины, наряду с перфорированным нефтенасыщенным пластом, присутствует отделенный маломощной глинистой перемычкой водонасыщенный пласт, охваченный трещиной гидроразрыва пла-

ста (ГРП). После остановки скважины давление в призабойной зоне продуктивного пласта восстанавливается, следовательно, градиент давления между пластами и приток воды через трещину сокращаются, обводненность скважины после запуска оказывается ниже, чем на момент остановки.

3. Вертикальная неоднородность пласта по проницаемости. Прекращение притока из низкопроницаемых пропластков происходит вследствие снижения депрессии ниже капиллярного давления.

4. Наличие расчлененности. В работе [2] описано снижение обводненности на скважинах, характеризующихся высокой расчлененностью, благодаря экранирующему влиянию глинистого раздела, ограничивающего приток подошвенной воды.

5. Структурный фактор, гравитационная сегрегация флюидов. В статье [4] описывается процесс аккумуляции нефти в купольных поднятиях заводненного коллектора после остановки отборов. В статье [5] приводится сопоставление результатов запуска после длительного (3–6 месяцев) простоя для двух групп скважин: расположенных выше и ниже по структурным отметкам. Для обеих групп отмечался рост дебита жидкости в результате восстановления давления в зоне отбора. Однако, если на расположенных на большем расстоянии от водонефтяного контакта (ВНК) скважинах наблюдался продолжительный период снижения обводненности, то на более низких по структурным отметкам скважинах обводненность не снижалась.

6. Перераспределение давления в наземной инфраструктуре. Остановка скважин приводит к снижению давления в системе сбора. В результате этого у оставшихся в работе скважин понижается устьевое давление, возрастает подача электроприводного центробежного насоса (ЭЦН) за счет уменьшения необходимого для подъема жидкости напора установки и, следовательно, увеличивается дебит жидкости. Запуск ранее остановленных скважин приводит к обратному перераспределению давлений и дебитов.

7. Изменение напряженного состояния породы в скважинах с ГРП [3].

8. Выпадение осадков на забое или в трещинах ГРП [3, 5].

9. Взаимное расположение скважин, подвергнутых остановке, относительно оставшихся в работе. Отключение скважин первого ряда сильнее влияет на показатели работы стягивающего ряда, нежели наоборот; при выбытии скважин стягивающего ряда потери КИН увеличиваются по сравнению с отключением скважин первого ряда [6].

10. К значительным потерям могут привести остановки скважин на месторождениях, где применяются тепловые методы повышения нефтеотдачи, так как в этом случае не будет обеспечена закачка теплоносителя в пласт [1].

Объект и методы исследования

Для подвергнутых остановке скважин основного объекта разработки одного из месторождений Западной Сибири были собраны и проанализи-

рованы следующие геологические и технологические показатели: нефтенасыщенная толщина, проницаемость, текущая (на момент остановки) и накопленная добыча нефти и воды, изменение пластового давления за время простоя, плотность текущих запасов нефти, гидропроводность нефтенасыщенной и водонасыщенной части пласта, продолжительность остановки, компенсация отборов закачкой и другие.

Анализ данных выполнялся следующими способами.

Во-первых, были построены и проанализированы карты параметров.

Во-вторых, применялись статистические методы, в том числе метод многофакторного регрессионного анализа. Перечисленные выше геологические и технологические показатели использовались в качестве независимых переменных, влияющих на результаты запуска скважин из длительного простоя. В качестве зависимой переменной принято относительное изменение дебита нефти добывающих скважин за время остановки.

В-третьих, была выполнена оценка влияния каждого независимого параметра на зависимый по отдельности при помощи построения линии тренда на диаграммах рассеяния (кросс-плотах).

Результаты и обсуждение

На первом этапе исследования было оценено влияние продолжительности простоя скважин на результаты их запуска.

Для этого были построены и сопоставлены между собой карта, демонстрирующая продолжительность простоя добывающих и нагнетательных скважин, и карта с диаграммами потерь и приростов дебита нефти (рис. 1).

Рассмотрены два соседних участка пласта, аналогичные по свойствам и режимам работы скважин до остановки, но отличающиеся продолжительностью простоя. На северном участке она составила 12 месяцев, на южном — три. Закрашенная более темным цветом область диаграммы демонстрирует период простоя каждой скважины между 01.01.2019 и 01.01.2023 (см. рис. 1 а).

Карта продолжительности простоя сопоставлялась с картой изменения дебита нефти (рис. 1 б). Площадь диаграмм соответствует величине суммарного изменения дебита. Диаграммы потерь отмечены красным цветом, приростов — зеленым.

Отмечается, что на северном участке практически отсутствуют скважины с приростами добычи (4 скважины из 26 или 15 %), тогда как на южном доля таких скважин значительно выше (13 из 35 или 37 %). Факторный анализ причин отклонения свидетельствует о росте дебита жидкости на обоих участках, однако из-за роста обводненности суммарные потери северного участка, остановленного на более длительный срок, выше в 3,9 раза (табл. 1).

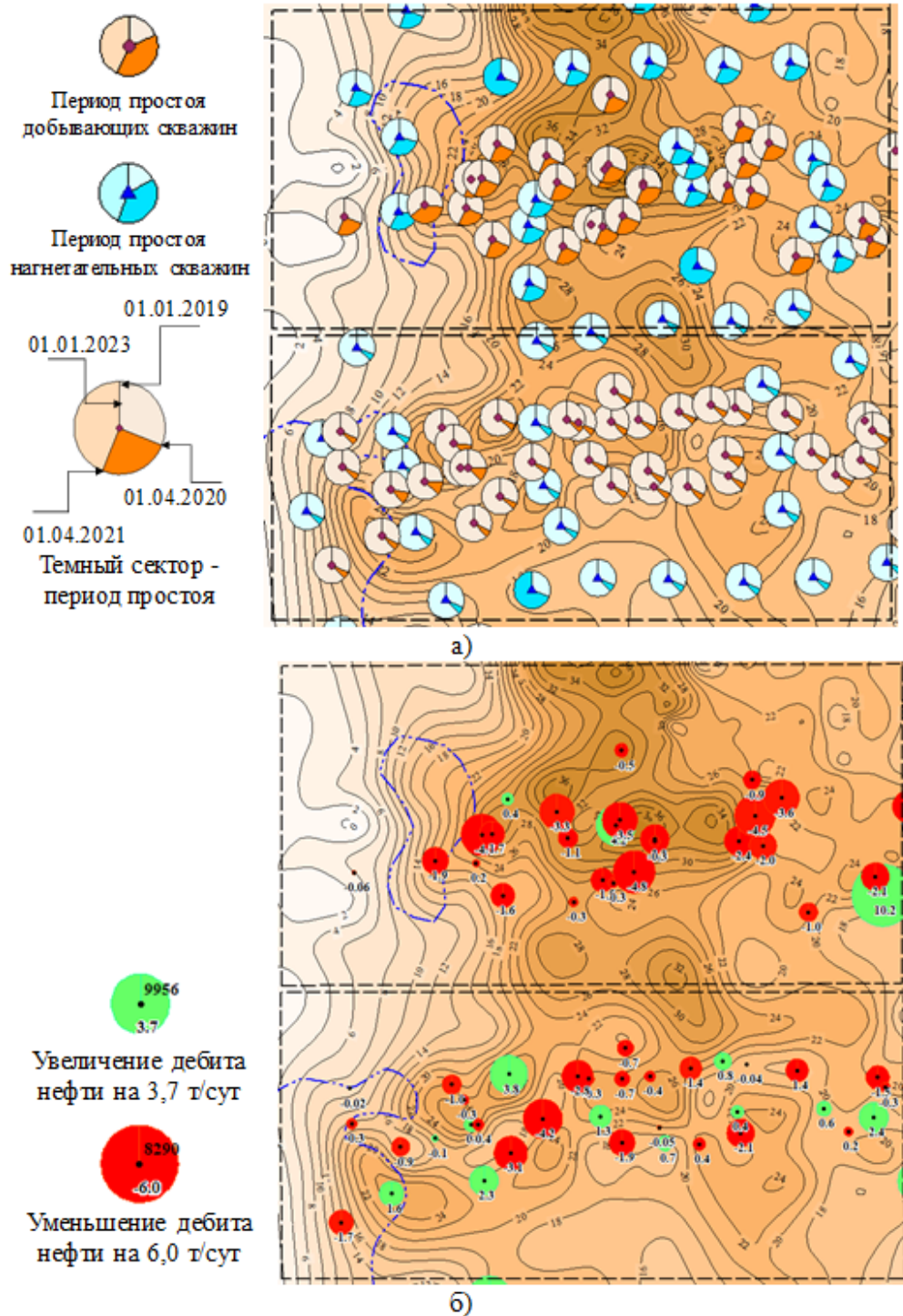


Рис. 1. Фрагменты карт северного и южного участков для сопоставления:

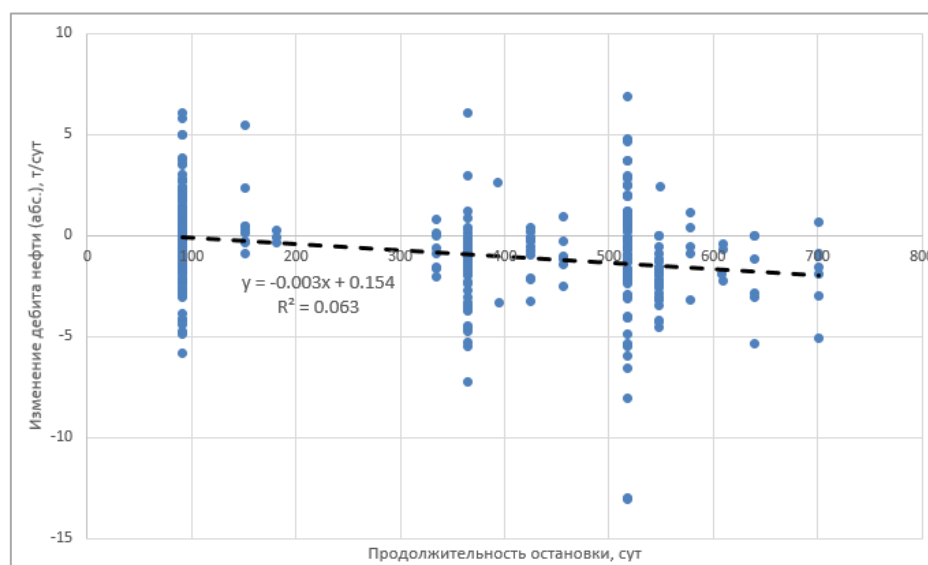
- а) продолжительности работы и простоя,
 б) изменения дебита нефти после выхода из простоя

Таблица 1

**Сопоставление приростов и потерь дебита нефти для участков
с различной продолжительностью остановки скважин**

Название участка	Длительность простоя скважин, мес.	Прирост или снижение дебита нефти		
		Из-за изменения обводненности, т/сут	Из-за изменения дебита жидкости, т/сут	Суммарный, т/сут
Северный участок	12	-48,7	19,4	-29,4
Южный участок	3	-25,4	17,8	-7,6

Влияние продолжительности остановки на ее результат было также проанализировано при помощи диаграммы рассеяния (рис. 2), где по оси абсцисс отмечена продолжительность остановки скважин, а по оси ординат — изменение дебита нефти за время простоя. Линия тренда имеет отрицательный наклон, то есть чем продолжительнее простой, тем выше доля скважин с потерями и ниже — с приростами дебита. Если скважины, простаивавшие около 100 суток, распределялись между приростами и потерями приблизительно поровну, то при продолжительности простоя свыше 600 суток все скважины, за исключением одной, демонстрировали снижение дебита после перезапуска.



**Рис. 2. График зависимости абсолютного значения потерь/приростов
от продолжительности остановки скважины**

Таким образом, в результате совместного анализа карты длительности простоя и карты изменения дебитов скважин, а также кросс-плотов

установлено, что увеличение продолжительности простоя скважин негативно влияет на их дебит нефти после перезапуска.

Другим важным выявленным фактором, определяющим изменение режима работы скважин после длительного бездействия, является синхронность остановки добывающих и нагнетательных скважин. Был проанализирован участок, относящийся к водонефтяной зоне пласта, характерной особенностью которого является продолжение закачки частью нагнетательных скважин во время простоя добывающих. На рисунке 3 представлена карта состояния разработки участка в период остановки: простаивающие добывающие скважины показаны коричневыми кругами, остановленные нагнетательные — зелеными треугольниками. Видно, что часть нагнетательных скважин продолжает закачку. Для добывающих скважин построены диаграммы изменения дебита нефти за время простоя (по аналогии с рис. 1), выполнен анализ факторов, вызвавших это изменение.

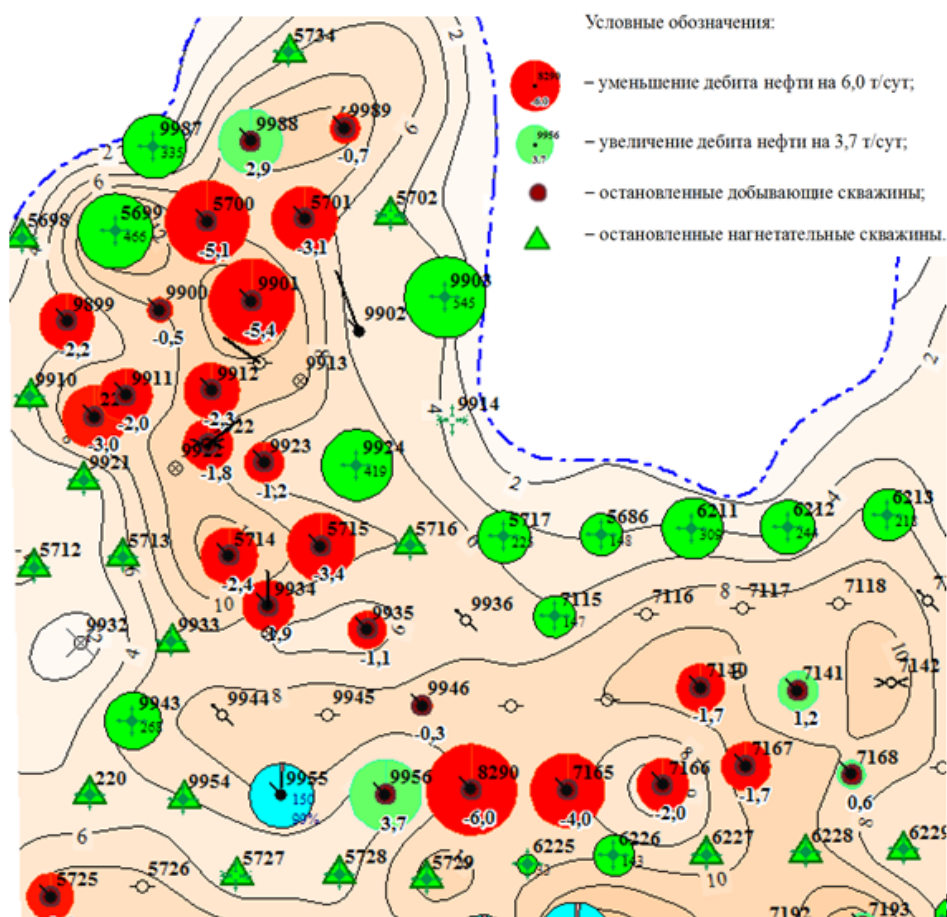


Рис. 3. Карта текущего состояния разработки участка в период остановки (часть нагнетательных скважин продолжает закачку; отмечено изменение дебита нефти добывающих скважин после запуска)

Из двадцати пяти подвергнутых остановке добывающих скважин снижение дебита отмечено на двадцати одной (84 %). Анализ причин изменения дебита нефти свидетельствует о потерях, связанных с ростом обводненности, превышающих приросты, вызванные увеличением дебита жидкости.

Причиной роста дебита жидкости является закономерное повышение пластового давления ввиду избыточной компенсации отборов оставшимися в работе нагнетательными скважинами: на 40 скважинах давление за время остановки возросло и только на двух — снизилось.

Однако, несмотря на рост дебита жидкости, добыча нефти на участке сократилась.

Для определения фактора, повлиявшего на потери добычи в наибольшей степени, был применен метод многофакторного регрессионного анализа. Сформированы базы данных с режимами работы скважин до и после остановки, технологическими и геолого-физическими характеристиками этих скважин. В качестве зависимой переменной принято относительное изменение дебита нефти добывающих скважин за время остановки. С целью учета наиболее корректных значений дебитов выполнялось их осреднение [7]: в качестве дебита до остановки принято среднее значение за период 1–3 месяца до момента начала простоя; в качестве дебита после запуска — среднее значение с третьего по пятый месяц после завершения простоя (исключен период выхода на установившийся режим). Скважины, совместно эксплуатирующие несколько объектов разработки, не участвовали в анализе. С целью исключения влияния геолого-технических мероприятий (ГТМ) на результаты работы скважин не рассматривались скважины с ГТМ в период 12 месяцев до и после простоя, кроме смены глубинно-насосного оборудования (ГНО) на аналогичное при отказе. Независимые параметры нормировались относительно максимального значения [8].

Были выделены 16 параметров с различными весовыми коэффициентами влияния. Коэффициент детерминации (R^2) составил 0,738. Значения коэффициентов уравнения регрессии представлены в таблице 2.

Таблица 2

Параметры статистической модели оценки влияния параметров на изменение дебита нефти скважин, запущенных после длительного простоя (участок неполной остановки нагнетательных скважин)

Параметр (нормированный)	Коэффициент
Проницаемость	1,686
Накопленная добыча жидкости (удельная)	1,336
Толщина нефтенасыщенная	1,254

Продолжение таблицы 2

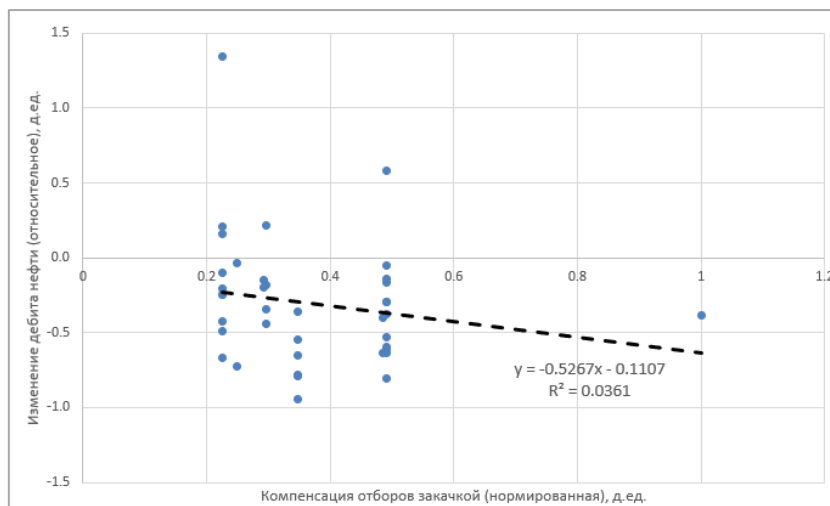
Параметр (нормированный)	Коэффициент
Дебит нефти (на дату остановки)	0,645
Соотношение гидропроводности водонасыщенной и нефтенасыщенной части пласта	0,410
Изменение пластового давления за время простоя	0,248
Водонасыщенная толщина пласта	0,119
Гидропроводность водонасыщенного коллектора	0,000
Плотность подвижных запасов	–0,053
Водонефтяной фактор	–0,071
Дебит жидкости (на дату остановки)	–0,241
Накопленная добыча нефти (удельная)	–0,305
Гидропроводность нефтенасыщенного коллектора	–0,878
Продолжительность остановки	–1,117
Расчлененность	–1,152
Компенсация отборов закачкой (текущая)	–2,495

Отмечается значительное отрицательное влияние продолжительности остановки на дебит (коэффициент $-1,117$), то есть результаты многофакторного регрессионного анализа подтверждают ранее сделанные выводы.

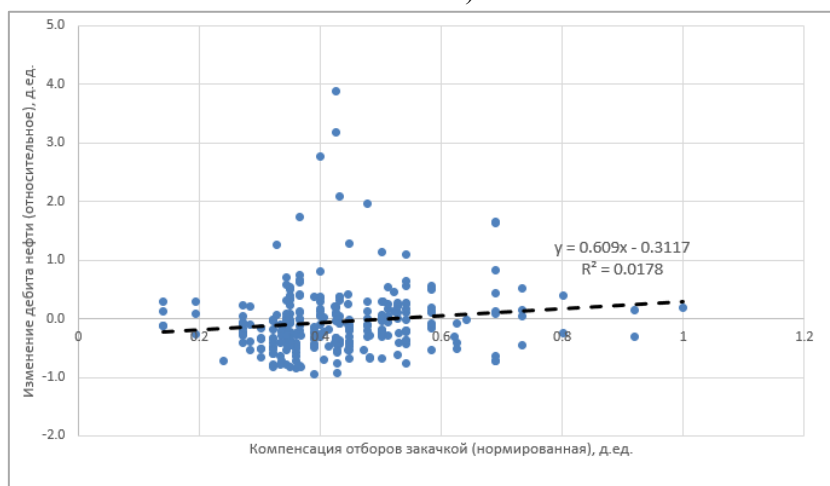
Наибольший по модулю и при этом отрицательный по знаку коэффициент соответствует параметру компенсации отборов закачкой.

Эти результаты подтверждаются построением графика относительного изменения дебита нефти за время простоя в зависимости от компенсации отборов (рис. 4 а). Отрицательный наклон линии тренда свидетельствует о том, что продолжение закачки на участке приводит к росту обводненности добывающих скважин после запуска.

Однако для участков месторождения, где добывающие и нагнетательные скважины останавливались синхронно, зависимость имеет обратный характер: чем выше компенсация перед остановкой, тем выше прирост добычи нефти после запуска (рис. 4 б). Вероятно, это связано с выравниванием фронта заводнения в период простоя: избыточно закачанная в пласт вода за время остановки перераспределяется в менее охваченные вытеснением зоны пласта.



а)



б)

Рис. 4. График относительного изменения дебита нефти за время простоя в зависимости от компенсации отборов закачкой: а) участок продолжающих закачку нагнетательных скважин, б) участок одновременной остановки добывающих и нагнетательных скважин

Выводы

Таким образом, в результате сопоставления карт параметров (в том числе карты продолжительности простоя и карты изменения дебитов скважин), оценки влияния каждого параметра на изменение дебита нефти по отдельности при помощи построения линии тренда на диаграммах рассеяния (кросс-плотах), а также методом многофакторного регрессионного анализа установлено следующее:

1) увеличение продолжительности простоя скважин приводит к потерям добычи нефти после их запуска;

2) продолжение закачки нагнетательными скважинами участка вызывает снижение дебита нефти добывающих скважин при их запуске, так как отрицательный эффект увеличения обводненности преобладает по сравнению с положительным эффектом роста дебита жидкости; чем выше компенсация отборов на таких участках, тем выше потери;

3) напротив, на участках, где остановка добывающих и нагнетательных скважин происходила одновременно, на скважины с высокой компенсацией отборов остановка влияет положительно; предположительно, это связано с выравниванием фронта заводнения в период простоя.

Список источников

1. Reservoir Commentary : Potential Implications of Long-Term Shut-Ins on Reservoir. –DOI 10.2118/0720-0031-JPT. – Direct text // Journal of Petroleum Technology. – 2020. – Vol. 72, Issue 07. – P. 31–33.
2. Ровинский, М. В. Результаты остановки скважин объекта АВ₁₋₂ Урьевского месторождения по ограничению ОПЕК / М. В. Ровинский, В. В. Реймер, Р. Р. Хафизов. – DOI 10.33285/0207-2351-2022-12(648)-58-62. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 12 (648). – С. 58–62.
3. Impact of Temporary Well Shut-Ins on Unconventional Reservoir Performance / T. Firincioglu, B. Basbug, M. Freeman [et al.]. – Text : electronic // NITEC LLC Research White Paper. – 2020. – URL: http://www.nitecllc.com/wp-content/uploads/2016/02/Impact-of-Temporary-Well-Shut-ins-on-UC-Reservoir-Performance_2020_052_5.pdf.
4. Дьячук, И. А. Анализ временной остановки эксплуатационных скважин на завершающей стадии разработки и приблизительная оценка скорости накопления остаточной нефти / И. А. Дьячук, Е. В. Князева, Н. С. Кутуков. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2013. – № 4 (54). – С. 72–78.
5. Jacobs, T. The Great Shale Shut-In Uncharted Territory for Technical Experts / T. Jacobs. – DOI 10.2118/0620-0024-JPT – Direct text // Journal of Petroleum Technology. – 2020. – Vol. 72, Issue 06. – P. 24–27.
6. Янин, А. Н. Влияние простоев добывающих скважин на нефтеотдачу прерывистых пластов / А. Н. Янин, Р. А. Закирова. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2010. – № 3. – С. 18–21.
7. Савенков, В. Ю. Оценка влияния преждевременного выключения скважин на эффективность выработки запасов : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Савенков Виталий Юрьевич ; Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина. – Москва, 2002. – 166 с. – Текст : непосредственный.
8. Совершенствование методов оценки и планирования геолого-технических мероприятий на базе статистических данных / В. С. Никитин, С. Д. Глебов, Д. К. Сагитов, А. А. Махмутов. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 12. – С. 26–29.

References

1. Reservoir Commentary: Potential Implications of Long-Term Shut-Ins on Reservoir. (2020). Journal of Petroleum Technology, 72(07), pp. 31-33. (In English). DOI: 10.2118/0720-0031-JPT

2. Rovinskiy, M. V., Reimer, V. V., & Khafizov, R. R. (2022). Results of a well shutdown of the AV₁₋₂ facility of the Urevskoe field due to OPEC limitation. Oil-field engineering, (12(648)), pp. 58-62. (In Russian). DOI: 10.33285/0207-2351-2022-12(648)-58-62
3. Firincioglu, T., Basbug, B., Freeman, M., Sarak, H., & Petunin, V. (2020). Impact of Temporary Well Shut-Ins on Unconventional Reservoir Performance. NITEC LLC Research White Paper. (In English). Available at: http://www.nitecllc.com/wp-content/uploads/2016/02/impact-of-temporary-well-shut-ins-on-uc-reservoir_performance_20200525.pdf
4. Diachuk, I. A., Knyazeva, E. V., & Kutukov, N. S. (2013). Analysis of the temporary shutdown of production wells in the final stages of development and the approximate estimate of the rate of residual oil accumulation. Georesources, (4 (54)), pp. 72-78. (In Russian).
5. Jacobs, T. (2020). The Great Shale Shut-In Uncharted Territory for Technical Experts. Journal of Petroleum Technology, 72(06), pp. 24-27. (In English). DOI: 10.2118/0620-0024-JPT
6. Yanin, A. N., & Zakirova, R. A. (2010). Influence of producing wells standing idle on oil productive capacity of interrupted strata. Burenie i neft', (3), pp.18-21. (In Russian).
7. Savenkov, V. Yu. (2002). Otsenka vliyaniya prezhddevremennogo vyklyucheniya skvazhin na effektivnost' vyrabotki zapasov. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Moscow, 166 p. (In Russian).
8. Nikitin V. S., Glebov S. D., Sagitov D. K., & Makhmutov, A. A. (2014). Perfection of methods applied for planning of geological-technical activities on the basis of statistical data. Oilfield engineering, (12), pp. 26-29. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Грезин Антон Владимирович, аспирант, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, grezin_86@mail.ru

Anton V. Grezin, Postgraduate, Ufa State Petroleum Technological University, grezin_86@mail.ru

Сажитов Дамир Камбирович, доктор технических наук, доцент, профессор кафедры разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Damir K. Sagitov, Doctor of Engineering, Associate Professor, Professor at the Department of the Development and Operation of Oil and Oil-Gas Fields, Ufa State Petroleum Technical University

Статья поступила в редакцию 08.12.2023; одобрена после рецензирования 05.03.2024; принята к публикации 29.03.2024.

The article was submitted 08.12.2023; approved after reviewing 05.03.2024; accepted for publication 29.03.2024.

УДК 532.542

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-2-79-92

Расчет необходимого расхода метанола при течении влажного углеводородного газа в горизонтальном трубопроводе

Н. Г. Мусакаев^{1, 2}, М. П. Гальчанский^{1*}

¹Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*galchanskiyy_mihail@rambler.ru

Аннотация. Одной из основных проблем, которую приходится решать при разработке залежей углеводородного сырья, является образование газовых гидратов в трубопроводах. В этой связи в данной работе рассмотрен превентивный метод борьбы с формированием газогидратных отложений на внутренних стенках канала, основанный на подаче в газовый поток ингибитора гидратообразования. Исследование проведено на основе математической модели течения влажного углеводородного газа в горизонтальном трубопроводе. Целью исследования является определение минимально необходимого расхода метанола, при котором не происходит формирования газогидратных отложений на внутренних стенках канала. Практическая значимость данного исследования заключается в том, что оно направлено на снижение рисков, связанных с образованием газогидратов в трубопроводах. Численная реализация математической модели течения природного газа в горизонтальном канале имеет в своей основе последовательное решение системы четырех дифференциальных уравнений методом Рунге — Кутты 4 порядка точности с последующим поиском методом последовательных приближений минимального расхода ингибитора, при котором не происходит процесс фазового перехода «газ + вода ↔ газовый гидрат» на внутренней поверхности канала. В работе приводится расчет доли ингибитора гидратообразования в жидкой фазе посредством решения кубического уравнения методом Кардано. По результатам проведенных вычислительных экспериментов построены и интерпретированы графики зависимостей минимального расхода ингибитора от температуры грунта, давления газа на входе, общей концентрации воды в потоке газа, начальной температуры газа и суммарного дебита газа.

Ключевые слова: метод борьбы с гидратообразованием, ингибитор гидратообразования, минимальный расход метанола, математическое моделирование, численная схема

Для цитирования: Мусакаев, Н. Г. Расчет необходимого расхода метанола при течении влажного углеводородного газа в горизонтальном трубопроводе / Н. Г. Мусакаев, М. П. Гальчанский. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-2-79-92 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 2. – С. 79–92.

Calculation of the required methanol consumption during the flow of wet hydrocarbon gas in a horizontal pipeline

Nail G. Musakaev^{1, 2}, Mihail P. Galchanskii^{1*}

¹*Tyumen Branch of Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of SB RAS, Tyumen, Russia*

²*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*

**galchanskiyy_mihail@rambler.ru*

Abstract. One of the main problems that have to be solved during the development of hydrocarbon deposits is the formation of gas hydrates in pipelines. In this regard, the article presents a preventive method to struggle against the formation of gas hydrate deposits on the pipes inner walls associated with the supply of a hydrate formation inhibitor to the gas stream. The research was conducted on the basis of a mathematical model of the wet hydrocarbon gas flow in a horizontal pipeline. The research object is to determine the minimum required consumption of methanol, in which there is no formation of gas hydrate deposits on the channel inner walls. The practical significance of this study is that it is aimed at reducing the risks associated with the formation of gas hydrates in pipelines. The numerical implementation of a mathematical model of natural gas flow in a horizontal channel is based on a sequential solution of a system of four differential equations by the Runge-Kutta method of 4 orders of accuracy, followed by a search for sequential approximations of the minimum inhibitor flow rate, in which the "gas + water $\leftrightarrow$ gas hydrate phase" transition process does not occur on the inner surface of the channel. The article presents a calculation of the proportion of a hydrate formation inhibitor in the liquid phase by solving a cubic equation using the Cardano method. Based on the computational experiments results, graphs were constructed and interpreted of the dependencies of the minimum inhibitor consumption on the soil temperature, inlet gas pressure, total water concentration in the gas flow, initial gas temperature and total gas flow rate.

Keywords: hydrate control method, hydrate inhibitor, minimum methanol consumption, mathematical modeling, numerical schemes

For citation: Musakaev, N. G., & Galchanskii, M. P. (2024). Calculation of the required methanol consumption during the flow of wet hydrocarbon gas in a horizontal pipeline. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 79-92. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-2-79-92

Введение

Отложение газовых клатратов в поровом пространстве продуктивных пластов и на забоях добывающих природный газ скважин, а также технологических установках по измерению, сбору, очистке, подготовке и транспортировке газа — это одна из важнейших проблем, которую приходится решать при разработке и эксплуатации залежей углеводородного сырья [1–4]. Гидратообразование наиболее характерно для месторождений, расположенных в приполярных регионах, например, таких как Заполярное, Новопортовское, Уренгойское, Медвежье, Ямбургское, Бованенковское и др. [4, 5]. Вопросу борьбы с этим явлением в технологических системах уделяется большое внимание во всех компаниях, занимающихся вопросами разработки нефтегазовых месторождений, так как газогидраты, нарастая в виде снего- или льдоподобного осадка на внутренней стенке оборудования, стремительно уменьшают эффективную площадь поперечного сечения оборудования, а это, в свою очередь, приводит к образованию газогидратной пробки и полной закупорке с последующей стагнацией при эксплуатации инженерного сооружения [4, 6–8]. Поэтому моделирование, всесто-

роннее исследование и прогнозирование фазового перехода «газ + вода $\leftrightarrow$ газовый гидрат» на всех этапах разработки и эксплуатации как газовых, так и газоконденсатных месторождений, а также изучение методов борьбы с клатратообразованием, в том числе и с помощью математического моделирования, являются на сегодняшний день актуальными направлениями решения данной проблемы [9].

Гидратообразование в системах сбора, подготовки и транспортировки природного газа — это сложный процесс, протекающий в специфических условиях, а именно при высоких значениях давления и небольших значениях температуры [7, 10, 11]. Когда природный газ, содержащий метан, этан, пропан и другие подобные компоненты, движется в технических устройствах, то под воздействием высокого давления образуется кристаллическая решетка газогидрата, захватывающая молекулы газа в свою структуру [1, 3]. Этот процесс приводит к образованию твердых газогидратов, которые могут накапливаться в каналах. Важно отметить, что для образования газовых гидратов в скважинах необходимо наличие определенных условий, таких как низкие температуры и достаточное количество воды, соответственно, отсутствие любого из этих условий препятствует их появлению [3, 4, 12]. Гидратообразование может создавать значительные проблемы при эксплуатации газовых ресурсов, требуя разработки и внедрения специальных стратегий, позволяющих избежать потенциальных эксплуатационных трудностей, вызванных наличием твердых газогидратных отложений [3, 13, 14]. Актуальность работы также заключается в развитии математических моделей, которые позволяют оперативно принимать необходимые решения для более качественного управления работой технологического оборудования при разработке газовых месторождений. В работе нахождение участка трубопровода, подверженного гидратообразованию, и интенсивность формирования твердых отложений на внутренних стенках канала рассматриваются на основе математической модели течения влажного газа в горизонтальном трубопроводе, предложенном в монографии [15].

В настоящее время существует достаточно большое количество разнообразных ингибиторов клатратообразования, которые в целом делятся на две большие группы: термодинамические (изменяют термодинамическое равновесие в потоке газа) и антиагломеранты (воздействуют непосредственно на газовый гидрат, химически снижают интенсивность фазового перехода) [5, 16]. На территории нашей страны наибольшее распространение получило вещество, относящееся к первой группе — метанол [17]. Во многом это обусловлено его относительной дешевизной производства и достаточно высокой эффективностью как в предотвращении клатратообразования в технологических системах, так и разложении уже сформировавшихся газогидратов. Поэтому именно это вещество в проводимых в данной работе вычислительных экспериментах было взято в качестве ингибитора гидратообразования. Целью исследования является определение минимально необходимого расхода метанола, при котором не происходит фор-

мирования газогидратных отложений на внутренних стенках канала. Для расчета данного показателя в работе представлено кубическое уравнение, решение которого позволяет найти массовую концентрацию метанола в каплях жидкости. Задачами исследования являются численная реализация предложенной математической модели, анализ влияния различных параметров на величину минимального расхода метанола, позволяющего предотвратить гидратообразование в горизонтальном трубопроводе. Значимость данного исследования заключается в том, что оно направлено на снижение рисков, связанных с образованием газогидратов в трубопроводах. Полученные результаты вносят вклад в существующие знания и предлагают практические решения для специалистов-практиков и исследователей, работающих с технологическими установками по сбору, подготовке и транспортировке газа.

Объект и методы исследования

В работе изучается превентивный метод борьбы с образованием отложений газовых гидратов на внутренних стенках горизонтального трубопровода, основанный на подаче в газовый поток ингибитора гидратообразования (метанола). Основные параметры течения влажного газа в таком трубопроводе (распределение давления, температуры, а также массовой концентрации водяного пара и толщины образующегося слоя газогидратных отложений) могут быть найдены на основе математической модели, представленной в работе [15].

Методика решения задачи течения влажного углеводородного газа в горизонтальном трубопроводе

При математическом моделировании приняты следующие допущения [15, 18]: трубопровод по всей длине имеет постоянную площадь поперечного сечения S и ориентирован строго горизонтально; при течении газожидкостной смеси принимается условие гладкости труб; теплопередача от двухфазного потока в окружающий грунт считается стационарной (при решении задачи теплообмена используется цилиндрическая система координат); газ, перекачиваемый по трубопроводу, в основном состоит из метана; массовый расход газа по всей длине трубопровода постоянен; газовый гидрат является клатратным соединением с фиксированным компонентным составом гидратообразующей смеси газов и воды; фазовые переходы происходят в равновесном режиме; интенсивность гидратообразования в трубопроводе определяется по двум схемам (условия теплового баланса и «дефицита» воды).

Для массовых концентраций воды k_w и метанола k_m , которые в газожидкостном потоке могут находиться в жидком и парообразном состоянии, запишем следующие соотношения [15]:

$$k_w = k_l k_{wl} + (1 - k_l) k_v k_{wv}, \quad (1)$$

$$k_m = k_l k_{ml} + (1 - k_l) k_v k_{mv}, \quad (2)$$

где k_{wl} и k_{ml} — массовая концентрация (массовое содержание) воды и метанола в жидкой фазе; k_l — массовая концентрация жидкой фазы в газожидкостном потоке; k_{wv} и k_{mv} — массовая концентрация паров воды и метанола; k_v — массовая концентрация паров метанола и воды в газовой фазе. Здесь и в дальнейшем нижними индексами l , g , w и m снабдим параметры, относящиеся к жидкой и газовой фазам, воде и метанолу соответственно.

Так как $k_{wl} + k_{ml} = 1$ и $k_{wv} + k_{mv} = 1$, то перепишем соотношение (1) в следующем виде:

$$k_w = k_l(1 - k_{ml}) + (1 - k_l)k_v(1 - k_{mv}). \quad (3)$$

Известно, что метанол не вступает в химические реакции. Поэтому его массовый расход ниже по течению точки ввода ингибитора в газожидкостный поток постоянен, а массовый расход воды в жидкой фазе будет расти из-за фазового перехода «газовый гидрат $\leftrightarrow$ газ + капельная жидкость» [16]. Тогда с учетом (2) и (3) можно записать следующие соотношения:

$$k_l k_{ml} + (1 - k_l) k_v k_{mv} = \frac{m_{m0}}{m_g}, \quad (4)$$

$$\frac{d}{dz} \{k_l(1 - k_{ml}) + (1 - k_l)k_v(1 - k_{mv})\} = \frac{\pi d(1-G)j_h}{m_g}, \quad (5)$$

$$d = d_0 - 2\delta,$$

где z — пространственная координата, которая в работе отсчитывается от входного сечения трубопровода; m_{m0} — массовый расход метанола на входе в трубопровод; m_g — массовый расход газа; d_0 — внутренний диаметр канала; δ — толщина слоя газогидратных отложений на внутренних стенках трубопровода; j_h — интенсивность гидратообразования; G — массовое содержание газа в составе газового гидрата.

Для величин массовой концентрации паров воды и метанола можно представить выражения, следующие из законов Рауля и Дальтона:

$$k_{wv} = \frac{R_g p_{ws}(T)(1 - N_{ml})}{R_{wv} k_v p}, \quad (6)$$

$$k_{mv} = \frac{R_g p_{ms}(T) N_{ml}}{R_{mv} k_v p}, \quad (7)$$

$$N_{ml} = \left(1 + \frac{1 - k_{ml}}{k_{ml}} \frac{M_m}{M_w}\right)^{-1},$$

где R_g , R_{wv} и R_{mv} — приведенная газовая постоянная для газа, равновесные паров воды и метанола соответственно; T и p — температура и давление двухфазного потока; p_{ws} и p_{ms} — равновесные значения давления насыщения паров воды и метанола; M_w и M_m — молярные массы воды и метанола.

Из соотношений (3), (4), (6) и (7) можно получить уравнение, решение которого позволяет найти величину k_{ml} [15]:

$$A_1 k_{ml}^3 + B_1 k_{ml}^2 + C_1 k_{ml} + E_1 = 0, \quad (8)$$

где

$$A_1 = BC^2D - BCD - BC + B - k_w(C - 1)^2,$$

$$B_1 = \{2C^2 + B - (2 + B)C\}k_w + AC(C - 2) + ABC(1 + D - CD) + BC(2 - 2CD + D) + A - B - AB,$$

$$C_1 = k_w C\{B - C\} + 2AC(1 - C) - AB - BC + BC^2D(1 + A),$$

$$E_1 = AC(C + BD),$$

$$A = \frac{m_{m0}}{m_g}, \quad B = \frac{R_g p_{ms}}{R_{mv} p}, \quad C = \frac{M_m}{M_w}, \quad D = \frac{R_m p_{ws}}{R_{wv} p}.$$

Для расчета значений давления насыщенных паров метанола и воды были использованы следующие аппроксимационные зависимости:

$$p_{ms}(T) = p_m^* \exp\left(-\frac{T_m^*}{T}\right), \quad (9)$$

$$p_{ws}(T) = p_w^* \exp\left(-\frac{T_w^*}{T}\right), \quad (10)$$

где p_m^* , p_w^* , T_m^* , T_w^* — аппроксимационные параметры.

В работе уравнение (8) было решено с использованием метода Кардано. В связи с тем, что данный метод позволяет находить как действительные, так и комплексные корни кубического уравнения, следует сделать замечание о том, что физический смысл при решении поставленной задачи имеют только действительные корни на отрезке $[0; 1]$.

Соотношение для расчета минимально необходимого массового расхода метанола

В случае отсутствия фазового перехода «газ + вода ↔ газогидрат» общий массовый расход воды будет константой по всей длине трубопровода, поэтому уравнение (5) запишется следующим образом:

$$k_l(1 - k_{ml}) + (1 - k_l)k_v(1 - k_{mv}) = \frac{m_{w0}}{m_g}, \quad (11)$$

где m_{w0} — массовый расход воды на входе в трубопровод.

Если температура на внутренней поверхности канала на всем протяжении трубопровода не опустится ниже равновесной температуры гидратообразования [15]

$$T_s(p) = T_{h*} \ln\left(\frac{p}{p_{s0}}\right) + T_{s0}, \quad (12)$$

то это позволит избежать формирования газогидратных отложений (T_{s0} — температура фазового перехода «газ + вода ↔ газогидрат», соответствующая давлению p_{s0}).

Пусть для снижения температуры гидратообразования в присутствии ингибитора до минимального значения температуры в трубопроводе (а это температура окружающего грунта T_G) необходимо массовое содержание метанола в жидком состоянии, равное k_{ml}^* . Тогда из вышеприведенных уравнений можно получить следующие выражения для значений массовых концентраций пара и паров метанола, соответствующие k_{ml}^* :

$$k_v^* = \frac{R_g p_{ms}(T_G) N_{ml}^*}{R_{mv} k_{mv}^* p}, \quad (13)$$

$$k_{mv}^* = \left(1 + \frac{R_{mv} p_{ws}(T_G)(1 - N_{ml}^*)}{R_{wv} p_{ms}(T_G) N_{ml}^*}\right)^{-1}, \quad (14)$$

$$N_{ml}^* = \left(1 + \frac{1 - k_{ml}^*}{k_{ml}^*} \frac{M_m}{M_w}\right)^{-1}.$$

С учетом соотношений (13)–(14) уравнение (11) можно переписать в следующем виде:

$$k_l^* = \frac{\left(\frac{m_{w0}}{m_g}\right) - k_v^*(1 - k_{mv}^*)}{(1 - k_{ml}^*) - k_v^*(1 - k_{mv}^*)}. \quad (15)$$

Подставляя соотношения (13)–(15) в уравнение (4), получаем итоговое выражение для оценочного расчета минимально необходимого расхода ингибитора (метанола), при котором не происходит процесс фазового перехода «газ + вода ↔ газогидрат» на внутренней поверхности трубопровода:

$$m_{m0}^* = m_g(k_l^* k_{ml}^* + (1 - k_l^*) k_v^* k_{mv}^*). \quad (16)$$

На основе предложенной в монографии [15] математической модели газожидкостного течения в горизонтальном канале с учетом формирования газогидратных отложений и представленных выше соотношений разработана специализированная программа на языке Python в среде Spyder, позволяющая осуществить расчетно-параметрическое исследование течения влажного углеводородного газа в трубопроводе с применением ингибиторной технологии борьбы с гидратообразованием на внутренних стенках канала. При численной реализации математической модели использованы метод Рунге — Кутты 4-го порядка точности, метод Кардано и метод последовательных приближений. В расчетах, если не оговорено дополнительно, использованы следующие исходные данные [1, 15, 19]: внутренний диаметр трубопровода $d_0 = 0,22$ м; массовый расход (дебит) газа $m_g = 0,463$ кг/с; температура окружающего трубопровод грунта $T_G = 277$ К; давление во входном сечении трубопровода $p_0 = 2,5$ МПа, а температура $T_0 = 313$ К; газовая постоянная для метана $R_g = 520$ Дж/(кг·К); вязкость газа $\mu_g = 9,75 \cdot 10^{-6}$ Па·с; теплопроводность газа $\lambda_g = 0,0375$ Вт/(м·К) и грунта $\lambda_G = 1,8$ Вт/(м·К); удельная изобарная теплоемкость газа $c_g = 2170$ Дж/(кг·К); коэффициент теплоотдачи газа $\alpha_g = 24,7$ Вт/(м²·К); общее массовое содержание воды во входном сечении трубопровода $k_{w0} = 0,003$; теплота перехода воды в пар $L_w = 2,47 \cdot 10^6$ Дж/кг; эмпирические коэффициенты для водяного пара $p_w^* = 2,1 \cdot 10^{11}$ Па, $T_w^* = 5\,800$ К; коэффициенты для метана $p_{s0} = 2,5$ МПа, $T_{s0} = 282$ К, $T_{h*} = 8,28$ К.

Полагается, что в начальный момент времени во всем трубопроводе отсутствуют газогидратные отложения, а в качестве уравнения состояния для газа (пара) используется уравнение Латонова — Гуревича [20]. На внешней поверхности трубопровода нанесен теплоизоляционный слой (пенополиуретан) толщиной $\Delta R = 0,1$ м.

Результаты

Параметрами термодинамических процессов, возникающих при течи влажного газа в технологических установках по сбору, подготовке и транспортировке углеводородного сырья, можно управлять, изменяя параметры во входном сечении трубопровода.

В работе на основе разработанной вычислительной программы было изучено влияние на величину минимально необходимого массового расхода метанола m_{m0}^* различных факторов, а именно: значений давления и температуры газа во входном сечении трубопровода, массового расхода перекачиваемого газа и массового содержания воды на входе в трубопровод, а также температуры окружающего трубопровод грунта.

На рисунках 1–4 представлены зависимости величины m_{m0}^* от указанных параметров.

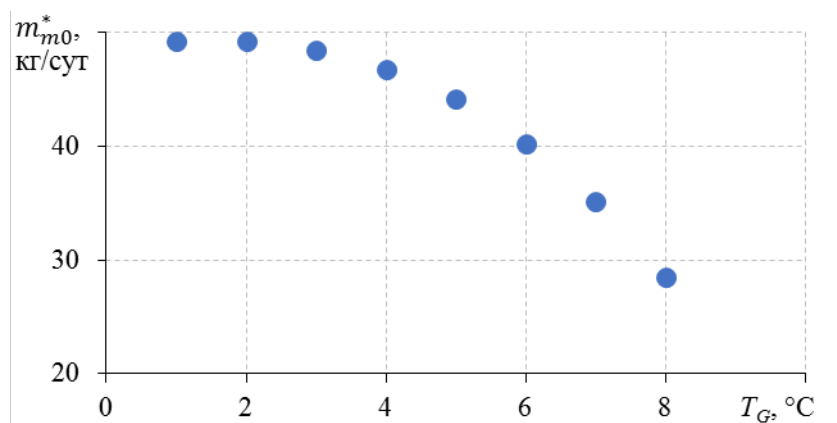


Рис. 1. Изменение минимально необходимого массового расхода метанола m_{m0}^* в зависимости от температуры окружающего трубопровод грунта T_G (на этом и последующих рисунках точки — отдельные расчеты)

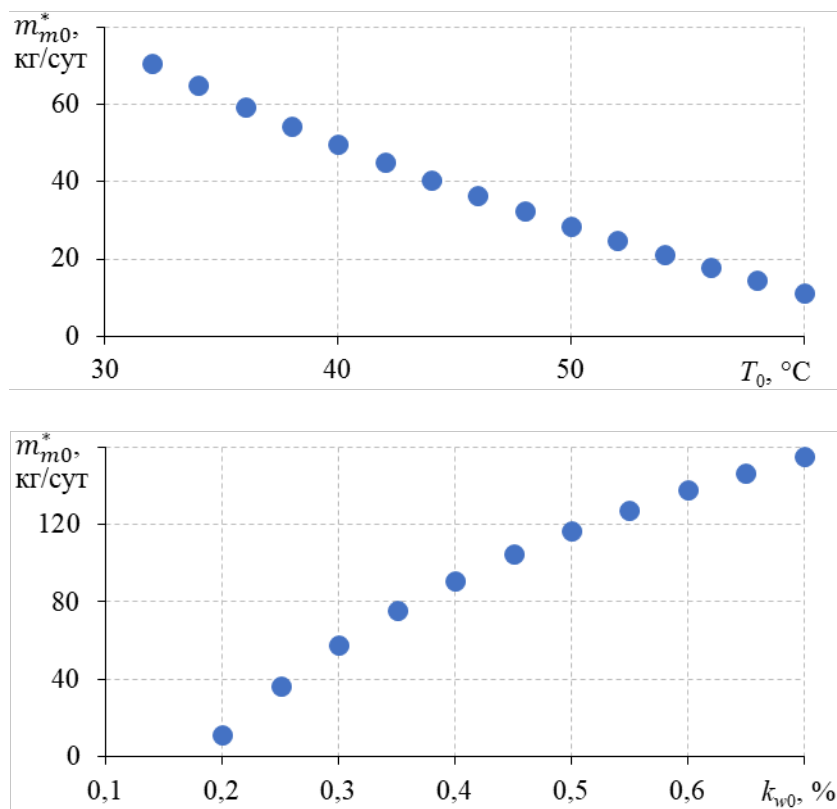


Рис. 2. Зависимость величины m_{m0}^* от температуры на входе в трубопровод T_0 (сверху) и от массового содержания воды на входе в трубопровод k_{w0} (снизу)

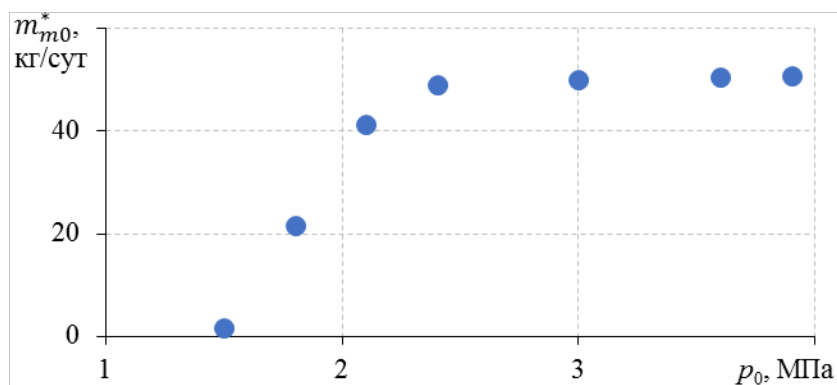


Рис. 3. Изменение минимально необходимого массового расхода метанола m_{m0}^* в зависимости от давления на входе в трубопровод p_0

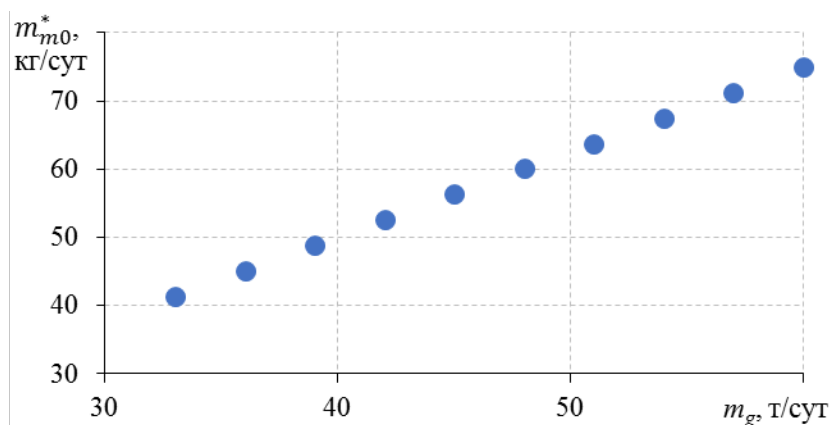


Рис. 4. Изменение минимально необходимого расхода ингибитора m_{m0}^* в зависимости от массового расхода перекачиваемого газа m_g

Обсуждение

Из данных, представленных на рисунке 1, видно, что меньшим значениям температуры грунта T_G соответствует большее количество метанола, необходимое для предотвращения газогидратных отложений на внутренних стенках канала. Данное обстоятельство обусловлено необходимостью снижения равновесной температуры гидратообразования до меньших значений.

Увеличение температуры газа во входном сечении трубопровода T_0 и снижение массового содержания воды на входе в трубопровод k_{w0} приводят к уменьшению величины необходимого массового расхода метанола m_{m0}^* (см. рис. 2), что обусловлено в первую очередь ужесточением условий для образования и последующего нарастания газогидратных отложений на стенках канала [3, 13]. Но так как подогрев скважинной продукции и ее осушка в системах сбора, подготовки и транспортировки газа не всегда возможны или экономически оправданы, то важным

представляется расчет величины m_{m0}^* для условий конкретного трубопровода. Также стоит отметить, что при достаточно малых значениях массового содержания воды k_{w0} (см. рис. 2) не будет происходить гидратообразование при транспортировке газа.

Изменение необходимого расхода метанола m_{m0}^* в зависимости от давления во входном сечении трубопровода p_0 приведено на рисунке 3. Видно, что повышение давления на входе и, соответственно, давления во всем трубопроводе обуславливает рост величины m_{m0}^* . Это связано с тем, что с ростом давления увеличивается значение равновесной температуры гидратообразования $T_s(p)$, поэтому для снижения этой температуры до минимального значения температуры в трубопроводе необходимо закачивать больший объем ингибитора. Также стоит отметить, что темпы увеличения массового расхода метанола m_{m0}^* с ростом величины p_0 падают (см. рис. 3), что вызвано, на наш взгляд, двумя обстоятельствами: во-первых, снижением с ростом давления темпов прироста равновесной температуры гидратообразования (зависимость (12)), во-вторых, увеличением доли метанола в жидкой фазе k_{ml} .

На рисунке 4 показана установленная зависимость минимального расхода ингибитора гидратообразования от массового расхода транспортируемого углеводородного сырья. Из данных, представленных на этом рисунке, видно, что данная закономерность является линейной, поэтому чем меньше дебит перекачиваемого газа, тем пропорционально меньшее количество метанола необходимо для борьбы с клатратообразованием. В данном случае «оптимальный режим» эксплуатации технологического сооружения нужно определять на основании того, какова минимально возможная и рентабельная производительность транспортной инфраструктуры.

Выводы

В работе предложены соотношения, позволяющие определить минимально необходимый расход метанола, при котором не происходит формирования газогидратных отложений на внутренних стенках канала. Расчетным путем показано, что рост величины данного массового расхода обусловлен снижением температуры окружающего трубопровод грунта, увеличением массового расхода перекачиваемого газа, повышением давления на входе в трубопровод, снижением температуры газа во входном сечении трубопровода и повышением массового содержания воды на входе в трубопровод.

Список источников

1. Истомин, В. А. Газовые гидраты в природных условиях / В. А. Истомин, В. С. Якушев. – Москва : Недра, 1992. – 235 с. – Текст : непосредственный.
2. Истомин, В. А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа / В. А. Истомин, В. Г. Квон. – Москва : Газпром, 2004. – 506 с. – Текст : непосредственный.
3. Sloan, E. D. Jr. Clathrate Hydrates of Natural Gases / E. D. Sloan Jr, C. A. Koh. – Direct Text. – USA : CRC Press, 2007. – 752 p. – DOI 10.1201/9781420008494

4. Макогон, Ю. Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование / Ю. Ф. Макогон. – Москва : Недра, 1985. – 232 с. – Текст : непосредственный.
5. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России = Gathering and conditioning of gas on the northern gas fields of Russia / А. И. Гриценко, В. А. Истомин, А. Н. Кульков, Р. С. Сулейманов. – Москва : Недра, 1999. – 473 с. – Текст : непосредственный.
6. Бондарев, Э. А. Моделирование образования гидратов в газовых скважинах при их тепловом взаимодействии с горными породами / Э. А. Бондарев, И. И. Рожин, К. К. Аргунова. – Текст : непосредственный // Инженерно-физический журнал. – 2014. – Т. 87, № 4. – С. 871–878.
7. Mitigating Hydrate Formation in Onshore Gas Wells : A Case Study on Optimization Techniques and Prevention / M. Ješić, B. Martinović, S. Stančić [et al.]. – DOI 10.5937/podrad2343043J. – Direct text // Podzemni radovi. – 2023. – Issue 43. – P. 43–70.
8. Challenges and advantages of using environmentally friendly kinetic gas hydrate inhibitors for flow assurance application : A comprehensive review / A. Farhadian, A. Shadloo, X. Zhao [et al.]. – DOI 10.1016/j.fuel.2022.127055. – Direct text // Fuel. – 2023. – Vol. 336. – С. 127055.
9. Нигматулин, Р. И. Динамика многофазных сред : [в 2 ч.]. Ч. 1 / Р. И. Нигматулин. Ч. 1. – Москва : Наука, 1987. – 464 с. – Текст : непосредственный.
10. Prediction Model and Risk Analysis of Hydrate Deposition and Blockage in Reduced-Diameter Pipelines // J. Pei, Zh. Wang, J. Zhang [et al.]. – DOI 10.1016/j.fuel.2022.127071. – Direct text // Fuel. – 2023. – Vol. 337. – С. 127071.
11. Бондарев, Э. А. Обобщение алгоритма определения расхода по замерам давления в системах добычи и транспортировки газа / Э. А. Бондарев, И. И. Рожин, К. К. Аргунова. – DOI 10.15372/PMTF20170511. – Текст : непосредственный // Прикладная механика и техническая физика. – 2017. – Т. 58, № 5 (345). – С. 111–120.
12. Sloan, E. D. Jr. Fundamental principles and applications of natural gas hydrates / E. D. Sloan Jr. – Direct text // Nature. – 2003. – Vol. 426, Issue 6964. – P. 353–363.
13. Мусакаев, Н. Г. Превентивные методы борьбы с гидратообразованием в трубопроводах / Н. Г. Мусакаев, Р. Р. Уразов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2006. – № 1 (55). – С. 50–56.
14. Ahmed, T. Advanced reservoir engineering / T. Ahmed, P. D. McKinney. – DOI 10.1016/B978-0-7506-7733-2.X5000-X. – Direct text. – USA : Gulf Professional Publishing, 2005. – 407 p.
15. Шагапов, В. Ш. Динамика образования и разложения гидратов в системах добычи, транспортировки и хранения газа / В. Ш. Шагапов, Н. Г. Мусакаев. – Москва : Наука, 2016. – 240 с. – Текст : непосредственный.
16. Experimental study and modeling of the kinetics of gas hydrate formation for acetylene, ethylene, propane and propylene in the presence and absence of SDS / H. Hashemi, S. Babaei, K. Tumba [et al.]. – DOI 10.1080/10916466.2018.1531024. – Direct text // Petroleum Science and Technology. – 2019. – Vol. 37, Issue 5. – P. 506–512.
17. Колчин, А. В. Совершенствование технологии применения метанола в системах добычи и магистральном транспорте газа : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ; специальность 25.00.19 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Колчин Александр Владимирович ; Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа, 2019. – 148 с. – Текст : непосредственный.

18. Термогидродинамика систем добычи и транспорта газа / Э. А. Бондарев, В. И. Васильев, А. Ф. Воеводин [и др.]. – Новосибирск : Наука, 1988. – 270 с. – Текст : непосредственный.
19. Бык, С. Ш. Газовые гидраты / С. Ш. Бык, Ю. Ф. Макогон, В. И. Фомина ; под ред. С. Ш. Быка. – Москва : Химия, 1980. – 296 с. – Текст : непосредственный.
20. Латонов, В. В. Расчет коэффициента сжимаемости природного газа / В. В. Латонов, Г. Р. Гуревич. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 1969. – № 2. – С. 7–9.

References

1. Istomin, V. A., & Yakushev, V. S. (1992). Gazovye gidraty v prirodnykh usloviyakh. Moscow, Nedra Publ., 235 p. (In Russian).
2. Istomin, V. A. & Kvon, V. G. (2004). Preduprezhdenie i likvidatsiya gazovykh gidratov v sistemakh dobychi gaz. Moscow, Gazprom Publ., 506 p. (In Russian).
3. Sloan, E. D. Jr & Koh, C. A. (2007). Clathrate Hydrates of Natural Gases. USA, CRC Press Publ., 752 p. (In Russian). DOI: 10.1201/9781420008494
4. Makogon, Yu. F. (1985). Gazovye gidraty, preduprezhdenie ikh obrazovaniya i ispol'zovanie, Moscow, Nedra Publ., 232 p. (In Russian).
5. Gritsenko, A. I., Istomin, V. A., Kulkov, A. N. & Suleymanov, R. S. (1999). Gathering and conditioning of gas on the northern gas fields of Russia. Moscow, Nedra Publ., 473 p. (In Russian).
6. Bondarev, E. A., Rozhin, I. I. & Argunova, K. K. (2014). Modeling the formation of hydrates in gas wells in their thermal interaction with rocks. Journal of Engineering Physics and Thermophysics, (87(4)). – pp. 900-907. (In Russian).
7. Ješić, M., Martinović, B., Stančić, S., Crnogorac, M., & Danilović, D. (2023). Mitigating hydrate formation in onshore gas wells: A case study on optimization techniques and prevention. Podzemni radovi, (43), pp. 43-70. (In English). DOI: 10.5937/podrad2343043J
8. Farhadian, A., Shadloo, A., Zhao, X., Pavelyev, R. S., Peyvandi, K., Qiu, Z., & Varfolomeev, M. A. (2023). Challenges and advantages of using environmentally friendly kinetic gas hydrate inhibitors for flow assurance application: A comprehensive review. Fuel, (336), pp. 127055. (In English). DOI: 10.1016/j.fuel.2022.127055
9. Nigmatulin, R. I. (1987). Dinamika mnogofaznyh sred. Chast' 1. Moscow, Nauka Publ., 464 p. (In Russian).
10. Pei Pei, J., Wang, Z., Zhang, J., Zhang, B., Ma, N., & Sun, B. (2023). Prediction model and risk analysis of hydrate deposition and blockage in reduced-diameter pipelines. Fuel, (337), pp. 127071. (In English). DOI: 10.1016/j.fuel.2022.127071
11. Bondarev, E. A., Rozhin, I. I., & Argunova, K. K. (2017). A new algorithm of mass flow rate determination in gas production and transportation systems via pressure measurement. Journal of Applied Mechanics and Technical Physics, 58, (5(345)). pp. 853-861. (In English).
12. Sloan, E. D. Jr (2003). Fundamental principles and applications of natural gas hydrates. Nature, 426(6964), pp. 353-359. (In English).
13. Musakaev, N. G. & Urazov, R. R. (2006). Methods to prevent hydrate formation in pipelines. Oil and Gas Studies, (1(55)), pp. 50-56. (In Russian).

14. Ahmed, T. & McKinney, P. D. (2005). Advanced reservoir engineering. USA, Gulf Professional Publishing, 407 p. (In English). DOI:10.1016/B978-0-7506-7733-2.X5000-X
15. Shagapov, V. Sh., & Musakaev, N. G. (2016). Dinamika obrazovaniya i razlozheniya gidratov v sistemakh dobychi, transportirovki i khraneniya gaza. Moscow, Nauka Publ., 240 p. (In Russian).
16. Hashemi, H., Babaei, S., Tumba, K., Mohammadi, A. H., Naidoo, P., & Ramjugernath, D. (2019). Experimental study and modeling of the kinetics of gas hydrate formation for acetylene, ethylene, propane and propylene in the presence and absence of SDS. Petroleum Science and Technology, 37(5), pp. 506-512. (In English). DOI: 10.1080/10916466.2018.1531024
17. Kolchin, A. V. (2019). Sovershenstvovanie tekhnologii primeneniya metanola v sistemakh dobychi i magistral'nom transporte gaza. Diss. ... kand. techn. nauk. Ufa, 148 p. (In Russian).
18. Bondarev, E. A., Vasil'ev, V. I., Voevodin, A. F., Pavlov, N. N., Shadrina, A. P. (1988). Termogidrodinamika sistem dobychi i transporta gaza. Novosibirsk, Nauka Publ., 270 p. (In Russian)
19. Byk, S. Sh., Makogon, Yu. F., & Fomina, V. I. (1980). Gazovye gidraty. Moscow, Himiya Publ., 296 p. (In Russian).
20. Latonov, V. V., & Gurevich, G. R. (1969). Raschet koefitsienta szhimae-mosti prirodnogo gaza. Gas Industry, (2), pp. 7-9. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Мусакаев Наиль Габсалямович,
доктор физико-математических наук,
профессор, главный научный сотрудни-
ник, Тюменский филиал Института
теоретической и прикладной механики
им. С. А. Христиановича СО РАН; про-
фессор кафедры разработки и эксплу-
атации нефтяных и газовых место-
рождений, Тюменский индустриальный
университет, г. Тюмень

Гальчанский Михаил Павлович,
магистрант, Тюменский индустриаль-
ный университет, г. Тюмень
galchanskiyy_mihail@rambler.ru

Nail G. Musakaev, Doctor of Physics
and Mathematics, Professor, Chief Re-
searcher, Tyumen Branch of Khristia-
novich Institute of Theoretical and Applied
Mechanics of SB RAS; Professor at the
Department of Development and Exploita-
tion of Oil and Gas Fields, Industrial Uni-
versity of Tyumen

Mihail P. Galchanskii, Master's
Student, Industrial University of Tyumen,
galchanskiyy_mihail@rambler.ru

Статья поступила в редакцию 13.02.2024; одобрена после рецензирования 26.02.2024; принята к публикации 05.03.2024.

The article was submitted 13.02.2024; approved after reviewing 26.02.2024; accepted for publication 05.03.2024.

**Изучение перспектив применения ионной модификации нитридных покрытий
к процессам высокотемпературной коррозии в нефтегазовой отрасли**

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, г. Алматы, Республика Казахстан

*Kozlovskiy.a@inp.kz

Аннотация. Использование методов ионной модификации, связанных с высокодозным облучением низкоэнергетическими ионами, является одним из перспективных способов повышения устойчивости материалов к внешним воздействиям, включая высокотемпературную коррозию. Сам процесс ионной модификации заключается в создании приповерхностного слоя материала большой дислокационной плотности за счет имплантационных эффектов, что, в свою очередь, приводит к торможению процессов деструкции в результате коррозионных процессов окисления или механических воздействий. В данной работе, применяя метод ионной модификации с целью повышения устойчивости к высокотемпературной коррозии, авторы модифицировали нитридные покрытия толщиной порядка 500 нм. Основная цель применения метода ионной модификации заключалась в повышении прочностных характеристик нитридных покрытий к высокотемпературной коррозии, а также в снижении эффектов деградации покрытий к механическому разупрочнению и износу после коррозионных испытаний. В ходе проведенных исследований было установлено, что использование низкоэнергетического облучения ионами O^{2+} (40 кэВ) приводит к увеличению стабильности прочностных характеристик при высокотемпературной коррозии (при длительном нагреве в кислородосодержащей среде при температуре 700 °С), а также к снижению износа в сравнении с немодифицированными нитридными покрытиями, нанесенными на поверхность стали 316L. Перспективность данных исследований заключается в разработке новых методов модификации стальных конструкций, что позволит повысить эффективность устойчивости к коррозионным и механическим повреждениям, а также увеличить износостойкость поверхности при внешних механических воздействиях. Возможность увеличения устойчивости за счет деформационных включений, вызванных имплантацией, позволяет увеличить устойчивость к коррозии за счет повышения сопротивляемости материала к высокотемпературному окислению.

Ключевые слова: ионная модификация, защита от коррозии, высокотемпературная деградация, набухание, устойчивость к деградации, дислокационная плотность

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: Изучение перспектив применения ионной модификации нитридных покрытий к процессам высокотемпературной коррозии в нефтегазовой отрасли / К. К. Кадыржанов, А. Л. Козловский, Д. И. Шлимас, Г. Ж. Молдабаева. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-2-93-103 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 2. – С. 93–103.

**The prospects of applying ionic modification of nitride coatings to high
temperature corrosion processes in the oil and gas industry**

**Kairat K. Kadyrzhanov¹, 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. The use of ion modification methods associated with high-dose irradiation with low-energy ions is one of the promising ways to increase the resistance of materials to external influences, including high-temperature corrosion. The process of ionic modification involves creating a near-surface layer of material with a high dislocation density due to implantation effects. This inhibits destructive processes caused by corrosive oxidation or mechanical influences. In this work, using the ion modification method to improve the resistance to high temperature corrosion, the authors modified nitride coatings of the order of 500 nm thick. The main purpose of using the ion modification method was to increase the strength characteristics of nitride coatings against high-temperature corrosion, as well as to reduce the effects of coating degradation to mechanical softening and wear after corrosion tests. In the course of the studies, it was found that the use of low-energy irradiation with O^{2+} ions (40 keV) leads to an increase in the stability of strength characteristics during high-temperature corrosion (with prolonged heating in an oxygen-containing environment at a temperature 700 °C), as well as a decrease in wear in comparison with unmodified nitride coatings applied to the surface of 316L steel. The promise of these studies lies in the development of new methods for modifying steel structures, which will improve the efficiency of resistance to corrosion and mechanical damage, as well as increase the wear resistance of the surface under external mechanical influences. The possibility of increasing stability due to deformation inclusions caused by implantation makes it possible to increase corrosion resistance by increasing the resistance of materials to high-temperature oxidation.

Keywords: ionic modification, corrosion protection, high temperature degradation, swelling, resistance to degradation, dislocation density

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. (2024). The prospects of applying ionic modification of nitride coatings to high temperature corrosion processes in the oil and gas industry. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 93-103. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-2-93-103

Введение

Повышение сроков эксплуатации трубопроводов и нефтепроводов является одним из важных направлений исследований не только с научной точки зрения, но и с экономической, ввиду того что увеличение сроков использования металлических труб позволит уменьшить затраты на их производство и замену, а также уменьшит риски выхода из строя. Проблема риска выхода из строя связана с процессами коррозии, а также накопления осадков внутри трубопроводов, что, в свою очередь, может привести к частичному закупориванию труб, снижению протока, а в случае накопления коррозионных отложений загрязнению прокачиваемых жидкостей и охрупчиванию поврежденных участков, в особенности мест соединений. Также достаточно серьезные проблемы для снижения устойчивости материалов возникают из-за высоких температур, воздействие которых может привести к ускоренной деструкции материалов за счет окислительных процессов и обра-

зованию питтинговой или язвенной коррозии, приводящей к охрупчиванию стальных конструкций и трубопроводов.

Наиболее эффективным способом повышения устойчивости стальных конструкций к деградации, в том числе и к высокотемпературной коррозии, является нанесение защитных нитридных [1–3] или карбидных покрытий [4–6] на поверхность стальных конструкций, что позволяет существенно снизить риск деструктивного охрупчивания при коррозии за счет замедления процессов окисления в нанесенном покрытии и способствует увеличению стабильности материала к внешним воздействиям [7, 8]. При этом в последнее время достаточно активно рассматривается способ направленной модификации, связанной с ионным или электронным облучением нанесенных покрытий, которое позволяет повысить устойчивость материала покрытий к деструкции. В основе данного способа модификации лежит теория о создании дислокационного упрочнения, связанного с изменением дислокационной плотности в приповерхностном слое нанесенных покрытий за счет увеличения деформационных искажений и точечных дефектов, которые в аморфноподобных покрытиях формируют упрочняющий слой, наличие которого способно повысить устойчивость к износу и коррозии [9, 10].

На основании вышесказанного основной целью данной работы является изучение перспектив применения ионной модификации для повышения устойчивости к высокотемпературной деградации нитридных покрытий, нанесенных на поверхность стали 316L, а также оценка влияния деформационного искажения и дислокационного упрочнения на повышение стабильности к износу при высокотемпературной коррозии.

Объект и методы исследования

Объектами исследования были выбраны нитридные покрытия (TiN) толщиной порядка 500 нм, нанесенные методом магнетронного напыления на поверхность стали 316L, выбор которой обусловлен ее практически повсеместным использованием при изготовлении газо- и нефтепроводов, а также при изготовлении металлических конструкций, эксплуатируемых в экстремальных условиях.

Модификация приповерхностного слоя нитридных покрытий была выполнена путем облучения низкоэнергетическими ионами O^{2+} с энергией 40 кэВ, пробивная способность которых в нитриде титана, согласно оценочным данным результатов моделирования ионизационных потерь налетающих ионов и глубины проникновения, составляет порядка 300–450 нм, что сравнимо по величине с толщиной нанесенных покрытий. Облучение было выполнено с флюенсами от 10^{13} до 10^{15} ион/см², выбор которых обусловлен возможностями моделирования эффектов изменения дислокационной плотности в поврежденном слое, за счет деформационного искажения кристаллической структуры покрытий.

Определение степени гидрофильности/гидрофобности поверхности нанесенных покрытий, а также ее изменений в результате ионной модификации было осуществлено методом определения контактного угла смачивания. Для этого на поверхность образца пленки с применением метода «сидячей капли» наносилась одиночная капля жидкости (дистиллированной воды), после чего проводилась фотофиксация геометрии нанесенной капли на поверхность. С использованием программного обеспечения ImageJ проводилось определение величины контактного угла смачивания.

Определение величины коэффициента сухого трения исследуемых нитридных покрытий до и после модификации, а также в зависимости от времени нахождения в печи в ходе экспериментов по высокотемпературной коррозии было осуществлено с применением трибометра UNITEST 750 (Ducom Instruments, Бенгалуру, Индия). Испытания проводились путем воздействия индентера в форме шарика на поверхность покрытия при нагрузке в 100 Н, а количество повторений при циклических испытаниях составило 20 000 циклов. Определение изменений величины коэффициента сухого трения до и после 20 000 циклов испытаний позволило выявить износостойкость покрытий, а также установить влияние ионной модификации на устойчивость покрытий к износу.

Определение прочностных характеристик в зависимости от флюенса облучения было выполнено путем индентирования поверхности образцов с помощью микротвердомера Duroline M1 (Metkon, Бурса, Турция) с последующим вычислением твердости при заданных величинах нагрузки на индентер.

Постановка эксперимента

Эксперименты, моделирующие процессы высокотемпературной коррозии, были выполнены путем размещения образцов нитридных покрытий, нанесенных на поверхность стали 316L в исходном и модифицированном состоянии (после ионного облучения), в муфельные печи с кислородосодержащей средой, после чего образцы подвергались длительному термическому нагреву в течение 500 часов при температуре 700 °С. По достижении временных промежутков, равных 100 часам, часть образцов извлекалась для проведения измерений коэффициента сухого трения и твердости образцов, изменение величин которых отражает деградацию прочностных характеристик покрытий в результате высокотемпературных окислительных процессов. На основе проведенных исследований были определены основные критерии упрочнения, вызванные ионной модификацией поверхностного слоя нитридных покрытий.

Результаты и обсуждение

На рисунке 1 представлены результаты изображений капель на поверхности нитридных покрытий в зависимости от флюенса облучения низкоэнергетическими ионами, отражающих изменение контактного угла сма-

чивания поверхности, а также изменение гидрофильных/гидрофобных свойств покрытий в зависимости от условий ионной модификации.

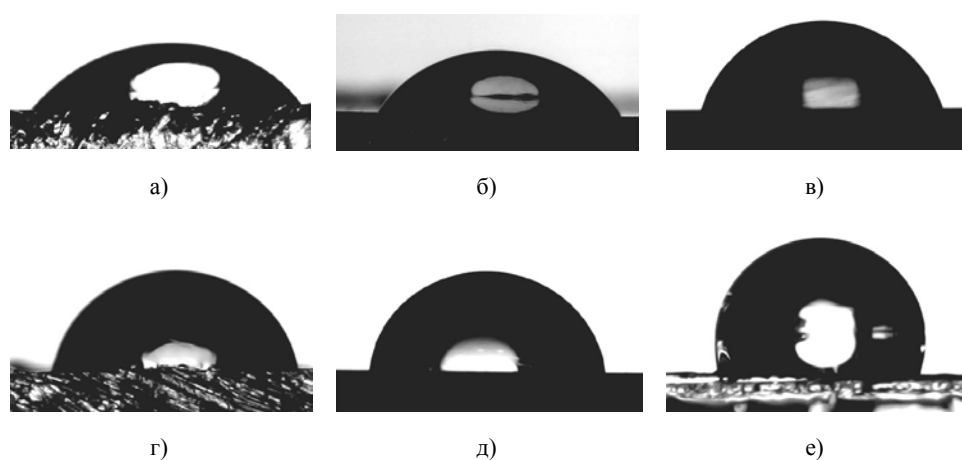


Рис. 1. Изображения капель на поверхности нанесенных и модифицированных нитридных покрытий, отражающие изменения величины контактного угла смачивания и степени гидрофобности: а) исходное покрытие; б) облученное с флюенсом 10^{13} ион/см²; в) облученное с флюенсом 5×10^{13} ион/см²; г) облученное с флюенсом 10^{14} ион/см²; д) облученное с флюенсом 5×10^{14} ион/см²; е) облученное с флюенсом 10^{15} ион/см²

Согласно данным изображений капля на поверхности покрытий отчетливо видно, что увеличение флюенса облучения приводит к изменению формы каплей, которая отражает изменение гидрофильных характеристик покрытий. При высокодозном облучении ионами O^{2+} (при флюенсах выше 10^{14} ион/см²) форма капли становится более сферичной, что свидетельствует о слабой растекаемости жидкости по поверхности покрытий за счет увеличения гидрофобности поверхности.

На рисунке 2 представлена зависимость изменения величины контактного угла смачивания поверхности исследуемых нитридных покрытий, отражающая изменения степени гидрофильности/гидрофобности поверхности.

Согласно полученным данным, при флюенсах выше 10^{14} ион/см² увеличение величины контактного угла смачиваемости составляет более чем $10-12^\circ$, в то время как при флюенсе 10^{15} ион/см² величина контактного угла смачивания составляет порядка 104° , что характерно для достаточно гидрофобных поверхностей. Такое изменение величины контактного угла смачивания для облученных образцов покрытий вызвано накоплением структурных искажений поверхности пленок за счет деформационного выдавливания искаженного объема из приповерхностного слоя, что, в свою очередь, создает препятствия для растекания жидкости по поверхности покрытия.

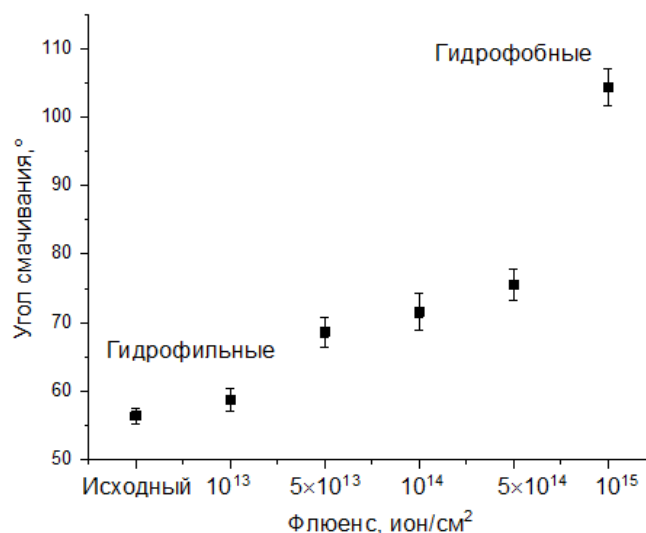


Рис. 2. Результаты изменения величины контактного угла смачивания поверхности нитридных покрытий в зависимости от флюенса облучения

На рисунке 3 представлены результаты измерений величины коэффициента сухого трения исследуемых покрытий в зависимости от флюенса облучения, которые также отражают изменение устойчивости к износу и деформации поверхности при длительных механических испытаниях.

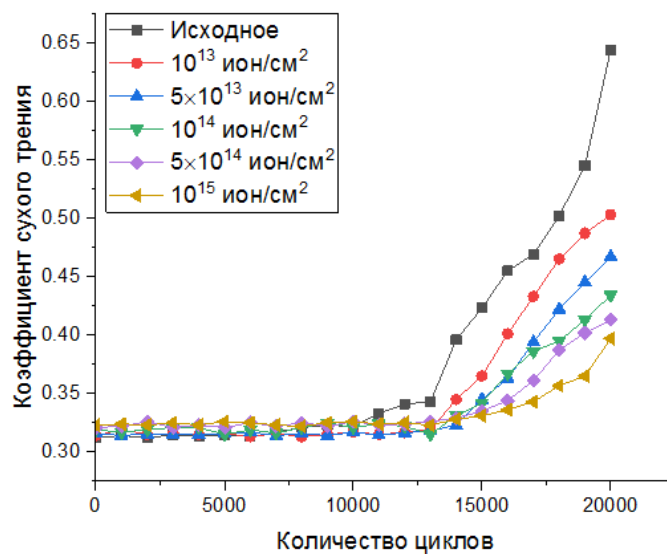


Рис. 3. Результаты изменения величины коэффициента сухого трения поверхности нитридных покрытий в зависимости от флюенса облучения

Как видно из представленных данных, увеличение флюенса облучения приводит к снижению износа поверхности, что выражается в уменьшении разницы изменений коэффициента сухого трения в начале испытания.

ний (первые циклы) и в конце испытаний (по достижении 20 000 циклов). Также в зависимости от флюенса облучения наблюдается смещение начала деградации коэффициента сухого трения (то есть количества циклов, после которых наблюдается заметное увеличение коэффициента сухого трения, свидетельствующего о деградации поверхности в результате износа). При этом если в случае исходного покрытия деградация коэффициента сухого трения после 20 000 циклов составляет более чем 2 раза, то для модифицированных покрытий с флюенсом облучения 5×10^{14} – 10^{15} ион/см² деградация составляет не более 25–30 % в сравнении с начальными значениями коэффициента сухого трения. Такое упрочнение для модифицированных покрытий обусловлено эффектами дислокационного и деформационного упрочнения, возникающего в приповерхностном слое при высокодозном облучении за счет накопления структурных искажений, наличие которых создает дополнительные дислокации в структуре. При этом наличие высокой дислокационной плотности может привести не только к упрочнению и увеличению износа поверхности (о чем свидетельствуют данные на рисунке 3), но и повышению стабильности прочностных свойств, в частности твердости и износостойкости к высокотемпературной коррозии.

На рисунке 4 представлены результаты оценки изменений твердости образцов нитридных покрытий в зависимости от времени коррозионных испытаний при различном времени выдержки образцов.

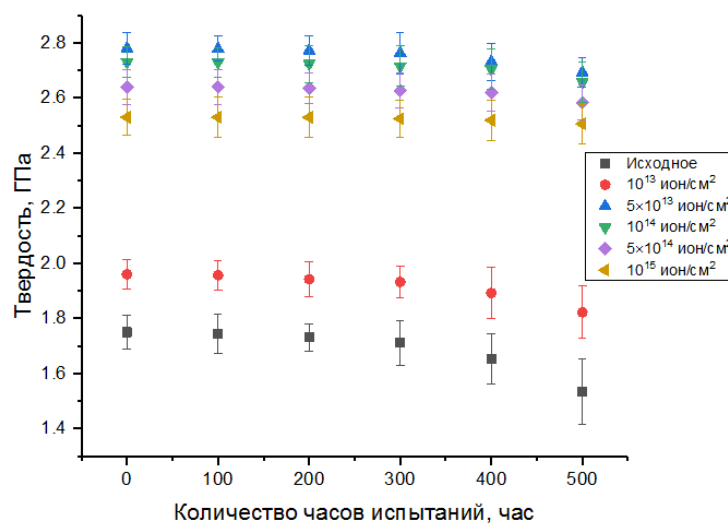


Рис. 4. Результаты изменения величины твердости образцов нитридных покрытий в зависимости от времени испытаний на устойчивость к высокотемпературной коррозии

Анализ изменения твердости нитридных покрытий после испытаний на высокотемпературную коррозию показал, что наименее устойчивыми

являются немодифицированные покрытия, для которых снижение твердости после 500 часов испытаний составляет более 12 % в сравнении с начальными значениями твердости покрытий. Такое большое снижение твердости обусловлено деградационными процессами, которые, согласно представленным данным, наиболее проявлены после 200–300 часов высокотемпературного воздействия. В случае же облученных образцов снижение твердости после 500 часов испытаний на высокотемпературную коррозию составляет порядка 1–5 %, что достаточно приемлемо для столь длительного воздействия температур, а также свидетельствует о высокой устойчивости покрытий к высокотемпературному окислению.

На рисунке 5 представлены данные изменения коэффициента сухого трения после трибологических испытаний образцов, подвергнутых высокотемпературной коррозии в зависимости от времени испытаний.

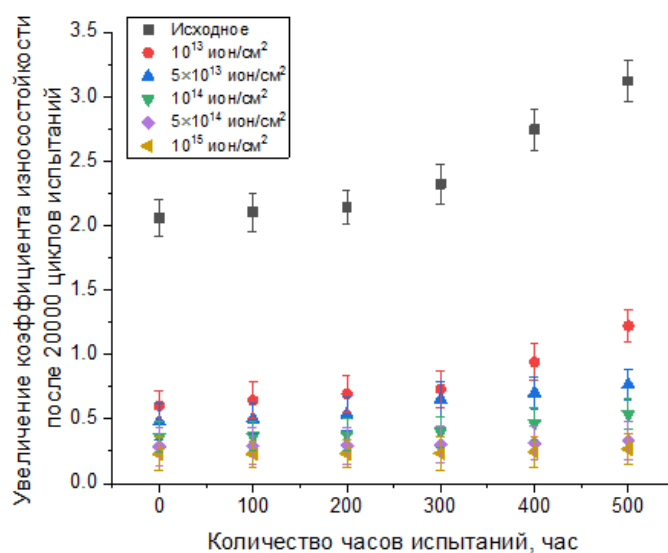


Рис. 5. Результаты изменения величины коэффициента сухого трения после трибологических испытаний образцов, подвергнутых высокотемпературной коррозии

Как видно из представленных данных, изменений величины коэффициента сухого трения после 20 000 циклов испытаний, наименее устойчивыми к высокотемпературной деградации являются немодифицированные нитридные покрытия, для которых ухудшение износа проявляется уже после 200 часов последовательных испытаний, в то время как облученные покрытия проявляют большую устойчивость к износу и высокотемпературной деградации, сохраняя свои показатели износа в пределах допустимых погрешностей (изменения составляют не более 1–2 % после 500 часов высокотемпературных испытаний).

Выводы

В заключение можно сделать ряд выводов, которые подводят общие итоги проведенных экспериментальных работ. Во-первых, анализ полученных данных изменений величин контактного угла смачивания поверхности нитридных покрытий после ионной модификации показал увеличение степени гидрофобности покрытий, что, в свою очередь, снижает скорость растекания жидкости по поверхности, а также препятствует ее проникновению вглубь покрытий при длительном воздействии, что снижает риск коррозионного воздействия. Увеличение степени гидрофобности поверхности покрытий обусловлено в первую очередь деформационными искажениями поверхности, вызванными накоплением структурных искажений в приповерхностном слое покрытий, подверженных облучению. Во-вторых, результаты оценки изменений коэффициента сухого трения в зависимости от флюенса облучения показали, что для покрытий, подвергнутых облучению флюенсом выше 10^{14} ион/см², наблюдается снижение скорости деградации поверхности в результате износа, что обусловлено деформационным упрочнением приповерхностного слоя за счет увеличения дислокационной плотности. В-третьих, в ходе проведенных испытаний на устойчивость к высокотемпературной деградации было установлено, что ионная модификация путем облучения низкоэнергетическими ионами приповерхностного слоя нитридных покрытий приводит к увеличению сопротивляемости снижения прочностных характеристик покрытий и повышению коррозионной стойкости за счет наличия дислокационных дефектов в модифицированном слое.

Список источников

1. Schiffmann, K. I. Determination of fracture toughness of bulk materials and thin films by nanoindentation : comparison of different models / K. I. Schiffmann. – DOI 10.1080/14786435.2010.487984. – Direct text // Philosophical Magazine. – 2011. – Vol. 91, Issue 7–9. – P. 1163–1178.
2. Weppelmann, E. R. Observations and simple fracture mechanics analysis of indentation fracture delamination of TiN films on silicon / E. R. Weppelmann, X. Z. Hu, M. V. Swain. – Direct text // Journal of adhesion science and technology. – 1994. – Vol. 8, Issue 6. – P. 611–624.
3. Sriram, K. A numerical fracture analysis of indentation into thin hard films on soft substrates / K. Sriram, R. Narasimhan, S. K. Biswas. – Direct text // Engineering Fracture Mechanics. – 2003. – Vol. 70, Issue 10. – P. 1323–1338.
4. Rupa, P. K. P. Mechanical and deformation behaviour of titanium diboride thin films deposited by magnetron sputtering / P. K. P. Rupa, P. C. Chakraborti, S. K. Mishra. – DOI 10.1016/j.tsf.2008.12.028. – Direct text // Thin Solid Films. – 2009. – Vol. 517, Issue 9. – P. 2912–2919.
5. Small-scale fracture toughness of ceramic thin films: the effects of specimen geometry, ion beam notching and high temperature on chromium nitride toughness evaluation / J. P. Best., J. Zechner, J. M. Wheeler [et al.]. – DOI 10.1080/14786435.2016.1223891. – Direct text // Philosophical Magazine. – 2016. – Vol. 96, Issue 32–34. – P. 3552–3569.

6. Beake, B. D. Nano-impact testing of TiFeN and TiFeMoN films for dynamic toughness evaluation / B. D. Beake, V. M. Vishnyakov, J. S. Colligon. – Text : electronic // *Journal of Physics D : Applied Physics*. – 2011. – Vol. 44, Issue 8. – URL: <https://doi.org/10.1088/0022-3727/44/8/085301>
7. Fracture properties of thin film TiN at elevated temperatures / J. Buchinger L. Löfler, J. Ast [et al.]. – Text : electronic // *Materials & design*. – 2020. – Vol. 194. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.matdes.2020.108885>
8. Wang, A. N. Fracture toughness measurement on TiN hard coatings using internal energy induced cracking / A. N. Wang, G. P. Yu, J. H. Huang. – DOI 10.1016/j.surfcoat.2013.11.010. – Direct text // *Surface and Coatings Technology*. – 2014. – Vol. 239. – P. 20–27.
9. Di Maio, D. Measuring fracture toughness of coatings using focused-ion-beam-machined microbeams / D. Di Maio, S. G. Roberts. – DOI 10.1557/JMR.2005.0048. – Direct text // *Journal of materials research*. – 2005. – Vol. 20, Issue 2. – P. 299–302.
10. Mechanical behaviour of metallic thin films on polymeric substrates and the effect of ion beam assistance on crack propagation / M. George, C. Coupeau, J. Colin, J. Grilhé. – DOI 10.1016/j.actamat.2004.09.036. – Direct text // *Acta Materialia*. – 2005. – Vol. 53, Issue 2. – P. 411–417.

References

1. Schiffmann, K. I. (2011). Determination of fracture toughness of bulk materials and thin films by nanoindentation: comparison of different models. *Philosophical Magazine*, 91(7-9), pp. 1163-1178. (In English). DOI: 10.1080/14786435.2010.487984
2. Weppelmann, E. R., Hu, X. Z., & Swain, M. V. (1994). Observations and simple fracture mechanics analysis of indentation fracture delamination of TiN films on silicon. *Journal of adhesion science and technology*, 8(6), pp. 611-624. (In English).
3. Sriram, K., Narasimhan, R., & Biswas, S. K. (2003). A numerical fracture analysis of indentation into thin hard films on soft substrates. *Engineering Fracture Mechanics*, 70(10), pp. 1323-1338. (In English).
4. Rupa, P. K. P., Chakraborti, P. C., & Mishra, S. K. (2009). Mechanical and deformation behaviour of titanium diboride thin films deposited by magnetron sputtering. *Thin Solid Films*, 517(9), pp. 2912-2919. (In English). DOI: 10.1016/j.tsf.2008.12.028
5. Best, J. P., Zechner, J., Wheeler, J. M., Schoeppner, R., Morstein, M., & Michler, J. (2016). Small-scale fracture toughness of ceramic thin films: the effects of specimen geometry, ion beam notching and high temperature on chromium nitride toughness evaluation. *Philosophical Magazine*, 96(32-34), pp. 3552-3569. (In English). DOI: 10.1080/14786435.2016.1223891
6. Beake, B. D., Vishnyakov, V. M., & Colligon, J. S. (2011). Nano-impact testing of TiFeN and TiFeMoN films for dynamic toughness evaluation. *Journal of Physics D: Applied Physics*, 44(8). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1088/0022-3727/44/8/085301>
7. Buchinger, J., Löfler, L., Ast, J., Wagner, A., Chen, Z., Michler, J., & Bartosik, M. (2020). Fracture properties of thin film TiN at elevated temperatures. *Materials & design*, (194). (In English). DOI: 10.1016/j.matdes.2020.108885

8. Wang, A. N., Yu, G. P., & Huang, J. H. (2014). Fracture toughness measurement on TiN hard coatings using internal energy induced cracking. *Surface and Coatings Technology*, (239), pp. 20-27. (In English). DOI: 10.1016/j.surfcoat.2013.11.010
9. Di Maio, D., & Roberts, S. G. (2005). Measuring fracture toughness of coatings using focused-ion-beam-machined microbeams. *Journal of materials research*, 20(2), pp. 299-302. (In English). DOI: 10.1557/JMR.2005.0048
10. George, M., Coupeau, C., Colin, J., & Grilhé, J. (2005). Mechanical behaviour of metallic thin films on polymeric substrates and the effect of ion beam assistance on crack propagation. *Acta Materialia*, 53(2), pp. 411-417. (In English). DOI: 10.1016/j.actamat.2004.09.036

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, 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 Игорьевич, 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 24.01.2024; одобрена после рецензирования 02.02.2024; принята к публикации 06.02.2024.

The article was submitted 24.01.2024; approved after reviewing 02.02.2024; accepted for publication 06.02.2024.

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

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

2.8.5. Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ (технические науки)

УДК 681.5

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-2-104-115

Повышение эффективности системы управления парком топливных горизонтальных резервуаров

В. М. Спасилов*, М. А. Киреева

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**spasibovvm@tyuiu.ru*

Аннотация. Активное использование вертолетного транспорта для обеспечения строительства и эксплуатации нефтегазовых объектов Крайнего Севера привело к созданию пунктов дозаправки, включающих в себя резервуарные парки топлива. Испарение топлива при наливке и хранении в резервуарах является основной причиной потери продукта, приводящей к экономическому ущербу и загрязнению окружающей среды. Из-за отсутствия научно обоснованных технических решений для предотвращения потерь полностью исключить потери топлива не представляется возможным. Целью статьи является разработка метода создания системы управления парком горизонтальных резервуаров, минимизирующей потери топлива. В основу разработки положено исследование факторов, влияющих на объем испарений, которые подразделяются на контролируемые неуправляемые и контролируемые управляемые. Результатом является схемное решение автоматизированной системы управления, осуществляющей конденсацию паров топлива, испаряющихся в процессе эксплуатации резервуарного парка, а также определяющей приоритетность использования резервуаров в зависимости от величины давления паров в них, что позволяет пятикратно снизить потери топлива.

Ключевые слова: резервуарный парк, горизонтальный резервуар, потери топлива, система управления

Для цитирования: Спасилов, В. М. Повышение эффективности системы управления парком топливных горизонтальных резервуаров / В. М. Спасилов, М. А. Киреева. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-2-104-115 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 2. – С. 104–115.

Improving the efficiency of the fuel horizontal tank fleet management system

Victor M. Spasibov*, Maria A. Kireeva

Abstract. The active use of helicopter transportation to facilitate the construction and operation of oil and gas facilities in the Far North has resulted in the establishment of refueling points, which include fuel tank farms. The evaporation of fuel during the filling and storage of fuel in tanks is the primary cause of product loss, which results in economic damage and environmental pollution. The lack of scientifically substantiated technical solutions to prevent fuel losses means that it is not possible to completely eliminate fuel losses. The objective of this article is to develop a control system for a fleet of horizontal tanks that minimizes fuel losses. The development is based on a study of the factors affecting the volume of evaporation, which are divided into three categories: those that can be controlled, those that cannot be controlled, and those that can be controlled and influenced. The result is a schematic solution of the automated control system that performs condensation of fuel vapours evaporating in the process of tank farm operation, and also determines the priority of tank use depending on the value of vapour pressure in them. This makes it possible to reduce fuel losses by a factor of five.

Keywords: tank farm, horizontal tank, fuel losses, control system

For citation: Spasibov, V. M., & Kireeva, M. A. (2024). Improving the efficiency of the fuel horizontal tank fleet management system. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 104-115. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-2-104-115

Введение

Развитие нефтегазовой отрасли в России связано с разработкой крупнейших нефтегазоконденсатных месторождений Крайнего Севера, Западной и Восточной Сибири. В весенне-летний период использование наземного транспорта в этих регионах затруднительно, поэтому воздушный транспорт стал приоритетным способом перевозки грузов и пассажиров. Потребовалась инфраструктура, обеспечивающая обслуживание вертолетного парка, одной из важнейших структурных единиц которой является резервуарный парк топлива. Поэтому обеспечение эффективности эксплуатации парка топливных резервуаров является актуальной задачей. Эффективность эксплуатации резервуарного парка можно рассматривать с разных точек зрения. В настоящей работе эффективность исследовалась исходя из критерия минимизации эксплуатационных потерь топлива. По причинам возникновения потери делятся на аварийные и эксплуатационные. Аварийные потери возникают вследствие нарушений правил эксплуатации, техногенных повреждений оборудования и трубопроводов, износа, террористических актов. Эксплуатационные потери возникают вследствие несовершенства применяемых технологий. При эксплуатации резервуарного парка в штатном режиме возникают два источника потери топлива: испарения при наливе топлива и испарения в резервуарах в статическом режиме. Налив топлива может осуществляться двумя способами: открытой струей и под уровень. По сравнению с наливом топлива под уровень налив топлива открытой струей приводит к большим потерям топлива за счет испарения [1]. Технологии налива не являются предметом

данного исследования. Потери продукта за счет испарений, возникающих при операциях заполнения и опорожнения резервуаров, классифицируются как потери от «больших дыханий». Потери за счет испарений, зависящих от суточных колебаний температуры, физико-химических свойств продукта, конструкции резервуаров, классифицируются как потери от «малых дыханий». Исследованию проблематики потери нефтепродуктов от испарений в резервуарах посвятили работы многие специалисты: Ф. Ф. Абузова, Н. И. Белоконь, А. Р. Валеев, В. Б. Галеев, С. В. Глушков, Н. Н., Константинов, А. А. Коршак, М. Ю. Левин, Р. Е. Левитин, В. И. Черникин, В. Ф. Новоселов, С. А. Коршак, П. И. Тугунов, Дж. Р. Бекман и др. Разработано большое число методик расчетов потерь продукта, но все они используют большое количество исходных данных, требуют учета климатических особенностей региона и, как следствие, обладают большими погрешностями. Более того, предназначены для вертикальных резервуаров больших объемов, где продуктом является нефть, обладающая отличными от авиационного керосина физико-химическими характеристиками. Научно обоснованных методов и средств, обеспечивающих кардинальное снижение потерь топлива в горизонтальных резервуарах малой емкости, предложено не было, хотя потери авиационного керосина при заполнении резервуара могут достигать от 1 до 4 литров на 1 м³ подаваемого топлива, что приводит к значительному экономическому ущербу и загрязнению окружающей среды. Поэтому появилась необходимость разработки метода и средств, минимизирующих потери топлива.

Объект и методы исследования

Объектом исследования является резервуарный парк, расположенный на территории Новопортовского месторождения и являющийся пунктом дозаправки вертолетов МИ-8 (так называемым «аэродромом подскока») на пути следования Новый Уренгой — Новый Порт — Новый Уренгой. Как правило, такие резервуарные парки состоят из горизонтальных резервуаров (РГС). Предметом исследования стали источники эксплуатационных потерь топлива и способы их минимизации. Цель — разработка метода создания системы управления парком горизонтальных резервуаров, минимизирующей потери топлива. Решаемые задачи — определение и исследование источников потерь топлива; выявление факторов, влияющих на объем потерь, в том числе контролируемых и управляемых; выбор способов, схемных решений и устройств, обеспечивающих уменьшение потерь топлива. Для решения первой части задач, используя методы системного анализа, рассмотрим «универсальные» формулы для расчета потерь нефти от «больших дыханий»: формула В. И. Черникина [2], методики Ф. Ф. Абузовой [3] и А. А. Коршака [1]. Результаты расчета потерь для резервуара РВС-20000 по данным формулам и результаты, полученные посредством инструментальных измерений, приведены в таблице 1 [4].

Результаты расчетов потери нефти для резервуара РВС-20000

Номер замера	Инструментальные данные, потери, кг	Расчет потерь по методикам					
		Методика А. А. Коршака		Методика Ф. Ф. Абузовой		Методика В. И. Черникина	
		Потери, кг	Относительная погрешность, %	Потери, кг	Относительная погрешность, %	Потери, кг	Относительная погрешность, %
1–2	704,4	701,9	0,4	406,9	42,2	437,4	37,9
3–4	6 392,9	6 095,8	4,7	3 918,3	38,7	1 784	72,1
5–6	6 844,3	6 801,4	0,6	4 151,2	39,4	1 729,7	74,7

Из приведенной таблицы следует, что наибольшей точностью обладают расчеты, проведенные по методике А. А. Коршака. Однако предложенная методика А. А. Коршака предназначена только для вертикальных резервуаров, где площадь испарения продукта является постоянной, а самым продуктом является нефть, обладающая отличными от авиационного топлива физико-химическими характеристиками. Следовательно, использовать методику в полной мере для анализа потерь авиационного керосина в горизонтальных резервуарах не представляется возможным. При этом методов и средств, обеспечивающих кардинальное снижение потерь топлива, предложено не было.

Расчет испарений из горизонтальных резервуаров осложняется изменением зеркала испарения по мере наполнения или опорожнения резервуара — максимальная площадь зеркала наблюдается при заполнении резервуара наполовину. Для оценки факторов, влияющих на потери топлива из-за испарений, воспользуемся работой М. Ю. Левина, С. А. Нагорнова, Е. Ю. Левиной [4], доработавших расчетную формулу методики А. А. Коршака [1], которая для горизонтальных цилиндрических резервуаров представлена как

$$G = \frac{1}{\rho} \cdot \left[\beta \dot{F}(C_S - C) + M \cdot \left(\frac{1}{V - b} \cdot \dot{V} - \frac{2a}{P + \frac{a}{V^2}} \cdot \dot{V} - \frac{\dot{R}}{R} - \frac{\dot{T}}{T} \right) \right], \quad (1)$$

где ρ — плотность углеводородов, кг/м³; β — коэффициент массоотдачи кг·м²/с; F — площадь поверхности испарения резервуара, м²; C_s — концентрация насыщенных паров углеводородов; C — средняя концентрация паров в ГП резервуара; M — масса углеводородов, кг; a — молекулярное давление; b — собственный объем молекул; P — давление паровоздушной смеси; V — объем газового пространства; R — газовая постоянная, Па·м³/моль·К; T — температура, К.

Параметры ρ ; β ; C ; a ; b ; R являются контролируруемыми, но не управляемыми. Основным независимым, контролируемым и управляемым параметром является F — площадь зеркала — поверхности испарения жидкости, которая для горизонтальных цилиндрических сосудов определяется как

$$F = 2L \cdot \sqrt{h(D_{\text{вн}} - h)}, \quad (2)$$

где L — длина цилиндрической части сосуда, м; $D_{\text{вн}}$ — внутренний диаметр емкости, м; h — расстояние от верхнего края сосуда до уровня жидкости, м.

Из уравнения (1) видно, что с целью уменьшения потерь требуется управление режимом работы резервуара, обеспечивающим минимизацию площади испарения. Измерение величины F в режиме реального времени представляет определенную сложность. В то же время, F есть функция от h , величина которой достаточно точно измеряется существующими уровнемерами. Изменение h одного резервуара в существующем парке осуществляется только дискретно, в моменты налива топлива и заправки вертолетов. Поэтому использование классических систем регулирования h с применением П-, ПИ-, ПИД-законов регулирования не представляется возможным. Управление h с целью минимизации площади F резервуара возможно с помощью оператора, обладающего информацией об уровнях топлива в резервуарах парка и определяющего приоритетность их заполнения и заправки вертолетов.

Становится актуальной задача поиска технических решений и создания автоматизированной системы управления резервуарным парком (АСУ РП), обеспечивающих минимизацию потерь топлива.

Проанализируем факторы, влияющие на потери продукта за счет испарения по причине «малых дыханий», зависящих от суточных колебаний температуры, объема паров и др. Резервуары, как правило, оснащены воздушными клапанами. Промышленный расчет потерь топлива через «воздушку» в РГС-200 резервуарного парка в штатном режиме, хранящем авиационный керосин, осуществляется с использованием методики РМ 62-91-90 («Методика расчета вредных выбросов из нефтехимического оборудования» [6]) по формуле

$$P_i = 12,2 \cdot \frac{M_i}{(t + 273)} \cdot V_i, \quad (3)$$

где M_i — молекулярная масса i -го вещества; t — температура жидкости, °C; V_i — объем паров, образующихся в результате диффузии, м³/с.

Объем паров определяется как [6]

$$V_i = 2,3 \cdot K_6 \cdot \frac{F}{h} \cdot D_t \cdot C \cdot \lg \left[\frac{1}{(1 - k_i x_i)} \right], \quad (4)$$

где K_6 — коэффициент, учитывающий снижение выбросов ($K_6 = 0,07$); F — зеркало испарения жидкости, м²; D_t — коэффициент молекулярной диффузии; C — коэффициент, учитывающий тяжесть паров по отношению к воздуху; k_i — константа равновесия между паром и жидкостью; x_i — мольная доля вредного вещества в растворе.

Площадь зеркала испарения жидкости рассчитывается по формуле (2).

Коэффициент молекулярной диффузии находится как [6]

$$D_t = 1 \cdot 10^{-4} \cdot 0,8 / \sqrt{M_i} \cdot \left(\frac{273 + t}{273} \right)^2. \quad (5)$$

По приведенным формулам (3)–(5) произведен расчет испарения авиационного керосина из резервуара РГС-200. Резервуар принят заполненным на 90 %, диаметр РГС составляет 3,4 м, длина равна 24,4 м, температура — 20 °C. Найденный коэффициент молекулярной диффузии составляет $5,3 \cdot 10^{-6}$, площадь зеркала испарения равна 58,42 м². Количество испарений топлива составляет 1,5 м³/год, при парке из двух резервуаров РГС-200 — 3,0 м³/год, что соответствует трем заправкам вертолета.

Оценка потери продукта от «больших дыханий» (выбросов из резервуаров хранения при сливе–наливе жидкостей, кг/год), осуществляется по методике РМ 62-91-90 [6]

$$П_i = 13,4 \cdot Q_p \cdot K_i X_i \frac{M_i}{(273 + t_{zn})} K_2 K_3, \quad (6)$$

где Q_p — объемный расход жидкости, наливаемой в резервуар или группу резервуаров в течение года, м³/год; X_i — мольная доля i -го вещества в жидкости, для однокомпонентной жидкости $X_i = 1$; t_{zn} — температура газового пространства резервуара, °C; K_i — константа равновесия между паром и жидкостью i -го вещества при температуре газового пространства t_{zn} и атмосферном давлении P_a ; K_2 — коэффициент, учитывающий выбросы в атмосферу от «малых дыханий» (для северной климатической зоны $K_2 = 1,07$); K_3 — коэффициент, учитывающий технические средства сокращения потерь.

Температура газового пространства резервуара [6]

$$t_{zn} = 0,5(t_{жс} + t_{ов}), \quad (7),$$

где $t_{жс}$ — температура жидкости в резервуаре, °C; $t_{ов}$ — среднегодовая температура окружающего воздуха в данном географическом пункте.

В ходе каждой операции перекачки топлива из передвижных средств в резервуар на каждый кубический метр подаваемого объема топлив, в атмосферу вытесняется 1,1–1,4 м³ паровоздушной смеси (ПВС), в зависимости от климатических условий, содержащей от 1 до 3,6 литров топлива [8].

Из уравнения (6) видно, что все параметры не являются управляемыми, за исключением Q_p — объемного расхода топлива, который определяется потребностью парка. Однако важное значение имеет K_3 — коэффициент, учитывающий технические средства сокращения потерь. Для резервуаров, оборудованных дыхательными клапанами, K_3 принят равным 1,0, в то время как для резервуаров, включенных в газоуравнительную систему группы резервуаров, K_3 равняется 0,2. Следовательно, создание газоуравнительной системы всех резервуаров парка приведет к пятикратному снижению потерь топлива. Отсюда актуальной становится задача поиска технических решений создания АСУ РП, обладающей функциями газоуравнительной системы.

При создании новых или модернизации существующих резервуарных парков важно выбрать при заданной производительности правильное соотношение между количеством резервуаров и их объемом. Результаты расчета, полученные при моделировании заполнения бензином АИ-92 горизонтальных резервуаров различного объема, представлены в таблице 2 [5].

Таблица 2

Удельные потери бензина для резервуаров

Объем резервуара, м ³	Удельные потери, г/с·м ³
3	0,125622
5	0,0941578
10	0,0775408
25	0,0582368
50	0,0489456
75	0,0427144
100	0,0320358

Из таблицы 2 видно, что при увеличении объема горизонтального резервуара удельные потери топлива снижаются.

Результаты

Анализ технических решений АСУ РП с изложенными выше функциями показал, что перспективным направлением создания является система, реализующая три режима работы резервуарного парка топлива: заполнение резервуаров, заправка вертолетов, внутрипарковая перекачка топлива. Система управления автоматизированная. Автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора получает информацию об уровнях топлива в резервуарах парка и определяет приоритетность их заполнения и заправки вертолетов. Внутрипарковая перекачка топлива осуществляется автоматически, в промежутке времени между заправкой вертолета и заполнением резервуаров топливом, решая задачу газоуравнивания всех резервуаров. В качестве основы технического решения заложен принцип эжектора, работающего по закону Бернулли. Эжектор служит для передачи кинетической энергии от одной среды, движущейся с большой скоростью, к другой. Принцип работы эжектора показан на рисунке 1. Для трубопроводов с изменяющимися диаметрами в сужающемся сечении создается пониженное давление одной среды (активного потока), что вызывает подсос в поток второй среды (пассивного потока) [6].

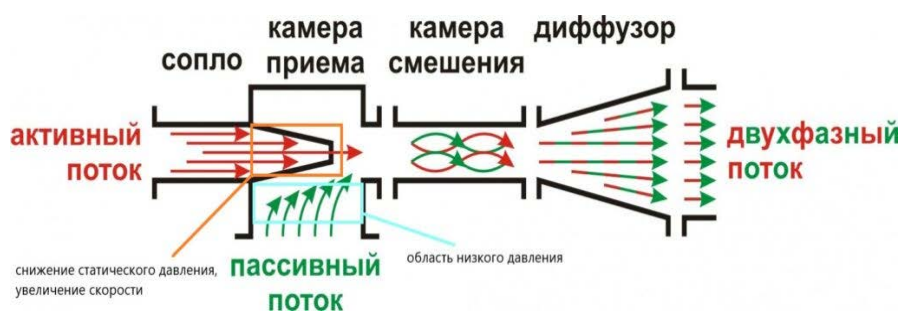


Рис. 1. Схема движения газожидкостной смеси в эжекторе

Техническое решение для снижения потерь керосина от «больших дыханий» — использование эжектора при закачке топлива из бензовоза в резервуар. Схема перекачки топлива посредством эжекторного модуля представлена на рисунке 2 [8]. Керосин перекачивается из бензовоза насосом в резервуар под высоким давлением. При этом в сужающем устройстве создается зона пониженного давления, в которую происходит засасывание через обратный клапан паров из резервуара, и понижение температуры смешенного потока, что приводит к конденсации из паровоздушной смеси (ПВС) части паров керосина. Полученный конденсат возвращается в резервуар и смешивается с топливом. Оставшиеся пары ПВС под высоким давлением перемещаются через слой жидкости в верх резервуара, при этом часть углеводородов растворяется в топливе, оставшаяся доля ПВС вновь затягивается в эжектор. Обратный клапан не пропускает топливо через присоединительный патрубок в резервуар.

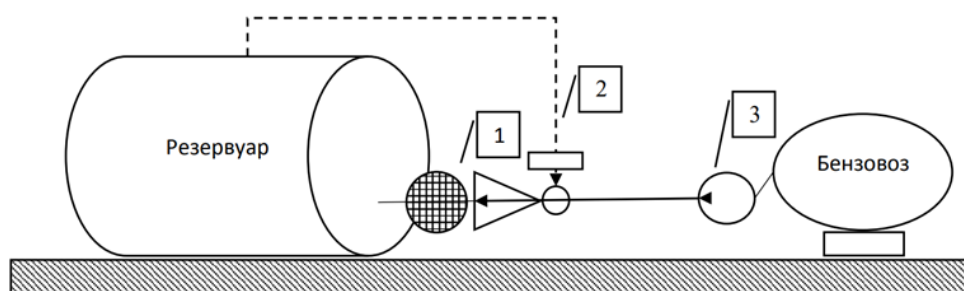


Рис. 2. Схема перекачки топлива посредством эжекторного модуля:
 1 — эжекторный модуль; 2 — подача паров углеводородов из резервуара;
 3 — насос

Об эффективности использования эжекторного модуля можно судить по результатам испытаний на РГС объемом 200 литров, наполняемого керосином с 10 до 90 %, приведенным в таблице 3 [8].

Таблица 3

Результаты испытаний работы эжекторного модуля на РГС 200

Номер эксперимента	Температура среды, °С	Температура бензина, °С	Атмосферное давление, атм	Масса конденсата ПВС без эжектора, г	Масса конденсата ПВС с эжектором, г	Снижение потерь, %
1	25	24	1	21	4	80
2	25	24	1	23	6	75
3	24	24	1	22	5	77
4	25	25	1	22	5	77
5	26	25	1	21	4	80

Из таблицы видно, что масса конденсата в ПВС существенно снижается при использовании эжектора, применение которого уменьшает потери углеводородов от «большого дыхания» до 80 %.

Обсуждение

В основу технической реализации газоуравнительной функции системы управления, как и при наливке резервуара, положен принцип эжектора. Поскольку резервуарный парк предполагает наличие двух и более резервуаров, наполняемых и опустошаемых последовательно, допустима установка как одного общего эжектора, так и монтаж эжекторов непосредственно перед каждым резервуаром. Учитывая большую протяженность

труб в случае установки одного эжектора и его невысокую стоимость, целесообразней оснастить каждый резервуар индивидуальным эжекторным модулем. На рисунке 3 представлена схема резервуарного парка с эжекторным модулем. Отслеживание давления паровоздушной смеси в РГС осуществляется датчиками давления. На схеме показано состояние задвижек при приеме топлива на хранение. Насос Н1/1 наполняет резервуар РГС1/1, при этом топливо проходит через эжектор, и происходит компрессия выделяющихся в емкости паров от «больших дыханий». Также посредством открытия и закрытия задвижек происходит наполнение РГС1/2 и выдача топлива потребителю. Оборудование для выдачи топлива не указано на схеме.

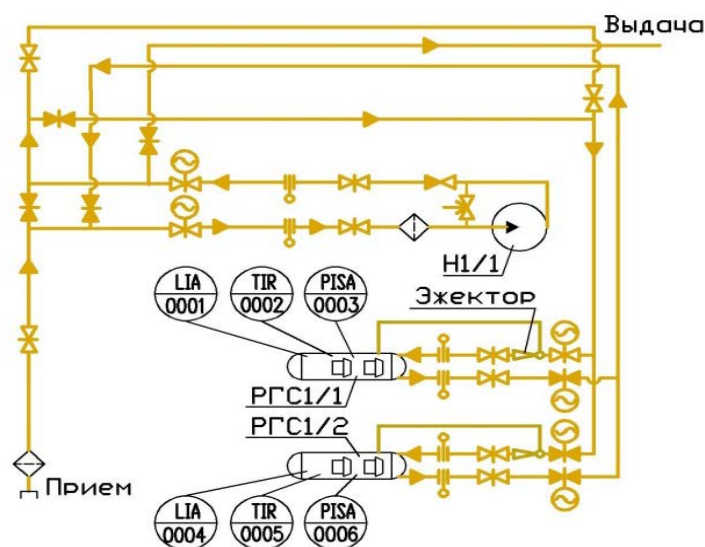


Рис. 3. Структурная схема резервуарного парка с эжекторами

Предлагаемая система управления включает следующие датчики:

- ультразвуковой уровнемер;
- измерительные преобразователи температуры;
- датчик давления ПВС.

Параметром для реализации функции газоуравнивания выбрано давление паровоздушной смеси. Для установления приоритетности выбора резервуаров для проведения операций внутрипарковой перекачки сигналы с выходов датчиков давления поступают на контроллер и на АРМ оператора. Контроллер выполняет функцию селектирования сигналов: выбирает максимальный и минимальный сигналы. Наибольшее удельное испарение наблюдается при низком уровне жидкости в резервуаре. У резервуара с наименьшим давлением (наиболее заполненного) по команде с контроллера (посредством пускателя — усилителя мощности и исполнительного механизма) включается насос, который подает топливо в жидкостно-газовый эжектор (ЖГЭ) и с помощью переключающей арматуры по трубопроводу в

резервуар с наибольшим давлением ПВС (наименее заполненный). ЖГЭ при этом отсасывает избыток ПВС из наполняемого резервуара, компримирует, конденсирует и смешивает его с рабочей жидкостью резервуара. Насос отключается по команде с контроллера при достижении разницы давлений в пределах 1 кПа. При другом числе резервуаров контроллер выбирает, аналогично предыдущему, другую пару резервуаров, и процесс происходит по прежнему алгоритму. Внутрипарковая перекачка завершается при достижении рассогласования давлений в резервуарах парка в пределах 1 кПа.

Выводы

В статье рассмотрены причины потери топлива от испарения в горизонтальных резервуарах, определены факторы, влияющие на величину потерь, в том числе контролируемые и управляемые. Произведен расчет потерь для горизонтальных резервуаров от «малых и больших дыханий». Для повышения эффективности системы управления парком топливных горизонтальных резервуаров предложена автоматизированная газоуравнительная схема с использованием эжекторного устройства.

Список источников

1. Коршак, А. А. Нефтебазы и АЗС : учебное пособие / А. А. Коршак, Г. Е. Коробков, Е. М. Муфтахов. – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2006. – 416 с. – Текст : непосредственный.
2. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов : учебное пособие / П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов, А. А. Коршак А. М. Шаммазов. – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2002. – 658 с. – Текст : непосредственный.
3. Абузова, Ф. Ф. Исследование потерь нефти и нефтепродуктов и эффективности средств сокращения их в резервуарах : специальность 05.15.06 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Абузова Фатиха Фиттяховна ; Уфимский нефтяной институт – Уфа, 1975. – 334 с. – Текст : непосредственный.
4. Медникова, М. И. Сравнительный анализ методик расчета потерь нефти от испарений / М. И. Медникова, Н. В. Чухарева. – Текст : электронный // Научное сообщество студентов XXI столетия. Технические науки : сборник статей ЛП международной студенческой научно-практической конференции. – 2017. – № 4 (51). – С. 229–233. – URL: [https://sibac.info/archive/technic/4\(51\).pdf](https://sibac.info/archive/technic/4(51).pdf) (дата обращения: 08.12.2023).
5. Левин, М. Ю. Метод расчета потерь топлива при заполнении наземных горизонтальных цилиндрических резервуаров / М. Ю. Левин, С. А. Нагорнов, Е. Ю. Левина. – DOI 10.35887/2305-2538-2019-5-119-124. – Текст: непосредственный // Наука в центральной России. – 2019. – № 5 (41). – С. 119–124.
6. Методика расчета вредных выбросов в атмосферу из нефтехимического оборудования РМ 62-91-90 // Библиотека нормативной документации : [сайт]. – URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294846/4294846260.htm> (дата обращения: 17.12.2023). – Текст : электронный.

7. Эжектор и инжектор: устройство и принцип работы. – Текст : электронный // Altenergetika : сайт. – URL: <https://altenergetika.ru/ezhektor-i-inzhektor-ustroystvo-i-printsip-raboty> (дата обращения: 17.12.2023).

8. Левин, М. Ю. Сокращение потерь топлива при заполнении наземных горизонтальных цилиндрических резервуаров / М. Ю. Левин, С. А. Нагорнов. – Текст : непосредственный // Наука в центральной России. – 2019. – № 1 (37). – С. 99–103.

References

1. Korshak, A. A., Korobkov, G. E., & Muftakhov, E. M. (2006). Neftebazy i AZS. Ufa, DizaynPoligrafServis Publ., 416 p. (In Russian).
2. Tugunov, P. I., Novoselov, V. F., Korshak A. A., & Shammazov A. M. (2002). Tipovye raschety pri proektirovanii i ekspluatatsii neftebaz i nefteprovodov. Ufa, DizaynPoligrafServis Publ., 658 p. (In Russian).
3. Abuzova, F. F. (1975). Issledovanie poter' nefti i nefteproduktov i effektivnosti sredstv sokrashcheniya ikh v rezervuarakh. Diss. ... dokt. tekhn. nauk. Ufa, 334 p. (In Russian).
4. Mednikova, M. I. (2017). Sravnitel'nyy analiz metodik rascheta poter' nefti ot ispareniiy. Nauchnoe soobshchestvo studentov XXI stoletiya. Tekhnicheskie nauki: sbornik statey LII mezhdunarodnoy studencheskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. (In Russian). Available at: [https://sibac.info/archive/technic/4\(51\).pdf](https://sibac.info/archive/technic/4(51).pdf)
5. Levin, M. Yu, Nagornov, S. A., & Levina, E. Yu. (2019). The method for calculating loss of fuel from horizontal cylinder reservoirs in the ground. Science in the central Russia, 5(41), pp.119-124. (In Russian). – DOI 10.35887/2305-2538-2019-5-119-124.
6. Metodika rascheta vrednykh vybrosov v atmosferu iz neftekhimicheskogo oborudovaniya RM 62-91-90. (2023). (In Russian). Available at: <https://files.stroy-inf.ru/Data2/1/4294846/4294846260.htm>
7. Ezhektor i inzhektor: ustroystvo i printsip raboty.(2023). (In Russian). Availabl at: <https://altenergetika.ru/ezhektor-i-inzhektor-ustroystvo-i-printsip-raboty>
8. Levin, M. Yu., & Nagornov, S. A. (2019). Reduction of losses of fuel in filling ground-horizontal cylindrical tanks. Science in the central Russia, 1(37), pp. 99-103. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Спасибов Виктор Максимович, доктор технических наук, профессор кафедры кибернетических систем, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень spasibovvm@tyuiu.ru

Киреева Мария Александровна, магистрант кафедры кибернетических систем, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Victor M. Spasibov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Cybernetic Systems, Industrial University of Tyumen, spasibovvm@tyuiu.ru

Maria A. Kireeva, Master's Student at the Department of Cybernetic Systems, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 30.01.2024; одобрена после рецензирования 11.02.2024; принята к публикации 15.02.2024.

The article was submitted 30.01.2024; approved after reviewing 11.02.2024; accepted for publication 15.02.2024.

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. 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 (tumng.tyuiu.ru); they can also duplicate documents, which are submitted for publication, through e-mail (shuvaevanv@tyuiu.ru).
 - Margins: top — 2.8 cm; bottom — 5.07 cm; left — 4.2 cm; right — 4.2 cm; cover — 0. From the edge to the headline: top — 1.25 cm; bottom — 4.1 cm. Font size — 11 pt (Times New Roman), interline interval — 1. Paragraph indentation — 0.5 cm.
 - The input of formulas and symbols used in the text is to be made only in Math Type or Microsoft Equation formulas editor. Type style of the formulas has to be close to Times New Roman. Symbols in the article's formulas are typed: large symbol — 12 pt; small symbol — 8 pt; large index — 8 pt; small index — 7 pt.
 - Figures are carried out on computer and are inserted into article file after the reference in the text. They must be clean, clear and accurate. Captions are necessary. It is advisable to send figures in a separate file. In tables all names are put down in full, without abbreviation of words. The illustrative materials (tables and figures) should not exceed $\frac{1}{3}$ of the total volume of the manuscript.
5. To apply the physical quantities in accordance with the International System of Units. Usage of abbreviations in the article is not allowed without deciphering. Narrow special scientific terms should also be deciphered. The information given in the article must contain the necessary minimum of formulas.
6. If the author directs more than one article for publication, each article and information to it should be presented separately.
7. The presented manuscript contains:
 - The UDC code, the title of the article (10-12 words), author's name and surname, the name of organization, from where the manuscript comes.
 - Keywords (no more than 10 words or 3-4 sentences on the topic of the article; they reflect the specifics of the topic, the object and the results of the research) — in Russian and English.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- **References.** The authors are responsible for the accuracy of each link. All references must be numbered consecutively. References should be enclosed in square brackets (e.g. "as mentioned in [9, 10]"). References should be submitted in Russian (they must be arranged in accordance with GOST R 7.0.100-2018) and English (they must be arranged in accordance with ARA 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 № 2841.

Дата выхода в свет 13.05.24. Формат 70x108/16.

Уч.-изд. л. 6,54. Усл. печ. л. 10,7.

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 2841.

Date of publishing 13.05.24. Sheet size 70x108/16.

Published sheets 6,54. Conventional printed sheets 10,7.

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.