

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

4 (166)
Июль — август 2024

4 (166)
July — August 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 «Түрон», иностранный член Российской академии естественных наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Ташкентский государственный технический университет имени 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 Ерсан 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 Гүльназ 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 «ЗапСибНИИГГ», г. Тюмень

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Шакуликова Гүльзада 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, Almet'yevsk state technological university «Petroleum high school», Almet'yevsk

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

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

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

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

Ilya M. Kovenskiy, Doctor of Engineering, Professor 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

Вакилова А. З., Скопинова Л. В., Алексеева Т. А., Монахова В. О.,
Чикина М. И., Гречнева О. М.

**Березовская свита: определение нефтегазоносного потенциала
в пределах лицензионного участка** 11

Горбачева О. А., Аксарин В. А., Сухорокова А. А.

**Различные способы экранирования залежей углеводородов
туронских отложений при уточнении положения
межфлюидных контактов** 25

Елишева О. В., Шахов А. В.

**Опыт прогноза коллекторов пласта Ю₂ тюменской свиты
полифациального генезиса на территории Уватского проекта** 36

Истишева В. Ф., Забелин В. И., Иванов Е. Н., Черкасов Н. А.,
Священко А. В.

**Ограничение добычи газа в условиях
массивной газовой шапки** 50

Кудаманов А. И., Карих Т. М., Агалаков С. Е., Павлуткин И. Г.

**Неравномерная трансформация
осадочного кремнезема Западной Сибири
(на примере сантонских опок хэяхинской пачки)** 64

Лялин А. А., Васильев В. В.

**Гидрогеологические исследования — инструмент познания
нефтяной залежи** 84

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Шапошников Н. О., Ялыгин С. А., Ермаков Б. С., Швецов О. В.,
Ермаков С. Б., Голиков Н. И., Слепцов О. И., Клочков Ю. С.

**Анализ надежности и работоспособности буропусковых свай
при обустройстве месторождений нефти
в зоне многолетнемерзлых грунтов** 96

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Афонин Д. Г., Грачева С. К., Ручкин А. А. Максимов А. А.,
Щутский Г. А.

**Ключевые этапы организации процесса закачки углекислого
газа в нефтяные пласты с целью увеличения нефтеотдачи
и интенсификации добычи нефти** 119

Мерега О. С., Еремин Н. А.

**Создание прокси-модели для подбора оптимальных параметров
системы разработки с применением горизонтальных скважин
с многостадийным гидроразрывом** 136

Шуткова С. А., Доломатов М. Ю., Телин А. Г.

**Необычные закономерности взаимодействия асфальтенов
с апротонными растворителями** 147

МАТЕРИАЛЫ И КОНСТРУКЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Кадыржанов К. К., Козловский А. Л., Шлимас Д. И., Молдабаева Г. Ж.

**Изучение механизмов радиационно-индуцированного
охрупчивания и деформационного распухания
приповерхностных слоев NbTi, NbTiV, NbTiVZr сплавов,
применимых в качестве конструкционных материалов
для нефтегазовой и ядерной отраслей** 159

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке) 173

Правила подготовки рукописи (на английском языке) 176

CONTENTS

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Vakilova A. Z., Skopinova L. V., Alekseeva T. A., Monakhova V. O., Chikina M. I., Grechneva O. M. Berezovskaya formation: defining the hydrocarbon potential within the license area	11
Gorbacheva O. A., Aksarin V. A., Sukhorokova A. A. Different methods of Turonian hydrocarbon deposits shielding in case of fluid contacts clarification	25
Elisheva O. V., Shakhov A. V. A case study of predicting net reservoirs within J₂ unit of the Tyumen formation of polyfacial genesis in the territory of the Uvat project	36
Istisheva V. F., Zabelin V. I., Ivanov E. N., Cherkasov N. A., Svyaschenko A. V. Limiting gas production from massive gas caps	50
Kudamanov A. I., Karikh T. M., Agalakov S. E., Pavlutkin I. G. Uneven transformation of sedimentary silica in Western Siberia (a case study of the Santonian gaizes of the Hayakha formation)	64
Lyalin A. A., Vasiliev V. V. Hydrogeological research is a tool for understanding oil deposits	84

DESIGNING, CONSTRUCTION AND OPERATION OF PIPELINE TRANSPORT SYSTEM

Shaposhnikov N. O., Yalygin S. A., Ermakov B. S., Shvetsov O. V., Ermakov S. B., Golikov N. I., Sleptsov G. N., Klochkov Yu. S. Analysis of reliability and efficiency of drill dipping piles for oil field construction in permafrost zone	96
--	----

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

Afonin D. G., Gracheva S. K., Ruchkin A. A., Maximov A. A., Shutskiy G. A. The key stages of injecting carbon dioxide into oil reservoirs in order to enhance oil recovery and stimulate oil production	119
Merega O. S., Eremin N. A. Creation of a proxy model for the selection of optimal parameters of the development system using horizontal wells with multistage hydraulic fracturing	136
Shutkova S. A., Dolomatov M. Yu., Telin A. G. Unusual patterns of interaction of asphaltenes with aprotic solvents	147

MATERIALS AND STRUCTURES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

Kadyrzhanov K. K., Kozlovskiy A. L., Shlimas D. I., Moldabayeva G. Zh. Studying the mechanisms of radiation-induced embrittlement and deformation swelling of surface layers of NbTi, NbTiV, NbTiVZr alloys used as structural materials for the oil and gas and nuclear industries	159
---	------------

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian)	173
Manuscripts presentation requirements (In English)	176

УДК 550.8

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-4-11-24

**Березовская свита: определение нефтегазоносного потенциала
в пределах лицензионного участка**

**А. З. Вакилова*, Л. В. Скопинова, Т. А. Алексеева, В. О. Монахова,
М. И. Чикина, О. М. Гречнева**

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

**az_vakilova@tnnc.rosneft.ru*

Аннотация. Изучение березовской свиты является актуальной задачей в настоящее время, так как поиск и подтверждение новых источников газа позволит восполнить ресурсную базу и поддержать проектные мощности. В приведенной работе выполнен комплексный анализ потенциала углеводородных ресурсов верхнемеловых отложений березовской свиты. Была проанализирована площадь с точки зрения регионального строения (палеогеографических условий формирования верхнемеловых отложений березовской свиты, распространения структурных ловушек в данном интервале), рассмотрены карты толщин и палеорельефа нижнеберезовской подсвиты. Выявлены основные особенности изучаемой территории, а также сложности, идентифицируемые в интересующем интервале и требующие внимания (высокое содержание глинистых минералов, разбухающих при контакте с водой, низкая проницаемость и литолого-минералогическая неоднородность). По данным комплекса геофизических исследований скважин, интервал пласта НБ1 нижнеберезовской подсвиты представлен как продуктивный на изучаемой площади. Что, в свою очередь, сподвигло к детальной оценке объема ресурсов и потенциала добычи. По результатам проведенной работы выполнен прогноз перспектив по изучаемому интервалу отложений, оценен потенциал перспективных объектов пласта НБ1.

Ключевые слова: березовская свита, зональная неоднородность, низкая проницаемость, глинисто-кремниевые отложения, пористость

Для цитирования: Березовская свита: определение нефтегазоносного потенциала в пределах лицензионного участка / А. З. Вакилова, Л. В. Скопинова, Т. А. Алексеева [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-4-11-24 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 4. – С. 11–24.

**Berezovskaya formation: defining the hydrocarbon potential
within the license area**

**Azaliia Z. Vakilova*, Lyubov V. Skopinova, Tamara A. Alekseeva,
Valeria O. Monakhova, Maria I. Chikina, Olesya M. Grechneva**

Abstract. Today, the study of the Berezovskaya formation is a relevant task, since the search and confirmation of new gas sources will replenish the resource base and maintain the planned production capacity. The article provides a comprehensive analysis of the hydrocarbon resource potential of the Upper Cretaceous deposits of the Berezovskaya formation. The analysis was focused on the regional structure of the area, i.e. paleogeographic environments of the Upper Cretaceous interval formation, structural traps distribution within the interval. In addition, the thickness and paleorelief maps of the Lower Berezovskaya subformation were examined. The main features of the studied area, as well as the challenges faced within the interval, such as the high content of clay minerals swelling when in contact with water, low permeability, and lithological and mineralogical heterogeneity, were identified. The data obtained from well logging indicate that the NB1 reservoir interval of the Lower Berezovskaya subformation is characterized by high productivity within the studied area. Therefore, a detailed assessment of the resources and production potential has been initiated. Based on the results of the study, the prospects of the studied interval have been evaluated, and the potential of promising targets within NB1 reservoir has been assessed.

Keywords: Berezovskaya formation, zonal heterogeneity, low permeability, clay-silicious deposits, porosity

For citation: Vakilova, A. Z., Skopinova, L. V., Alekseeva, T. A., Monakhova, V. O., Chikina, M. I., & Grechneva, O. M. (2024). Berezovskaya formation: defining the hydrocarbon potential within the license area. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 11-24. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-4-11-24

Введение

В верхнемеловых надсеноманских отложениях обособляются четыре стратиграфических комплекса, соотносящиеся с четырьмя сейско-комплексами: кузнецовским, нижнеберезовским, верхнеберезовским и ганькинским [1]. Внутри сейсмостратиграфических комплексов можно выделить менее крупные стратиграфические подразделения — пачки. Больше внимание в данной работе будет уделено пачкам березовской свиты.

Перспективность отложений березовской свиты все больше представляет интерес среди нетрадиционных источников сырья. Развитие технологий разработки трудноизвлекаемых запасов способствует дальнейшим исследованиям особенностей березовских отложений.

Исходя из опыта исследователей березовской свиты, специалисты предполагают, что заполнение газом березовских ловушек произошло в результате его миграции вверх по разрезу по разрывным дислокациям в кровле сеноманских отложений. Такая связь может быть обусловлена в ряде случаев наличием разрывных дислокаций, в других — трещиноватостью или литологической неоднородностью глин, выступающих в качестве покрышки [2, 3].

Предпосылки к наличию залежей кузнецовской и березовской свит на месторождениях-аналогах следующие: у месторождений-аналогов залежи пластов Т и НБ, ВБ расположены выше открытых сеноманских залежей, залежи месторождений-аналогов расположены в купольной части структуры.

Несмотря на то что залежи сеномана располагаются несколько западнее исследуемой территории, нужно учитывать тот факт, что на месторождениях-аналогах залежи, расположенные выше сеномана, по площади превосходят сеноманские. Это означает, что основные перспективы, возможно, сосредоточены на западе изучаемого участка.

Пласты березовской свиты на рассматриваемом участке характеризуются низкой изученностью (отсутствуют отборы керна, испытания, промыслово-геофизические исследования, пробы пластовых флюидов).

Объект и методы исследования

На изучаемой территории на момент формирования пластов березовской свиты существовали преимущественно мелководно-морские обстановки с нормальной соленостью вод (рис. 1). В центральных областях бассейна накапливались серые и зеленовато-серые слабоалевритистые глинистые илы (верхнеберезовская подсвита). Образовывались отложения площадного распространения.

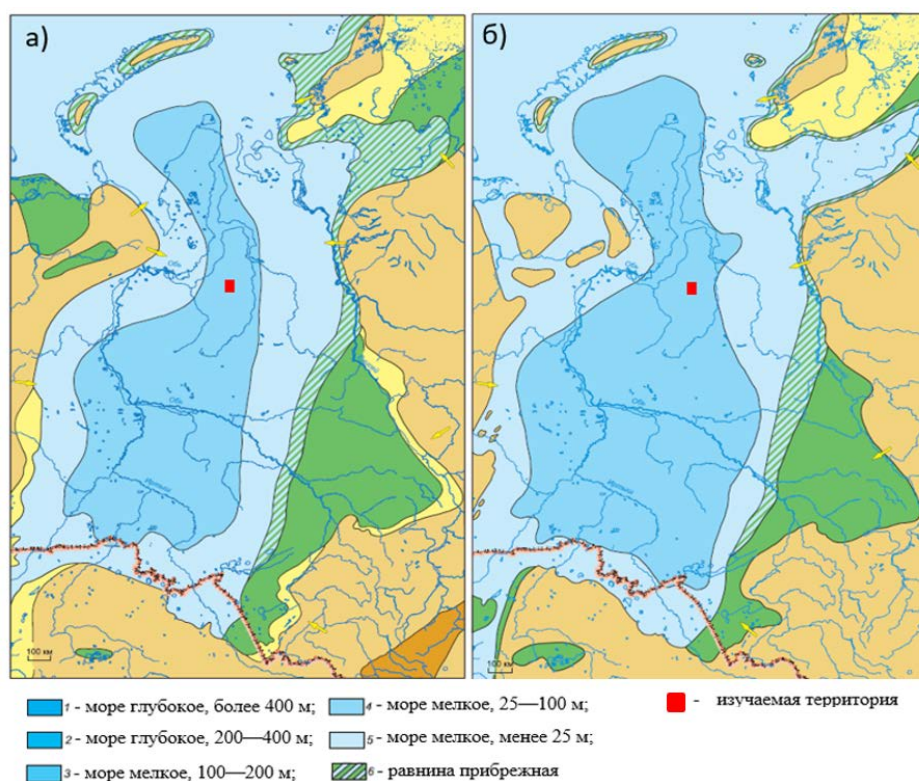


Рис. 1. Палеогеографическая схема Западной Сибири:
а) средний-поздний турон и б) кампан [4]

Анализируя карту структур в отложениях верхнеберезовского и нижнеберезовского сейсмостратиграфических комплексов (рис. 2, 3), можно сделать вывод, что изучаемый участок (отмечен красным квадратом)

находится рядом со структурой в зоне высоких перспектив (зеленый контур), следовательно, краевую западную часть исследуемого участка можно рассматривать как наиболее перспективную.

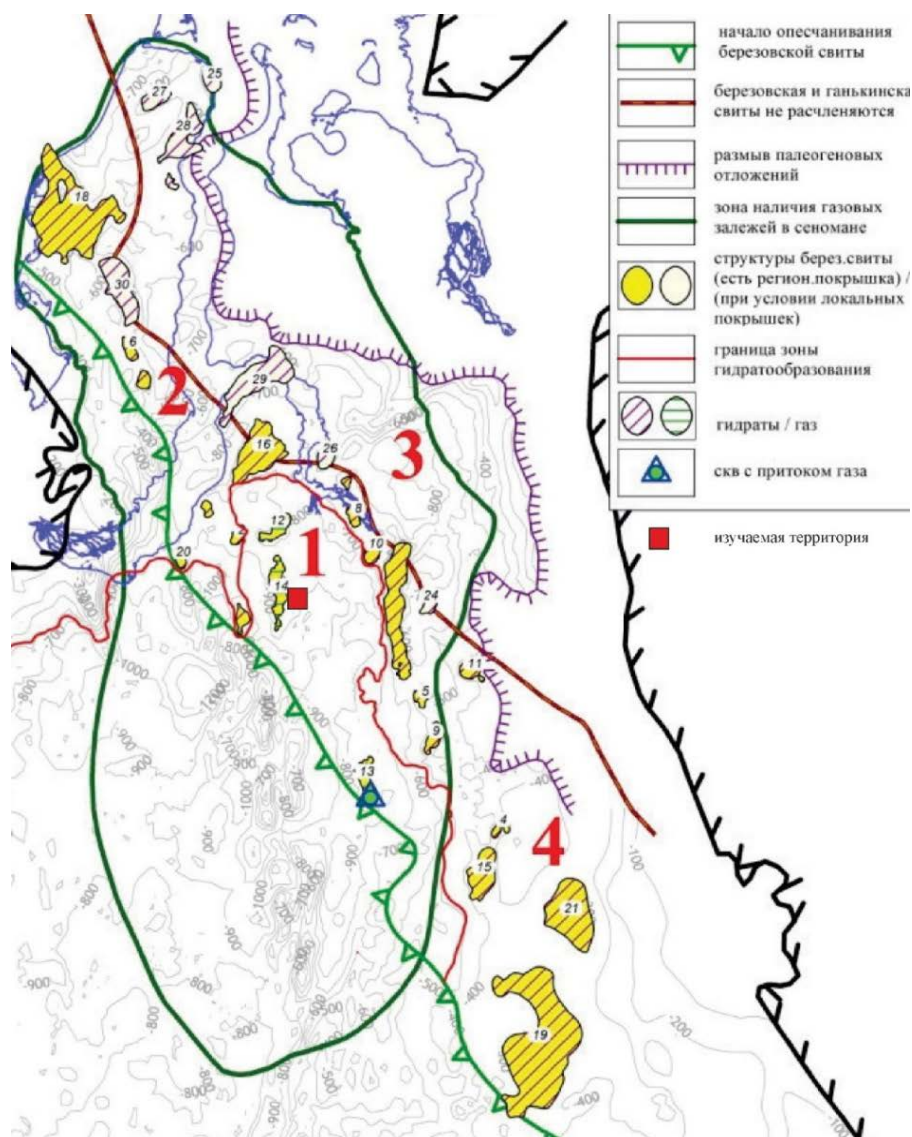


Рис. 2. Выделение структурных ловушек по кровле верхнеберезовского горизонта (отражающий горизонт С) [5]

При корреляции отложений березовской свиты на изучаемом участке основывались на наработке предыдущих исследователей. Исходя из карты (рис. 2), на изучаемом участке в интервале нижнеберезовской свиты могут быть прослежены основные перспективные пласты НБ1 и НБ3. После кор-

реляции пластов кузнецовской и березовской свит на изучаемой площади наблюдается падение структуры с запада на восток.

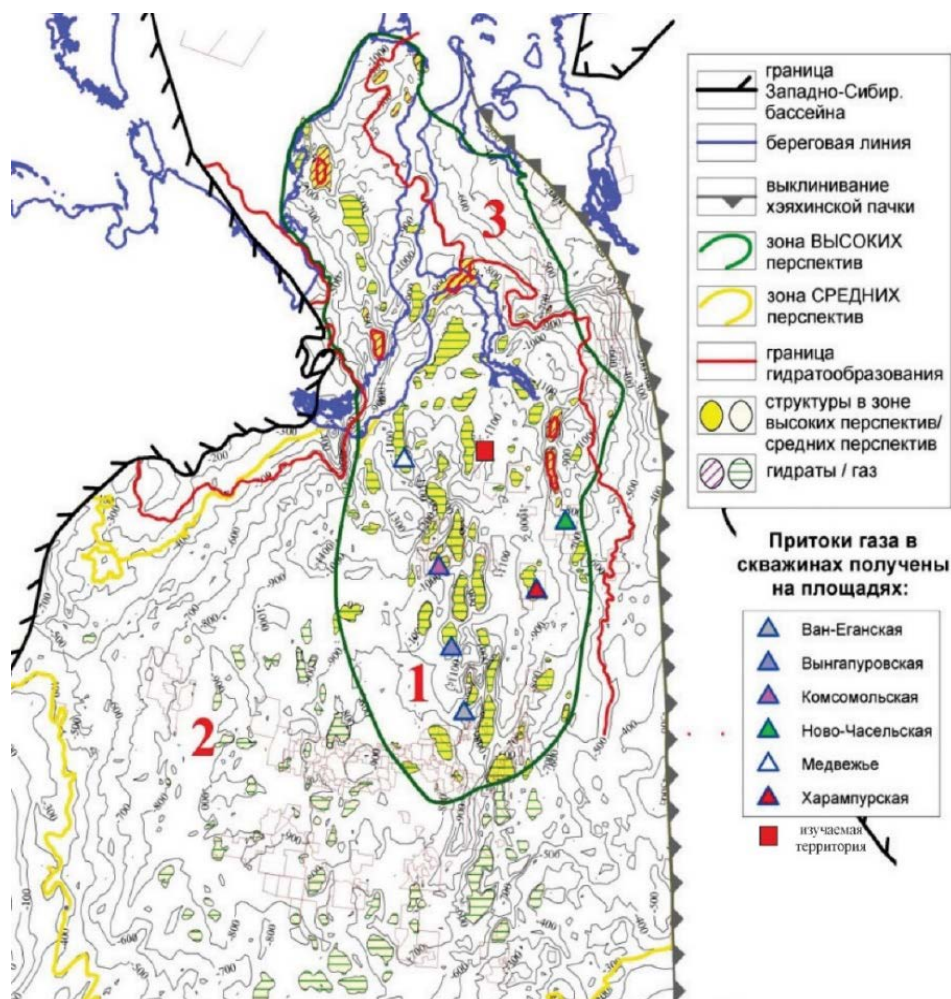


Рис. 3. Структуры в отложениях нижнеберезовского сейсмостратиграфического комплекса (коньяк-сантон) [5]

Пласты кузнецовской и березовской свит хорошо коррелируются по кривым гамма-каротажа и сопротивления. Для оценки неоднозначного насыщения березовской свиты были построены карты сопротивлений по пластам березовской свиты (рис. 4, 5). По всем пластам наблюдается увеличение удельных электрических сопротивлений к куполу структуры и в центральной части лицензионного участка (ЛУ). Максимальное среднее значение по скважинам пластов ВБ1, НБ1, НБ3, Т составляет около 5 Ом. Наибольшие значения удельных электрических сопротивлений отмечаются по пласту НБ1. Этот пласт рассматривается как наиболее перспективный.

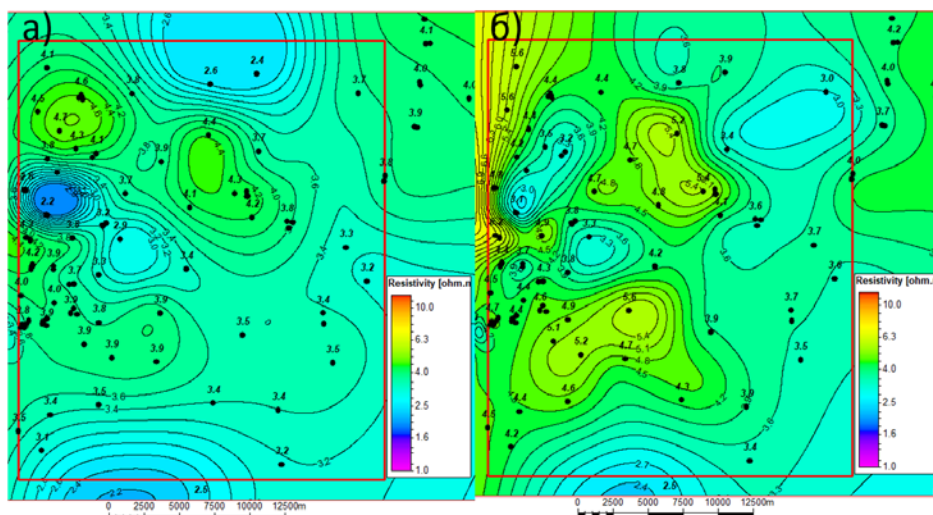


Рис. 4. Карта удельных электрических сопротивлений по пластам а) ВБ1 и б) НБ1

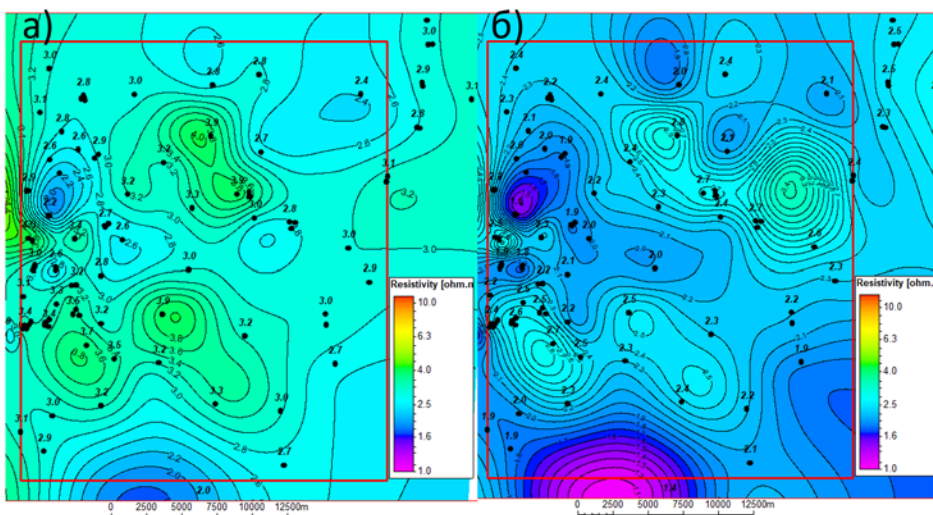


Рис. 5. Карта удельных электрических сопротивлений по пластам а) НБ3 и б) Т

Результаты и обсуждение

Ранее исследователями были построены карты толщин пласта НБ1 (рис. 6). В зоне исследования ожидаются толщины от 20 до 30 м (изучаемая территория отмечена розовым квадратом). Эти отложения характеризуют как нетрадиционные кремнистые коллекторы — опоки и глины опокovidные [6]. Покрышкой для пласта НБ1 служат глины верхнеберезовской подсвиты.

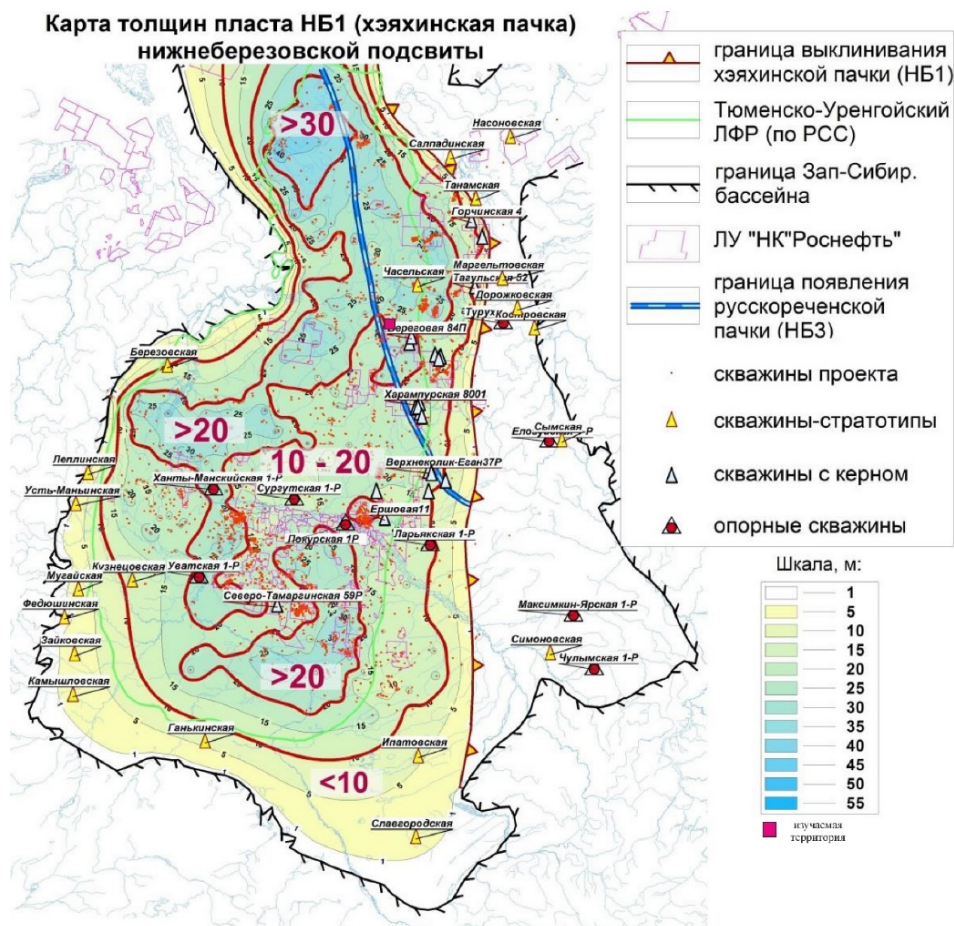


Рис. 6. Схематическая карта толщин пласта НБ1 (хэяхинская пачка опок) нижеберезовской подсвиты (сантон) в пределах Западно-Сибирской провинции [7]

Литолого-минералогическая неоднородность разреза нижеберезовской подсвиты напрямую влияет и определяет изменчивость петрофизических свойств кремнисто-глинистых пород. В свою очередь, неоднородность минералогического состава изучаемых отложений зависит от степени преобразованности силицитов. Ранее исследователями было выявлено, что по мере погружения кремнисто-глинистых отложений под влиянием смены термобарических условий опал преобразуется в тридимит-кристобалитовый опал, затем в кристобалит и далее в халцедон и кварц [8].

Повышение температуры и давления по-разному влияет на пористость резервуара в зависимости от степени глинистости кремнисто-глинистых отложений. Низкая глинистость рыхлых силицитов при трансформации ведет к образованию кристаллических непроницаемых пород. Высокое содержание (более 30 %) глинистого вещества первоначально снижает пористость в кремнисто-глинистых отложениях. Но по мере преобразования более глинистых разностей силицитов происходит изменение

структуры пор. Увеличивается размер и связанность порового пространства за счет перегруппировки частиц скелета в кристаллы [8].

Карта палеорельефа, построенная предыдущими исследователями по горизонту СЗ, демонстрирует 2 зоны: 1) на глубинах менее 1 250 м предполагается преобладание неизменного опала; 2) на глубинах более 1 300 м распространение силицитов прогнозируется в кристаллической форме (рис. 7).

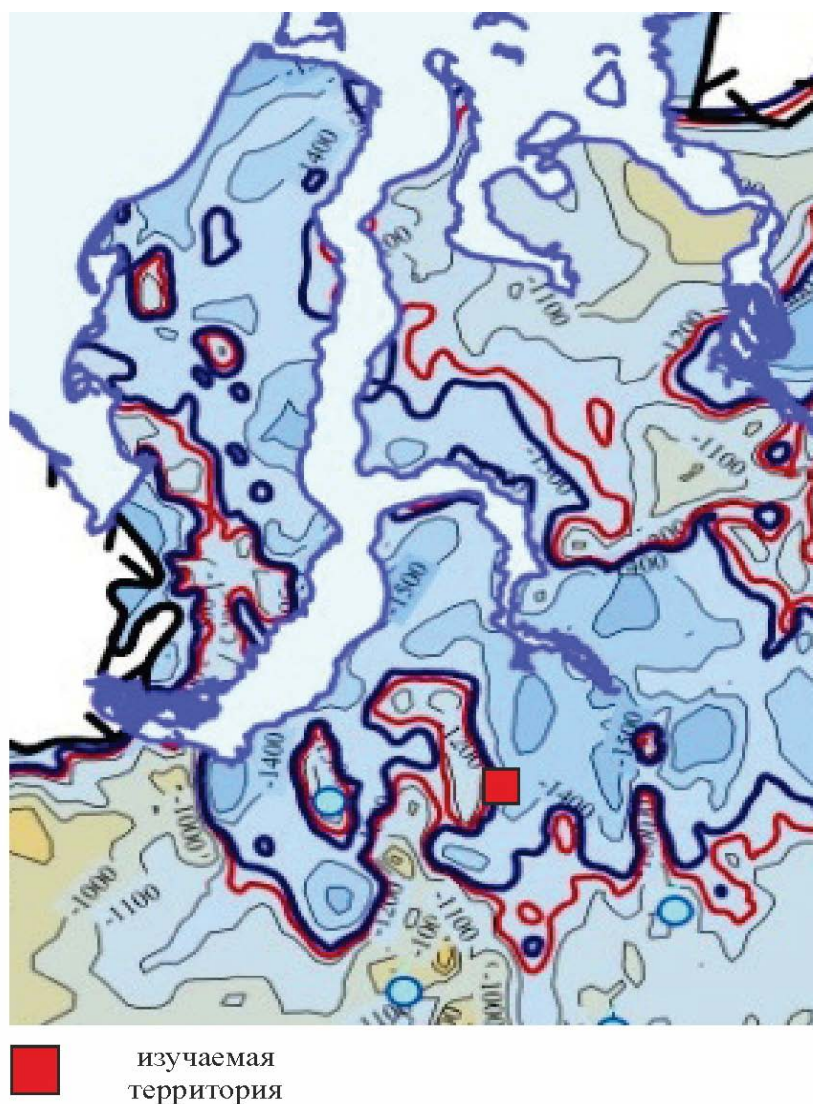


Рис. 7. Палеоструктурная карта по кровле нижнеберезовской подсвиты [5]

На рисунке 7 показано, что изучаемая область (красный квадрат) частично находится в первой зоне. Это означает, что западная область изучаемого участка, вероятнее всего, располагается за пределами зоны кристаллизации опала и имеет большую перспективность.

В ходе работы был проведен анализ имеющихся скважинных данных на наличие продуктивности изучаемых отложений, включая результаты: исследований керна, геофизических исследований скважин, эксплуатационных данных (газового каротажа, шламограмм, результатов испытаний, гидродинамических исследований скважин, промыслово-геофизических исследований, углеродно-кислородного (C/O) каротажа), поиск аналогов пластов НБ для применения петрофизической модели в пределах Восточно-Уренгойского лицензионного участка.

Пласт НБ1 на месторождениях-аналогах сложен глинисто-кремниевыми отложениями (опоками). Преобладает трещинно-поровый тип коллектора. Присутствие минералов опал-кристаллит-тридимитовой группы значительно влияет на показания геофизических методов, а именно на пониженные показания гамма-каротажа, уменьшение значений ПС и увеличенные сопротивления.

Основные сложности, характерные для березовской свиты.

- Невозможность достоверного выявления коллекторов по стандартному комплексу геофизических исследований скважин.
- Отсутствует граничное значение пористости. Согласно региональным представлениям изученности березовской свиты, пористость находится в широких пределах и не имеет граничных значений, что связано с недоуплотненностью глин и их высокой пористостью, временами превышающей значения у коллекторов, таким образом, нет контраста пористости коллекторов и глин [9]. Как следствие, коллекторы выделяются по качественным признакам.
- Отсутствует граничное значение удельных электрических сопротивлений. На разных месторождениях значение удельных электрических сопротивлений газонасыщенных коллекторов в верхнеберезовской свите колеблется от 5,0 до 8,5 Ом, а в нижнеберезовской — от 5,0 до 13 Ом.
- Высокое содержание глинистых минералов группы монтмориллонита, которые разбухают при взаимодействии с водными растворами.
- Низкая матричная проницаемость.
- Зональная неоднородность коллекторских свойств по площади (трещиноватость, различное содержание разбухающего при контакте с водой монтмориллонита) осложняет разработку объекта.
- Низкая температура пласта влияет на состояние залежи. Газовая залежь частично может находиться в газогидратном состоянии.

В коллекторах НБ1 на изучаемом участке на возможное присутствие газа указывает следующее (рис. 8):

- наличие кроссоверов пористостей нейтрон-нейтронного каротажа на тепловых нейтронах и гамма-гамма плотностного каротажа;
- наличие кроссоверов продольной и поперечной волн;
- увеличение показаний C1 газового каротажа (максимально до 1,8 %);
- повышение удельных электрических сопротивлений до 5 Ом.

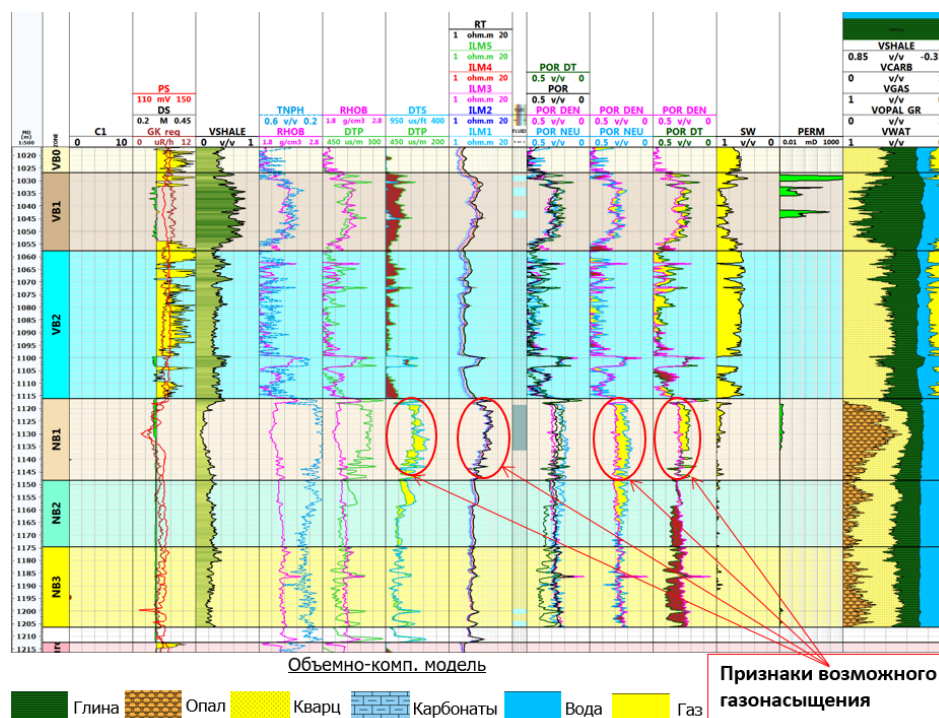


Рис. 8. Результаты интерпретации березовской свиты в скважине изучаемого участка

Таким образом, были выделены скважины с признаками возможного газонасыщения. Затем производилось сопоставление данных скважин со структурной картой пласта НБ1 нижнеберезовской подсвиты.

Структурная карта была построена с учетом трансграничных участков по данным сейсмоки и скважинных данных по кровле пласта НБ1 нижнеберезовской подсвиты (рис. 9).

Региональная перспектива отложений березовской свиты приурочена к структуре, расположенной западнее изучаемого участка. Данная структура заходит своей восточной частью на площадь исследуемой территории. Таким образом, наиболее перспективна западная область на изучаемом участке, что согласуется с данными по насыщению в скважинах.

Целью проведенных работ является поиск перспективных объектов в интервале березовской свиты для пополнения ресурсной базы. Приведен комплексный анализ потенциала углеводородных ресурсов верхнемеловых отложений березовской свиты. В соответствии с текущей интерпретацией скважин в интервале пластов березовской свиты, выделен пласт НБ1 нижнеберезовской подсвиты, в котором выделяются коллекторы, где удельные электрические сопротивления выше граничных значений на изучаемом участке. Выделена перспективная область. По результатам интерпретации материалов геофизических исследований скважин построены геологические 2D-карты

эффективных газонасыщенных толщин перспективных объектов пластов НБ1 и оценен потенциал объектов, он составляет 45 млрд м³.

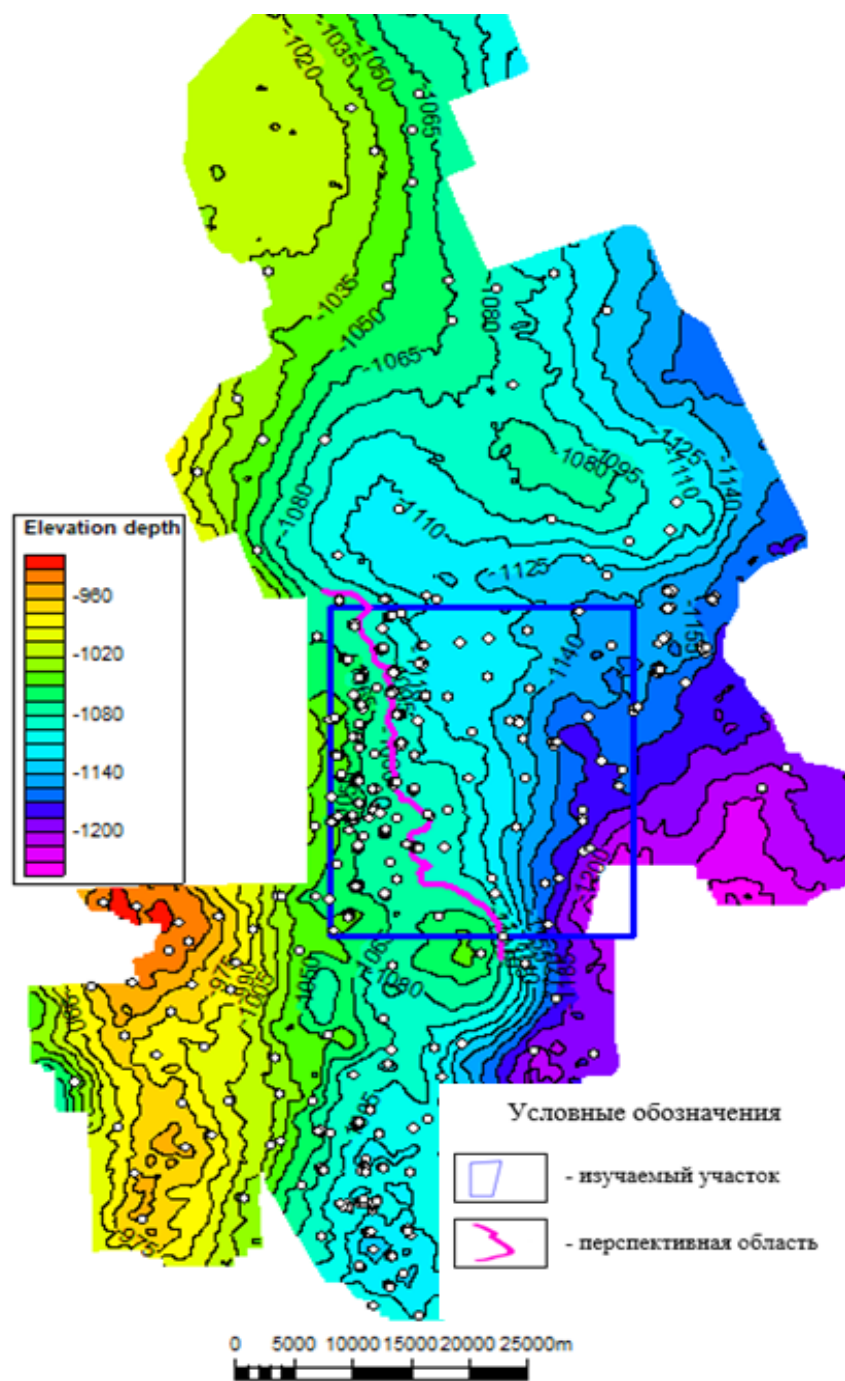


Рис. 9. Структурная карта кровли пласта НБ1 с учетом трансграничных участков

Выводы

В процессе работы был проведен анализ имеющихся скважинных данных на наличие продуктивности рассматриваемых отложений. Опираясь на региональные данные, опыт предыдущих исследователей, сделан прогноз перспектив по изучаемому интервалу отложений, оценен потенциал наиболее перспективного пласта НБ1 нижеберезовской подсвиты.

Одни из основных особенностей данных отложений — это высокое содержание глинистых минералов, разбухающих при контакте с водой; низкая проницаемость; зональная неоднородность. Все вышеперечисленное необходимо учитывать при составлении программы доизучения пластов и дальнейшем планировании разработки. На текущий момент достижение рентабельных показателей разработки березовской свиты даже с применением современных технологий интенсификации притока — достаточно сложная задача. Тем не менее первые шаги в изучении березовской свиты сделаны на рассматриваемом участке.

На следующем этапе изучения отложений березовской свиты в пределах участка необходимо реализовать адресную программу исследований перспективных интервалов в соответствии с методическими рекомендациями, разработанными для изучения отложений березовской свиты, провести отбор кернового материала, выполнить анализ матрицы породы и естественной трещиноватости, записать специальный комплекс геофизических исследований скважин в интервале березовской свиты.

Список источников

1. Предпосылки к пересмотру литофациальной и биостратиграфической моделей турон-коньяк-сантонских отложений Западной Сибири / С. Е. Агалаков, В. Б. Хмелевский, О. В. Бакуев, О. А. Лознюк. — Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». — 2016. — № 4 (45). — С. 28–35.
2. Огнев, Д. А. Перспективы нефтегазоносности надсеноманского нефтегазоносного комплекса / Д. А. Огнев. — Текст : непосредственный // Горные ведомости. — 2006. — № 1 (20). — С. 46–51.
3. Перспективы наращивания ресурсной базы газовых месторождений на поздней стадии разработки путем изучения промышленного потенциала нетрадиционных коллекторов надсеноманских отложений / В. В. Черепанов, Ю. И. Пятницкий, Д. Я. Хабибуллин [и др.]. — Текст : непосредственный // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации) : материалы девятой Международной научно-технической конференции (посвященной 100-летию со дня рождения Протозанова Александра Константиновича). Т. 2., Тюмень, 10–11 декабря 2014 г. — Тюмень : ТИУ, 2014. — С. 28–36.
4. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде / А. Э. Конторович, С. В. Ершов, В. А. Казаненков [и др.]. — Текст : непосредственный // Геология и геофизика. — 2014. — Т. 55, № 5–6. — С. 745–776.

5. Агалаков, С. Е. Газоносность надсеноманских отложений Западной Сибири / С. Е. Агалаков, М. Ю. Новоселова. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-4-10-23. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 4 (136). – С. 10–23.
6. Карих, Т. М. Гидротермально-метасоматические процессы в глинистых опоках сантона (верхний мел) на севере Западной Сибири / Т. М. Карих, А. И. Кудаманов. – DOI 10.31087/0016-7894-2021-2-81-89. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2021. – № 2. – С. 81–89.
7. Кудаманов, А. И. Трансгрессивно-регрессивный характер осадконакопления в коньяк-сантонских отложениях верхнего мела в Западной Сибири / А. И. Кудаманов, С. Е. Агалаков, В. А. Маринов. – DOI 10.24887/0028-2448-2018-7-58-63. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 7. – С. 58–63.
8. Деревскова, Н. А. Закономерности изменения литологического состава пильской свиты о. Сахалин в связи с перспективами добычи нефти из кремнистых отложений / Н. А. Деревскова, Т. И. Кравченко, С. Б. Лыкова, С. Н. Дряблов. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2014. – № 4. – С. 34–40.
9. Изучение отложений березовской свиты по данным расширенного комплекса ГИС и керновых исследований на примере Харампурского месторождения / И. О. Ошняков, А. В. Хабаров, Д. А. Митрофанов, О. А. Лознюк. – Текст : непосредственный // Каротажник. – 2019. – № 6 (300). – С. 103–117.

References

1. Agalakov, S. E., Khmelevsky, V. B., Bakuev, O. V., & Loznyuk, O. A. (2016). Background to the reconsideration of the lithofacies and biostartigraphic models of Turonian-Coniacian-Santonian sediments of Western Siberia. Scientific and Technical Bulletin of Rosneft Oil Company, (4(45)), pp. 28-35. (In Russian).
2. Ognev, D. A. (2006). Prospects of oil and gas potential of the Nad-senomansky oil and gas complex. Gornye vedomosti, (1(20)), pp. 46-51. (In Russian).
3. Cherepanov, V. V., Pyatnitskiy, Yu. I., Khabibullin, D. Ya., Sitdikov, N. R., Varyagov, S. A., Nersesov, S. V., & Oglodkov, D. Yu. (2014). Perspektivy narashchivaniya resursnoy bazy gazovykh mestorozhdeniy na pozdney stadii razrabotki putem izucheniya promyshlennogo potentsiala netraditsionnykh kollektorov nadsenomanskikh otlozheniy. Geologiya i neftegazonosnost' Zapadno-Sibirskogo megabasseyana (opyt, innovatsii): materialy devyatoy Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii (posvyashchennoy 100-letiyu so dnya rozhdeniya Protozanova Aleksandra Konstantinovicha). Vol. 2, Tyumen, December, 10-11, 2014. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 28-36. (In Russian).
4. Kontorovich, A. E., Ershov, S. V., Kazanenkov, V. A., Karogodin, Yu. N., Kontorovich, V. A., Lebedeva, N. K.,... Shurygin, B. N. (2014). Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. Russian Geology and Geophysics, 55(5-6), pp. 582-609. (In English).
5. Agalakov, S. E., & Novoselova, M. Yu. (2019). Gas content of the Upper Cenomanian deposits in Western Siberia. Oil and Gas Studies, (4(136)), pp. 10-23. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-4-10-23

6. Karikh, T. M., & Kudamanov, A. I. (2021). Hydrothermal-metasomatic processes in Santonian (Upper Cretaceous) argillaceous opoka in Western Siberia north. Russian oil and gas geology, (2), pp. 81-89. (In Russian). DOI: 10.31087/0016-7894-2021-2-81-89
7. Kudamanov, A. I., Agalakov, S. E., & Marinov, V. A. (2018). Transgressive-regressive type of sedimentation in the Western Siberia Coniacian-Santonian (Upper Cretaceous). Oil Industry, (7), pp. 58-63. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2018-7-58-63
8. Derevskova, N. A., Kravchenko, T. I., Lykova, S. B., & Dryablov, S. V. (2014). The consistent pattern of lithological structure of Pilskian suite of Sakhalin Island in connection with oil production prospects from hardly removable stocks. Scientific and Technical Bulletin of Rosneft Oil Company, (4), pp. 34-40. (In Russian).
9. Oshnyakov, I. O., Khabarov, A. V., Mitrofanov, D. A., & Loznyuk, O. A. (2019). Studying Berezovskaya suite sediments from the data of an augmented logs set and a core analysis on the example of Kharampurskoye field. Karotazhnik, (6(300)), pp. 103-117. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Вакилова Азалия Закиевна, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, az_vakilova@tnnc.rosneft.ru

Скопинова Любовь Васильевна, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень

Алексеева Тамара Александровна, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень

Монахова Валерия Олеговна, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень

Чикина Мария Игоревна, начальник отдела геологии, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень

Гречнева Олеся Михайловна, эксперт по геологии, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень

Azaliia Z. Vakilova, Leading Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC, az_vakilova@tnnc.rosneft.ru

Lyubov V. Skopinova, Chief Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC

Tamara A. Alekseeva, Chief Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC

Valeria O. Monakhova, Chief Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC

Maria I. Chikina, Head of Geology Department, Tyumen Petroleum Research Center LLC

Olesya M. Grechneva, Expert in Geology, Tyumen Petroleum Research Center LLC

Статья поступила в редакцию 05.03.2024; одобрена после рецензирования 03.05.2024; принята к публикации 13.05.2024.

The article was submitted 05.03.2024; approved after reviewing 03.05.2024; accepted for publication 13.05.2024.

УДК 622.142

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-4-25-35

Различные способы экранирования залежей углеводородов туронских отложений при уточнении положения межфлюидных контактов

О. А. Горбачева*, В. А. Аксарин, А. А. Сухорокова

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

**oagorbacheva@tnnc.rosneft.ru*

Аннотация. При повышении степени изученности месторождения часто усложняется модель насыщенности коллекторов флюидами. При построении трехмерной геологической модели необходимо учесть всю имеющуюся информацию без потери качества и скорости обновления модели. На примере залежи туронских отложений детально рассмотрены способы геометризации продуктивной части пласта: при помощи тектонических или литологических экранов, путем использования негоризонтальных поверхностей, введения дополнительных структурных границ или разделения объекта на условные блоки с разными контактами. Проанализированы преимущества и недостатки использования данных способов в процессе актуализации 3D геологической модели месторождения, а также их геологическое обоснование. Выбран наиболее оптимальный способ для изменения модели исследуемого месторождения, согласованный с концепцией геологического строения изучаемого пласта.

Ключевые слова: геометризация залежей, геологическая модель, межфлюидный контакт, подсчет запасов

Для цитирования: Горбачева, О. А. Различные способы экранирования залежей углеводородов туронских отложений при уточнении положения межфлюидных контактов / О. А. Горбачева, В. А. Аксарин, А. А. Сухорокова. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-4-25-35 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 4. – С. 25–35

Different methods of Turonian hydrocarbon deposits shielding in case of fluid contacts clarification

Oksana A. Gorbacheva*, Vladimir A. Aksarin, Alisa A. Sukhorokova

Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

**oagorbacheva@tnnc.rosneft.ru*

Abstract. The fluid model of a field frequently becomes more complex during the exploration improvement. When developing a 3D model, it is necessary to take into account all available geological information without losing the quality and speed of model update. Based on Turonian hydrocarbon deposits, the methods of geometrization of a reservoir producing part are described in detail, particularly, with tectonic or lithologic shields, by using non-horizontal surfaces and additional structural borders or by separating deposits blocks with different fluid contacts. The benefits and concerns of using these methods in the 3D geological model update and the certainty of their geological substantiation are analyzed. The best method to modify the field model, which is consistent with concept of the reservoir geological structure, is selected.

Keywords: geometrization of deposits, geological model, fluid contact, reserves estimation

Введение

От точности воспроизведения геологической модели реальных условий нахождения залежей углеводородов зависят правильность оценки запасов и рисков, а также оптимальность сформированной стратегии разработки месторождения. Для наиболее достоверного определения объема нефтегазосодержащих пород при построении геологической модели на начальной стадии разработки месторождения важно иметь правильное представление о геометризации залежей углеводородов и обосновании положения межфлюидных контактов.

В каждом конкретном случае необходимо определить, какими именно условиями контролируются моделируемые залежи углеводородов. Для этого необходим тщательный анализ особенностей геологического строения продуктивных пластов.

При актуализации моделей отложений, характеризующихся высокой степенью неоднородности, в процессе повышения степени изученности месторождения часто возникают сложности обоснования резкой смены характера насыщенности и положения контактов.

В данной статье предлагается рассмотреть возможные варианты геометризации залежей туронских отложений на примере месторождения, расположенного в северо-восточной части Западно-Сибирской низменности.

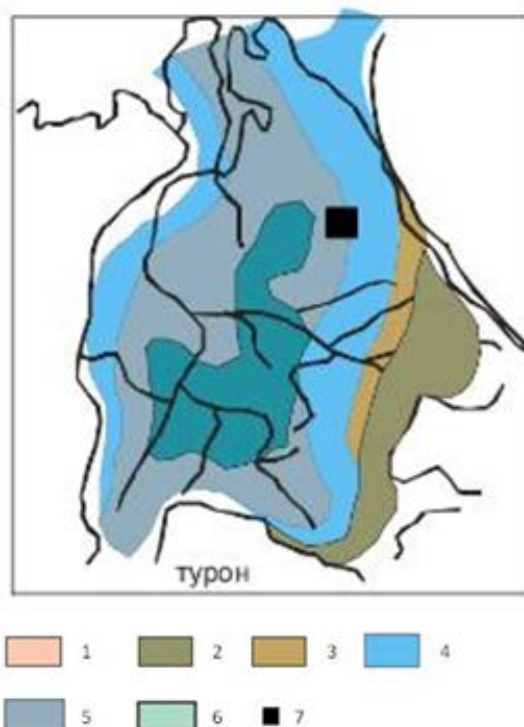
Объект и методы исследования

Туронский век ознаменовался крупнейшей в меловой период трансгрессией. Вдоль восточной периферии седиментационного бассейна располагалась область мелководного моря (рис. 1), в котором сформировались преимущественно глинистые отложения со значительной примесью алевритового материала, с прослоями алевролитов и линзовидно-пластовыми телами песчаников.

Коллекторами изучаемого объекта являются литологические разности, сложенные преимущественно песчаниками, а также породы, представленные переслаиванием песчаников с алевролитами.

Для построения геологической модели продуктивного пласта были проведены геофизические исследования скважин (ГИС), проанализированы и использованы данные испытания скважин и сейсморазведки. Данная работа выполнялась в соответствии с нормативно-методическими документами¹ нефтегазовой отрасли.

¹ Рекомендации к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья. – М.: ФБУ «ГКЗ», 2014. – 100 с.



1–6 — фациальные обстановки: 1 — равнина денудационная, 2 — равнина аккумулятивная, низменная, угленосная; 3 — равнина прибрежная, заливаемая водой; 4 — мелководное море; 5 — относительно глубоководное море; 6 — глубоководное море; 7 — местоположение изучаемого месторождения

Рис. 1. Палеогеографические схемы Западной Сибири (туронский ярус)²

Исследуемая залежь охарактеризована бурением семнадцати поисково-разведочных скважин, основной фонд которых расположен в центральной и северной частях залежи (рис. 2). Для улучшения изученности юго-западной части месторождения пробурена скважина 17П.

Сложность построения модели возникла в связи с тем, что при испытании скважины 17П получен безводный приток газа на абсолютных отметках, расположенных гипсометрически ниже, чем притоки воды из соседних скважин (рис. 3).

По материалам ГИС, с появлением новой геолого-промысловой информации по скважине 17П (расширенный комплекс ГИС (ГДК, АКШ) и результаты опробований), наблюдается приток газа, на что указывают следующие петрофизические показатели:

² Атлас литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины: масштаб 1:500000 / Главное Тюменское геологическое управление (Главтюменьгеология), Западно-Сибирский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт ; под редакцией И. И. Нестерова. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1976. – 24 с.

- по данным АКШ наблюдается расхождение продольной и поперечной волн;
- по кривым водородосодержания и плотностного каротажа наблюдается расхождение;
- показания коэффициента пористости по плотностному каротажу больше пористости по нейтронному каротажу;
- показания пористости по плотностному каротажу больше пористости по ЯМК;
- отсутствует свечение на керне в ультрафиолете;
- при проведении испытаний и ГДК получен приток газа.

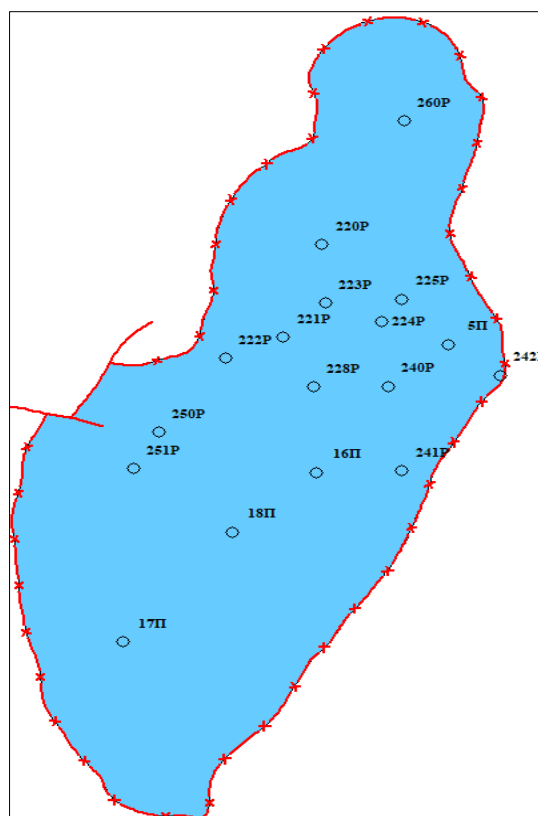


Рис. 2. *Схема расположения поисково-разведочных скважин*

Также на наличие газа указывают значения сопротивлений коллекторов, превышающие установленное ранее граничное значение, полученное на собственных данных испытаний скважин.

Существующая геологическая модель не получила подтверждения и требует уточнений.

Для решения данной задачи предлагается рассмотреть возможные способы геометризации залежей данного пласта.

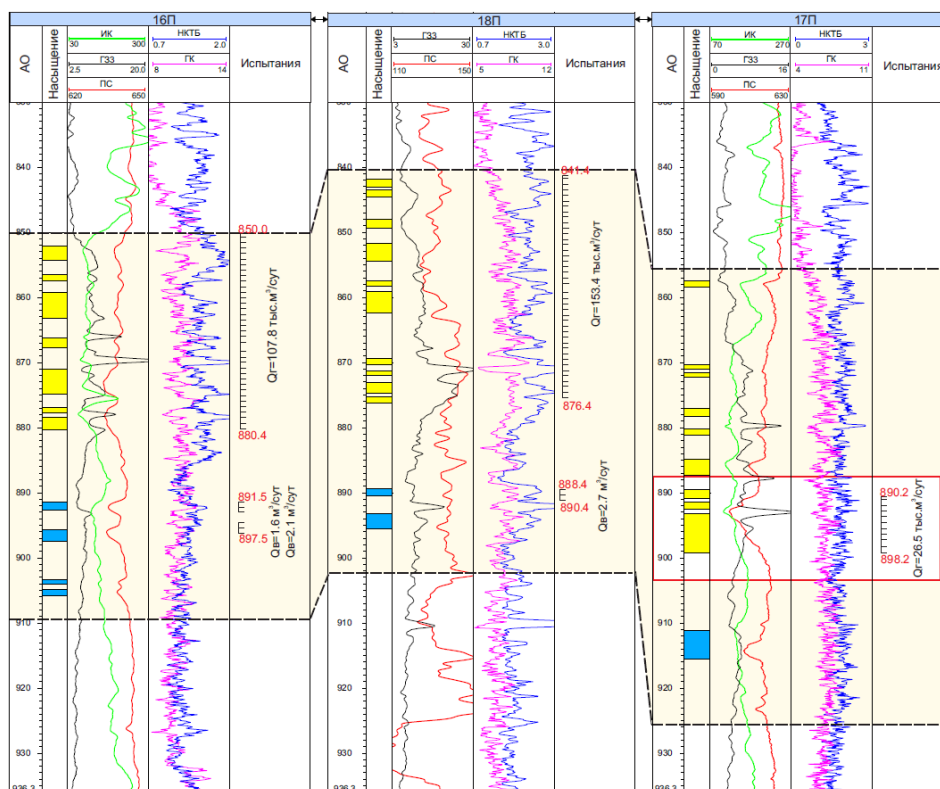


Рис. 3. Схема корреляции с выравниванием на абсолютные отметки

1. Пликативный вариант с наклонным уровнем ГВК

Существует устоявшееся мнение о высокой подвижности газа и «быстром» выравнивании ГВК после перестройки структурного плана. Однако некоторые авторы [2–4] утверждают, что такая ситуация возможна только в случае существенного перепада капиллярного давления, обусловленного изменениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по латерали и вертикали.

Несмотря на то, что тема наклонного уровня межфлюидного контакта изучается уже не первый десяток лет, допустимый угол наклона поверхности на данный момент нигде не указан. Более того, для использования наклонного контакта в модели необходимы статистически надежные данные, которые, как правило, отсутствуют на начальных стадиях изученности месторождения. Также стоит учесть, что для обоснования наклонного ГВК необходим подтвержденный гидродинамический напор порядка 180–220 м, контроль которого осуществляется в параметрических скважинах в процессе разработки месторождения [5].

С точки зрения моделирования данный способ корректировки 3D-модели является наиболее удобным. Достаточно перестроить куб флюида, что не является трудоемкой операцией.

2. Блочный вариант с использованием тектонических нарушений

Залежи, экранированные разрывными нарушениями или «тектонически экранированные», встречаются на различных месторождениях по всему миру.

Ряд авторов [6] описывают методику определения экранирующей способности разломов, в которой рекомендуется измерять содержание глин в интервале, равном амплитуде тектонического смещения, и сравнивать его с данными по месторождениям с установленным тектоническим экранированием. Также экранирующую способность разломов можно установить по результатам гидродинамического прослушивания или трассерных исследований. При выявлении подобной границы залежь автоматически классифицируется как экранированная. К сожалению, подобные исследования проводятся очень редко.

Кроме того, низкое качество сейсмических исследований или малая мощность изучаемых отложений не всегда позволяет определить по кинематическим и динамическим признакам волнового поля точное положение разрывного нарушения. В нашем случае на геологическом разрезе (рис. 4) нет однозначного определения положения разлома.

С точки зрения моделирования описанный вариант экранирования залежи является неудобным для актуализации модели в режиме онлайн по данным новых скважин, не подтверждающих принятое строение залежи, в связи с определенными сложностями встраивания тектонических нарушений в уже готовый каркас модели.

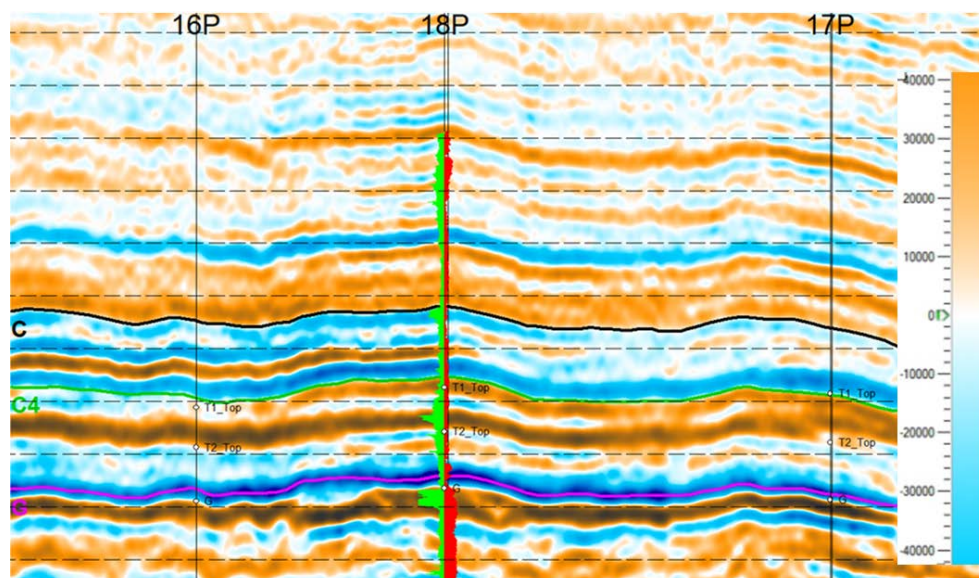


Рис. 4. Временной сейсмический разрез по линии скважин 16П–18П–17П

3. Использование литологического экрана

При выполнении подсчетов запасов углеводородов разделение зон с различной насыщенностью часто решается путем рисовки узких и протяженных зон отсутствия коллекторов — так называемых троп. Такие залежи считаются «литологически экранированными». Данный вариант геометризации залежей не вызывает существенного затруднения для моделирова-

ния. Вопрос решается корректировкой (либо созданием) дискретного куба глинизации, используемого при подсчете запасов. Основная сложность данного типа экранирования заключается в том, что если в скважинах или по данным сейсмических либо других площадных исследований на площади работ подобные зоны глинизации нигде не фиксируются, то доказать достоверность их выделения в межскважинном пространстве практически невозможно.

Также с помощью литологического экрана возможно разделение единого резервуара на различные линзы или геологические тела различной морфологии. Но такие процедуры плохо поддаются локальным корректировкам, кроме того, имеются сложности с обоснованием концептуальной модели при отсутствии подтверждения сейсмическими материалами.

4. Детализация разреза и дробление подсчетных объектов

Вариант экранирования предусматривает разделение залежи на два пласта путем введения дополнительной стратиграфической границы по подошве глинистого прослоя, уверенно прослеживаемого по повышенным значениям сейсмического импеданса между пластами Т1 и Т2 и по каротажу (рис. 4, 5).

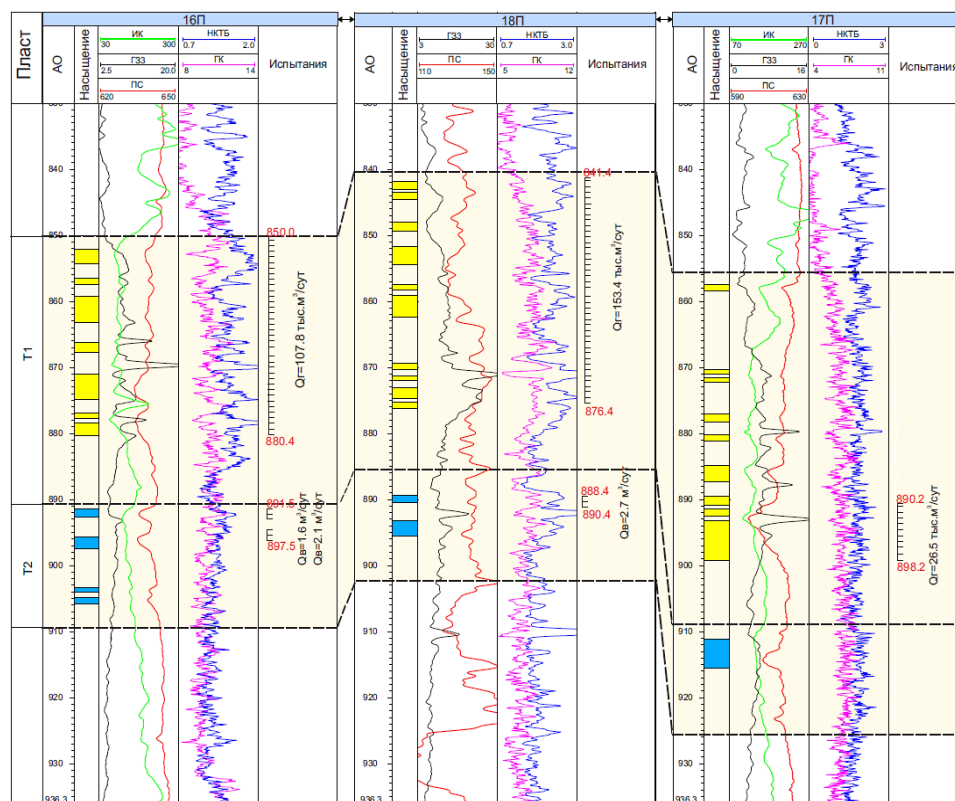


Рис. 5. Схема корреляции с выравниванием на абсолютные отметки (с разделением пластов)

Описанный выше альтернативный подход позволяет производить локальные корректировки модели без ее полного перестроения, что значительно упрощает работу при оперативном сопровождении бурения. В качестве недостатка указанного способа можно отметить необходимость обоснования, почему эти условные границы не участвуют в построении структурного каркаса модели.

Для обоснования смены характера насыщенности коллекторов и понятия межфлюидных контактов на начальной стадии разработки месторождения при видимой выдержанности коллекторов по данным скважин, которые авторы [7] рекомендуют использовать условную линию литологического разобщения. Эта линия проводится посередине расстояния между скважинами с противоречивым характером насыщенности либо в пределах области с ухудшенными ФЕС коллекторов в межскважинном пространстве (рис. 6).

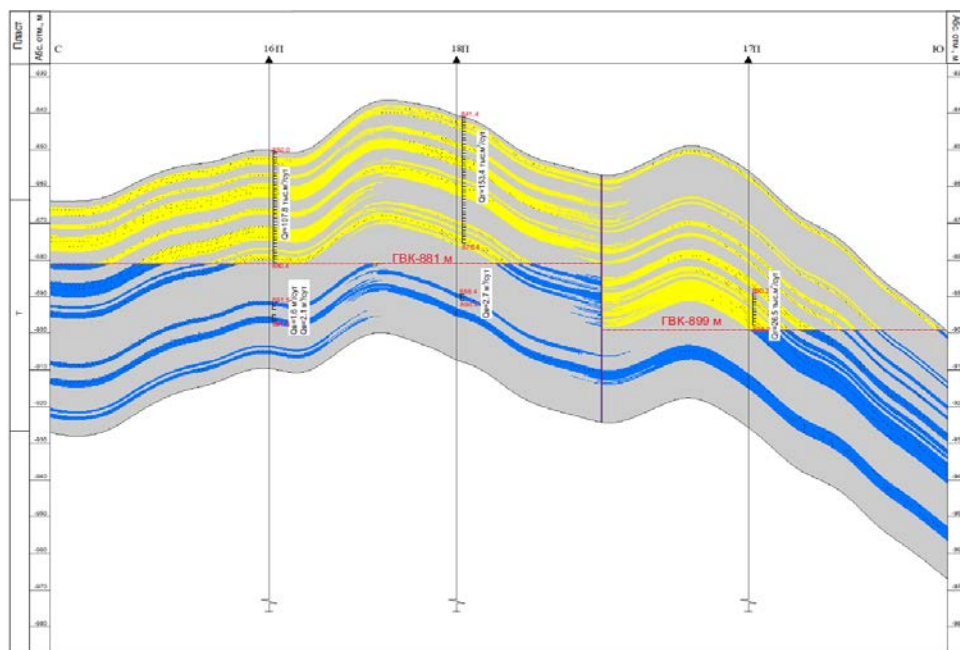


Рис. 6. Геологический профиль по линии скважин 16П–18П–17П

Непосредственно в геологическую модель такая линия встраивается как набор площадок поверхностей межфлюидных контактов с разными отметками, которые задаются с помощью куба регионов. Сочленение таких поверхностей в разрезе пласта является ступенчатым, характеризуя резкое изменение отметок межфлюидных контактов в различных частях пласта. Предлагаемая поверхность является условной, поэтому при построении модели в каждом выделенном блоке можно легко корректировать отметку контакта в зависимости от исходной информации.

Результаты и обсуждение

Процесс построения 3D-модели, как правило, является длительным, трудоемким и итеративным. Нередко в процессе создания геологической модели появляются новые данные, которые желательно учесть с минимальными корректировками уже выполненных построений. Каждый из рассмотренных методов экранирования залежей УВС имеет свои преимущества и недостатки.

Применение тектонических или литологических экранов, а также негоризонтальных контактов имеет ряд неоспоримых достоинств: данные способы хорошо согласуются с геологической концепцией образования отложений, широко известны геологическому сообществу и реализуются с помощью стандартного функционала геологического ПО. К недостаткам указанных методов можно отнести необходимость наличия адекватной доказательной базы и субъективность выполненных оценок. Кроме того, указанные приемы геометризации залежей зачастую требуют значительных трудозатрат при локальных корректировках.

Условные варианты ограничения залежей позволяют избежать изменения геологической модели на начальной стадии построения и внести корректировки без перестроения структурного каркаса, однако, при их использовании необходимо предоставить достаточно убедительные пояснения.

Наиболее геологически обоснованным, по мнению авторов, является вариант деления пласта на пачки. Подобное деление отражает циклический характер образования осадочных тел, которые, в свою очередь, могут иметь различные ФЕС, время заполнения ловушки или даже источник поступления углеводородов, а также, как следствие, различные уровни межфлюидных контактов. Введение стратиграфической границы и разделение единой залежи на два отдельных пласта T1 и T2 часто используются при моделировании отложений.

Выводы

В статье рассмотрены несколько способов геологического экранирования залежей. Все приведенные методы ограничения залежей с негоризонтальными межфлюидными контактами имеют свои возможно-

сти применения, а также преимущества и слабые стороны при их практической реализации.

К сожалению, на практике не всегда получается однозначно обосновать выявленное различие характера насыщенности коллекторов, следуя установившимся представлениям об истории формирования изучаемого пласта.

В данной работе авторами принято решение о разделении единого объекта на два пласта по подошве глинистой перемычки (см. рис. 5). Данное решение сопровождается полным перестроением каркаса модели, но является наиболее геологически доказуемым, поскольку соответствует концептуальной модели образования пласта, данным испытания скважин, результатам геофизических и сейсмических исследований (см. рис. 4).

Список источников

1. Закревский, К. Е. Геологическое 3D-моделирование / К. Е. Закревский. – Москва : ИПЦ Маска, 2009. – 376 с. – Текст : непосредственный.
2. Михайлов, В. Н. О методике прогноза наклонных водонефтяных контактов с учетом капиллярно-гравитационной модели нефтегазоаккумуляции / В. Н. Михайлов, Ю. А. Волков, К. Г. Скачек. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2011. – № 3 (39). – С. 15–16.
3. Маркушина, О. С. Прогнозирование контуров нефтегазоносности альб-сеноманских залежей УВ на северо-востоке Западной Сибири на основе капиллярно-гравитационной концепции нефтегазоаккумуляции / О. С. Маркушина, Ю. Я. Большаков. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 1. – С. 20–24.
4. Грищенко, М. А. Современные подходы к моделированию нефтенасыщенности сложнопостроенных залежей с целью создания гидродинамических моделей / М. А. Грищенко. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2008. – № 5. – С. 45–51.
5. Поднебесных, А. В. Основные факторы, влияющие на уровень и форму водонефтяного контакта / А. В. Поднебесных, В. П. Овчиников. – DOI 10.31660/0445-0108-2015-6-15-19. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 6 (114). – С. 15–19.
6. Риле, Е. Б. Альтернативные модели некоторых тектонически экранированных залежей УВ Тимано-Печорской НПП / Е. Б. Риле. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 6. – С. 45–51.
7. Решение задач геометризации залежей нефти и газа апт-альбских отложений северо-восточной части Западной Сибири / Е. В. Смирнова, Н. О. Азарова, Ю. Н. Утяшев [и др.]. – DOI 10.30713/2413-5011-2019-8(332)-4-10. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 8. – С. 4–10.

References

1. Zakrevskiy, K. E. (2009). *Geologicheskoe 3D-modelirovanie*. Moscow, IPTS Maska Publ., 376 p. (In Russian).
2. Mikhaylov, V. N., Volkov, Yu. A., & Skachek, K. G. (2011). Prediction method of the inclined oil-water contact based on capillary-gravity model of oil and gas accumulation. *Georesources*, (3(39)), pp. 15-16. (In Russian).
3. Markushina, O. S., & Bol'shakov, Yu. Ya. (2009). Prognozirovaniye konturov neftegazonosnosti al'b-senomanskikh zalezhey UV na severo-vostoke Zapadnoy Sibiri na osnove kapillyarno-gravitatsionnoy kontseptsii neftegazonakopleniya. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (1), pp. 20-24. (In Russian).
4. Grischenko, M. A. (2008). Advanced approaches to oil saturation modeling of complicated pools with the aim to build hydrodynamic models. *Russian oil and gas geology*, (5), pp. 45-51. (In Russian).
5. Podnebesnykh, A. V., & Ovchinnikov, V. P. (2015). The main factors affecting the level and form of water-oil contact. *Oil and Gas Studies*, (6(114)), pp. 15-19. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2015-6-15-19
6. Rile, E. B. (2012). Alternative models of some tectonically sealed hydrocarbon deposits of Timan-Pechora oil and gas province. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (6), pp. 45-51. (In Russian).
7. Smirnova, E. V., Azarova, N. O., Utyashev, Yu. N., Fedulaeva, A. Yu., & Khramtsova, A. V. (2019). Problems solution of oil and gas deposits geometrization of the aptian-albian age in the north-east of the West Siberia. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (8), pp. 4-10. (In Russian). DOI: 10.30713/2413-5011-2019-8(332)-4-10

Сведения об авторах / Information about the authors

Горбачева Оксана Александровна, *Oksana A. Gorbacheva*, Chief Specialist, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Tyumen Petroleum Research Center LLC, oagorbacheva@tnnc.rosneft.ru

Аксарин Владимир Анатольевич, *Vladimir A. Aksarin*, Expert, Тюмен Petroleum Research Center LLC эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Сухорокова Алиса Андреевна, *Alisa A. Sukhorokova*, Leading Specialist, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень Tyumen Petroleum Research Center LLC

Статья поступила в редакцию 08.04.2024; одобрена после рецензирования 21.05.2024; принята к публикации 28.05.2024.

The article was submitted 08.04.2024; approved after reviewing 21.05.2024; accepted for publication 28.05.2024.

Опыт прогноза коллекторов пласта Ю₂ тюменской свиты полифациального генезиса на территории Уватского проекта

О. В. Елишева*, А. В. Шахов

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

*ovelisheva@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. На периферии Западно-Сибирского бассейна до 30 % коллекторов в пластах Ю₂₋₄ малышевского горизонта тюменской свиты не удается корректно спрогнозировать. Причинами этого являются низкая степень изученности территорий глубоким бурением, из-за чего прогноз коллекторов выполняется по данным МОГТ 3D, и низкая разрешающая способность сейсморазведки относительно размеров ловушек в тюменской свите. В статье на примере геолого-геофизического и сейсмического материалов площадей Уватского района юга Тюменской области приводится опыт решения проблемы прогноза коллекторов на примере одного из пластов тюменской свиты (Ю₂) сложного (прибрежно-переходного и континентально-го) генезиса. Показано, какие технологии применяются специалистами ООО «Тюменский нефтяной научный центр» для прогноза коллекторов на основе данных метода МОГТ 3D. Рассмотрен комплекс геологических и сейсмических факторов, влияющих на прогноз терригенных маломощных коллекторов по данным сейсморазведки, таких как строение пласта Ю₂ (особенности развития коллекторов по разрезу), влияние углистости, проблема разделения пород-коллекторов и пород-неколлекторов по петроупругим свойствам и т. д. Результаты анализа, приведенные в статье, активно используются при постановке геологоразведочных работ и выборе приоритетных ловушек в пластах тюменской свиты на территории Уватского проекта.

Ключевые слова: коллекторы тюменской свиты низкого качества, сейсмическая инверсия и прогноз коллекторов, влияние поверхностных условий на сейсмическое поле, атрибутный анализ

Для цитирования: Елишева, О. В. Опыт прогноза коллекторов пласта Ю₂ тюменской свиты полифациального генезиса на территории Уватского проекта / О. В. Елишева, А. В. Шахов. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-4-36-49 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 4. – С. 36–49.

A case study of predicting net reservoirs within J₂ unit of the Tyumen formation of polyfacial genesis in the territory of the Uvat project

Olga V. Elisheva*, Andrey V. Shakhov

Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

*ovelisheva@tnnc.rosneft.ru

Abstract. On the periphery of the West Siberian Basin, up to 30 % of J₂₋₄ reservoirs within the Malyshev horizon of the Tyumen formation cannot be predicted correctly. The reasons include the low exploration degree of the territories by deep wells, which is why the net reservoirs are predicted based on 3D seismic data, and poor seismic resolution against the size of traps in the Tyumen formation. The article presents a case study of the application of geological and geophysical, seismic materials related to the Uvat area in the south of Tyumen region. The aim is to describe the lessons learned when addressing the reservoir forecasting issue associated with one of the Tyumen formation reservoirs (J₂) of complex (coastal-transitional and continental) genesis. The article describes the technologies applied by the Tyumen Petroleum Research Center LLC to estimate net pays based on 3D seismic data. A complex of main geological and seismic factors that control the forecasts of thin terrigenous reservoirs based on seismic data is considered. These include the struc-

ture of the J_2 unit (vertical features of net reservoir evolution), the effect of carbon content, the issues of separating net-reservoir and non-reservoir rock by petroelastic properties, etc. The results of the analysis presented in this article are employed actively in the context of geological exploration and the identification of priority traps in the Tyumen formation within the territory of the Uvat project.

Keywords: poor-quality reservoirs of Tyumen formation, seismic inversion and net reservoir forecast, the effect of surface conditions on the seismic field, attribute analysis

For citation: Elisheva, O. V., & Shakhov, A. V. (2024). A case study of predicting net reservoirs within J_2 unit of the Tyumen formation of polyfacial genesis in the territory of the Uvat project. Oil and Gas Studies, (4), pp. 36-49. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-4-36-49

Введение

В ближайшие десятилетия в Западно-Сибирском бассейне (ЗСБ) перспективы открытия новых залежей углеводородов (УВ) в интервале среднеюрских отложений связывают преимущественно с западными и южными периферийными районами, где терригенные коллекторы тюменской свиты обладают низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС).

В Уватском районе юга Тюменской области, который территориально относится к периферийным районам ЗСБ, до 30 % коллекторов в пластах тюменской свиты не удается корректно спрогнозировать (рис. 1) [1, 2].

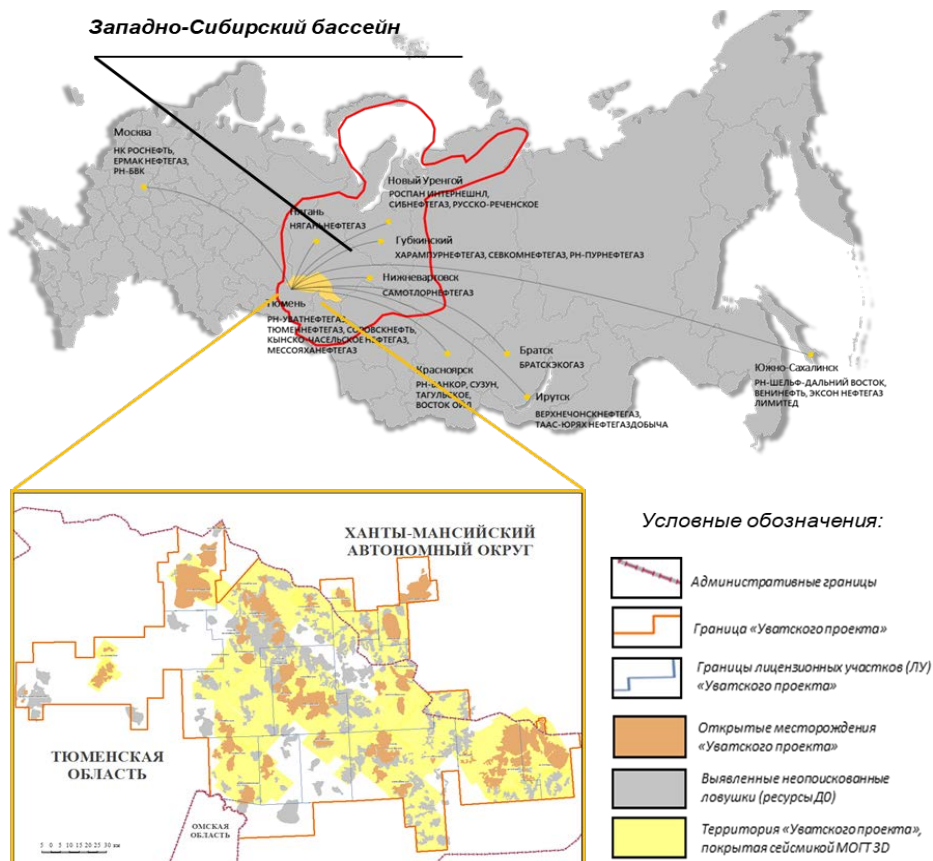


Рис. 1. Положение Уватского района юга Тюменской области в границах ЗСБ

В первую очередь, это касается пласта Ю₂, который обладает коллекторами малой мощности с низкими ФЕС и полифациальным генезисом, что проявляется в смене вверх по разрезу и по площади группы континентальных фаций на группу мористых фаций прибрежной равнины (отложения эстуариев, дельт, аванделът и мелководных заливов) [3, 4].

Несмотря на то что резервуары всех пластов тюменской свиты ЗСБ изучаются более 60 лет, прогноз коллекторов в этом интервале осадочного чехла на периферийных площадях бассейна до сих пор вызывает сложности. С одной стороны, это обусловлено низкой степенью изученности этих территорий поисково-разведочным бурением (ПРБ), из-за чего прогноз терригенных резервуаров тюменской свиты различного генезиса выполняется преимущественно по данным 3D-сейсморазведки. С другой стороны — низкой разрешающей способностью МОГТ 3D относительно размеров поисковых объектов (ловушек) в тюменской свите полифациального генезиса. Чтобы повысить уровень прогноза коллекторов в отложениях тюменской свиты на периферии ЗСБ, специалистами ООО «ТННЦ» нарабатан большой опыт выявления таких объектов.

В публикации рассмотрены ключевые геологические и сейсмические факторы, оказывающие наиболее сильное влияние на результаты прогноза коллекторов пласта Ю₂ тюменской свиты по данным сейсморазведки на лицензионных участках (ЛУ) Уватского района Тюменской области.

Изучение геологических факторов выполнялось на основе анализа материалов по 372 скважинам поисково-разведочного бурения, включая описание керна, анализов ФЕС по керну и геофизическому исследованию скважин (ГИС), результатов седиментационного моделирования и т. д.

Изучение сейсмических факторов выполнялось на основе анализа материалов съемок МОГТ 3D в объеме 16 200 км², включая результаты кинематической, динамической интерпретации карт эффективных толщин по всем отработанным на площадях Уватского проекта, а также анализа отчетов полевых сейсмических работ и отчетов обработки сейсмического материала.

Объект изучения и методики расчета карт прогнозных эффективных толщин по материалам 3D-сейсморазведки

Объект изучения. Пласт Ю₂ тюменской свиты является одним из нефтеносных интервалов на территории Уватского района [2]. Мощность отложений по данным скважин изменяется от 10 до 35 м, составляя в среднем по территории 25–35 м. Суммарная мощность коллекторов (Нэфф.) по ГИС варьирует от 1 до 8,2 м. Иногда эффективная толщина проницаемых пропластков составляет менее 1 м, однако по результатам испытаний насыщения прослой коллектора является нефтеносным.

При построении сейсмогеологических моделей пласта Ю₂ на территории Уватского проекта он делится на две части — Ю₂¹ и Ю₂², что обусловлено полифациальной природой этой части разреза тюменской свиты.

Нижняя часть пласта состоит из отложений сугубо континентального генезиса: коллекторы представлены группой русловых фаций (Нэфф. до 10 м) и фаций внешней песчаной поймы (Нэфф. до 3–5 м). Пористость коллекторов в среднем составляет 12–17 %, проницаемость изменяется от 1 до 5 мкм² [1].

Верхняя часть пласта на большей части территории представлена группой фаций прибрежной равнины. Как правило, такие коллекторы обладают довольно низким качеством [5], их пористость не превышает 10 %, проницаемость максимально достигает 2 мкм² (рис. 2).

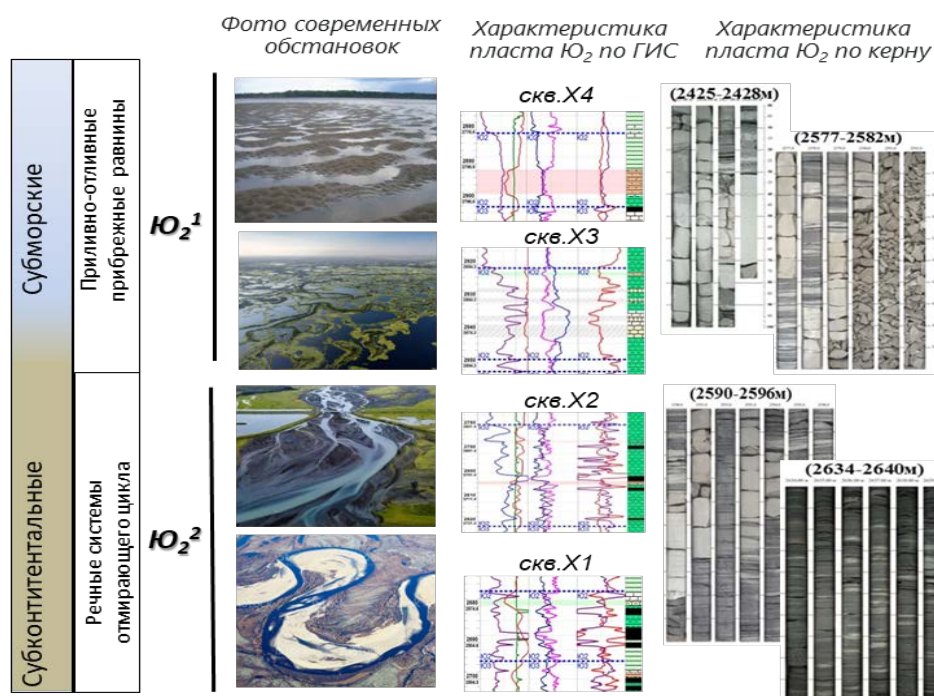


Рис. 2. Литофациальная характеристика интервала пласта Ю₂ тюменской свиты на территории Уватского района юга Тюменской области

Методики расчета карт эффективных толщин по материалам 3D-сейсморазведки. На территории Уватского района Тюменской области при прогнозе коллекторов тюменской свиты используются две основные технологии: первая опирается на результаты атрибутивного анализа [6], вторая — на результаты детерминистической синхронной сейсмической инверсии [7, 8]. В зависимости от качества используемых сейсмических материалов, среднестатистическая ошибка прогноза коллекторов по обоим методам может варьировать от 1,5 до 3,5 м. На территории Уватского района диапазон ошибки карт эффективных толщин по атрибутивному анализу составляет 2,0–3,6 м, по данным синхронной инверсии — 1,4–2,7 м.

Атрибутивный анализ относится к методам количественного прогноза коллекторов по данным 3D-сейсморазведки. В настоящее время, благодаря

современным программным комплексам, есть возможность рассчитывать большое количество атрибутов, которые позволяют получить информацию при прогнозе коллекторов в межскважинном пространстве.

В ООО «ТННЦ» расчет сейсмических атрибутов выполняется в нескольких программных пакетах. При динамическом анализе рассчитываются амплитудные, частотные и другие атрибуты сейсмической записи, которые используются для выявления связей между значениями атрибутов и суммарной толщиной коллекторов по данным ГИС [6].

Как показывает практика, результат выполнения атрибутного анализа зависит от корректного выбора временного интервала, в котором происходит расчет атрибута. Выбор окна определяется исходя из особенностей строения, а именно положения коллекторов по разрезу и общей мощности пласта. Опыт работ в Уватском районе показывает, что наилучшие связи устанавливаются с разными амплитудными атрибутами (RMS, Max), поэтому качество амплитудного спектра сейсмического поля является одним из ключевых показателей для результатов прогноза этим методом.

Результаты детерминистической синхронной инверсии тоже используются для количественного прогноза коллекторов. Считается, что прогноз коллекторов по результатам данной технологии имеет меньший диапазон погрешности (σ $\pm$ 1,5–2,1 м), в отличие от прогноза коллекторов по атрибутному анализу. Результатом синхронной инверсии являются кубы акустического (PI) и сдвигового (SI) импеданса, кубы плотности и отношения скорости пробега продольной волны к скорости поперечной волны (V_p/V_s) [7].

В Уватском районе синхронная инверсия применяется на площадях при наличии необходимого качества сейсмических материалов и ГИС, а также в тех случаях, когда не удается найти связь между PI и суммарными эффективными толщинами по ГИС. При получении удовлетворительного результата синхронной инверсии прогноз коллекторов выполняется как в 2D, так и в 3D-пространстве. Прогноз в 2D-пространстве основан на выявлении связей значений эффективных толщин со значениями упругих параметров. Прогноз в 3D-пространстве опирается на расчет вероятностного куба литотипов, который получают на основе байесовского классификатора [8].

Как правило, для прогноза коллекторов на территории Уватского района в интервале пластов тюменской свиты распределения значений продольного (PI) и сдвигового (SI) импедансов как самостоятельные атрибуты используются редко. В основном предпочтение отдается распределению значений в поле двух упругих параметров V_p/V_s и PI, так как именно в этой параметризации лучше всего наблюдается разделение пород на литотипы (коллектор/неколлектор). Поскольку использовать синхронную инверсию имеет смысл только при условии, что есть возможность разделения коллекторов и неколлекторов в поле упругих параметров по данным ГИС и сейсмическом масштабе [9], этот фактор является важным, от него зависит качество прогноза коллекторов по этой технологии.

Обсуждение результатов

На территории Уватского района юга Тюменской области на прогноз коллекторов пласта Ю₂ по данным МОГТ 3D существенное влияние оказывают восемь факторов: четыре связаны с геологическим строением и литологическим составом этих отложений, четыре обусловлены проблемами с особенностями интерпретации собственно сейсмических данных.

Первым фактором является общее строение пласта. На территориях, где отложения тюменской свиты имеют полифациальную природу, прогноз коллекторов выполняется отдельно для каждого интервала. На всей территории Уватского проекта нижняя часть пласта Ю₂ представлена отложениями континентального генезиса, в которых доминируют коллекторы группы русловых фаций и внешней песчаной поймы.

В отличие от нижней, верхняя часть пласта Ю₂ на большей части рассматриваемой территории представлена отложениями прибрежной равнины (группой дельтовых и эстуариевых фаций). В разрезах полифациальной природы при общей мощности пласта 25–35 м суммарный объем коллекторов редко превышает 2–5 м (за редким исключением отдельных русловых тел, где мощность может достигать 10–12 м), что составляет не более 20 % от всего разреза, что осложняет прогноз по данным МОГТ 3D. Важным также является положение коллектора в разрезе пласта (он может быть сконцентрирован в верхней, средней или нижней части) и его состав может быть представлен единым прослоем, а может состоять из серии маломощных пропластков.

Вторым фактором, от которого зависит качество прогноза коллекторов по данным МОГТ 3D, являются их фильтрационно-емкостные свойства. Как правило, из всех пластов тюменской свиты пласт Ю₂ имеет коллекторы самого низкого качества (рис. 3).

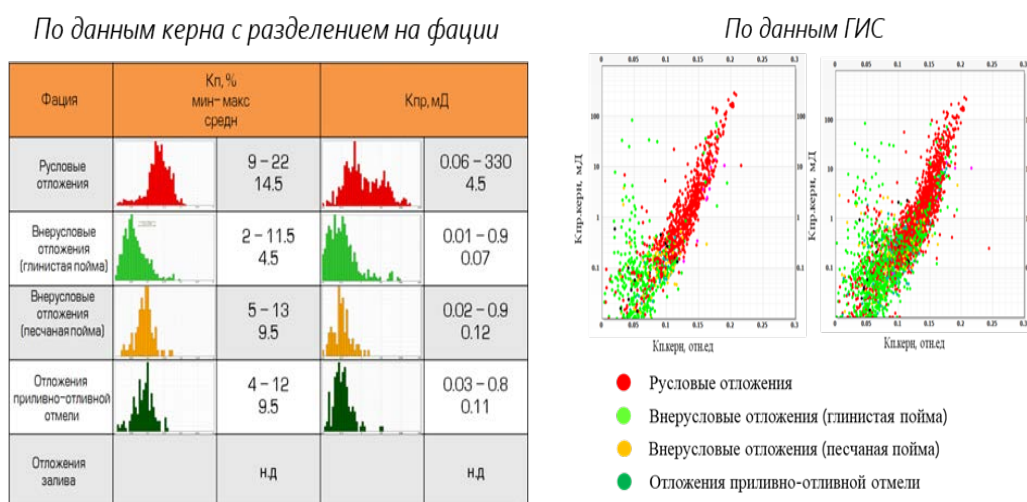


Рис. 3. Характеристика ФЕС коллекторов пласта Ю₂ тюменской свиты Уватского района юга Тюменской области

Первая группа фаций связана с развитием суммарных эффективных толщин от 5 до 10 м, во второй группе фаций суммарная мощность коллекторов не превышает 1–3 м. Пористость составляет 12–14 %, проницаемость — 2–5 мкм². Для верхней части пласта основная часть коллекторов сконцентрирована в зоне переходно-морских фаций.

В таких разрезах до 70 % коллекторов имеют мощность, не превышающую 2 м, у 30 % Нэфф. может достигать 5–8 м (как правило, это небольшие дельтовые русловые каналы). Пористость песчаных тел прибрежной равнины (фации дельт и эстуариев) $\approx$ 12–15 %, при этом проницаемость редко превышает 2 мкм², в единичных случаях достигая 5 мкм².

Третьим фактором является углистость разреза. При ее наличии в континентальных разрезах сложного полифациального генезиса большую роль играет не само наличие углистых прослоев, а их суммарная мощность в разрезе и в какой части пласта они расположены. В волновом сейсмическом поле угли считаются акустически контрастными и формируют выраженные амплитудные аномалии [9].

Для учета этого фактора было выполнено моделирование волновой картины в разрезах с наличием угольных прослоев, которое показало, что на площадях Уватского проекта суммарная мощность углей по пласту Ю₂ от 2 м и более оказывает существенное влияние на динамические характеристики волнового сейсмического поля (рис. 4).

Моделирование волновой картины данных МОГТ 3D для разных типов континентальных разрезов

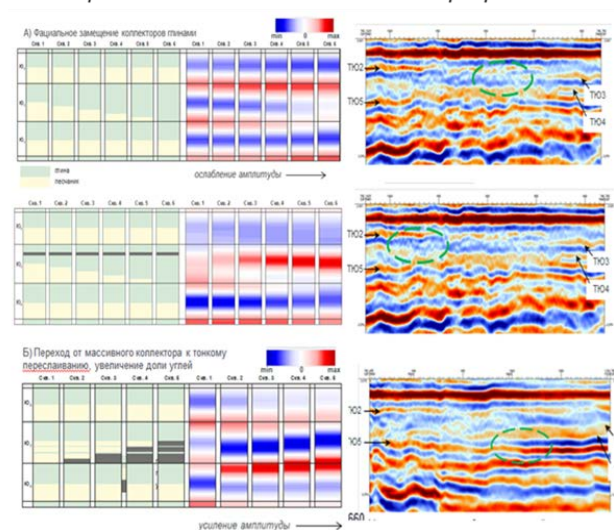


Схема углистости пласта Ю₂ на одной из площадей Уватского проекта



Рис. 4. Выделение углистости в интервале тюменской свиты на территории Уватского района юга Тюменской области

Учитывая, что наиболее часто встречаемая мощность углей на территории с. Увата более 2 м, их наличие сильно завышает значения прогнозных эффективных толщин при использовании атрибутного анализа, поэтому этот фактор обязательно учитывается при прогнозе коллекторов по сейсмическим данным.

Четвертым фактором является наличие в пласте Ю₂ зон плотняков, которые связывают с участками вторичной карбонатизации и вторичного окремнения [9]. На территории Уватского проекта такие зоны, как правило, встречаются в пределах развития высокочемких коллекторов группы русловых фаций, занижая их ФЕС.

При наличии выполненных инверсионных преобразований чаще всего зоны развития плотняков по площади хорошо визуализируются на слайдах кубов акустической инверсии, где они выделяются повышенными значениями сдвигового (Pimp) и поперечного (Simp) импеданса.

Как отмечалось выше, кроме геологических факторов, большое влияние на прогноз полифациальных коллекторов пласта Ю₂ тюменской свиты оказывают факторы, связанные с интерпретацией самого сейсмического материала МОГТ 3D.

На территориях, где пласт Ю₂ тюменской свиты представлен полифациальными разрезами переходного генезиса, например, от континентальных к прибрежно-морским отложениям, часто существует проблема синфазной сейсмической корреляции. На территории ЗСБ при использовании материалов площадных сейсмических работ МОГТ 3D кровли пластов Ю₂, Ю₃, Ю₄ в волновом сейсмическом поле маркируются отражающими горизонтами — ТЮ₂, ТЮ₃, ТЮ₄, которые, соответственно, маркируются фазами положительного знака. Так как для прогноза коллекторов по сейсмическим данным важным моментом является выбор временного окна для расчета атрибута, сложности с однозначной фазовой сейсмической корреляцией отрицательно сказываются на его выборе.

На территории Уватского проекта трудности фазовой сейсмической корреляции по положительным фазам наблюдаются, начиная от центральных районов в западном направлении, где происходит смена литологического (фациального) состава отложений пласта Ю₂. Проблема возникает за счет того, что на территориях, где в пластах глинистые прослои (пачки) представлены группой морских фаций прибрежной равнины, они по акустическим свойствам слабо отличаются от залегающих выше морских глин васюганской свиты (рис. 5).

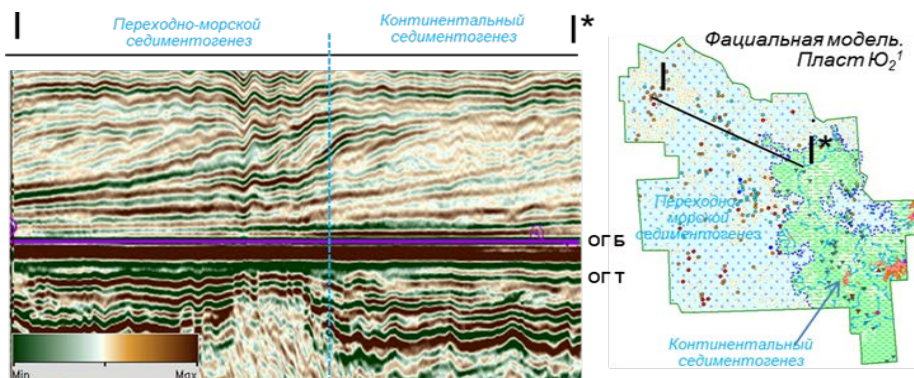


Рис. 5. Особенности динамических характеристик ОГ Т в зоне переходноморских разрезов пласта Ю₂ тюменской свиты (разрез выровнен на ОГ Б)

В итоге из-за слабой акустической контрастности динамика отраженных волн сильно падает до полного исчезновения, что приводит к вариативности прослеживания кровли отдельных пластов тюменской свиты в этих районах на сейсмических разрезах. Частично решить проблему помогают результаты акустической синхронной инверсии.

Следующий фактор, который также сильно влияет на прогноз коллекторов по сейсмическим данным на территории Уватского района, — это часто встречающиеся искажения амплитудно-частотных характеристик волнового поля в интервале среднеюрских отложений из-за поверхностных условий проведения полевых сейсмических работ. Из-за того что большая часть площадей Уватского района находится в зоне развития поверхностных олиготрофных болот Ишимской равнины, при регистрации сейсмических сигналов наблюдается поглощение высоких частот, что приводит к снижению разрешающей способности сейсмических сигналов (рис. 6).

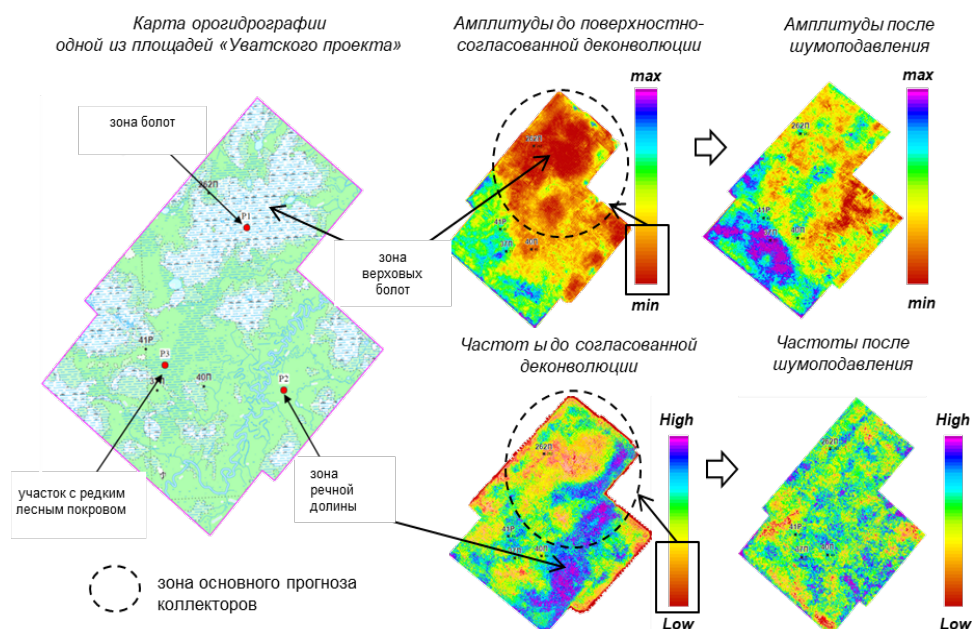


Рис. 6. Пример искажения амплитудно-частотного спектра волнового сейсмического поля МОГТ 3D на одной из площадей Уватского района

В районах, где зоны развития верховых болот совпадают с зонами развития мористых разрезов, разрешающей способности сейсмического сигнала часто не хватает для контрастной визуализации на временных разрезах ОГ, соответствующих пластам Ю₂, Ю₃, Ю₄. В ООО «ТННЦ» проблему стараются решить на этапе обработки сейсмического материала через процедуры деконволюции и амплитудной балансировки [11].

Как отмечалось ранее, на территории Уватского региона качество прогноза коллекторов в пласте Ю₂ по данным синхронной сейсмической инверсии

зависит от возможности разделения пород-коллекторов и пород-неколлекторов по упругим параметрам. Учитывая низкие ФЕС резервуаров пласта Ю₂ в этом регионе, существует проблема схожести упругих параметров коллекторов и неколлекторов не только в сейсмическом масштабе, но и по ГИС (рис. 7).

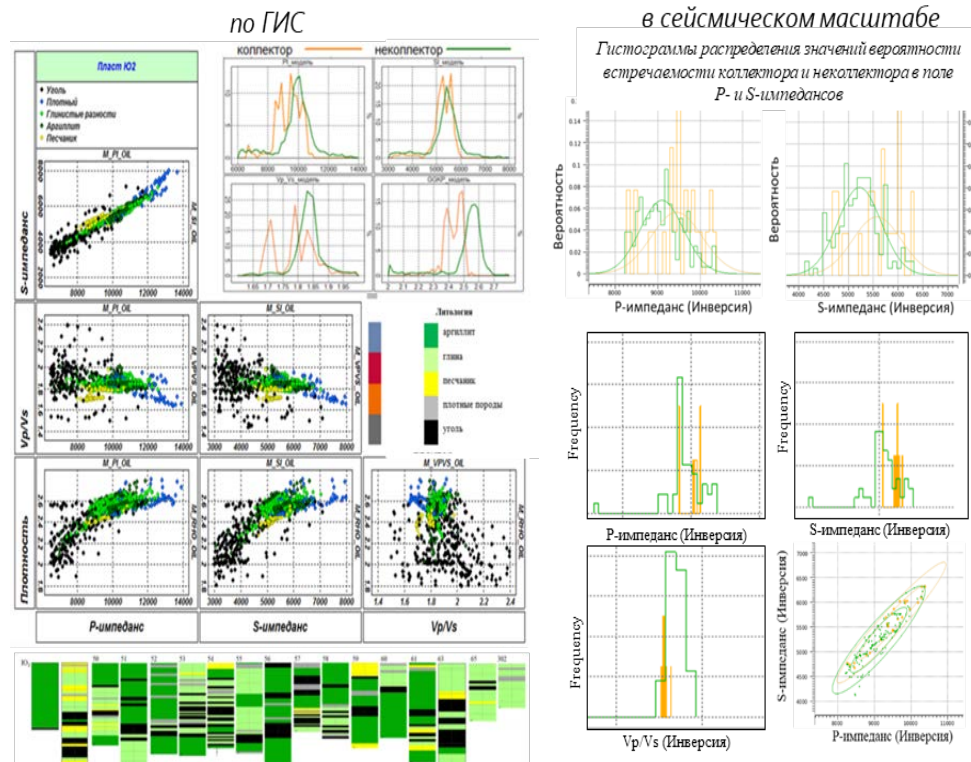


Рис. 7. Пример разделения пород пласта Ю₂ тюменской свиты разного литологического состава по петроупругим свойствам

Из трех кубов, которые получают по итогам синхронной сейсмической инверсии, — акустического (PI), сдвигового (SI) импедансов и куба отношения скоростей продольной и поперечной волн (Vp/Vs), только последний чаще всего бывает наиболее информативным для расчета эффективных толщин пласта Ю₂, хотя и при его использовании наблюдаются зоны неоднозначной интерпретации, где существует перекрытие разрезов с коллекторами и без коллекторов.

В результате на территории Уватского района юга Тюменской области часто карты прогнозных эффективных толщин пласта Ю₂ тюменской свиты используют на качественном уровне, преимущественно для локализации зон заглинизированных разрезов и выделения структурно-литологических ловушек.

Последний из факторов, влияющих на качество прогноза коллекторов пласта Ю₂, — это качество регрессионных связей между эффективными толщинами по ГИС и сейсмическими атрибутами.

Как отмечалось выше, чтобы атрибутивный анализ использовать для количественного прогноза, значения сейсмических атрибутов в точках скважин сопоставляют с эффективными толщинами по ГИС и выявляют связь, описываемую регрессионным уравнением, чаще всего линейного типа $H = f(X)$. Для того чтобы такую связь установить, как правило, специалисты используют статистические данные по скважинам.

Учитывая озерно-болотный генезис отложений пласта Ю₂ при отмирающем цикле речных систем, на территории Уватского района до 80 % скважин вскрывает суммарные толщины коллекторов пласта Ю₂ менее 5 м.

Это соответствует развитию разрезов с коллекторами фаций внешней песчаной поймы, и только, 20 % скважин вскрывает эффективные толщины до 10–15 м. Таким образом, статистика по фациальным зонам (ФЗ) в большинстве случаев не совсем однозначна, что необходимо учитывать при прогнозе (рис. 8).

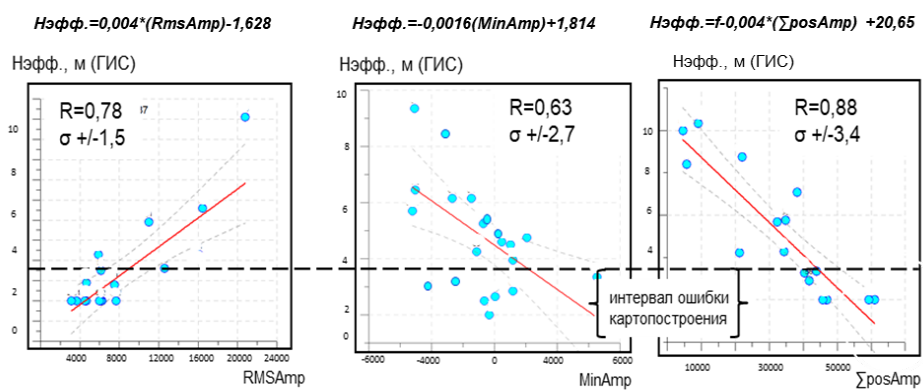


Рис. 8. Графики одномерной зависимости линейного типа эффективных толщин и различных сейсмических атрибутов (RMSAmplitude, MinAmplitude, ΣposAmplitude)

Часто на гистограммах с линейной зависимостью наблюдается следующая картина: значения статистики скважин разбиваются на две группы, при этом максимальное количество значений концентрируется в области эффективных толщин до 5 м, в то время как значения в зонах высоких эффективных толщин имеют большую дисперсию разброса.

Из-за такого распределения значений при анализе специалисты, как правило, сталкиваются с двумя проблемами: 1) большая часть прогнозных эффективных толщин более 5 м, рассчитанных с помощью атрибутивного анализа, слабо контролируется статистикой бурения (как правило, именно в такие зоны приходится часто закладывать ПРБ); 2) из-за довольно высокой дисперсии разброса значений эффективных толщин по ГИС в интервалы атрибутивных значений, которые по зависимости относятся к высоким или низким эффективным толщинам, попадают несоответствующие значения по ГИС.

По результатам анализа зависимостей установлено, что большая дисперсия в основном характерна для зон высоких значений эффективных

толщин, именно в таких зонах значений атрибутов чаще сталкиваются с максимальной ошибкой прогноза коллекторов. Данную проблему можно решить с помощью анализа зависимостей в разных ФЗ.

Выводы

Анализ геологических и сейсмических факторов, описанных выше, показывает, с каким кругом проблем могут столкнуться специалисты на периферийных территориях Западно-Сибирского бассейна при прогнозе коллекторов пласта Ю₂ тюменской свиты полифациального генезиса по данным 3D-сейсморазведки. Несмотря на сложности, многолетний опыт специалистов ООО «ТННЦ» позволяет решать задачи выявления новых залежей УВ в интервале тюменской свиты на территории Уватского района юга Тюменской области.

Для сокращения влияния большинства описанных факторов наработанный опыт не только в области обработки и интерпретации сейсмических данных, но и в области анализа геолого-геофизического материала, который активно применяется на активах ПАО «НК «Роснефть» периферийных территорий ЗСБ, что позволяет повышать успешность не только поисково-разведочного, но и эксплуатационного бурения.

Опыт специалистов ООО «ТННЦ» показал, что для периферийных территорий ЗСБ необходимо учитывать влияние как геологических, так и сейсмических факторов.

Среди геологических факторов особое внимание необходимо уделять двум моментам: 1) особенностям строения пластов, а именно положению коллекторов в разрезе; 2) влиянию маломощных прослоев плотняков и углей на динамические характеристики волнового сейсмического поля.

Из сейсмических факторов необходимо уделять внимание трем основным: 1) корректности сейсмогеологической корреляции отражающих горизонтов, особенно на территориях, где предполагается смена разрезов континентального генезиса на разрезы переходно-морского генезиса; 2) влиянию поверхностных условий (верховых, олиготрофных болот) на динамику амплитудно-частотного спектра сейсмического поля; 3) корректному анализу регрессионных связей между эффективными толщинами по ГИС и сейсмическими атрибутами, учитывая объем статистики эффективных толщин в разных фациальных зонах.

Список источников

1. Петрофизическая характеристика продуктивных горизонтов тюменской свиты юго-восточной части Уватского района / К. В. Зверев, А. А. Матигоров, Е. Р. Чухланцев, Н. А. Грегуль. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО : сборник трудов девятой научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск : ИздатНаукаСервис, 2006. – Том 2. – С. 260–267.

2. Адаптация методологии поиска новых залежей углеводородов в юрском и неокомском интервалах разреза на территории лицензионных участков Уватского проекта по результатам геологоразведочных работ 2015–2019 гг. / О. В. Елишева, Е. Л. Лазарь, Е. А. Лыжин [и др.]. – DOI 10.24887/0028-2448-2020-11-32-37. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 11. – С. 32–37.
3. Барабошкин, Е. Ю. Практическая седиментология (терригенные коллектора) / Е. Ю. Барабошкин ; Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ. – Томск, 2007. – 155 с. – Текст : непосредственный.
4. Гаврилова, Е. Н. Закономерности распространения коллекторов в отложениях тюменской свиты на западе Широкого Приобья / Е. Н. Гаврилова, В. С. Славкин, Т. Е. Ермолова. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2010. – № 3. – С. 52–60.
5. Логинов, Д. В. Некоторые методы определения информативного набора сейсмических атрибутов для прогнозирования свойств коллекторов / Д. В. Логинов, С. А. Лаврик. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т. 5, № 1. – С. 10.
6. Мельников, А. В. Применение акустической инверсии на терригенных отложениях формации Мирандор на месторождении Альтуритас, Венесуэла / А. В. Мельников, Д. А. Коряков, Я. А. Мирясова. – DOI 10.31087/0016-7894-2022-5-39-49. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2022. – № 5. – С. 39–49.
7. Оценка эффективности метода синхронной инверсии сейсмических данных применительно к моделям слабоконтрастных коллекторов / М. Ю. Романенко, И. Н. Керусов, Д. Е. Мирошниченко, Ю. В. Масалкин. – Текст : непосредственный // Технологии сейсморазведки. – 2010. – № 2. – С. 55–61.
8. Тимчук, А. С. Сейсмические инверсионные преобразования для уточнения геологических моделей и проектирования разработки месторождений углеводородов / А. С. Тимчук, С. В. Костюченко, В. Н. Смирнов. – Текст : непосредственный // Вестник ЦКР Роснедра. – 2011. – № 2. – С. 11–16.
9. Литогенез юрско-меловых отложений восточного борта Большехетской впадины (по результатам изучения разреза Туколандо-Вадинской параметрической скважины-320) / Н. Ф. Столбова, О. В. Бетхер, Ю. В. Киселев. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. – 2004. – Т. 307, № 6. – С. 31–35.
10. Фазочастотная деконволюция сейсмических волн / А. И. Кочегуров, Е. А. Кочегурова, И. Э. Ильясова [и др.]. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328, № 12. – С. 84–93.

References

1. Zverev, K. V., Matigorov, A. A., Chukhlantsev, E. R., & Greg, N. A. (2006). Petrofizicheskaya kharakteristika produktivnykh gorizontov tyumenskoy svity yugo-vostochnoy chasti Uvatskogo rayona. Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KhMAO: sbornik trudov devyatoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Tom 2. Khanty-Mansiysk, IzdatNaukaServis Publ., pp. 260-267. (In Russian).
2. Elisheva, O. V., Lazar, E. L., Lyzhin, E. A., Safonov, V. G., Zhidkov, A. V., & Zhestkov, D. N. (2020). The methodology of Adaptation for searching new hydrocarbon in the Jurassic and Neocomian sediments of the Uvat project areas by the results of the exploration 2015-2019. Oil Industry, (11), pp. 32-37. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2020-11-32-37

3. Baraboshkin, E. Yu. (2007). Prakticheskaya sedimentologiya (terrigennye kollektora). Tomsk, 155 p. (In Russian).
4. Gavrilova, E. N., Slavkin, V. S., & Ermolova, T. E. (2010). Reservoir distribution regularities in Tyumen suite deposits on the west of latitudinal Priobie. Russian oil and gas geology, (3), pp. 52-60. (In Russian).
5. Loginov, D. V., & Lavrik, S. A. (2010). Some methods of determining an informative set of seismic attributes for forecasting reservoir properties. Petroleum geology. Theoretical and applied studies, 5(1), pp. 10. (In Russian).
6. Melnikov, A. V., Koryakov, D. A., & Miryasova, Ya. A. (2022). Terrigenous Mirador formation of Alturitas field, Venezuela: application of acoustic inversion. Russian oil and gas geology, (5), pp. 39-49. (In Russian). DOI: 10.31087/0016-7894-2022-5-39-49
7. Romanenko, M. Yu., Kerusov, I. N., Miroshnichenko, D. E., & Masal-kin, Yu. V. (2010). Valuation of the effectiveness of the method of synchronous inversion of seismic data in relation to modeling of low-contrast speakers. Technologies of seismic exploration, (2), pp. 55-61. (In Russian).
8. Timchuk, A. S., Kostyuchenko, S. V., & Smirnov, V. N. (2011). Seismic inversion transformations for specifying the geological models and designing the hydrocarbon field development. Vestnik TSKR Rosnedra, (2), pp. 11-16. (In Russian).
9. Stolbova, N. F., Bether, O. V., & Kiselyov, Yu. V. (2004). Lithogenesis of Jurassic-Cretaceous deposits of the eastern boron of the Bolshekhetskaya depression (based on the results of studying the section of the Tukolando-Vandinskaya parametric well-320). Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, 307(6), pp. 31-35. (In Russian).
10. Kochegurov, A. I., Kochegurova, E. A., Ilyasova, I. E., Geringer, V., & Reif, K. (2017). Phase-frequency deconvolution of seismic waves. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering, 328(12), pp. 84-93. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

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

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

Шахов Андрей Васильевич, заве-
дующий сектором динамической интер-
претации геологической поддержки СРР,
ООО «Тюменский нефтяной научный
центр», г. Тюмень

Andrey V. Shakhov, Chief Sector
interpretation of geological support of the
SRR, Tyumen Petroleum Scientific Center
LLC, Tyumen, avshakhov@tnnc.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 05.03.2024; одобрена после рецензирования 28.04.2024; принята к публикации 16.05.2024.

The article was submitted 05.03.2024; approved after reviewing 28.04.2024; accepted for publication 16.05.2024.

УДК 622.276

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-4-50-63

Ограничение добычи газа в условиях массивной газовой шапки

В. Ф. Истишева¹, В. И. Забелин^{1*}, Е. Н. Иванов^{2, 3, 4}, Н. А. Черкасов²,
А. В. Священко²

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

²ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

³Иркутский национальный исследовательский технический университет,
Иркутск, Россия

⁴Иркутский государственный университет, Иркутск, Россия

*VI_Zabelin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В современном мире на крупных месторождениях, где присутствует обширная газовая шапка, при разработке нефтяных оторочек возникает проблема прорыва газа газовых шапок к забою нефтяных скважин. Эта проблема также может усугубляться ограниченными возможностями инфраструктуры по утилизации и/или транспортировке попутного нефтяного газа. В работе отражена эволюция подходов по минимизации добычи прорывного газа газовой шапки из нефтяных скважин при разработке нефтяной оторочки пласта Бт ботуобинского горизонта Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения. На сегодняшний день сформирована эффективная стратегия разработки подгазовой зоны, включающая в себя применение различных технологий, направленных на снижение газового фактора. Описанный опыт разработки подгазовой зоны Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения может быть полезен при разработке месторождений со схожими геологическими особенностями.

Ключевые слова: массивная газовая шапка, нефтяная оторочка, ограничение добычи попутного нефтяного газа

Для цитирования: Ограничение добычи газа в условиях массивной газовой шапки / В. Ф. Истишева, В. И. Забелин, Е. Н. Иванов [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-4-50-63 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 4. – С. 50–63.

Limiting gas production from massive gas caps

Viktoriya F. Istisheva¹, Vladislav I. Zabelin^{1*}, Evgeniy N. Ivanov^{2, 3, 4}, Nikita A. Cherkasov², Aleksander V. Svyaschenko²

¹Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

²Taas-Yuryakh Neftegazodobycha LLC, Irkutsk, Russia,

³Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia

⁴Irkutsk State University, Irkutsk, Russia

*VI_Zabelin@tnnc.rosneft.ru

Abstract. In the modern world, in large fields with extensive gas caps, oil rim development is associated with the issue of gas breaking through from gas caps to the bottom of oil wells. Furthermore, this issue may also be aggravated by the limited capacity of associated petroleum gas disposal and/or transportation infrastructure. The article presents an analysis of the evolution of

methodologies aimed at reducing the production of breakthrough gas from a gas cap by oil wells during the development of an oil rim of the Bt reservoir of the Botuobinsky horizon of the Srednebotuobinskoye oil and gas condensate field. To date, an effective strategy for the development of the under-gas-cap zone has been formulated, comprising the implementation of diverse technologies with the objective of reducing the gas-oil ratio. The experience of developing the under-gas-cap zone of the Srednebotuobinskoye oil and gas condensate field may prove instructive in the development of analogous fields exhibiting comparable geological characteristics.

Keywords: massive gas cap, oil rim, limitation of associated petroleum gas production

For citation: Istisheva, V. F., Zabelin, V. I., Ivanov, E. N., Cherkasov, N. A., & Svyaschenko, A. V. (2024). Limiting gas production from massive gas caps. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 50-63. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-4-50-63

Введение

По всему миру насчитывается значительное количество нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений, геологическое строение которых осложнено наличием массивной газовой шапки (ГШ) при отсутствии естественного барьера между нефтяной и газовой частями. На таких месторождениях высока вероятность потери части запасов нефти в связи с их внедрением в газовую шапку в процессе разработки. Также при добыче нефти с высоким газовым фактором (ГФ) возможны осложнения со скважинным оборудованием.

Для минимизации негативных последствий высокого ГФ используются различные технологии, направленные на увеличение безгазового периода работы и на сокращение доли попутного нефтяного газа (ПНГ) в продукции нефтяных скважин. Полнота выработки запасов нефти, осложненных наличием газовой шапки, обусловлена правильным подбором данных технологий. Успешный опыт ограничения добычи ПНГ можно проследить на примере Среднеботуобинского месторождения. Здесь нашли применение барьерные технологии (отделение нефтяной оторочки от газовой шапки), включающие в себя барьерное заводнение и закачку различных составов, а также используются устройства по контролю притока [1].

Среднеботуобинское — крупное по запасам нефтегазоконденсатное месторождение Восточной Сибири. Открыто в 1970 году и введено в промышленную эксплуатацию в 2013 году.

Основной объект разработки связан с терригенными отложениями ботуобинского горизонта, осложненными наличием контактных запасов. На объекте выделяются две зоны, различные по насыщению: водонефтяная (ВНЗ), где нефтяная часть подстилается водой, и газоводонефтяная (ГНВЗ), где помимо подошвенной воды присутствует обширная газовая шапка. На начальных этапах разработки нефтяной оторочки в ГНВЗ возникли проблемы с ранними прорывами газа в нефтяные скважины, приводящими к сокращению срока эксплуатации скважин и снижению добычи нефти.

Негативные последствия прорыва ПНГ включали также необходимость утилизации значительного объема газа. Обратная закачка газа в

пласт была невозможна по причине отсутствия газокompрессорной станции. В сентябре 2021 года станция была запущена, стала осуществляться закачка ПНГ в пласт Бт.

С 2015 года бурение и эксплуатация скважин осуществлялись в большей степени в водонефтяной зоне. Однако со временем, по факту разбуривания площади ВНЗ, приоритет начал смещаться в сторону ГНВЗ. Как следствие, поиск решений проблемы прорывов ПНГ стал ключевым направлением развития методологии разработки месторождения.

На данный момент разработана стратегия ограничения притока газа в нефтяные скважины с учетом различных по площади геологических условий.

Геолого-физическая характеристика и концепция разработки пласта Бт

Основным по накопленной и текущей добыче объектом Среднеботубинского нефтегазоконденсатного месторождения является пласт Бт ботубинского горизонта. Пласт хорошо изучен, характеризуется аномально низким пластовым давлением (140 атм), низкой пластовой температурой 12 °С, относительно высокими значениями вязкости (4,0 мПа·с) и плотности (1,28 кг/м³) пластовой воды, обусловленными высокой минерализацией 400 г/л. Ключевой особенностью пласта Бт, определяющей выбор стратегии разработки, является наличие обширной ГШ. 69 % запасов нефти пласта приходится на ГНВЗ. Площадь ГШ составляет 70 % от площади всего пласта при средней ее толщине 7,5 м. Толщина нефтяной оторочки в среднем составляет 10 м. Коллектор пласта представлен терригенными отложениями, характеризующимися проницаемостью ~250 мД, высоким коэффициентом песчанистости — 0,8 и расчлененностью — 1–2. Таким образом, при отсутствии естественных перемычек и в практически монолитном пласте созданы все условия для поступления ПНГ в нефтяные скважины в процессе разработки нефтяной оторочки пласта Бт.

На 01.01.2023 действующий фонд добывающих скважин составляет 337 скважин, 104 — водонагнетательных, пять — газонагнетательных. В 2022 году добыто 4 893 тыс. т нефти и 9 766 тыс. т жидкости, отбор ПНГ за 2022 год составил 3 343 млн м³. Среднегодовой дебит жидкости добывающих скважин составляет 91,4 т/сут, нефти — 45,8 т/сут.

Закачка воды с целью поддержания пластового давления ведется с 2013 года. В 2022 году объем закачанной воды составил 10 117 тыс. м³. Отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) — 19 %.

Концепция разработки пласта Бт основана на учете различия свойств по площади, выделения относительно однородных зон и применения различных тактик разработки к отдельным зонам. Такой дифференциальный подход позволяет максимизировать совокупную успешность применяемых технологий. Наиболее естественным является разделение по насыщению: на водонефтяную и газоводонефтяную зоны разработки. Скважины ВНЗ

характеризуются стабильной динамикой газового фактора, его среднее значение составляет $150 \text{ м}^3/\text{т}$. Остановимся на рассмотрении ГНВЗ, формирование стратегии разработки которой напрямую связано с поиском решения проблемы прорывов ПНГ в нефтяные скважины.

В границах ГНВЗ, в свою очередь, также выделены зоны в зависимости от нефтенасыщенных (ННТ) и газонасыщенных (ГНТ) толщин.

На месторождении нашли применение различные методы ограничения поступления ПНГ в нефтяные скважины.

Методы можно поделить на три категории.

- I. Общие правила, определяющие систему разработки ГНВЗ.
- II. Технологии, определяющие систему разработки ГНВЗ в зависимости от свойств (ННТ, ГНТ).
- III. Методы, применяемые по факту прорыва газа на скважинах (выбор метода определяется источником поступления газа в скважину).

Такая комплексная стратегия применения технологий по ограничению добычи газа позволяет существенно ограничить поступление ПНГ в нефтяные скважины (таблица).

Стратегия ограничения добычи газа. ГНВЗ. Пласт Бт

Стратегия ограничения добычи газа в условиях массивной газовой шапки							
I			II			III	
Для всех скважин ГНВЗ			ННТ < 6 м	ННТ > 6 м	Зона внешнего ГНК, низкие ГНТ	По факту прорыва газа в скважину	
Проводка скважины	Режим эксплуатации скважин	Увеличение длины скважин	МЗГС+ АУКП	МЗГС	Расширение системы ППД	Периодическая эксплуатация	РИР
2–3 м над ВНК	$\Delta P = 5 \text{ атм}$	ГС I 250 м, МЗГС 4 850 м					

Методы ограничения добычи газа

I. В работе [2] выделены базовые элементы стратегии разработки месторождения: алгоритм проводки ствола горизонтальных скважин (ГС), режим работы скважин, длина горизонтального ствола. Эти фундаментальные принципы разработки подгазовой зоны были выработаны еще в первые годы промышленной разработки месторождения.

Проводка скважин

В начальный период промышленной эксплуатации пласта Бт (2013–2014 гг.) бурение производилось преимущественно в ГНВЗ. При этом были опробованы различные типы проводки стволов горизонтальных скважин: многоамплитудная, восходящая, нисходящая, вдоль водонефтя-

ного контакта (ВНК), вдоль газонефтяного контакта (ГНК), между контактами (рис. 1).

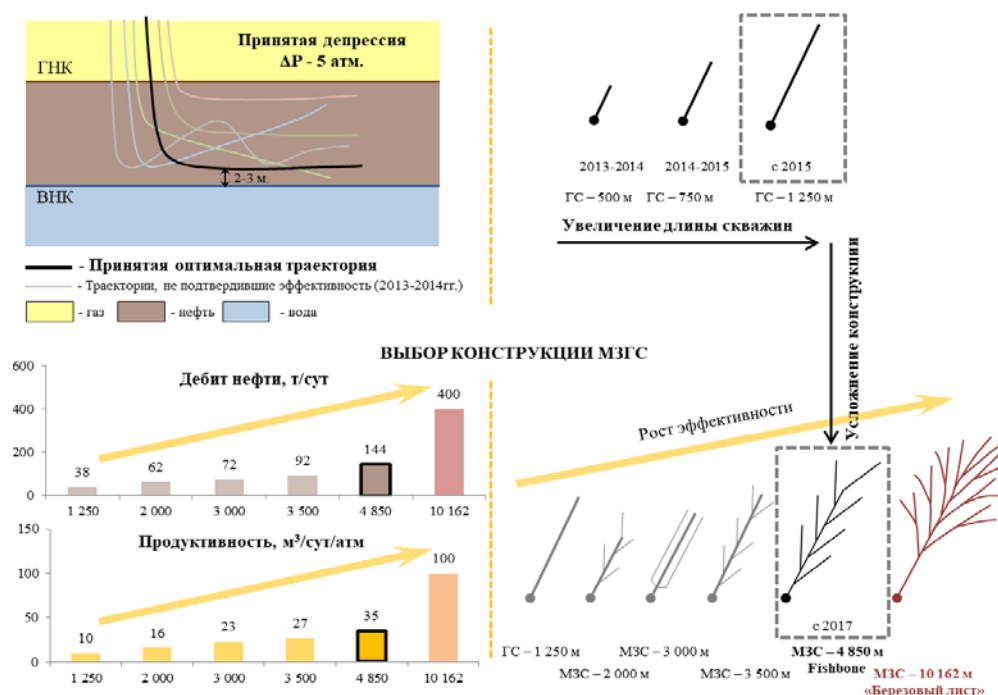


Рис. 1. Развитие стратегии разработки пласта Бм

Незамедлительно проявили себя осложнения разработки подгазовых зон. По результатам эксплуатации получены преждевременные прорывы газа в нефтяные скважины, отмечается резкий рост ГФ. В рамках разработки мероприятий по ограничению добычи ПНГ были проанализированы данные эксплуатации скважин с различной проводкой. Наилучший результат показали скважины с горизонтальной геометрией ствола, пробуренные на 2–3 метра выше от ВНК — на максимально возможном расстоянии от ГНК. Таким образом, была определена оптимальная проводка скважин в ГНВЗ.

Близость скважины к ВНК не сказывается негативно на динамике обводнения в связи с благоприятным соотношением подвижностей нефти и воды. Кроме того, по данным промысловых исследований, на уровне ВНК встречается слой нефти, обладающей повышенной вязкостью, препятствующий подтягиванию воды.

Для постоянного мониторинга качества проводки скважины и возможности корректировки траектории в условиях геологической неопределенности на месторождении применяется технология каротажа во время бурения Logging while drilling (LWD) [3].

Режим эксплуатации скважин

В начальный период разработки контроль за депрессией скважин подгазовой зоны был ослаблен. Эксплуатация на интенсивных режимах (депрессия 15–20 атм и более) привела к ускорению процесса образования газового конуса и быстрому прорыву газа ГШ в нефтяные скважины. Проведены аналитические расчеты для обоснования оптимальной депрессии, а также расчеты на гидродинамической модели [4]. Подтверждена необходимость эксплуатации скважин на щадящих режимах работы, рекомендуемая депрессия для скважин ГНВЗ не должна превышать 5 атм.

Конструкция скважин, длина горизонтального участка

В настоящее время применение горизонтального бурения для разработки нефтяных оторочек является традиционным. Горизонтальные скважины характеризуются более высокой областью дренирования относительно наклонно направленных скважин, что приводит к увеличению добычи нефти и снижению темпов роста ГФ.

В технологической схеме разработки (ТСР) 2004 года впервые для объекта Бт была утверждена система разработки горизонтальными скважинами [5]. В 2014 году в рамках ТСР обоснованы длины ГС: для ВНЗ — 750 м, для ГНВЗ — 1 250 м.

На скважинах, пробуренных на ранней стадии разработки и не соответствующих базовой стратегии, была успешно реализована программа зарезки боковых стволов (ЗБС). Мероприятия были выполнены в соответствии с оптимальным профилем проводки и длиной ГС. По результатам получены существенное снижение ГФ и стабилизация дебита нефти по скважинам.

В 2017 году был сделан следующий шаг — качественный переход от традиционных горизонтальных скважин к скважинам сложной конструкции. Были опробованы различные виды многоствольных и многозабойных скважин (МЗГС), при этом наблюдался рост входной продуктивности скважин при увеличении длины скважин (рис. 2).

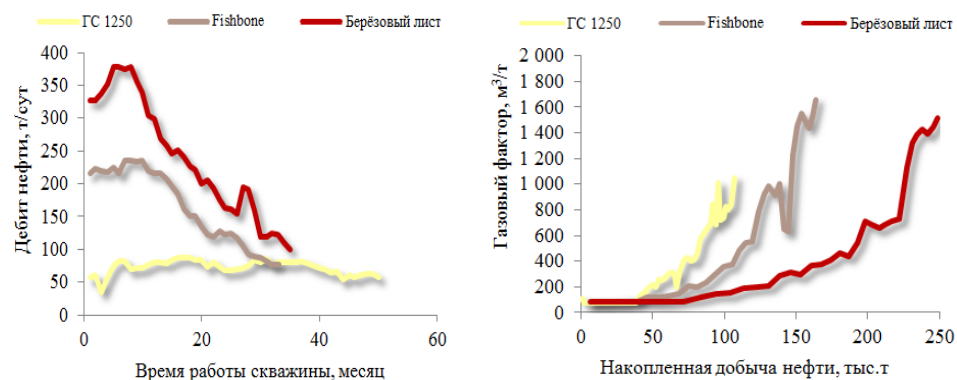


Рис. 2. Показатели работы скважин разной конструкции в ГНВЗ

МЗГС позволяют получить большие дебиты нефти по сравнению с ГС в условиях ограниченной депрессии и более благоприятный характер поведения ГФ. Наилучшие результаты показала конструкция МЗГС — Fishbone длиной 4 850 м.

Бурение МЗГС в ГНВЗ в ННТ более 6 м утверждено проектными решениями в 2020 году.

В 2020 году на месторождении получен уникальный опыт бурения многозабойной скважины необычной конструкции. Скважина включает 15 боковых стволов, каждый из которых делится еще на 2, и за исключительную форму получила название «Березовый лист». Общая длина МЗГС составила 12 792 м, проходка по коллектору — 10 162 м. Скважина стартовала с дебитом 401,5 т/сут нефти, характеризуется медленным темпом роста ГФ при значительных отборах нефти.

II. Система разработки ГНВЗ дифференцирована в зависимости от ГНТ, ННТ.

Расширение системы поддержания пластового давления (ППД) в ГНВЗ

В ВНЗ с 2013 года успешно осуществляется закачка воды, сформирована рядная система заводнения.

В целях ППД в 2015 году закачка воды вводится и в ГНВЗ, начиная с переводов скважин под нагнетание на внешнем контуре газоносности. В процессе заводнения на пути миграции газа ГШ формируется конус воды, который образует гидродинамический барьер на пути к добывающим скважинам. В результате закачка воды привела к снижению ГФ на реагирующем фонде с ~900 до 200–300 м³/т и стабилизации на этом уровне.

В 2017 году принято решение выполнить апробацию заводнения в зоне с более высокими ГНТ порядка 6 м (4 нагнетательных скважины). ГФ в период 2018–2021 гг. снизился с 1 200 до 250 м³/т.

Успешность этапа 2 обусловила дальнейшее увеличение площади заводнения. Программа переводов в ППД составила 30 скважин. В результате отмечаются снижение ГФ с 1 036 до 500–800 м³/т и последующая его стабилизация без снижения дебита нефти (рис. 3).

Применение автономных устройств контроля притока (АУКП)

При прочих равных условиях, чем ниже нефтенасыщенная толщина, вскрытая скважиной, тем выше риск прорыва газа, в связи с сокращением расстояния до газовой шапки. В зонах с ННТ менее 6 м планируется тиражирование усовершенствованной технологии заканчивания. Технология предполагает компоновку скважины, оснащенную устройствами контроля притока для осуществления селективной изоляции интервалов прорыва газа.

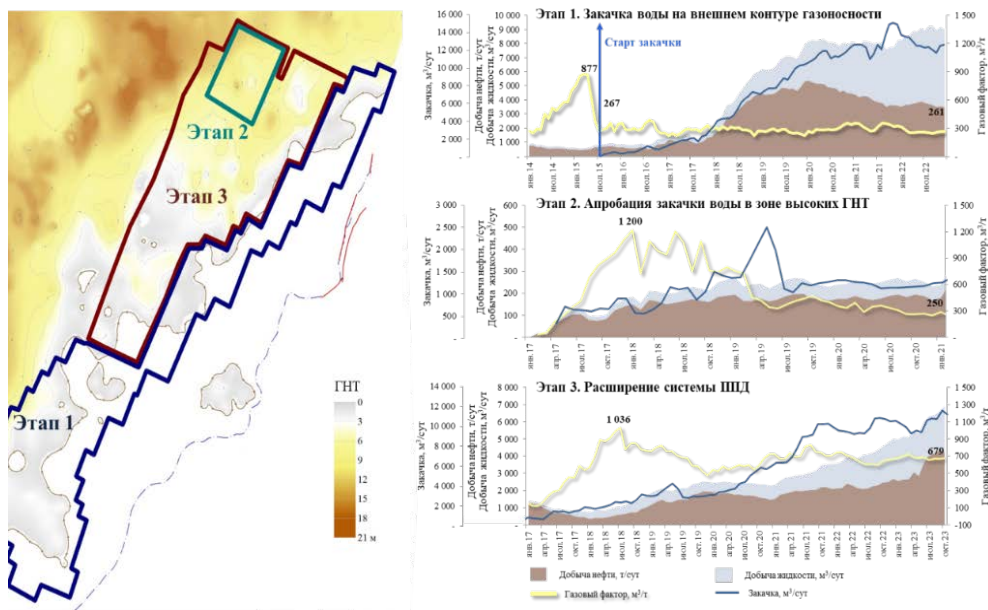


Рис. 3. Развитие системы ППД в ГНВЗ

В 2019 году проведены работы по опробованию АУКП типа Equalizer LIFT. Ограничение притока газа в скважину происходит за счет левитирующего диска, выполняющего роль клапана. При увеличении скорости потока в связи с увеличением в нем доли газа, диск блокирует входное отверстие (диаметром 2,5 мм) и препятствует поступлению газа в скважину. Схема устройства приведена на рисунке 4 [6].

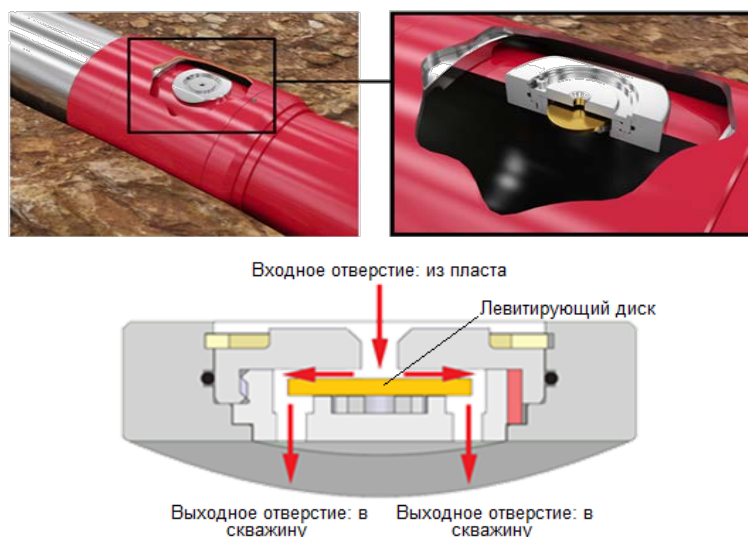


Рис. 4. Конструкция АУКП

Технология апробирована на четырех скважинах, при этом привлечены скважины разной конструкции — две ГС и две МЗГС.

Динамика роста газового фактора по скважинам с АУКП и ближайшим скважинам без АУКП, расположенным в схожих геологических условиях, приведена на рисунке 5.

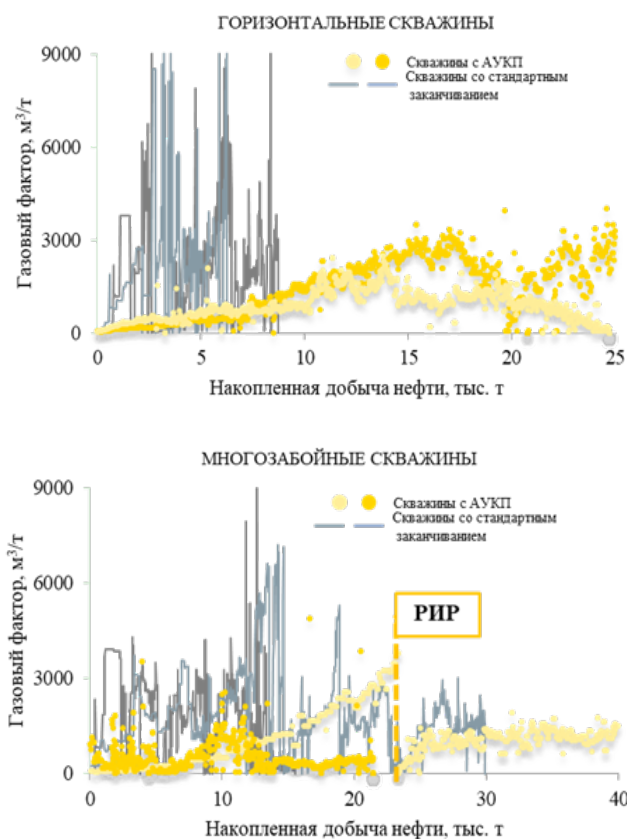


Рис. 5. Сопоставление скважин с АУКП с окружающими скважинами со стандартным заканчиванием

С 2022 года стартовала программа тиражирования технологии АУКП в ГНВЗ, на 01.01.2023 пробурено 11 скважин с АУКП (3 ГС, 8 МЗГС).

Эффективность применения технологии подтверждена. По скважинам с АУКП отмечаются значительно более благоприятные характеристики роста ГФ, чем по скважинам со стандартным заканчиванием.

III. Методы, применяемые при сложившейся системе разработки, в случае прорыва ПНГ в скважину.

Периодическая эксплуатация скважин с высоким ГФ

В ГНВЗ скважины с высоким показателем ГФ работают в режиме периодической эксплуатации. При достижении критического значения ГФ скважина останавливается с последующим запуском через некоторый про-

межутков времени. Физический смысл метода заключается в выравнивании газового конуса, подтянувшегося к скважине за время эксплуатации. Анализ фактических результатов периодической эксплуатации позволил оценить оптимальную продолжительность остановки и работы для каждой скважины. Продолжительность остановки скважин изменяется в пределах от 25 до 300 сут., в среднем составляет порядка 100 сут. [7].

На рисунке 6 приведен пример работы скважин, после остановки наблюдается значительное снижение ГФ.

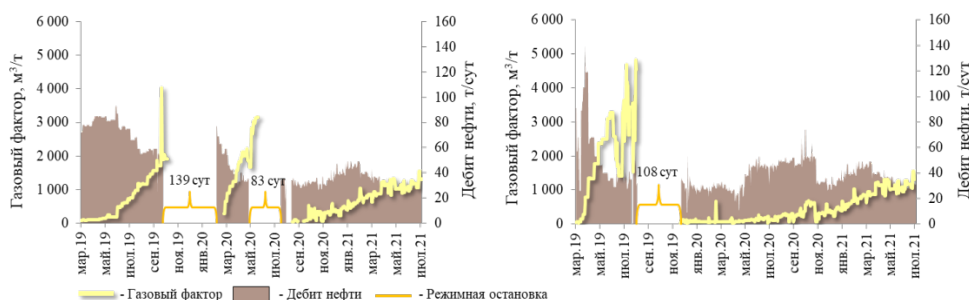


Рис. 6. Примеры показателей разработки скважины с периодической эксплуатацией

Ремонтно-изоляционные работы (РИР)

Низкая успешность режимных остановок скважины может быть вызвана либо наличием высокопроницаемого интервала, по которому происходит быстрый прорыв газа, либо нарушением технического состояния скважины. Для диагностики необходимо проведение промыслово-геофизических исследований на скважине для определения источника газопроявлений. При подтверждении гипотезы наличия технических дефектов на скважине или при выявлении участка основного притока газа рекомендуется проведение РИР.

Всего на объекте проведено тринадцать успешных операций РИР, как в процессе эксплуатации, так и при запуске скважины (рис. 7). Отмечается снижение ГФ после РИР в среднем на 98 %.

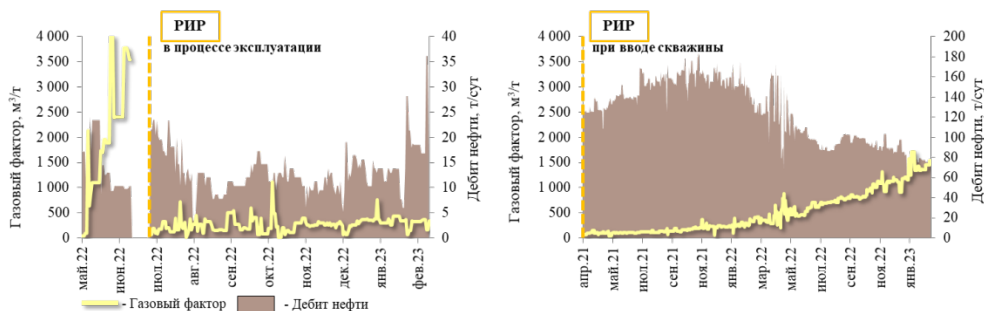


Рис. 7. Показатели разработки скважины с РИР

Показатели разработки ГНВЗ

На рисунке 8 приведены показатели разработки в ГНВЗ. При вводе в разработку единичных скважин в 2013 году были получены резкие прорывы газа. После корректировки стратегии проводки и режима эксплуатации скважин ГФ стабилизируется. С 2017 года происходит наращивание бурения, рост добычи и закачки. За счет реализации закачки воды, бурения скважин сложной конструкции и работы с фондом добычу ПНГ удается контролировать. На текущем этапе средний ГФ в зоне не превышает значения $1\,500\text{ м}^3/\text{т}$, несмотря на вовлечение в разработку краевых зон с минимальными нефтяными и максимальными газонасыщенными толщами.

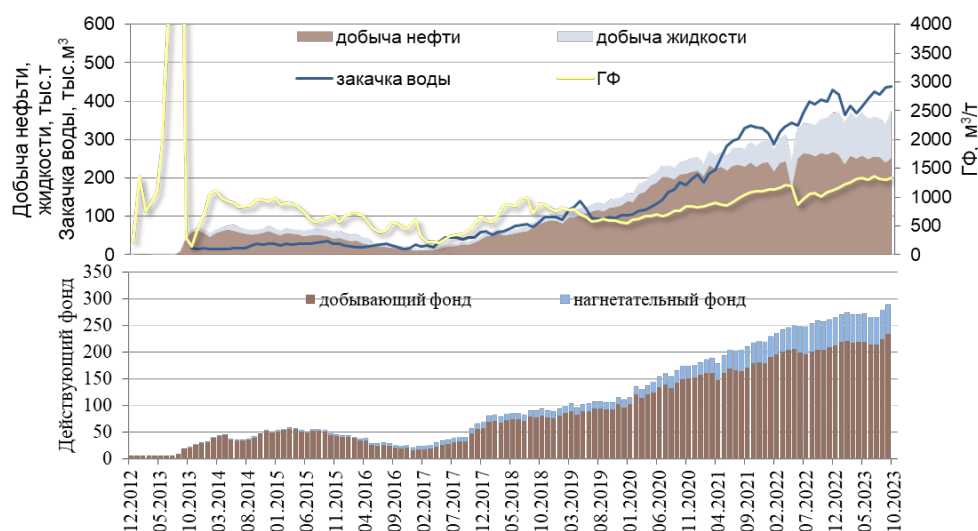


Рис. 8. Показатели разработки пласта Бт. ГНВЗ

Выводы

В работе обоснована необходимость комплексного подхода к снижению добычи ПНГ на основе анализа различных методик и применения их в зависимости от свойств пласта и флюидов, а также на основе результатов эксплуатации и опытно-промысловых работ.

Охарактеризована стратегия разработки ГНВЗ на Среднеботуобинском месторождении, направленная на снижение ГФ и основанная на следующем:

- на базовых технологиях: длина и геометрия скважины (ГС и МЗГС), проводка ствола скважины, контроль рабочей депрессии;
- формировании системы ППД в ГНВЗ: рядная система ППД водой в ГНТ < 6 м; бурение скважин сложной конструкции — МЗГС (Fishbone) в ННТ > 6 м; применение АУКП (Equalizer LIFT) в ННТ < 6 м;
- технологиях, применяемых при прорывах ПНГ: периодическая эксплуатация скважин; проведение РИР.

Описанная стратегия позволила эффективно управлять добычейпутного газа на месторождении. Снижение ГФ обеспечивается благодаря осознанному подходу к каждой скважине уже на этапе планирования и бурения. Благодаря снижению газового фактора достигнуты более высокие коэффициенты эксплуатации, возросла продуктивность скважин, появилась возможность проводить ГТМ по интенсификации добычи в подгазовой зоне. В целом, при снижении добычи ПНГ произошло значительное увеличение накопленной добычи нефти на скважину.

Список источников

1. Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири (на примере ботуобинской залежи Чаяндынского НГКМ) / С. В. Буркова, Д. В. Изюмченко, И. И. Минаков [и др.]. – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2013. – № 5 (16). – С. 124–133.
2. Разработка сложнопостроенных залежей с подгазовой зоной и подстилающей водой на примере Среднеботуобинского месторождения / Е. Н. Иванов, Д. В. Акинин, Р. Р. Валеев [и др.]. – Текст : непосредственный // Технологии в области разведки и добычи нефти : 2-я конференция ПАО «НК «Роснефть», Москва, 24–26 октября 2016 г. – 14 с.
3. Эффективность бурения и заканчивания наклонно-направленных нефтедобывающих скважин в Восточной Сибири через эволюцию горизонтального участка — от одиночных стволов к конструкции «березовый лист» в связи с детализацией геологического строения залежей УВ / В. А. Гринченко, Д. З. Махмутов, А. Н. Горбов [и др.]. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-5(329)-8-15. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 5 (329). – С. 8–15.
4. Обоснование концепции разработки крупного сложнопостроенного месторождения Восточной Сибири на основе гидродинамического моделирования / А. Н. Леванов, В. Ю. Белянский, И. А. Волков [и др.]. – Текст : непосредственный // Российская нефтегазовая техническая конференция, Москва, 26–28 октября 2015 г. – С. 2–34.
5. Эволюция подходов к разработке нефтяных оторочек терригенных коллекторов месторождений Восточной Сибири / А. В. Леванов, А. В. Кобяшев, А. А. Чупров [и др.]. – Текст : непосредственный // Российская нефтегазовая техническая конференция, Москва, 16–18 октября 2017 г. – С. 2–46.
6. Опыт применения автономных устройств контроля притока / Е. С. Зюзев, А. А. Давыдов, И. А. Опарин [и др.]. – DOI 10.24412/2076-6785-2023-1-36-40. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2023. – № 1 (94). – С. 36–40.
7. Опыт периодической эксплуатации и закачки дегазированной нефти для расформирования конуса газа / К. И. Приз, А. С. Алексеев, Н. А. Черкасов [и др.]. – DOI 10.24412/2076-6785-2023-5-69-73. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2023. – № 5 (98). – С. 69–73.

References

1. Burakova, S. V., Izyumchenko, D. V., Minakov, I. I., Istomin, V. A., & Kumeyko, E. L. (2013). Problemy osvoeniya tonkikh neftyanykh otorochek gazokondensatnykh zalezhey Vostochnoy Sibiri (na primere botuobinskoy zalezhi Chayandinskogo NGKM). Vesti gazovoy nauki, (5(16)), pp. 124-133. (In Russian).

2. Ivanov, E. N., Akinin, D. V., Valeev, R. R., Nikulin, E. V., & Sultanov, R. B. (2016). Razrabotka slozhnopostroennykh zalezhey s podgazovoy zonoj i podstilayushchey vodoy na primere Srednebotuobinskogo mestorozhdeniya. Tekhnologii v oblasti razvedki i dobychi nefi: 2nd konferentsiya PAO "NK "Rosneft", Moscow, October, 24-26, 2016. 14 p. (In Russian).
3. Grinchenko, V. A., Makhmutov, D. Z., Bliznyukov, V. Yu., Gorbov, A. N., Valeev, R. R., Sultanov, R. B.,... Vakhromeev, A. G. (2020). Efficiency of drilling and completion of directional oil-producing wells in the Eastern Siberia through a horizontal section evolution - from single wellbores to the "birch-leaf" design due to detailing of hydrocarbon deposits geological structure. Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea, (5(329)), pp. 8-15. (In Russian). DOI: 10.33285/0130-3872-2020-5(329)-8-15
4. Levanov, A. N., Belyanskiy, V. Yu., Volkov, I. A., Anur'ev, D. A., Grinchenko, V. A., & Musabirov, T. R. (2015). Obosnovanie kontseptsii razrabotki krupnogo slozhnopostroennogo mestorozhdeniya Vostochnoy Sibiri na osnove gidrodinamicheskogo modelirovaniya. Rossiyskaya neftegazovaya tekhnicheskaya konferentsiya, Moscow, October, 26-28, 2015. pp. 2-34. (In Russian).
5. Levanov, A. V., Kobyshev, A. V., Chuprov, A. A., Yashchenko, S. A., Musin, R. A., Chirgun, A. S.,... Grinchenko, V. A. (2017). Evolyutsiya podkhodov k razrabotke neftyanykh otorochek terrigennykh kollektorov mestorozhdeniy Vostochnoy Sibiri. Rossiyskaya neftegazovaya tekhnicheskaya konferentsiya, Moscow, October, 16-18, 2017. pp. 2-46. (In Russian).
6. Ziuzev, E. S., Davydov, A. A., Oparin, I. A., Malofeev, M. V., & Kornilov, E. Yu. (2023). Autonomous inflow control devices usage experience. Exposition Oil & Gas, (1(94)), pp. 36-40. (In Russian). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-36-40
7. Priz, K. I., Alekseev, A. S., Cherkasov, N. A., Svyashchenko, A. V., Ivanov, E. N., Shilov, D. S.,... Seksyaev, A. P. (2023). The experience in intermittent production and de-gassed oil injection for dissipation of gas coning. Exposition Oil & Gas, (5(98)), pp. 69-73. (In Russian). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-69-73

Сведения об авторах / Information about the authors

Истишева Виктория Федоровна, менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Viktoriya F. Istisheva, Manager, Tyumen Petroleum Research Center LLC

Забелин Владислав Ильич, специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, VI_Zabelin@tnnc.rosneft.ru

Vladislav I. Zabelin, Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC, VI_Zabelin@tnnc.rosneft.ru

Иванов Евгений Николаевич, кандидат технических наук, главный специалист, ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», г. Иркутск; Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск; Иркутский государственный университет, г. Иркутск, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0493-4591>

Evgeniy N. Ivanov, Candidate of Engineering, Chief Specialist, Taas-Yuryakh Neftegazodobycha LLC, Irkutsk; Irkutsk National Research Technical University; Irkutsk State University, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0493-4591>

Черкасов Никита Александрович, начальник управления, ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», г. Иркутск

Священко Александр Викторович, заместитель генерального директора — главный геолог, ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», г. Иркутск

Nikita A. Cherkasov, Head of Reservoir Management Department, Taas-Yuryakh Neftegazodobycha LLC, Irkutsk

Aleksander V. Svyaschenko, Deputy General Director — Chief Geologist, Taas-Yuryakh Neftegazodobycha LLC, Irkutsk

Статья поступила в редакцию 08.04.2024; одобрена после рецензирования 16.05.2024; принята к публикации 22.05.2024.

The article was submitted 08.04.2024; approved after reviewing 16.05.2024; accepted for publication 22.05.2024.

Неравномерная трансформация осадочного кремнезема Западной Сибири (на примере сантонских опок хэяхинской пачки)

А. И. Кудаманов*, Т. М. Карих, С. Е. Агалаков, И. Г. Павлуткин

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

*aikudamanov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Верхнемеловые, потенциально газоносные опок хэяхинской пачки (сантон) Западно-Сибирской плиты, распространенные на площади порядка 2,5 млн км² в виде пласта мощностью 20–30 м, характеризуются крайне неравномерной степенью кристаллизации агрегата кремнезема (опал-кristобалит-тридимита или ОКТ-фазы) — важным параметром для оценки фильтрационно-емкостных свойств. Кристаллизация ОКТ-фазы (старение) в природных системах может быть обусловлена различными причинами. В настоящее время изучение особенностей преобразования кремнезема верхнемеловых опок требует унифицированного и системного подхода. Для оценки степени старения опок в керне более 30 скважин был использован комплекс лабораторных методов — петрографическое описание прозрачных шлифов, рентгеноструктурный анализ обший (РСА_{общ}) и тонкодисперсной фракции (РСА_{глин}), а также растровый электронный микроскоп (РЭМ). На большей части территории Западно-Сибирской плиты в опоках хэяхинской пачки содержание кварца по данным РСА_{общ} колеблется от 5–10 до 30–45 %, при этом доля ОКТ-фазы установлена в количестве 30–50 %. Но на западе и юго-западе Западно-Сибирской плиты кварц составляет до 80 % и больше, при этом ОКТ-фаза методом РСА_{общ} не выявлена. Морфологические различия обособлений кремнезема установлены на изображениях РЭМ при увеличении в 5–6 тысяч раз. В изучаемых толщах участки пород с повышенной степенью старения ОКТ-фазы пространственно не совпадают с участками пород, имеющих признаки трансформации набухающих глинистых минералов (монтмориллонита) в иллит. На основании накопленных новых данных, а также с учетом обнаруженных на сейсмических разрезах в западной части Западно-Сибирской плиты врезанных форм рельефа (русел) в среднем маастрихте сделан следующий вывод: отсутствие ОКТ-фазы и аномально высокая доля кварца в опоках хэяхинской пачки в западной области Западно-Сибирской плиты обусловлены полной кристаллизацией ОКТ-фазы в обстановках субаэральной экспозиции (экзогенные условия) отложений верхнего мела в среднем маастрихте.

Ключевые слова: березовская свита, хэяхинская пачка, опок, леписферы, кристаллизация, литогенез, трансформация

Благодарности: авторы выражают благодарность коллегам — сотрудникам ООО «Тюменский нефтяной научный центр» — А. О. Гордееву, А. В. Калабину, Л. Р. Дистановой, А. В. Ялоза, В. А. Маринову, И. О. Ошнякову, Д. А. Митрофанову, Т. В. Глухову, М. А. Александрову за помощь в обработке информации, оформлении графики и конструктивные замечания к содержанию. Особая благодарность анонимным рецензентам за ценные замечания и комментарии по обсуждаемым в статье вопросам.

Для цитирования: Неравномерная трансформация осадочного кремнезема Западной Сибири (на примере сантонских опок хэяхинской пачки) / А. И. Кудаманов, Т. М. Карих, С. Е. Агалаков, И. Г. Павлуткин. — DOI 10.31660/0445-0108-2024-4-64-83 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2024. — № 4. — С. 64–83.

Uneven transformation of sedimentary silica in Western Siberia (a case study of the Santonian gaizes of the Hayakha formation)

Alexander I. Kudamanov*, Tatyana M. Karikh, Sergey E. Agalakov,
Ilya G. Pavlutkin

Abstract. The Upper Cretaceous, potentially gas-bearing gaizes of the Hayakha formation (Santon) of the West Siberian Plate, which covers an area of approximately 2.5 million km², is characterized by a highly irregular degree of crystallization of silica aggregate (opal-cristobalite-tridimite or OCT-phase). This is an important parameter for assessing filtration-capacity properties. The gaize is present in 20-30 m thick strata and is distributed across an area of approximately 2.5 million km². The crystallization of the OCT-phase (ageing) in natural systems can be attributed to a number of factors. The study of the transformation features of the Upper Cretaceous gaize rocks currently necessitates a unified and systematic approach. A series of laboratory techniques, including petrographic description of transparent slides, X-ray diffraction analysis of the total (XRD) and fine fraction (XRD_{clay}), and scanning electron microscope, were employed to evaluate the extent of opaque aging in cores from over 30 wells. In most of the West Siberian Plate within the Hayakha formation gaizes the quartz content, according to XRD data, ranges from 5-10 to 30-45 %. Additionally, the proportion of OCT-phase is observed to be 30-50 %. However, in the western and south-western regions of the West Siberian plate, quartz constitutes up to 80 % or more, and OCT-phase is undetected by the XRD method. The morphological differences of silica isolations are established on scanning electron microscope images at a magnification of 5,000-6,000 times. In the examined stratigraphic sequences, the areas of rocks exhibiting an elevated degree of OCT-phase ageing do not correlate with the areas displaying indications of transformation of swelling clay minerals (montmorillonite) into illite. On the basis of the accumulated new data, as well as taking into account the mid-Maastrichtian incised relief forms (channels) detected on seismic sections in the western part of the West Siberian Plate, the following conclusion is made: the absence of OCT-phase and anomalously high quartz fraction in gaizes of the Hayakha formation in the western region of the West Siberian Plate are caused by complete crystallization of OCT-phase in the conditions of subaerial exposure (exogenous conditions) of Upper Cretaceous sediments in the Middle Maastrichtian.

Keywords: Berezhovskaya formation, Hayakha formation, gaizes, lepispheres, crystallization, lithogenesis, transformation

Acknowledgments: the authors are grateful to colleagues from Tyumen Petroleum Research Center LLC, namely A. O. Gordeev, A. V. Kalabin, L. R. Distanova, A. V. Yaloza, V. A. Marinov, I. O. Oshnyakov, D. A. Mitrofanov, T. V. Glukhov, and M. A. Aleksandrov for their assistance in the processing of information, graphic design, and constructive comments on the content. The authors are especially grateful to the anonymous reviewers for their valuable comments and feedback on the issues discussed in the article.

For citation: Kudamanov, A. I., Karikh, T. M., Agalakov, S. E., & Pavlutkin, I. G. (2024). Uneven transformation of sedimentary silica in Western Siberia (a case study of the Santonian gaizes of the Hayakha formation). *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 64-83. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-4-64-83

Введение

Распространение на огромной территории (более 2 млн км²) Западно-Сибирской плиты (ЗСП) плащевидного тела выдержанных по составу маломощных опок хэяхинской пачки (20–30 м, участками до 50 м) свидетельствует о благоприятных условиях осадконакопления кремнезема, существующих длительное время [1–3].

Содержание двуокиси кремния в опоках хэяхинской пачки составляет 85–95 % и более. Следовательно, если принять мощность пачки 10–20 м на площади распространения, то суммарный объем кремнезема превысит 25–30 тыс. км³. С учетом остальных глинисто-кремнистых отложений нижнеберезовского горизонта (в среднем 50 м), где ОКТ-фаза занимает

30–50 % объема, суммарная доля SiO_2 составит до 50 тыс. км³. А это половина объема изверженного материала одной крупной провинции кремнекислого вулканизма [4]. Согласно современным представлениям [5–7], минеральная ассоциация в составе опок хэяхинской пачки (преобладающая ОКТ-фаза, смектиты/иллиты, глауконит, цеолиты) является во многом сходной с комплексом камуфлированной пирокластики. Абсолютное преобладание кремнистой составляющей (по лабораторным данным SiO_2 до 95 % и более) и гигантские объемы проявления позволяют прогнозировать масштабное и продолжительное участие в осадконакоплении нижнеберезовского горизонта пепловых облаков крупных провинций кремнекислого вулканизма на этапах их активизации [2, 8].

Объект, методы исследования и результаты

В процессе изучения пелитоморфных глинисто-кремнистых отложений верхнего мела ЗСП в Центре исследования керн (ЦИК) ООО «Тюменский нефтяной научный центр» основными методами являлись:

- 1) $\text{PCA}_{\text{общ}}$ (XRD-рентгеноструктурный анализ, общий, определение валового минерального состава, определение основных породообразующих компонентов, в том числе кварца и ОКТ-фазы);
- 2) $\text{PCA}_{\text{глин}}$ (XRD-рентгеноструктурный анализ, определение минерального состава глинистой компоненты);
- 3) РФА (XRF-рентгенофлуоресцентный анализ, определение элементного состава);
- 4) петрографический анализ (характеристика структурно-текстурных особенностей породы в прозрачных шлифах);
- 5) РЭМ (растровая электронная микроскопия, характеристика структурных особенностей ОКТ-фазы).

На основе структурных различий кремнезема, установленных методами XRD, РЭМ и петрографических исследований, в стратонах березовских горизонтов выделено три типа проявления суммарного кремнезема (кварца и ОКТ-фазы) [9].

Степень преобразования глинисто-кремнистых отложений контролируется проявлением широкого спектра процессов обезвоживания и уплотнения. Вторичные процессы обусловлены региональными факторами (погружением, перекрытием, дегидратацией, уплотнением и т. д.; литогенезом при диагенезе/катагенезе). Наложенные процессы (влияние глубинных разломов, гидротермально-вулканогенных проявлений, инверсионных движений и пр.) являются эпигенетическими и могут участвовать в литогенезе.

Результаты изучения опок хэяхинской пачки разных участков Западной Сибири (порядка 10 месторождений) значительно различаются долями ОКТ-фазы и кварца (табл. 1).

Таблица 1

**Усредненные значения параметров для опок стратона НБ1
нижнеберезовского горизонта на 3-х месторождениях ЗСП [10]**

Номер скважины	Количество образцов, шт.	Привязка			После экстракции							ОКТ по $РСА_{общ}$ %	Кристаллизация ОКТ, %
		Кровля по ГИС	Подшва по ГИС, м	Стратиграфическая единица	Пористость по гелию	Проницаемость по газу	Плотность, г/см³		Общая глина по $РСА_{общ}$ %	Кварц по $РСА_{общ}$ %			
							объемная	минералогическая					
520	40	990,80	998,90	НБ1	32,6	0,27	1,59	2,36	8,1	38,5	45,0	41	
1311	14	771,50	800,00	НБ1	40,7	0,17	1,33	2,25	9,1	7,1	80,9	2	
6145	8	862,60	869,20	НБ1	33,2	–	1,75	2,62	19,1	77,6	0	100	

В таблице 1 приведены данные $РСА_{общ}$ хэяхинской пачки (стратона НБ1) в разрезе 3-х скважин разных лицензионных участков (ЛУ). Доля кварца (по $РСА_{общ}$) варьирует от 7 до 78 %. Но под поляризационным микроскопом (в прозрачных шлифах) обломочный материал алевритовой размерности (преимущественно представленный кварцем, менее полевыми шпатами) составляет, как правило, 5–10 % (единично до 15–20 %). То есть только в скв. 1311 весь кварц, установленный под микроскопом, можно отнести к обломочному материалу. При этом преобладающая часть пород в скв. 1311 представлена микроскопическим агрегатом неиндивидуализированной ОКТ-фазы (почти изотропным в скрещенных николях, около 81 %), менее значительно представлены глинистые минералы. То есть, по данным $РСА_{общ}$, кристаллизация ОКТ-фазы в скв. 1311 почти не установлена. В скв. 6145, наоборот, доля кварца составляет до 78 % (то есть, 60–70 % излишков, по данным $РСА_{общ}$), ОКТ-фаза не установлена вовсе. Очень слабое просветление глинисто-кремнистого агрегата при вращении столика микроскопа вполне может быть отнесено к дефектам изготовления шлифа. В скв. 520 примерно равные доли кварца (38,5 %, за минусом обломочного излишки составляют около 30 %) и ОКТ-фазы (45 %). Преобладающий глинисто-кремнистый агрегат также практически изотропный под микроскопом. Контрольные замеры методом $РСА_{общ}$ не выявили нарушений в проведении исследований разными методами (разброс контрольных значений в пределах допустимой погрешности). Сделано предположение, что излишки кварца по $РСА_{общ}$ могут являться вторичным кварцем, образованным в результате кристаллизации ОКТ-фазы (старения геля кремниевых

кислот). При этом размерность индивидов и их агрегатов (цепочек) вторичного кварца за пределами разрешающей способности обычного поляризационного микроскопа (тысячные доли мм).

Результаты изучения опок 3-х скважин в РЭМ показали различное состояние кремнезема в каждом отдельном случае (см. табл. 1, рис. 1, 2). На рисунке 1 при увеличении около 5 тыс. раз установлены сфероидальные выделения кремнезема — леписферы (Ø 2–4 мкм) с мелкими волосовидными наростами («волосатые колобки», судя по данным $РСА_{общ}$ и публикациям [7], сложенные преимущественно ОКТ-фазой).

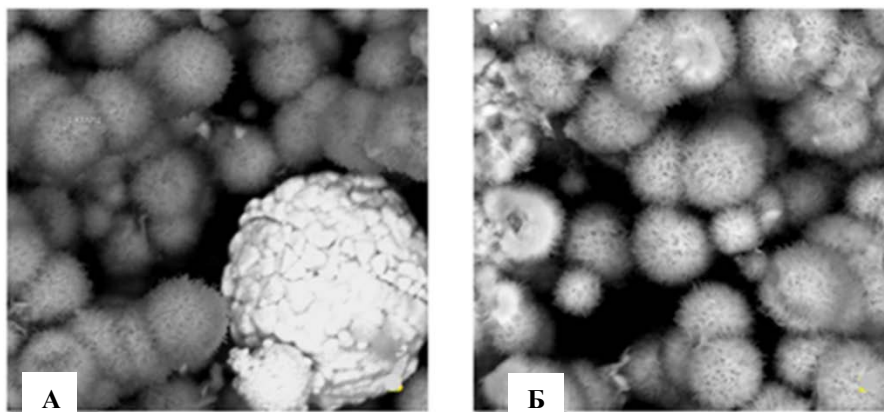


Рис. 1. Примеры леписфер и фрамбуидов. Стратон НБ1, гл. по бур. 788,43 м. (А) — фрамбуидальное стяжение пирита (10–12 мкм), леписферы (3–4 мкм) ОКТ-фазы (Губкинский ЛУ, скв. 1311). (Б) — леписферы (2–3 мкм) ОКТ-фазы (Губкинский ЛУ, скв. 1311). Увеличение $\times 4870$ [10].

При увеличении более 50 тыс. раз (см. рис. 2) видно, что волосовидные наросты на леписферах ОКТ-фазы являются разнонаправленными микрокристаллами кварца, образованными в результате перехода ОКТ-фазы на поверхности леписфер в кристаллическую фазу. По всей видимости, часть ОКТ-фазы на поверхности леписфер постепенно стареет и формирует волосовидные кристаллы вторичного кварца. Средняя доля кварца по $РСА_{общ}$ (см. табл. 1) в опоках скв. 1311 составляет порядка 7 % (почти все можно отнести к обломочным фракциям), ОКТ-фазы — до 81 % (кремнезема в сумме — 88 %).

На рисунке 3 (изображение РЭМ опок скв. 520 Северо-Комсомольского ЛУ) видно, что волосовидные наросты леписфер трансформировались в более грубые шипы, а сами леписферы стали похожи на сферические агрегаты (глобулы) с частыми грубыми наростами.

Дополнительно в пустотном пространстве между «ежиками» появились мелкие сноповидные агрегаты (шестоватых, игловидных обособлений), сложенные кремнеземом, по всей видимости, вторичным кварцем.

Относительно скв. 1311, средняя доля кварца по $РСА_{общ}$ (см. табл. 1) в опоках скв. 520 составляет до 39 %, ОКТ-фазы — 45 % (в сумме — 84 %).

Ближние значения суммы кремнезема (скв. 1311 и 520), вероятно, являются результатом неравномерной кристаллизации ОКТ-фазы.

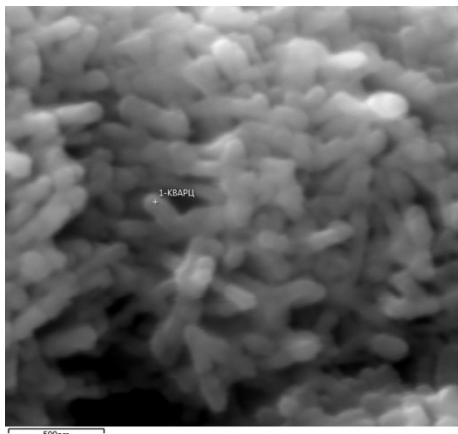


Рис. 2. Микрорекристаллы вторичного кварца — волосовидные наросты на леписферах ОКТ-фазы. Губкинский ЛУ. Скв. 1311. Стратон НБ1, гл. по бур. 788,43 м. Увеличение $\times 50500$ (ООО «ТННЦ», Павлуткин И. Г., 2023).

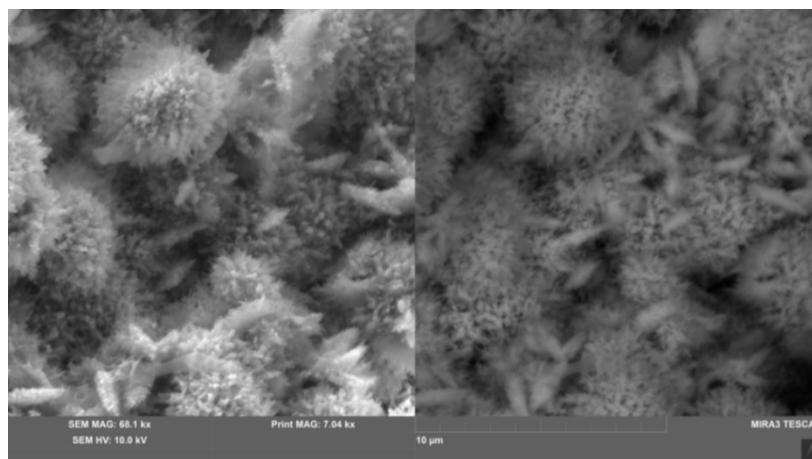


Рис. 3. Изображения РЭМ. Северо-Комсомольский ЛУ. Стратон НБ1, гл. по бур. 992,24 м. Увеличение $\times 7040$ (один ракурс разными методами) [10]

При изучении в РЭМ пород хэяхинской пачки на западе ЗСП в разрезе скв. 6145 Ем-Ёговского ЛУ (увеличение более 5,5 тыс.) леписферные обособления ОКТ-фазы обнаружить не удалось (см. рис. 4). Но в отличие от скв. 1311 и 520 центральной части ЗСП широко представлены четковидные срастания (цепочки) и микродрузы микрорекристаллов кремнезема, вторичного кварца. Средняя доля кварца по $РСА_{общ}$ (см. табл. 1) в силицитах скв. 6145 — до 77–78 %, ОКТ-фаза не установлена.

Таким образом, на фоне близких значений суммарного кремнезема в хэяхинской пачке разных ЛУ Западной Сибири установлены контрастные аномалии пропорций ОКТ-фазы и кварца, даже для близкорасположенных скважин 1311 и 520.

Устойчивая ассоциация монтмориллонита, глауконита, ОКТ-фазы и цеолитов, а также близкие содержания суммарного кремнезема (и других химических компонентов) свидетельствуют о близких условиях накопления вещества. Другими словами, изначально илы/коллоиды характеризовались относительной однородностью и подобным составом, но со временем степень преобразования (старения) осадков распределилась на территории ЗСП крайне неравномерно, что отражает различное проявление процессов литогенеза, как уже было сказано выше.

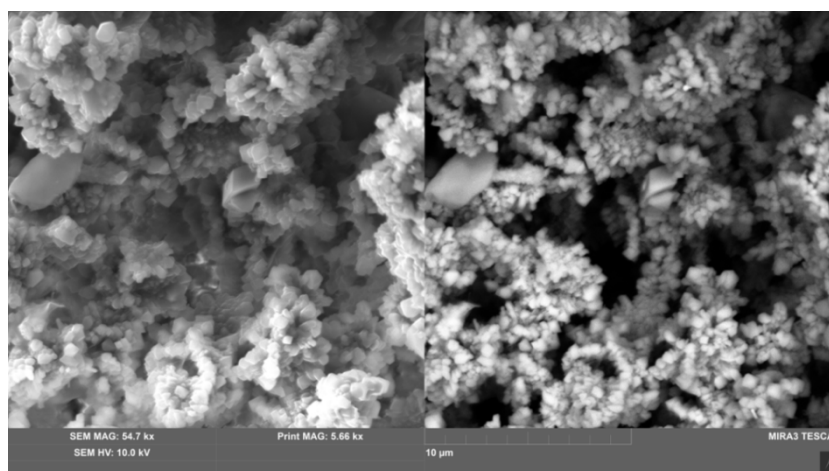


Рис. 4. Изображения РЭМ. Ем-Ёговский ЛУ. Сква. 6145. Пласт НБ1, гл. по бур. 861,45 м. Увеличение $\times 5660$ (один ракурс разными методами) [10]

Обсуждение

Тонкозернистый вулканокластический пепловый материал, попадая в бассейн седиментации, растворяется и преобразуется в более устойчивые минеральные компоненты (камуфлированную пирокластику) [5]. Свидетельства разгрузки пепловых облаков (слои с камуфлированной пирокластикой) обнаружены в современных и древних толщах Русской плиты (РП). При изучении цеолитсодержащих средневожских (аналог баженовского горизонта ЗСП) горючих сланцев Заволжья установлена камуфлированная пирокластика — минеральная ассоциация (монтмориллонит, цеолиты, вулканическое стекло), косвенно свидетельствующая о влиянии на ход осадконакопления синхронных вулканических процессов [11]. Комплексное изучение вещественного состава верхнемеловых и палеоценовых стратон на востоке и юго-востоке РП показало повсеместное присутствие цеолитов, наряду с бентонитоподобным глинистым веществом и вулкани-

ческими стеклами, представляющих комплекс камуфлированной пирокластики [6, 7, 12]. Наличие обломков полурастворившихся вулканических стекол и радиолярий [2], рассеянных глобул (леписфер) и сплошных кремнистых масс разной степени уплотненности [10] указывают на метастабильное состояние вещества и свидетельствуют о переходе в более устойчивое физико-химическое состояние.

Одним из механизмов образования опок является диагенетическое преобразование кислых пепловых частиц с полимеризацией кремнезема, сопровождающееся глинизацией и цеолитизацией илов. Кремневый гель является неустойчивой физико-химической субстанцией и подвергается постепенной кристаллизации с образованием сначала ОКТ-фазы, а затем халцедона и кварца. Процесс стадийного старения кремнистых пород, реконструированный Вон Радом с соавторами в 1978 году, объясняет отсутствие опок в геологических разрезах древнее мезозоя [7].

Для агрегата аморфного кремнезема (по сути опала) установлена серия основных ступеней превращения кремнезема (опал-А → опал-КТ → опаловидный халцедон → халцедон → кварц [13]), фиксирующая последовательность фаз (совместно или отдельно), закономерно сменяющих одна другую, как правило, в необратимом переходе в более стабильное состояние. Ступени образования минеральных фаз в условиях земной коры контролируются сложными цепными и каталитическими процессами, включающими реагенты, скорость реакций, катализаторы, промежуточные соединения. Механизм реакции определяет характер промежуточного вещества, переходное состояние системы, разность энергий начального и конечного состояний, соотношение исходной и производной фаз [13].

Процессы литогенеза кайнозойских первично осадочных кремневых илов/коллоидов (опалов) под влиянием температур, давления и времени проходят, как правило, три стадии. То есть фазовый переход аморфного опала-А в опал-кристобалит (ОКТ-фазу) и далее в халцедонмикрористаллический кварц. Темпы развития этого процесса зависят от контроля как физико-химических факторов, так и литологических (например, отношение глины/карбонаты) [14]. Скорости постседиментационного преобразования кайнозойских силицитов, как правило, определяются физико-химическими факторами (в частности, насыщением природных вод кремнеземом), а также литологическими условиями, приводящими либо к хемогенной седиментации, либо к пестрому составу осадков в зоне накопления с участием терригенного и вулканогенно-осадочного материала [12]. Но иногда стандартные закономерности не срабатывают.

Например, кремнистые отложения Пограничного бассейна (пиленгская свита миоценового возраста, о. Сахалин) принадлежат к образованиям, сформировавшимся в хемогенно-биогенных условиях развивающегося прогиба [13]. Кремнезем пиленгской свиты представлен ОКТ-фазой и халцедоном. Опал (коэффициент преломления, $n = 1,46$, изотропный) присут-

ствуется во всех разностях пород. В строении пиленгской свиты породы с наиболее совершенной модификацией кремнезема (халцедонолиты) аномально расположены в верхней части разреза, а менее раскристаллизованные (опоковидные халцедонолиты) — в средней части свиты, опал же распространен по всему разрезу. Видимо, опал в разрезе представлен двумя генерациями — осадочным и заполняющим трещины [15]. Таким образом, процесс трансформации опала в халцедон под влиянием температуры и давления (с глубиной) не имел определяющего значения в кремнистых отложениях Пограничного бассейна.

Для стратона НБ1 Западной Сибири степень зрелости кремнезема зависит от площадного расположения ЛУ. Так, наибольшая степень кристаллизации ОКТ-фазы отмечена на Минховском (47 % кварца), Северо-Комсомольском (44 % кварца) и Ем-Ёговском (80 % кварца) ЛУ, то есть в целом к западу от зоны Колтогорско-Уренгойских рифтов. Можно добавить, что ОКТ-фаза в опоках НБ1 Приразломного ЛУ (расположенного к западу от зоны рифтов) также не установлена.

Таким образом, распределение минералов кремнезема в изученных отложениях стратона НБ1 Западной Сибири зависит от неравномерного проявления вторичного влияния (литогенетических фоновых и наложенных процессов). Дополнительно индикаторами воздействия этих процессов являются глинистые минералы (соотношение монтмориллонит/иллит), трансформация которых также позволяет изучать особенности постседиментационных изменений.

Известно, что под действием процессов литогенеза (по мере роста температуры и давления при погружении и перекрытии, то есть в верхней части земной коры) набухающие глины группы смектитов, в том числе монтмориллонита (М) постепенно трансформируются в гидрослюду (ГС, иллит). Следовательно, согласно нашим наблюдениям, на фоне относительно равных содержаний хлорита и каолинита пониженные содержания монтмориллонита (М) и повышенные доли иллита (ГС) могут быть свидетельством повышенной трансформации М в ГС.

В опоках и опоквидных силицитах на изображениях РЭМ устанавливается большое количество незаполненных пор. Наиболее крупные поры (до 4 мкм) треугольной и четырехугольной формы располагаются между правильными, без следов деформации, леписферами (глобулами) кремнезема (см. рис. 1, 2). Данная структура порового пространства отражает незначительное влияние вертикальной нагрузки на ее формирование, что подтверждается также ненарушенной формой леписфер кремнезема и высокой сохранностью полых скелетных остатков планктона. Таким образом, опоки хэяхинской пачки (глубины современного залегания 700–900 м), видимо, не подвергались заметному влиянию высоких температур и давления.

Сумма каолинита и хлорита варьирует от 5 до 18 % (11–13 %), максимальные содержания иллита (32, 40, 50 %) установлены на Береговом,

Ван-Ёганском и Северо-Тамаргинском ЛУ соответственно (табл. 2, рис. 5). Там же отмечаются относительно пониженные суммы монтмориллонита (М) и смешанно-слоистых образований (ССО) (49, 55 и 53 % соответственно). Наиболее вероятно, что подобные пропорции указывают на повышенную интенсивность литогенеза опок НБ1, вскрытых этими скважинами. На других ЛУ доли иллита (ГС) составляют не более 23 % (до 14–15 % на Русском и Губкинском), значения М — не ниже 60 % (до 73–76 % на Ем-Ёговском и Губкинском ЛУ (см. табл. 2, см. рис. 5)). Видимо, на этих участках процессы литогенеза проявились значительно слабее.

Следовательно, наиболее преобразованный кремнезем установлен в западной части ЗСП (Ем-Ёговский, Северо-Комсомольский и Минховский ЛУ; доля ОКТ-фазы составляет не более 40–45 % (см. табл. 2, см. рис. 5)). Но наиболее измененный монтмориллонит (М) — на юге и на востоке ЗСП (Северо-Тамаргинский, Ван-Ёганский и Береговой ЛУ; доля иллита — 23–50 % (см. табл., см. 2, рис. 5)). Иначе говоря, интенсивность процессов преобразования ОКТ-фазы и монтмориллонита характеризуется обратной пространственной зависимостью.

Таблица 2

Средние содержания глинистых минералов в опоках стратона НБ1 по скважинам

Литологическое описание	Стратиграфическая единица	Средние содержания глинистых минералов %						(М+ССО)/ГС	Набухаемость, %	ОКТ-фаза, %	Абсолютная отметка кровли пласта, м	Температура, °С	Палеотемпература, °С	Палеоглубина, м
		К	Х	ГС	ССО	ССО+М	М							
Скв. 2П, 3-Чассельский ЛУ; по 13 обр.	НБ1	4	8	27	5	61	56	2	58	71	822	15	46	1244
Скв. 520, С-Комсомольский ЛУ; по 18 обр.	НБ1	6	9	23	4	62	58	3	60	45	976	27	48	1105
Скв. 85, Береговой ЛУ; по 19 обр.	НБ1	8	9	23	10	60	50	3	55	69	1068	23	50	1276
Скв. 9061, Ван-Ёганский ЛУ; по 7 обр.	НБ1	5	7	29	6	60	54	2	58	56	776	25	46	884
Скв. 105Н, Харампурский ЛУ; по 14 обр.	НБ1	5	9	31	5	56	51	2	54	68	952	27	50	1095
Скв. 59Р, С-Тамаргинский ЛУ; по 3 обр.	НБ1	0	0	50	50	50	0	1	68	79	808	36	71	823
Скв. 420, Приразломный ЛУ; по 3 обр.	НБ1	2	1	22	19	92	73	3	74	0	980	38	64	1000
Скв. 70, Минховский ЛУ; по 5 обр.	НБ1	2	8	21	5	69	64	3	66	40	851	14	47	1322
Скв. 1311, Губкинский ЛУ; по 9 обр.	НБ1	3	9	19	3	69	66	4	68	81	659	17	38	817
Скв. 5-05, Русский ЛУ; по 16 обр.	НБ1	8	8	13	3	71	68	6	70	69	606	9	41	1197
Скв. 68-14, Русский ЛУ; по 19 обр.	НБ1	9	9	15	3	66	63	4	65	67	606	9	41	1197
Скв. 6145, Ем-Ёговский ЛУ; по 9 обр.	НБ1	1	6	14	4	80	76	6	78	0	744	32	60	829

Следовательно, фактически установлена различная степень реакции ОКТ-фазы и М на относительное увеличение температуры и давления при погружении. Необходимо отметить, что погружение было в целом на относительно небольшую глубину и относительно непродолжительным (возраст верхнемеловых отложений порядка 60–70 млн лет), вероятно, поэтому следы стадияльных (диагенез-катагенез) преобразований проявлены не столь интенсивно.

Известно, что зрелость кремнезема может достигаться разными путями, не только при погружении и уплотнении. Время преобразования кремнезема хэяхинской пачки одинаково для центральной части ЗСП, Ем-Ёговского и Приразломного ЛУ, но состояние опала (ОКТ-фазы) на этих территориях существенно различное. Значит, кроме погружения и времени на вариации темпов старения повлияли дополнительные факторы. Также известно, что в открытых (поверхностных, экзогенных) системах трансформация опала (ОКТ-фазы) в кварц с течением времени может проходить в результате простого процесса старения [16]. Из таблицы 2 видно, что ЛУ Западной Сибири по степени соотношения набухающих глин (М) и гидрослюды (ГС) заметно подразделяются на две группы (различия слабо выраженные, но отчетливо заметные).

В таблице 3 показано, что перечисленные в таблице 2 параметры, как правило, не обладают значимой корреляционной зависимостью, или противоречат ожиданию. Например, отрицательная корреляция ОКТ-фазы и суммы (ССО+М), то есть чем больше ОКТ-фазы, тем меньше набухающих глин, а должно быть наоборот.

Таблица 3

Степень корреляции параметров, показанных в таблице 2

		Содержание глинистых минералов %						(М+ССО)/ГС	Набухаемость, %	ОКТ-фаза, %	Абсолютная отметка кровли пласта, м	Температура, °С	Палеотемпература, °С	Палеоглубина, м
		К	Х	ГС	ССО	ССО+М	М							
Содержание глинистых минералов %	К	1,00	0,66	-0,44	-0,52	-0,19	0,25	0,18	-0,49	0,39	-0,10	-0,61	-0,67	0,57
	Х	0,66	1,00	-0,55	-0,85	-0,23	0,45	0,25	-0,52	0,35	-0,13	-0,71	-0,88	0,49
	ГС	-0,44	-0,55	1,00	0,82	-0,64	-0,92	-0,88	-0,31	0,35	0,32	0,52	0,57	-0,31
	ССО	-0,52	-0,85	0,82	1,00	-0,26	-0,83	-0,53	0,19	0,10	0,18	0,59	0,79	-0,39
	ССО+М	-0,19	-0,23	-0,64	-0,26	1,00	0,75	0,67	0,72	-0,79	-0,07	0,14	0,12	-0,08
	М	0,25	0,45	-0,92	-0,83	0,75	1,00	0,74	0,28	-0,52	-0,16	-0,32	-0,48	0,22
(М+ССО)/ГС		0,18	0,25	-0,88	-0,53	0,67	0,74	1,00	0,66	-0,36	-0,58	-0,40	-0,33	0,00
Набухаемость, %		-0,49	-0,52	-0,31	0,19	0,72	0,28	0,66	1,00	-0,58	-0,43	0,20	0,37	-0,43
ОКТ-фаза, %		0,39	0,35	0,35	0,10	-0,79	-0,52	-0,36	-0,58	1,00	-0,25	-0,50	-0,46	0,16
А.о. кровли пласта, м		-0,10	-0,13	0,32	0,18	-0,07	-0,16	-0,58	-0,43	-0,25	1,00	0,57	0,41	0,23
Температура, °С		-0,61	-0,71	0,52	0,59	0,14	-0,32	-0,40	0,20	-0,50	0,57	1,00	0,86	-0,58
Палеотемпература, °С		-0,67	-0,88	0,57	0,79	0,12	-0,48	-0,33	0,37	-0,46	0,41	0,86	1,00	-0,41
Палеоглубина, м		0,57	0,49	-0,31	-0,39	-0,08	0,22	0,00	-0,43	0,16	0,23	-0,58	-0,41	1,00

Напомним, что значительная часть ГС образуется за счет трансформации М в литогенезе, который, по всей видимости, был проявлен до стадии начального катагенеза (незначительные глубины погружения и относительно ограниченное время существования погружения). По опыту работ на территории ЗСП, количество примеси ГС терригенного генезиса сопоставимо с долями хлорита или каолинита, то есть, составляет первые проценты).

Литогенетические фоновые преобразования осадка в породе могут быть заметно усилены влиянием дополнительного прогрева в зонах глубинных разломов (эпигенетическое наложение).

Расположение участков с повышенной степенью трансформации М в стратоне НБ1 в пределах Западной Сибири позволяет констатировать, что они находятся в непосредственной близости к зоне Колтогорско-Уренгойских рифтов (на участке пересечения зонами Трансевразийского и Тургайского сдвигов) и, по всей видимости, испытали влияние разломов в течение эпизодов их активизации.

Распределение долей ОКТ-фазы и соотношения глин образуют, как правило, неоднородные проявления. Так, на некоторых участках с повышенной трансформацией М (вблизи разломов) содержания ОКТ-фазы сохраняют относительно высокие значения (например, 3-Часельский, Береговой и Харампурский ЛУ), возможно, за счет вторичного опала [1]. С другой стороны, на С-Комсомольском и Ван-Ёганском ЛУ наряду с заметным изменением состава глин отмечаются пониженные доли ОКТ-фазы. И наоборот, на Ем-Ёговском и Приразломном ЛУ, где отмечены низкие степени трансформации М в ГС, ОКТ-фаза отсутствует совсем (по всей видимости, в результате полной кристаллизации аморфного кремнезема).

Следовательно, зависимости изменения глин и степени кристаллизации ОКТ-фазы зачастую обусловлены различным соотношением влияющих факторов. Как уже было сказано, при литогенезе (под давлением и при повышении температуры) набухающие глины, отдавая воду, в определенный момент (прогрев до 100 °С) могут утратить способность к пептизации (возвращению способности вмещать и удерживать молекулы воды между слоями кристаллической решетки), при этом глинистый минерал набухающего типа становится ненабухающим слоистым алюмосиликатом — гидрослюдой/иллитом. В нашем случае именно соотношение монтмориллонита и гидрослюды наиболее достоверно отражает степень трансформации первичной набухающей глины. В условиях небольших глубин погружения дополнительный прогрев, приводящий к повышенной трансформации монтмориллонита, вероятно, обеспечивается подтоком гидротермальных растворов вдоль глубинных разломов, например в зонах Колтогорско-Уренгойских рифтов и/или Трансевразийского сдвига (см. рис. 5).

Известно, что «в поверхностных условиях опал относительно быстро дегидратируется с образованием кристобалита, тридимита, в конечном счете переходя в кварц» [17]. Подобный сценарий, вероятно, может объяснить 100 % кристаллизацию ОКТ-фазы в стратоне НБ1 на Ем-Ёговском и Приразломном ЛУ. С учетом альтернативного механизма старения опала, можно вполне обоснованно проинтерпретировать разницу минеральных фаз в опоках стратона НБ1 на Ем-Ёговском и Приразломном ЛУ.

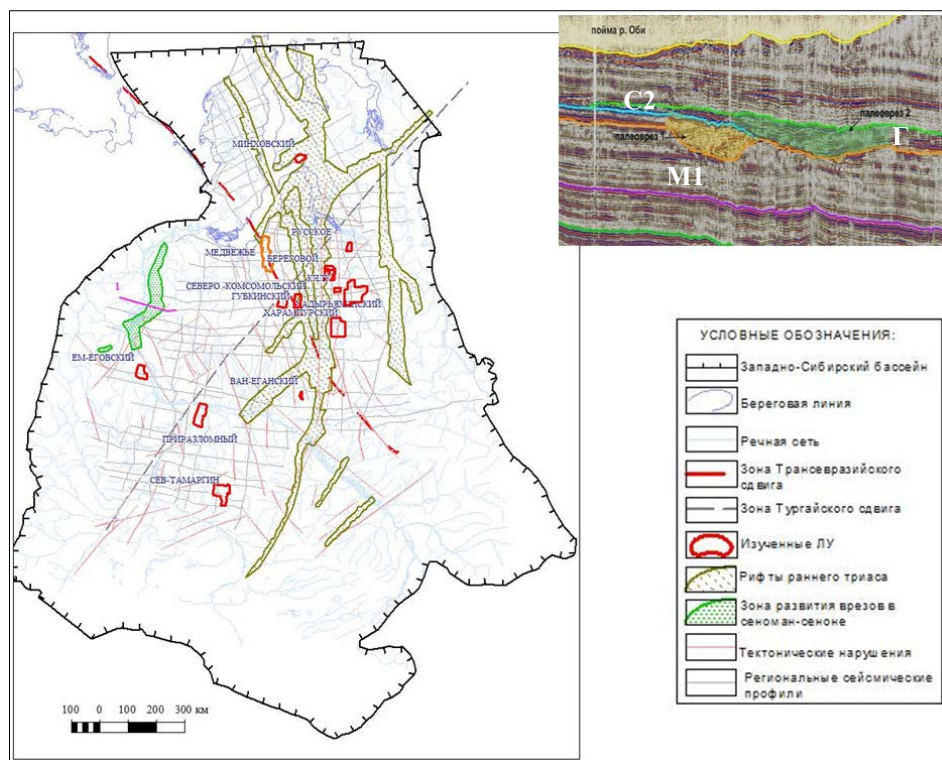


Рис. 5. Схематичная карта основных разрывных нарушений на территории Западной Сибири. Красные контуры — ЛУ; серый пунктир — Тургайский сдвиг; красный пунктир — Трансевразийский сдвиг; желто-зеленый контур — зона Колтогорско-Уренгойских рифтов (ООО «ТННЦ», 2024). С2 — кровля кампана; Г — кровля сеномана; М1 — кровля альба. Зеленый контур — зона русловых врезов среднего маастрихта; сиреневая линия — положение временного разреза 2D [18]

Стратон НБ1 устойчиво распознается по материалам ГИС (минимум по гамма- и плотностному каротажу, повышенные сопротивления), по положению в разрезе и по результатам анализа керна (доля SiO_2 составляет 85–95 %, минимальные значения для породообразующих и микрокомпонентов, изотропность в скрещенных николях и т. д.). Но на изображениях РЭМ (для стратона НБ1 на Ем-Ёговском (см. рис. 4) и Приразломном ЛУ) не установлены леписферы кремнезема, весьма характерные для разрезов НБ1 в других скважинах (см. рис. 1, 2). На изображениях РЭМ силицитов Ем-Ёговского ЛУ хорошо различаются форменные пустоты (кремнесферы) по скелетным остаткам радиолярий, частично заполненные четковидными агрегатами (цепочками) гранулированных кристаллитов кварца, аналогично леписферам ОКТ-фазы, заполняющим форменные пустоты по диатомеям и радиоляриям (см. рис. 1, 2).

По данным $\text{PSC}_{\text{общ}}$ в силицитах НБ1 Ем-Ёговского ЛУ содержание ОКТ-фазы не отмечается, а в разрезе НБ1 Губкинского ЛУ доля ОКТ-фазы

составляет до 85 %. Зато содержание кварца для НБ1 Ем-Ёговского ЛУ в среднем до 80 %, на Губкинском ЛУ — всего 7–9 %.

Теоретически высокая степень кристаллизации ОКТ-фазы в Ем-Ёговском разрезе должна сопровождаться повышенной степенью трансформации М в ГС. Но на самом деле средняя доля ГС не превышает 20 % (аномалии ГС в других скважинах достигают 33–47 %), что вполне сопоставимо со слабым проявлением фонового литогенеза.

Следовательно, тезис о переходе в поверхностных условиях опала в кварц позволяет предположить проявление посткампанского (локального по времени) эпизода субаэральной экспозиции территории как минимум Ем-Ёговского и Приразломного ЛУ. Находясь в условиях субаэральной экспозиции, опоки стратона НБ1 под влиянием экзогенных факторов (суточные и сезонные колебания температуры, влажности, освещенности и др.) испытали полную дегидратацию вплоть до окончательного перехода в кристаллическую форму кремнезема (α -кварц), то есть превратились во вторичные силициты по опокам. Кроме того, для выделений глауконита характерны признаки выветривания в виде радужных неконтрастных каемок красновато-бурого цвета в скрещенных николях. Монтмориллонит при этом, в отсутствие значительного погружения, перекрытия и формирования стрессовых значений температуры и давления, не испытал в заметной степени процессов трансформации.

Следовательно, возможно допустить, что в посткампанское время, как минимум в области Ем-Ёговского и Приразломного ЛУ, относительно кратковременно существовали субаэральные условия развития территории, с выходом коньяк-сантонских отложений в надводные обстановки (выше уровня западносибирского бассейна) или в близ-поверхностные условия с резким изменением химизма среды. На рисунке 5 приведен временной разрез вдоль широтного профиля 2D в западной части Западной Сибири [18].

В процессе высокоточной обработки сейсмических 2D-данных были выделены и частично закартированы зоны вреза в районе современной долины р. Обь вблизи границы мел-палеоген (ганькинский горизонт, средний маастрихт; выше поверхности С2).

Напомним, что при проведении региональных работ по глинисто-кремнистым отложениям верхнего мела (над сеноманом) ЗСП были выделены 4 сейсмостратиграфических комплекса (ССК), в том числе ганькинский [19]. С учетом ГИС и сейсмики были построены карты общих толщин отдельных ССК. На рисунке 6 показано асимметричное расположение общих толщин ганькинского ССК (маастрихтского возраста). Максимальные толщины (до 300 м) с относительно резкой границей (с высоким градиентом роста) локализованы на севере Западной Сибири, северо-восточнее зоны Траневразийского сдвига [2].

Увеличенные в 3 раза на северо-востоке толщины ганькинского ССК (см. рис. 6) аналогично более изученным нижележащим отложениям нижнеберезовского и верхнеберезовского ССК объясняются наличием локального тела алевроито-песчаников среднемаастрихтского возраста в толще преимущественно глинистых отложений маастрихта (по данным скважин опорного бурения). Добавим, что авторы и раньше прогнозировали эпизод регрессии в среднем маастрихте аналогично среднему кампану (алевролиты стратона ВБ1) и верхнему коньяку (алевролиты стратона НБ3) [2]. Публикация [18] подтвердила предположение о регрессивном развитии территории Западной Сибири в среднем маастрихте.

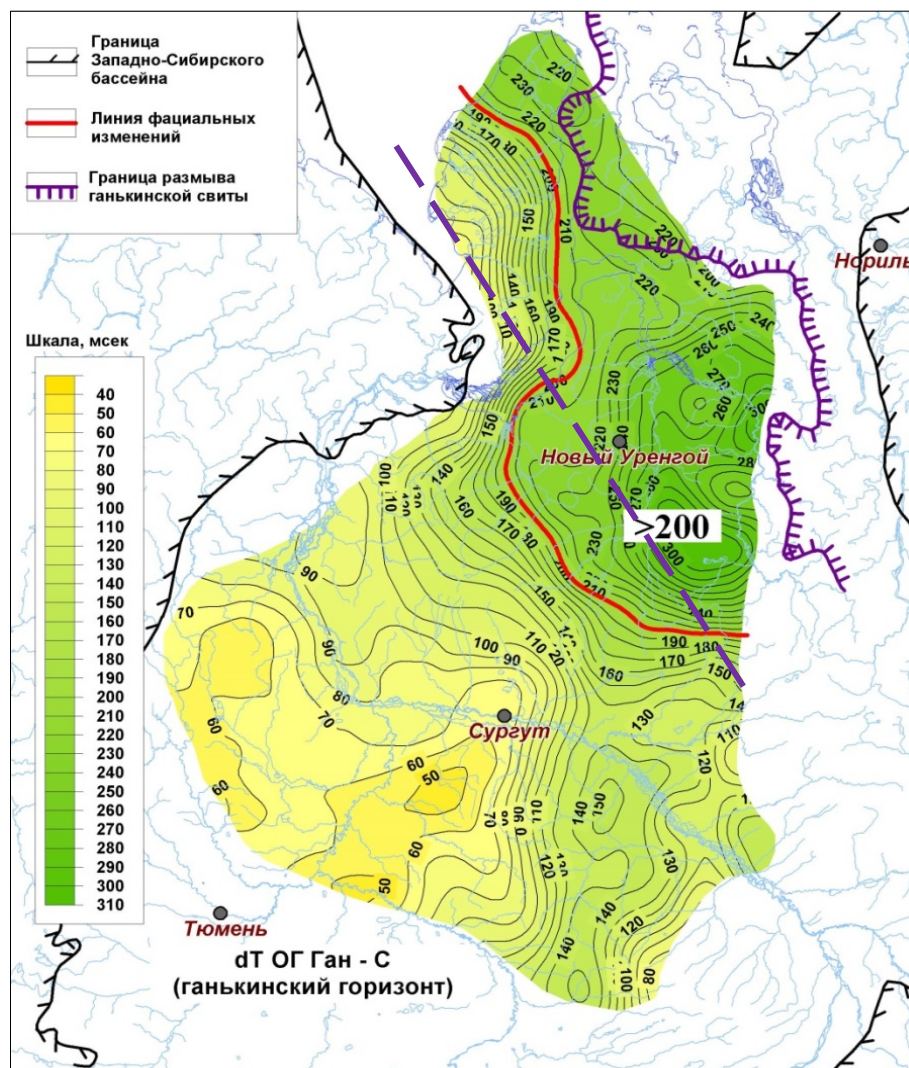


Рис. 6. Схематическая карта общих толщин ганькинского горизонта; на северо-востоке мощность составляет до 300 м [19].
Сиреневый пунктир — зона Трансевразийского сдвига

Кроме этого, с определенной долей уверенности можно предположить, что в течение эпизода регрессии осадконакопление проходило преимущественно на северо-востоке ЗСП с накоплением алевроито-песчаных комплексов.

На юго-западе, по всей видимости, в это время существовали надводные обстановки (субаэральная экспозиция), и происходило формирование врезанных форм рельефа (русел и долин флювиальных потоков; прообраз современной р. Обь).

Сравнивая рисунки 5 и 6, можно отметить, что врезы палео-Оби (как Ем-Ёговский и Приразломный ЛУ) расположены к юго-западу от поля распространения увеличенных толщин маастрихта, то есть южнее зоны Траневразийского сдвига.

Следовательно, неравномерное распределение степени преобразования смектитов в иллит и опала в кварц, несовпадающее с глинами, вполне объяснимо с точки зрения двойственной природы трансформации кремнезема, а также наличием следов субаэральной экспозиции в среднем маастрихте на территории к юго-западу от поля аномальных толщин ганькинского ССК [18].

Выводы

1. Процесс кристаллизации аморфного кремневого вещества может протекать в условиях относительно изолированной системы (при погружении и перекрытии вышележащими отложениями, за счет преимущественно литогенетических факторов — температуры, давления, глубинных растворов и пр.), или в надводных условиях открытой системы (в обстановках субаэральной экспозиции за счет влияния экзогенных факторов — колебаний освещенности, влажности, суточных и сезонных температур и т. д.).

2. В результате комплексного анализа накопленных данных установлено, что степень кристаллизации опала в изучаемых отложениях Ем-Ёговского и Приразломного ЛУ обусловлена экспозицией их в субаэральных условиях и быстрой (сотни — тысячи лет) дегидратацией аморфного кремнезема с образованием кварца.

3. Эпизод регрессии в среднем маастрихте Западной Сибири сопровождался формированием обстановок субаэральной экспозиции в западной и юго-западной части территории с выходом кремнистых отложений коньяк-сантонского возраста на уровень субаэральной экспозиции и, как следствие, полной трансформацией ОКТ-фазы в кварц.

Список источников

1. Хэяхинская пачка опок и перекрывающие кремнисто-глинистые отложения (верхний мел, Западная Сибирь). Особенности строения / А. И. Кудама-нов, Т. М. Карих, С. Е. Агалаков, В. А. Маринов. – DOI 10.30713/2413-5011-2019-11(335)-21-30. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 11. – С. 21–30.

2. Новые находки пирокластики в верхнемеловых отложениях Западной Сибири / Т. М. Карих, А. И. Кудаманов, С. Е. Агалаков, В. А. Маринов. – DOI 10.31087/0016-7894-2020-4-19-28. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. 2020. – № 4. – С. 19–28.
3. Следы тектонического контроля осадконакопления в туроне Западной Сибири / А. И. Кудаманов, С. Е. Агалаков, В. А. Маринов [и др.]. – DOI 10.30713/2413-5011-2020-10(346)-12-21. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 10. – С. 12–21.
4. Тихомиров, П. Л. Меловой окраинно-континентальный магматизм Северо-Востока Азии и вопросы генезиса крупнейших фанерозойских провинций кремнекислого вулканизма : специальность 25.00.01 «Общая и региональная геология» : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора. геолого-минералогических наук / Тихомиров Петр Леонидович. – Москва, 2018. – 43 с. – Место защиты: Московский государственный университет имени М. В. Ломоносова. – Текст : непосредственный.
5. Коссовская, А. Г. Генетические типы цеолитов стратифицированных формаций / А. Г. Коссовская. – Текст : непосредственный // Литология и полезные ископаемые. – 1975. – № 2. – С. 23–44.
6. Зорина, С. О. Следы пирокластики в сантон-кампанских отложениях разреза «Вишневое» (Среднее Поволжье) / С. О. Зорина, Н. И. Афанасьева, А. В. Жабин. – Текст : непосредственный // Литосфера. – 2012. – № 3. – С. 3–13.
7. Зорина, С. О. «Камуфлированная» пирокластика в верхнемеловых-миоценовых толщах юго-востока Русской плиты / С. О. Зорина, Н. И. Афанасьева. – Текст : непосредственный // Доклады Академии Наук. – 2015. – Т. 463, № 4, – С. 443–445.
8. Кудаманов, А. И. Следы проявления вулканогенно-гидротермальных процессов в глинисто-кремнистых отложениях верхнего мела Западной Сибири / А. И. Кудаманов, Т. М. Карих. – Текст : электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2023. – Т. 18, № 1. – URL: https://www.ngtp.ru/upload/iblock/2c0/4_2023.pdf.
9. Типизация глинисто-кремнистых отложений березовской свиты (на примере скважин Харампурского месторождения) / Е. С. Климова, К. Н. Чертина, М. А. Александров [и др.]. – DOI 10.24930/1681-9004-2023-23-2-197-208. – Текст : непосредственный // Литосфера. – 2023. – Т. 23, № 2. – С. 197–208.
10. Кудаманов, А. И. Микроскопические особенности строения глинисто-кремнистых отложений верхнего мела Западной Сибири, на примере пласта НБ1 / А. И. Кудаманов, И. Г. Павлуткин, Т. М. Карих. – DOI 10.24412/2076-6785-2023-8-62-69. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2023. – № 8 (101). – С. 62–69.
11. Кристаллохимия и генезис глауконита из разреза «Меловатка» (сеноман, юго-восток Русской плиты) / Н. И. Афанасьева, С. О. Зорина, А. М. Губайдулина [и др.]. – Текст : непосредственный // Литосфера. – 2013. – № 2. – С. 65–75.
12. Япаскурт, О. В. Генетическая минералогия и стадийный анализ процессов осадочного породо- и рудообразования : учебное пособие / О. В. Япаскурт. – Москва : ЭСЛАН, 2008. – 356 с. – Текст : непосредственный.

13. Нассонова, Н. В. Вероятные модели дифференциации литологического состава пласта НБ1 нижнеберезовской подсвиты / Н. В. Нассонова, А. И. Кудаманов, Л. Р. Дистанова. – Текст : электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2023. – Т. 18, № 4. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/2023/42_2023.html.
14. Бурлин, Ю. К. Фазовые переходы кремнезема в нефтеносных толщах / Ю. К. Бурлин, И. И. Плюснина. – Текст : непосредственный // Вестник Московского Университета. Серия 4. Геология. – 2008. – № 3. – С. 24–31.
15. Выполнить прогноз и оценить ресурсы УВ зон высокочемких коллекторов в кайнозойских кремнистых отложениях Охотского моря : отчет по объекту. Глава 2 / Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт. – Санкт-Петербург, 2009. – № 643м-08-37. – Текст : непосредственный.
16. Емельянов, Е. М. Барьерные зоны в океане = The barrier zones in the ocean : осадко- и рудообразование, геоэкология / Е. М. Емельянов ; Институт океанологии им. П. П. Ширшова РАН. – Калининград : Янтарная сказка, 1998. – 410 с.
17. Денискина, Н. Д. Благородные опалы, их синтез и генезис в природе / Н. Д. Денискина, Д. В. Калинин, Л. К. Казанцева ; под редакцией А. А. Годовикова. – Новосибирск : Наука, 1980. – 65 с. – Текст : непосредственный.
18. Тригуб, А. В. Особенности строения и перспективы нефтегазоносности мелового мегакомплекса в рамках западной периферии Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / А. В. Тригуб. – Текст : непосредственный // ПроГРРесс '23. Геологоразведка как бизнес : сборник материалов 3-й международной научно-практической конференции. – Москва : Геомодель, 2023. – С. 46–49.
19. Агалаков, С. Е. Геология и газонасность верхнемеловых надсенноманских отложений Западной Сибири : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук / Агалаков Сергей Евгеньевич. – Тюмень, 2020. – 221 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Kudamanov, A. I., Karikh, T. M., Agalakov, S. E., & Marinov, V. A. (2019). Kheyakhinskaya pack of flasks and overlapping siliceous-clayish deposits (the upper cretaceous, Western Siberia). Structural specific features. Geology, geophysics, and development of oil and gas fields, (11), pp. 21-30. (In Russian). DOI: 10.30713/2413-5011-2019-11(335)-21-30
2. Karikh, T. M., Kudamanov, A. I., Agalakov, S. E., & Marinov, V. A. (2020). New pyroclastics occurrences in upper cretaceous deposits of Western Siberia. Russian oil and gas geology, (4), pp. 19-28. (In Russian). DOI: 10.31087/0016-7894-2020-4-19-28
3. Kudamanov, A. I. Agalakov, S. E. Marinov, V. A., Novoselova, M. Yu., Karikh, T. M., & Glukhov, T. V. (2020). Traces of tectonic control sedimentations accumulated during the turonian age in the Western Siberia. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, (10), pp. 12-21. (In Russian). DOI: 10.30713/2413-5011-2020-10(346)-12-21
4. Tikhomirov, P. L. (2018). Melovoy okrainno-kontinental'nyy magmatizm Severo-Vostoka Azii i voprosy genezisa krupneyshikh fanerozoyskikh provintsiy kremnekislogo vulkanizma. Avtoref. diss. ... doct. geol.-mineral. nauk. Moscow, 43 p. (In Russian).

5. Kossovskaya, A. G. (1975). Geneticheskie tipy tseolitov stratifitsirovannykh formatsiy, *Litologiya i poleznye iskopaemye*, (2), pp. 23-44. (In Russian).
6. Zorina, S. O., Afanasyeva, N. I., & Zhabin, A. V. (2012). Sledy piroklastiki v santon-kampanskikh otlozheniyakh razreza "Vishnevoe" (Srednee Povolzh'e), *Lithosphere*, (3), pp. 3-13. (In Russian).
7. Zorina, S. O., & Afanas'eva, N. I. (2015). "Camouflaged" pyroclastic material in the upper cretaceous-miocene deposits of the southeastern East European craton. *Doklady Earth Sciences*, 463(2), pp. 770-772. (In Russian).
8. Kudamanov, A. I., & Karikh, T. M. (2023). Traces of volcanogenic-hydrothermal processes in upper cretaceous clay-siliceous strata of Western Siberia. *Petroleum geology. Theoretical and applied studies*, 18(1). (In Russian). Available at: https://www.ngtp.ru/upload/iblock/2c0/4_2023.pdf
9. Klimova, E. S., Chertina, K. N., Aleksandrov, M. A., Solovieva, A. V., & Arzhilovskaya, N. N. (2023). Typification of clay-siliceous deposits of the berezovskaya formation (on the example of wells of the Kharampurskoye field), 23(2), pp. 197-208. (In Russian). DOI: 10.24930/1681-9004-2023-2-197-208
10. Kudamanov, A. I., Pavlutkin, I. G., & Karikh, T. M. (2023). A case study of NB1 reservoir to evaluate the microscopic structural features of the upper cretaceous clay-siliceous deposits of West Siberia. *Exposition Oil & Gas*, (8), pp. 62-69, (In Russian). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-62-69
11. Afanas'eva, N. I., Zorina, S. O., Gubaydullina, A. M., Naumkina, N. I., Suchkova, G. G. (2013). Kristallokhimiya i genezis glaukonita iz razreza "Melovatka" (senoman, yugo-vostok Russkoy plity). *Lithosphere*, (2), pp. 65-75. (In Russian).
12. Yapaskurt, O. V. (2008). Geneticheskaya mineralogiya i stadial'nyy analiz protsessov osadochnogo porodo- i rudoobrazovaniya. Moscow, ESLAN Publ., 356 p. (In Russian).
13. Nassonova, N. V., Kudamanov, A. I., & Distanova, L. R. (2023). Probable models of lithological composition within NB1 reservoir of nizhneberezhov sub-formation. *Petroleum geology. Theoretical and applied studies*, 18(4). (In Russian). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2023/41_2023.html
14. Burlin, Yu. K., & Plyusnina, I. I. (2008). Fazovye perekhody kremnezema v neftenosnykh tolshchakh. *Vestnik Moskovskogo Universiteta. Seria 4: Geologia*, (3), pp. 24-31. (In Russian).
15. Vypolnit' prognoz i otsenit' resursy UV zon vysokoemkikh kollektorov v kaynozoysskikh kremnistykh otlozheniyakh Okhotskogo morya: otchet po ob'ektu. Glava 2. № 643m-08-37. (2009). St. Petersburg. (In Russian).
16. Emelyanov, E. M. (1998). The barrier zone in the ocean: osadko- i rudoobrazovanie, geoekologiya. Kaliningrad, Yantarnaya skazka Publ., 410 p. (In Russian).
17. Deniskina, N. D., Kalinin, D. V., & Kazantseva, L. K. (1980). Blagorodnye opaly, ikh sintez i genezis v prirode. Novosibirsk, Nauka Publ., 65 p. (In Russian).
18. Trigub, A. V. (2023). Features of the structure and prospects of oil and gas potential of the cretaceous megacomplex within the western periphery of the West Siberian oil and gas province. *ProGRRes '23. Geologorazvedka kak biznes: sbornik materialov 3rd mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii*. Moscow, Geomodel Publ., pp. 46-49. (In Russian).

19. Agalakov, S. E. (2020). Geologiya i gazonosnost' verkhnemelovykh nad-senomanskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri. Diss. ... doct. geol.-mineral. nauk. Tyumen, 221 p. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Кудаманов Александр Иванович, кандидат геолого-минералогических наук, эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, aikudamanov@tnnc.rosneft.ru

Alexander I. Kudamanov, Candidate of Geology and Mineralogy, Expert, Tyumen Petroleum Research Center LLC, aikudamanov@tnnc.rosneft.ru

Карих Татьяна Михайловна, главный специалист ЦИК, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Tatyana M. Karikh, Chief Specialist of CEC, Tyumen Petroleum Research Center LLC

Агалаков Сергей Евгеньевич, доктор геолого-минералогических наук, старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Sergey E. Agalakov, Doctor of Geology and Mineralogy, Senior Expert, Tyumen Petroleum Research Center LLC

Павлуткин Илья Геннадьевич, главный специалист ЦИК, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Ilya G. Pavlutkin, Chief Specialist of CEC, Tyumen Petroleum Research Center LLC

Статья поступила в редакцию 07.05.2024; одобрена после рецензирования 29.05.2024; принята к публикации 11.06.2024.

The article was submitted 07.05.2024; approved after reviewing 29.05.2024; accepted for publication 11.06.2024.

УДК 556.3

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-4-84-95

Гидрогеологические исследования — инструмент познания нефтяной залежи

А. А. Лялин*, В. В. Васильев

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

*aalyalin2@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. При проведении анализа разработки нефтяного месторождения используется вся имеющаяся геолого-промысловая информация. Так как нефть находится в постоянном взаимодействии и сонахождении с водой, то гидрогеологическая информация, и особенно ее изменение в процессе разработки нефтяного месторождения, должна существенным образом влиять на результаты анализа. В статье исследована гидрогеологическая информация как инструмент познания нефтяной залежи. Сделана попытка классифицировать данную информацию. Определено влияние различной гидрогеологической информации на принятие конкретных решений. Отмечено, что наиболее ценную гидрогеологическую информацию можно получить только при разбуривании нефтяного месторождения. Указано перспективное использование качественной исходной гидрогеологической информации о расположении и движении краевых и подошвенных вод нефтяного месторождения для создания адаптивных систем заводнения. Поддерживается идея развития нормативного регулирования процесса получения и использования гидрогеологической информации на всех этапах: от поиска и разведки до разработки нефтяного месторождения.

Ключевые слова: гидрогеологическая информация, анализ разработки, эффективность контроля, заводнение, водонасыщенность, свойства и состав воды

Для цитирования: Лялин, А. А. Гидрогеологические исследования — инструмент познания нефтяной залежи / А. А. Лялин, В. В. Васильев. — DOI 10.31660/0445-0108-2024-4-84-95 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2024. — № 4. — С. 84–95.

Hydrogeological research is a tool for understanding oil deposits

Aleksandr A. Lyalin*, Vladimir V. Vasiliev

Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

*aalyalin2@tnnc.rosneft.ru

Abstract. In the analysis of the development of an oil field, all available geological and field information is employed. Given the constant interaction and coexistence of oil and water, it is evident that hydrogeological information, particularly its evolution throughout the process of oil field development, should exert a significant influence on the analysis outcomes. This article considers the potential of hydrogeological information as a means of enhancing our understanding of an oil deposit. An attempt is made to classify this information. The effect of disparate hydrogeological information on particular decision-making processes is determined. It is observed that the most valuable hydrogeological information can be obtained exclusively during the drilling of an oil field. It is recommended that qualitative initial hydrogeological information on the location and movement of boundary and bottom waters of an oil field be used to create adaptive waterflooding systems. The proposal to establish a set of normative regulations governing the process of obtaining and utilizing hydrogeological information at all stages, from initial prospecting and exploration to the development of oil fields, has gained significant support.

Keywords: hydrogeological information, analysis of development, control efficiency, waterflooding, water saturation, properties and composition of water

For citation: Lyalin, A. A., & Vasiliev, V. V. (2024). Hydrogeological research is a tool for understanding oil deposits. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 84-95. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-4-84-95

Введение

С целью определения эффективности разработки нефтяного месторождения необходимо проведение регулярного анализа. Одним из методов анализа является сравнение фактических параметров разработки с проектными. Определяются причины отклонения и подбираются способы устранения этих отклонений. Сравняются параметры так называемых технологических показателей, характеризующих состояние разработки. Технологическими показателями для сравнения являются следующие: добыча, дебиты, фонд скважин, текущий коэффициент извлечения нефти, темпы отбора, обводненность и др. Анализ производится на основе массива геолого-промысловой информации, в составе которой законное место занимает гидрогеологическая информация. Рассмотрим, какой же объем именно гидрогеологической геолого-промысловой информации используется для анализа разработки нефтяных месторождений, а также определим потенциал ее использования при правильном подходе.

Для начала необходимо определиться, что же представляет собой гидрогеологическая информация, чтобы корректно найти ее признаки в объеме информации, используемой для анализа разработки нефтяных месторождений. Итак, гидрогеологическая информация — это информация о расположении во времени и пространстве недр воды, а также об изменении во времени и пространстве недр ее химического состава и физических свойств.

Основные направления анализа разработки нефтяного месторождения¹:

- уточнение геологического строения;
- определение текущего состояния разработки;
- определение выработки запасов;
- оценка эффективности системы контроля;
- оценка эффективности процесса разработки.

Рассмотрим каждое направление анализа на предмет присутствия и использования гидрогеологической информации.

Анализ с целью уточнения геологического строения

В процессе разработки нефтяного месторождения поступает новая геолого-промысловая информация о его геологическом строении, как из уже эксплуатируемых скважин, так и из вновь пробуренных. На основе полученных новых данных уточняется геологическое строение месторождения.

¹ РД 153-39.0-110-01. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – Введ. 2002-03-01. – М.: Наука, 2002. – 59 с.

При уточнении геологического строения нефтяного месторождения гидрогеологическая информация связана с уточнением положения водонефтяного контакта (ВНК), а также с определением перемещения ВНК в процессе разработки месторождения. Данные исследования по своей сути и объекту являются гидрогеологическими. По свойствам и составу подошвенной воды можно определить, сохраняется ли там исходная пластовая вода, которая долго взаимодействовала с нефтью и обогатилась органическими кислотами, растворяя при этом компоненты породы-коллектора и увеличивая пористость с улучшением проницаемости. Или же в подошвенной воде имеются свойства и компоненты закачиваемой в систему поддержания пластового давления (ППД) воды, что говорит о приходе рабочего агента.

При уточнении основных параметров пластов эксплуатационного объекта гидрогеологическая информация важна при определении влияния водонасыщенности на проницаемость.

При уточнении расчлененности эксплуатационного объекта и толщин пластов гидрогеологическая информация может использоваться для определения взаимосвязи пластов между скважинами. Для этого проводится гидропрослушивание по водоносным горизонтам для определения наличия связи между вскрытыми интервалами в соседних скважинах.

При уточнении показателя неоднородности пласта гидрогеологическая информация играет ключевую роль на поздней стадии разработки нефтяных месторождений, так как коллекторы 1-го и 2-го типов, то есть с коэффициентом песчаности более 0,7 и 0,7–0,5 на данной стадии оказываются полностью обводненными. Определение свойств и состава воды, а также ее динамики в данных коллекторах помогает подобрать оптимальные мероприятия для затруднения дренажа по данным пропласткам.

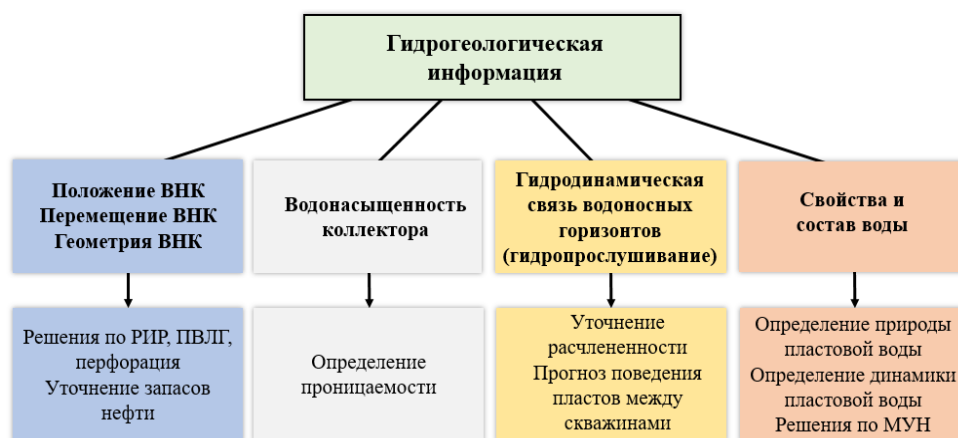
При уточнении физико-химических свойств и состава пластовых жидкостей наряду со свойствами нефти и попутных газов должны определяться свойства и состав пластовой воды. Это физико-химические свойства, такие как плотность, вязкость, минерализация, объемный коэффициент, сжимаемость, а также химический состав воды. Причем здесь важна новая гидрогеологическая информация как по воде нефтеносного пласта, так и по воде вновь вскрытых выше- и нижележащих водоносных пластов. Сравнение текущих свойств и состава воды нефтеносного пласта с данными из предыдущего проектного документа позволит оценить площадь распространения закачиваемой в систему ППД воды [1]. Информация по свойствам и составу воды вновь вскрытых водоносных пластов позволит при обводнении нефтяных скважин определить возможный источник обводнения, если вода перетекала из данных пластов.

Кроме того, использование гидрогеологической информации позволяет уточнить геометрию ВНК, которая зависит от геометрии пласта коллектора, а также от принятого уровня расположения ВНК — в зоне перепада к однофазной фильтрации воды с остаточной нефтенасыщенностью.

При природном течении пластовой воды нефтеносного пласта возможен наклон ВНК в направлении течения. При критических наклонах ВНК возможно вымывание нефти из ловушки, что может также усугубиться некорректным направлением закачки воды системы ППД, совпадающим с природным течением. Вымывание нефти из ловушки приведет к соответствующему изменению запасов нефти.

Таким образом, учет гидрогеологической информации позволяет уточнить геологическое строение нефтяного месторождения.

Влияние гидрогеологической информации на результаты анализа с целью уточнения геологического строения месторождения приведено на рисунке 1.



Примечание: РИР - ремонтно-изоляционные работы
ПВЛГ - переход (скважин) на вышележащий горизонт
МУН - методы увеличения нефтеотдачи

Рис. 1. Использование гидрогеологической информации при анализе разработки нефтяного месторождения с целью уточнения геологического строения

Анализ с целью определения текущего состояния разработки

Для определения достижения ключевых показателей разработки нефтяного месторождения, а также осложняющих факторов и возникших проблем выполняется анализ текущего состояния разработки.

При анализе работы фонда нагнетательных скважин можно определить площадное распределение источников закачиваемой воды. Эта информация также является гидрогеологической.

При уточнении характеристики отбора нефти, газа и воды гидрогеологическая информация связана с такими технологическими показателями, как годовая и накопленная закачка рабочего агента — воды, обводненность, компенсация отбора закачкой. Также гидрогеологическая информация используется при распределении отборов нефти и жидкости по пла-

стам при их совместной эксплуатации, когда для этих целей используется солевой состав воды в добываемой жидкости.

При уточнении характеристик системы воздействия на пласт, в случае если это воздействие заключается в заводнении, используется исключительно гидрогеологическая информация.

При уточнении характеристики энергетического состояния месторождения гидрогеологическая информация приобретает важное значение при водонапорном и упруго-водонапорном режимах. Гидрогеологическая информация используется при определении связи с законтурной областью, взаимодействии соседних месторождений единой водонапорной системы. При этом на разработку рассматриваемого месторождения может влиять как отбор жидкости на соседнем месторождении, что проявляется в аномально низком пластовом давлении, так и нагнетание воды в систему ППД соседнего месторождения, что проявляется обратным эффектом. Гидрогеологическая информация используется также при определении утечек в законтурную область при нагнетании в систему ППД, при определении перетоков между пластами [2]. В последнем случае используются как значения пластовых давлений, так и свойства и состав воды [3].

Уточнение динамики обводнения залежи при водонапорном режиме почти полностью основано на гидрогеологической информации. При этом выделяется обводнение за счет нагнетаемой воды, за счет приконтурных вод, за счет подъема ВНК — подошвенных вод. Все данные типы обводнения можно определить с помощью свойств и состава соответствующих вод, появившихся в скважинах.

Влияние гидрогеологической информации на результаты анализа с целью определения текущего состояния разработки приведено на рисунке 2.



Рис. 2. Использование гидрогеологической информации при анализе разработки нефтяного месторождения с целью определения текущего состояния разработки

Анализ с целью определения выработки запасов

При разработке нефтяного месторождения появляется новая информация, влияющая на оценку объемов запасов, как начальных, так и текущих. Для оценки реального текущего положения дел с запасами нефти проводится анализ выработки запасов.

При уточнении выработки запасов нефти при разработке с помощью заводнения гидрогеологическая информация используется для изучения влияния закачки, при определении охвата объектов разработки по площади и разрезу, а также при определении перемещения ВНК, послойно и по вертикали с подсчетом промытого объема ранее нефтеносного коллектора и остаточных запасов нефти с выявлением характера их распространения по площади и разрезу. В частности, участки локализации остаточных запасов нефти можно определить по минерализации пластовой воды, близкой к исходной, определенной до начала разработки месторождения.

Влияние гидрогеологической информации на результаты анализа с целью определения выработки запасов приведено на рисунке 3.



Рис. 3. Использование гидрогеологической информации при анализе разработки нефтяного месторождения с целью определения выработки запасов

Анализ с целью оценки эффективности системы контроля

В проектных документах на разработку нефтяных месторождений приводится объем необходимых исследований для получения информации о процессах, происходящих при разработке. Это делается с целью получения исходных данных для принятия управленческих решений и понимания эффективности предыдущих решений. Среди данных исследований важ-

ную роль играют свойства и состав воды, а также исследования по пространственному расположению воды по площади и разрезу нефтяного месторождения, в том числе в динамике. Влияние результатов таких исследований на результаты анализа разработки приведено на рисунках 1–3.

Анализ с целью оценки эффективности процесса разработки

Процессом разработки нефтяного месторождения необходимо управлять [4]. Основной метод управления — это метод, предполагающий изменение гидродинамических характеристик объектов разработки месторождения. Для определения эффективности таких изменений проводится анализ процесса разработки.

При оценке эффективности процесса разработки гидрогеологическая информация связана с изменением гидродинамических режимов работы нагнетательных скважин, то есть с нестационарным заводнением, а также с воздействием нагнетания на недренируемые участки месторождения. Также гидрогеологическая информация задействована в характеристиках вытеснения и геолого-технологических моделях.

Классификация гидрогеологической информации

Проанализировав, какая гидрогеологическая информация и как используется при анализе разработки нефтяного месторождения, объединим массивы информации в группы.

Во-первых, всю гидрогеологическую информацию можно разделить на информацию, получаемую при геологическом изучении нефтяного месторождения, и на информацию, которая получается во время эксплуатации месторождения (о ней идет речь в данной статье) (рис. 4).



Рис. 4. Разделение гидрогеологической информации по стадиям освоения нефтяного месторождения и ее значение

Во-вторых, гидрогеологическую информацию, которая формируется при эксплуатации нефтяного месторождения, можно разделить, конечно, с некоторой долей условности, на информацию о пространственном расположении воды на месторождении и на информацию о ее движении по пространству месторождения в процессе разработки (рис. 5).



Рис. 5. *Распределение массива гидрогеологической информации на стадии анализа разработки нефтяного месторождения*

Важность гидрогеологической информации

Исходя из того, какая гидрогеологическая информация и как используется при анализе разработки нефтяного месторождения, можно сделать вывод, что наиболее ценную информацию можно получить при разбуривании месторождения, когда оно еще не затронуто разработкой. Данная информация будет исходной. По ее дальнейшему изменению и можно будет судить о том, как идет процесс разработки. Но как раз получению данной информации, ее объему и качеству уделяется недостаточно внимания, на что указывают и другие исследователи [5]. Потребность получить такую информацию уже после ввода скважины в эксплуатацию обходится дорого, не говоря уже об ее искажении разработкой.

Получение на этапе разбуривания качественной исходной гидрогеологической информации о расположении и движении краевых и подошвенных вод нефтяного месторождения может помочь создать систему заводнения, позволяющую вписаться в естественное энергетическое состояние пласта, а не противостоять ему, что, возможно, часто случается. При-

мер такой ситуации приведен на рисунке 6, где видно, почему одна из нагнетательных скважин является лишней. Со стороны этой скважины существует естественный поток пластовых вод, и создание там еще дополнительного искусственного напора с соответствующими капитальными и операционными затратами явно нецелесообразно. Использование данного подхода может существенно сократить затраты на разработку месторождения [6].

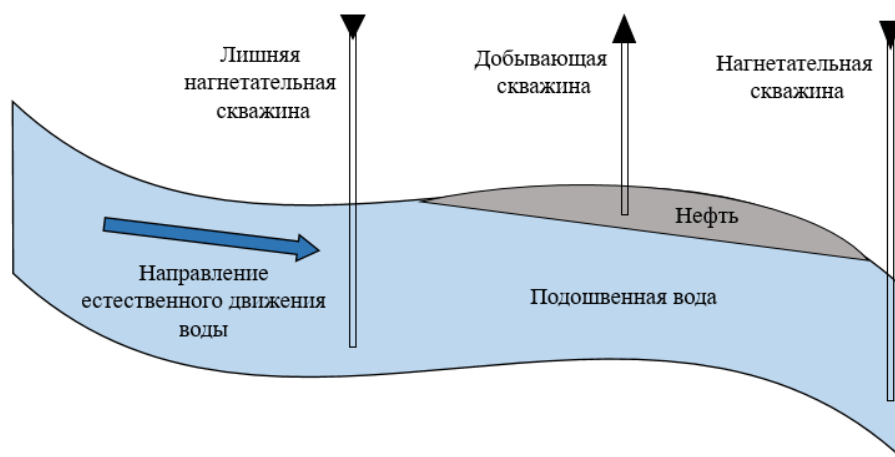


Рис. 6. Схема расположения нагнетательных скважин с учетом естественного потока пластовых вод

Также гидрогеологическая информация, полученная при разбуривании, может помочь в прогнозе направлений движения воды при заводнении и ее преимущественном движении в каком-либо из направлений, что позволит с помощью оптимального распределения отборов по площади минимизировать вероятность преждевременного обводнения скважин.

Как видно, массив гидрогеологической информации, которая используется при анализе разработки нефтяного месторождения, занимает значительную часть в общем объеме получаемой и анализируемой геолого-промысловой информации, что говорит о большом ее значении. Но ее необходимый и достаточный объем и качество недостаточно отрегулированы в нормативном плане. Анализ, проведенный в данной статье, подтверждает необходимость создания нормативного документа, регламентирующего получение и использование гидрогеологической информации от поиска и разведки до разработки нефтяного месторождения. Предлагается при создании данного документа использовать подход типизации решений, показывающий свою эффективность [7].

Выводы

1. Объем гидрогеологической информации, которая используется при анализе разработки нефтяного месторождения, занимает значительную

часть в общем объеме получаемой и анализируемой геолого-промысловой информации.

2. Использование гидрогеологической информации позволяет уточнить геологическое строение, ответить на вопросы о причинах обводнения скважин, определить выработку запасов углеводородного сырья и текущее состояние разработки, оценить эффективность процесса разработки в целом.

3. Наиболее ценную гидрогеологическую информацию можно получить только при разбуривании нефтяного месторождения, то есть при геологическом изучении, когда оно еще не затронуто разработкой. При дальнейшей актуализации гидрогеологической информации можно будет судить о том, как осуществляется процесс разработки.

4. Правильный учет гидрогеологической информации позволит создать эффективные системы разработки залежей при меньших финансовых затратах.

5. Ввиду важности данного направления в процессе разработки необходимо уделять внимание развитию нормативного регулирования процесса получения и использования гидрогеологической информации на всех этапах освоения месторождений.

Список источников

1. Лялин, А. А. Анализ условий применения гидрогеологических методов при разработке нефтяных месторождений / А. А. Лялин. – DOI 10.33285/0207-2351-2022-12(648)-40-44. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 12 (648). – С. 40–44.
2. Снижение эффективности системы ППД при возникновении гидродинамической связи с водонасыщенными интервалами в водонефтяных зонах пласта / И. В. Владимиров, А. Ф. Шаймарданов, А. А. Хальзов, В. В. Васильев. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 3. – С. 17–22.
3. Лялин, А. А. Гидрогеохимические исследования как дополнительный инструмент к анализу разработки нефтяных месторождений / А. А. Лялин, В. В. Васильев, А. В. Меркулов. – DOI 10.24412/2076-6785-2023-2-19-22. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2023. – № 2 (95) – С. 19–22.
4. Baker, R. Reservoir Management for Waterfloods - Part II / R. Baker. – Text : electronic // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1998. – Vol. 37, Issue 1. – URL: <https://doi.org/10.2118/98-01-DA>.
5. Корзун, А. В. Значимость гидрогеологической информации при разработке нефтяных месторождений / А. В. Корзун, В. Ю. Мастеркова. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов III научно-практической конференции по вопросам гидрогеологии и водообеспечения, Ижевск, 06–07 июля 2021 г. – Ижевск: МарШак, 2021. – С. 98–102.
6. Богданов, Н. С. Влияние гидрогеологических условий нефтяных месторождений на ожидаемую технико-экономическую эффективность их разработки / Н. С. Богданов. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2008. – № 6. – С. 53–55.

7. Лялин, А. А. Типовые решения в нефтяной гидрогеологии — шаг к эффективности принимаемых решений / А. А. Лялин, В. В. Васильев, А. Н. Кравченко. – DOI 10.33285/0207-2351-2022-10(646)-58-61. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 10 (646). – С. 58–61.

References

1. Lyalin, A. A. (2022). Analysis of the conditions for the use of hydrogeological methods in the reservoir engineering of oil fields. *Oilfield Engineering*, (12(648)), pp. 40-44. (In Russian). DOI: 10.33285/0207-2351-2022-12(648)-40-44
2. Vladimirov, I. V., Shaymardanov, A. F., Khal'zov, A. A., & Vasil'ev, V. V. (2009). Snizhenie effektivnosti sistemy PPD pri vozniknovenii gidrodinamicheskoy svyazi s vodonasyshchennymi intervalami v vodoneftyanykh zonakh plasta. *Oilfield Engineering*, (3), pp. 17-22. (In Russian).
3. Lyalin, A. A., Vasiliev, V. V., & Merkulov, A. V. (2023). Hydrogeochemical studies as an additional tool for the analysis of oil field development. *Exposition Oil & Gas*, (2(95)), pp. 19-22. (In Russian). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-19-22
4. Baker, R. (1998). Reservoir Management for Waterfloods - Part II. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 37(1). (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/98-01-DA>
5. Korzun, A. V., & Masterkova, V. Yu. (2021). Znachimost' gidrogeologicheskoy informatsii pri razrabotke neftyanykh mestorozhdeniy. *Sbornik nauchnykh trudov III nauchno-prakticheskoy konferentsii po voprosam gidrogeologii i vo-dooobespecheniya*, Izhevsk, July, 06-07, 2021. Izhevsk, MarShak Publ., pp. 98-102. (In Russian).
6. Bogdanov, N. S. (2008). Hydrogeological Conditions Effect of Oil Fields on the Expected Technical-Economic Efficiency of Their Development. *Russian Oil and gas geology*, (6), pp. 53-55. (In Russian).
7. Lyalin, A. A., Vasiliev, V. V., & Kravchenko, A. N. (2022). Typical solutions in petroleum hydrogeology - a step towards the effectiveness of decisions making. *Oilfield Engineering*, (10(646)), pp. 58-61. (In Russian). DOI: 10.33285/0207-2351-2022-10(646)-58-61

Информация об авторах / Information about the authors

Лялин Александр Александрович, эксперт группы типизации решений в геологии и разработке отдела выполнения и внедрения работ по системе новых технологий и опытно-промышленным испытаниям управления научно-технического развития, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, aalyalin2@tnnc.rosneft.ru

Aleksandr A. Lyalin, Expert of Group of Solutions Typification in Geology and Reservoir Engineering of Department of Execution and Implementation of Works on the System of New Technologies and Pilot Tests of Division of Scientific and Technical Development, Tyumen Petroleum Research Center LLC, aalyalin2@tnnc.rosneft.ru

Васильев Владимир Васильевич,
кандидат технических наук, главный
менеджер группы типизации решений в
геологии и разработке отдела выполне-
ния и внедрения работ по системе но-
вых технологий и опытно-
промышленным испытаниям управле-
ния научно-технического развития,
ООО «Тюменский нефтяной научный
центр», г. Тюмень

Vladimir V. Vasiliev, Candidate of
Engineering, Chief Manager of Group of
Solutions Typification in Geology and
Reservoir Engineering of Department of
Execution and Implementation of Works
on the System of New Technologies and
Pilot Tests of Division of Scientific and
Technical Development, Tyumen Petrole-
um Research Center LLC

Статья поступила в редакцию 22.05.2024; одобрена после рецензирования
28.05.2024; принята к публикации 31.05.2024.

The article was submitted 22.05.2024; approved after reviewing 28.05.2024;
accepted for publication 31.05.2024.

**Анализ надежности и работоспособности буронабивных свай при
обустройстве месторождений нефти в зоне многолетнемерзлых грунтов**

**Н. О. Шапошников^{1*}, С. А. Ялыгин², Б. С. Ермаков¹, О. В. Швецов¹,
С. Б. Ермаков¹, Н. И. Голиков³, О. И. Слепцов³, Ю. С. Клочков⁴**

¹Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, Санкт-Петербург, Россия

²ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия

³Институт физико-технических проблем Севера СО РАН им. В. П. Ларионова, Якутск, Россия

⁴Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*shaposhn_no@spbstu.ru

Аннотация. Перемещение основных мощностей добывающих предприятий из центральных регионов страны в северные регионы потребовало полного переосмысления проблемы обустройства месторождений. К числу таких проблем относится возведение фундаментов под трубопроводы, технологические объекты, энергетические станции. В основном такие фундаменты изготавливают методом погружения свай в заранее пробуренные скважины. Использование буронабивных свай в условиях многолетнемерзлых грунтов является технологической необходимостью и связано с невозможностью применения свай других типов. Наибольшее распространение получили буронабивные сваи, изготовленные из прямошовных труб, сваренных токами высокой частоты (ГОСТ 20295 и ГОСТ Р 58064). Оценка работоспособности таких труб в условиях многолетнемерзлых грунтов была проведена посредством моделирования условий эксплуатации труб в лабораторных условиях, а также установки полноразмерных макетов свай в многолетнемерзлые плотные суглинистые и влажные — заторфованные — грунты полигона ФИЦ «Якутский научный центр Сибирского отделения Российской академии наук». Испытаниям были подвергнуты как трубы с обязательной послесварочной термической обработкой, по требованиям СП 16.13330.2017, так и без термической обработки. Были проведены исследования статических механических свойств и ударной вязкости основного металла и сварных соединений труб, проведена оценка их коррозионной стойкости и трещиностойкости. Результаты исследований показали, что проведение послесварочной термической обработки не приводит к значительному повышению надежности буронабивных свай из стали 09Г2С. Одновременно анализ микроструктуры сварных соединений выявил значительное количество дефектов, расположенных по линии сплавления сварного шва, которые могут привести к ускоренному повреждению свай.

Ключевые слова: многолетнемерзлые грунты, буронабивные сваи, сварка токами высокой частоты, послесварочная термическая обработка, механические свойства, коррозионная стойкость, трещиностойкость

Благодарности: работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (№ FSEG-2024-0009 «Разработка моделей деградации служебных свойств металлических и композиционных материалов для строительства в условиях многолетнемерзлых грунтах»).

Для цитирования: Анализ надежности и работоспособности буронабивных свай при обустройстве месторождений нефти в зоне многолетнемерзлых грунтов / Н. О. Шапошников, С. А. Ялыгин, Б. С. Ермаков [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-4-96-118 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 4. – С. 96–118

**Analysis of reliability and efficiency of drill dipping piles for oil field
construction in permafrost zone**

Nikita O. Shaposhnikov^{1*}, Sergey A. Yalygin², Boris S. Ermakov¹, Oleg V. Shvetsov¹, Sergey B. Ermakov¹, Nikolay I. Golikov³, Gavriil N. Sleptsov³, Yurii S. Klochkov⁴

¹ Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, Saint Petersburg, Russia

² "Gazprom Neft PJSC", Saint Petersburg, Russia

³ V. P. Laronov Institute of the Physical-Technical Problems of the North of the Siberian Branch of the RAS, Yakutsk, Russia

⁴ Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*shaposhn_no@spbstu.ru

Abstract. Relocation of the main capacities of oil production infrastructure from Central to Northern Russia necessitated a re-evaluation of oilfield development strategies, particularly addressing the challenges of constructing foundations for pipelines, processing facilities, and power plants. These foundations are formed by drill-dipping piles into pre-drilled boreholes. The use of drill dipping piles in permafrost is technologically essential as alternative pile types are impractical. The most common are drill dipping piles fabricated from longitudinal seam pipes welded with high frequency current techniques (as per GOST 20295 and GOST R 58064). Performance of such piles in permafrost conditions was evaluated through laboratory simulations mimicking operational conditions, as well as in-situ at the test site of Federal Research Centre "The Yakut Scientific Centre of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences" where full-size piles were installed in firm loamy and wet peaty permafrost soils. Pipes both with and without post-weld heat treatment, as specified in SP 16.13330.2017, were tested. The authors examined static mechanical properties and impact toughness of the base metal and welded joints of the pipes, as well as corrosion resistance and crack resistance. The research revealed that post-weld heat treatment did not significantly enhance the reliability of drill dipping piles fabricated from 09G2S steel. Concurrently, microstructure analysis of the welded joints revealed a considerable number of defects along the weld-fusion line, potentially accelerating pile failure.

Keywords: permafrost soils, drill dipping piles, high frequency current welding, post-weld heat treatment, mechanical properties, corrosion resistance, crack resistance

Acknowledgments: the work was performed within the government order from the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (No. FSEG-2024-0009 "Development of degradation models of metallic and composite materials service properties for construction in conditions of permafrost soils").

For citation: Shaposhnikov, N. O., Yalygin, S. A., Ermakov, B. S., Shvetsov, O. V., Ermakov, S. B., Golikov, N. I., ... Klochkov, Yu. S. (2024). Analysis of reliability and efficiency of drill dipping piles for oil field construction in permafrost zone. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 96-118. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-4-96-118

Введение

Последние десятилетия основные мощности добывающих компаний перемещаются в сторону арктического пояса РФ. При этом происходят принципиально важные изменения в обустройстве площадок добычи и первичной переработки добываемого сырья, строительстве линейных объектов — трубопроводов и линий электропередач. Главной причиной таких изменений является то, что на этих территориях строительство ведется в зоне многолетнемерзлых грунтов (ММГ), что накладывает ряд ограничений на применение традиционных строительных технологий. Обеспечение надежности и долговечности возводимых сооружений в зоне закладывается на первом этапе строительства — стадии установки фундамента. Наибольшее распространение в зоне ММГ получили свайные фундаменты, обеспечивающие оптимальное соотношение качества, надежности и экономичности строительных фундаментных работ. К числу преимуществ использования свайных фундаментов относятся относительно небольшая стоимость

их строительства, значительная глубина установки свай, что позволяет избежать негативных последствий морозного пучения, возможность ведения строительных работ в зимние месяцы.

Однако традиционные методы строительства таких фундаментов, которые применяются в средней полосе страны и позволяют использовать забивку, вибропогружение и задавливание свай в грунт, малоприменимы в условиях очень плотных ММГ. Учитывая их повышенную прочность, основным способом установки свай в этом регионе является их погружение в заранее изготовленные скважины, диаметр которых превышает наибольший размер поперечного сечения сваи. Перед погружением сваи скважина заполняется цементно-песчаным раствором в заранее рассчитанном объеме до уровня сезонного промерзания и оттаивания. Способ такого устройства свай называется буроопускным [1]. Дополнительные сложности при строительстве фундаментов накладывают климатические и географические особенности территорий строительства — их значительная удаленность от крупных промышленных центров, слабая логистика и экстремальные климатические условия Крайнего Севера.

В Российской Федерации зона ММГ занимает значительные территории, распространяется от берегов Белого моря до Тихого океана и располагается на глубине от 0,5 до 4,5 м, толщина слоя колеблется от нескольких метров до 1,5 км и более, что требует специального анализа и соответствующих подходов к проектированию и строительству фундаментов в этом регионе [2]. Главными факторами, определяющими надежность эксплуатации фундаментов в условиях ММГ, которые должны учитываться при их проектировании, являются глубина деятельного слоя грунта, то есть грунта, который расположен у поверхности земли выше зоны ММГ и ежегодно оттаивает в летние месяцы года, и максимальная температура ММГ [3, 4]. Эти два фактора определяют основные параметры свайного фундамента — минимально допустимую длину свай, их количество и расположение, что необходимо при расчете давления под подошвой фундамента, которое не должно превышать несущей способности фундамента несущей способности грунта.

К числу наиболее активно развивающихся производств в Арктической и Субарктической зонах РФ относятся нефтедобывающие компании, при обустройстве месторождений которых используется значительное количество свайных фундаментов. Число ежегодно используемых на новых месторождениях свай может достигать нескольких десятков и даже сотен тысяч штук, которые необходимо транспортировать на значительные расстояния в зоны с практически полным отсутствием транспортной инфраструктуры [5]. Именно свайные фундаменты являются одними из наиболее материалоемких объектов обустройства месторождений. Учитывая сложную логистику и значительные массы перемещаемых материалов, рентабельность строительства объектов добычи и транспортировки добытых продуктов в северных регионах может быть обеспечена только при условии использования высококачественных материалов и конструкций, способных к длительной и безаварийной эксплуатации в условиях экстремально низ-

ких климатических температур и коррозионно- агрессивного воздействия добываемых продуктов и растепленного в летние месяцы деятельного слоя почвы, например, торфяников и засоленных почв [6, 7]. Традиционно при обустройстве месторождений в качестве свай используются сварные (изготовленные методом сварки токами высокой частоты) металлические трубы длиной 10–15 м. Оценка надежности их использования проводится как традиционными методами, согласно СП 24.13330.2011¹, так и с учетом особенностей поведения ММГ в ходе длительной эксплуатации зданий и сооружений. Как известно, в ММГ могут протекать процессы, приводящие к потере устойчивости фундаментов. К ним относятся колебания температуры в слоях, примыкающих к деятельному слою, что приводит к образованию морозных трещин и клиньев льда, это может быть связано как с переносом тепла от поверхности к ММГ по телу металлической сваи, так и с объективными климатическими процессами. При этом при протаивании мерзлого грунта вокруг сваи наблюдается осадка фундамента, а при последующем промерзании в зимние месяцы — пучение грунта [1, 8]. Это приводит к возникновению дополнительных, зачастую не учтенных при проведении прочностных расчетов напряжений в материале сваи и требует проведения дополнительных испытаний, в том числе полигонных, для подтверждения работоспособности свайного основания.

Конструкция буроопускной сваи состоит из двух основных элементов — бесшовной или прямошовной стальной трубы длиной более 4 метров и диаметром, обычно не превышающим 426 мм, и свайного наконечника [9]. Основные требования, предъявляемые к качеству сваи, это требования к ее основному элементу — металлической трубе. Согласно СП 25.13330.2020², металлические сваи следует проектировать из стальных электросварных прямошовных и бесшовных труб. Требования к условиям изготовления свай и их механическим свойствам обозначены в СП 16.13330.2017³, где сказано, что электросварные трубы, сваренные высокочастотной сваркой (ВЧС), следует применять только после объемной термической обработки (ОТО). Наиболее распространенным материалом прямошовных труб для буроопускных свай являются углеродистые и низколегированные стали (ГОСТ 20295⁴ и ГОСТ 58064⁵). Требования первого ГОСТа распространяются в основном на трубы, изготовленные из углеродистых сталей и сталей повышенной прочности (кремний-марганцовистых

¹ СП 24.13330.2011. Свайные фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 2.02.03-85 [Электронный ресурс]. — Введ. 2011-05-20. — URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200084538>.

² СП 25.13330.2020. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах [Электронный ресурс]. — Введ. 2021-07-01. — URL: <https://docs.cntd.ru/document/573659326>.

³ СП 16.13330.2017. Стальные конструкции. Актуализированная редакция СНиП II-23-81 [Электронный ресурс]. — Введ. 2017-08-28. — URL: <https://docs.cntd.ru/document/456069588>.

⁴ ГОСТ 20295-85. Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия [Электронный ресурс]. — Введ. 1987-01-01. — URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200002056>.

⁵ ГОСТ Р 58064-2018. Трубы стальные сварные для строительных конструкций. Технические условия [Электронный ресурс]. — Введ. 2018-09-01. — URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200158296>.

сталей, к числу которых принадлежит и сталь 09Г2С, наиболее часто применяемая для производства буроопускных свай), второго — на трубы из стали с повышенным содержанием марганца (для буроопускных свай — в основном сталь 09Г2С). Однако в нормативной документации существует некоторое разночтение в требованиях к качеству сварных труб между государственными стандартами и сводами правил. В первую очередь это касается требований к минимально допустимой величине и температуре испытания ударной вязкости основного металла и сварного соединения трубы. Так, согласно СП 16.13330.2017 (таблица В.1 приложения В), ударная вязкость металла труб должна быть $KCV \geq 34$ Дж/см² при температуре минус 40 °С, причем эти требования распространяются на ударную вязкость основного металла трубы, металла шва и границы сплавления вне зависимости от химического состава стали.

В то же время ГОСТ 20295-85 (табл. 8), на который ссылается СП 16.13330.2017 как на обязательный нормативный документ, по требованиям которого поставляются сварные прямошовные трубы для буроопускных свай, указывает, что ударная вязкость труб диаметром 219–426 мм (трубы этого диаметра чаще всего применяют для изготовления буроопускных свай) определяется при температуре не ниже минус 40 °С и составляет $KCU \geq 29,4$ Дж/см², причем, согласно п. 2.6.1. ГОСТ 20295, эта величина должна быть получена при испытаниях основного металла трубы. Величина ударной вязкости металла шва труб 1 типа (п. 1.1. ГОСТ 20295), то есть сваренных методом ВЧС, в данном стандарте не регламентируется. Для производства прямошовных труб из проката повышенной прочности (например, из стали 09Г2С) методом ВЧС используется стальной лист, изготовленный в соответствии с ГОСТ 19281-2014⁶. В соответствии с этим стандартом класс прочности сталей, используемых для прямошовных труб, находится в пределах 265–440, при этом ударная вязкость листов толщиной до 10 мм при температуре минус 40 и 60 °С составляет $KCU \geq 29$ Дж/см² для классов прочности 295 и 325; $KCU \geq 34$ Дж/см² для класса прочности 345. Для остальных классов прочности ударная вязкость определяется для набора статистических данных, и ее результаты не являются браковочным признаком. Ударная вязкость образцов с острым надрезом (KCV) регламентируется только для температур до минус 20 °С (таблица 11 ГОСТ 19281-2014).

Еще одним стандартом, по требованиям которого допускается применение сварных прямошовных труб для производства буроопускных свай, является ГОСТ Р 58064. Выбор марок и химических составов сталей по данному стандарту регламентируется ссылкой на таблицу 1 ГОСТ 27772-2015. Анализ химических составов сталей, приведенных в этой таблице, позволяет установить, что изготовление необходимых для свай труб из стали 09Г2С возможно только класса прочности С345, что соответствует кате-

⁶ГОСТ 19281-2014. Прокат повышенной прочности. Общие технические условия [Электронный ресурс]. – Введ. 2015-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200113779>.

гориям 5 и 6 (таблица 3 ГОСТ Р 58064–2018). При этом, согласно таблице 6 того же ГОСТа, для сталей 5 категории ударная вязкость ($KCV \geq 34$ Дж/см²) определяется только при температуре минус 20 °С, и только для категории 6 минимальная температура испытаний снижается до минус 40 °С. Анализ нормативной документации на прямошовные трубы, приведенный в СП 16.13330.2017, показал, что, учитывая жесткие ограничения по химическому составу, согласно ГОСТ 58064, трубы из стали 09Г2С, предназначенные для производства буроопускных свай, поставляются по ГОСТ 20295 и должны сертифицироваться на соответствие требованиям этого нормативного документа, а требования к величине ударной вязкости для сварных соединений прямошовных труб, изготовленных из стали 09Г2С методом ВЧС, предъявляемые СП 16.13330.2017, соответствуют только требованиям к 6 категории труб класса прочности С345, производимых по ГОСТ Р 58064. Распространение этих требований на трубы, выпускаемые по ГОСТ 20295, и трубы категории 5 ГОСТ Р 58064, не соответствует требованиям нормативных документов, на которые ссылается настоящий СП 16.13330.2017.

Также следует отметить, что в том же СП 16.13330.2017 (приложение В) буроопускные сваи относятся ко второй или третьей группе конструкций, соответственно, это или сварные конструкции либо их элементы, работающие при статической нагрузке при наличии растягивающих напряжений, или сварные конструкции либо их элементы, работающие при статической нагрузке преимущественно на сжатие, то есть, согласно СП 16.13330.2017, буроопускные сваи в ходе монтажа и эксплуатации вообще не испытывают динамических нагружений, поэтому не совсем ясно, почему в качестве параметра оценки хладостойкости металла свай выбрана ударная вязкость, а не статическая трещиностойкость, с помощью которой оценка работоспособности буроопускных свай в условиях низких климатических температур была бы более рациональной и приближенной к условиям их эксплуатации.

Целью настоящей работы было проведение исследований комплекса свойств металла свай для доказательства возможности использования для буроопускных свай сварных прямошовных труб, изготовленных методом высокочастотной сварки, и избыточности проведения послесварочной объемной термической обработки трубы для обеспечения требуемого уровня ударной вязкости основного металла и сварного соединения.

Объект и методы исследования

Для достижения поставленной цели были проведены лабораторные исследования металла труб, выполнен комплекс полигонных и опытно-промышленных испытаний свайных конструкций, изготовленных из прямошовных труб, произведенных методом ВЧС без послесварочной термической обработки. Проведено сравнение полученных результатов испытаний с результатами испытаний аналогичных свай, изготовленных из таких

же труб, но подвергшихся объемной термической обработке. Ранее в наших работах, в частности в [10], и в исследованиях других авторов [11–13] было показано, что объемная термическая обработка не может полностью восстановить структуру металла зоны термического влияния сварного шва и устранить полученные в ходе сварки дефекты и неравномерности микроструктуры сварного соединения, а обеспечение соответствия требованиям, указанным в различных строительных нормах и правилах, достигается путем изменения геометрии шва — образования при сварке, его усиления и формирования в этих зонах структур повышенной прочности. При этом дополнительная термическая обработка прямошовных труб, сваренных методом ВЧС, повышает их себестоимость примерно на 20 %. Для проведения исследований были выбраны прямошовные трубы, сваренные методом ВЧС, с объемной послесварочной обработкой и без термической обработки. Диаметр труб 219 мм, толщина стенки 7,5 мм, материал — сталь 09Г2С. Химический состав металла труб полностью соответствовал ГОСТ 19281-2014. Проведенный визуально-измерительный и ультразвуковой контроль всех труб не выявил каких-либо недопустимых дефектов сварных швов.

Для испытания работоспособности и моделирования эксплуатации фундамента из буроопускных свай в условиях ММГ и оценки влияния послесварочной термической обработки на эксплуатационную надежность буроопускных свай в условиях многолетнемерзлых грунтов были закуплены трубы, изготовленные по ГОСТ 58064, после объемной термической обработки и без нее — сразу после проведения сварочных работ. Длина труб составляла 6 м, толщина стенки 7 мм, диаметр трубы 219 мм. Из труб были изготовлены полноразмерные макеты буроопускных свай с длиной трубной части сваи 4 м — оставшиеся 2 погонных метра каждой из труб были использованы при проведении лабораторных испытаний. Испытания работоспособности фундамента были проведены на климатическом полигоне ФИЦ «Якутский научный центр Сибирского отделения Российской академии наук» в г. Якутске (глубина сезонного оттаивания грунта — деятельного слоя — в месте установки свай не превышает 1,5 м). Выбор места расположения полигона был обусловлен климатическими условиями — средняя годовая температура в г. Якутске составляет минус 9,7 °С, а температурный диапазон *зима — лето* превышает 100 °С — от минус 60 °С зимой до плюс 38 °С летом, при этом число температурных переходов через ноль в течение года не менее 50 раз. То есть сваи не только были погружены в многолетнемерзлые грунты, но дополнительно испытывали максимально экстремальное температурное воздействие надземного участка [14].

На территории полигона выполнена разбивка осей свайного поля и определен участок погружения свай. С целью создания максимально неблагоприятных температурных условий монтажа свай их установка была проведена в зимние месяцы 2022 г. при температуре наружного воздуха минус 35 °С. Всего было установлено 14 свай в двух типах грунтов —

плотном сжимаемом суглинистом грунте и влажном просадочном — за- торфованном. Глубина погружения свай составляла 3,5 м, высота свай над поверхностью грунта — 50 см. На каждую из свай был установлен рост- верк, обеспечивающий размещение груза массой 1,5 т (рис. 1 а). В процес- се полигонных испытаний проводились визуально-измерительный кон- троль свай в доступных местах и геотехнический мониторинг, основанный на натурных наблюдениях за деформациями (вертикальными перемещени- ями) и температурным режимом грунтов их оснований. После полутора лет полигонных испытаний часть свай была извлечена для проведения иссле- дований (рис. 1 б, в, г). Для проведения исследований из трубчатой части сваи были вырезаны три участка трубы: первый — расположенный на от- крытом воздухе, второй — в зоне летнего оттаивания (деятельного слоя грунта) и третий — в зоне ММГ.

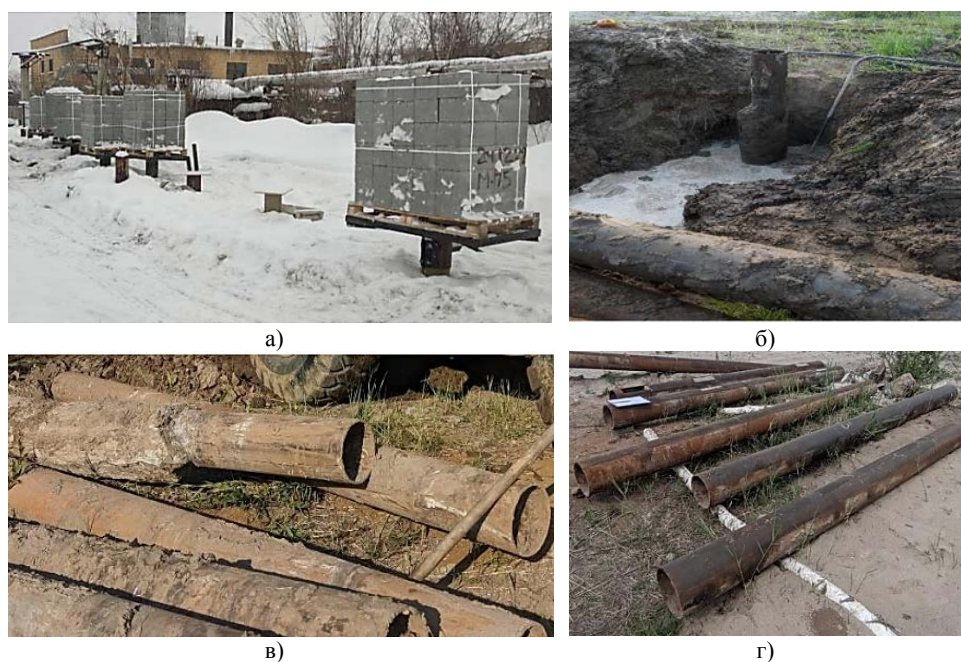


Рис. 1. Свай на полигоне ФИЦ «Якутский научный центр Сибирского отделения Российской академии наук»: а) сваи с установленными ростверками с бетонными грузами общей массой 1,5 т; б) извлеченные сваи после испытаний на полигоне; в) сваи до очистки; г) сваи после очистки

Оценка влияния послесварочной обработки на работоспособность буроопускных свай, изготовленных из прямошовных труб, сваренных ме- тодом ВЧС, и их механических свойств осуществлялась путем оценки ве- личины остаточных сварочных напряжений в точках, расположенных на линии, перпендикулярной сварному шву, по центру образцов с внешней и внутренней стороны трубных фрагментов на рентгеновском дифрактометре Ultima IV фирмы Rigaku; испытаний основного металла и металла сварного

соединения на растяжение на универсальной испытательной машине Instron 8850 и ударный изгиб на маятниковом копре INSTRON мод. 600MPX (ГОСТ 1497-84⁷, ГОСТ 6996-68⁸, ГОСТ 9454-78⁹). Испытания на трещиностойкость металла свай были проведены в соответствии с ГОСТ 25.506-85¹⁰. Металлографический анализ на поперечных шлифах выполнен на оптическом микроскопе Reichert-Jung MeF3A при увеличениях в 50–500 раз. Микротвердость определяли по методу Виккерса на приборе Reichert-Jung Micro-Duromat 4000E в соответствии с процедурой, предписанной ГОСТ 9450-76¹¹. Коррозионная стойкость металла сварного соединения была испытана в соответствии с ГОСТ 9.908-85¹². Ультразвуковой контроль металла сварного соединения свай выполнен с помощью импульсного дефектоскопа УД2В-46П в соответствии с требованиями ГОСТ 55724-2013¹³. Магнитопорошковая дефектоскопия выполнена в соответствии с ГОСТ 56512-2015¹⁴.

До полигонных испытаний был проведен визуально-измерительный контроль металла швов всех труб, выполнена магнитопорошковая и ультразвуковая дефектоскопия. Был обнаружен ряд дефектов сварных швов. По итогам анализа принято решение использовать трубы с обнаруженными дефектами с целью определения их роли в развитии механических и коррозионных повреждений в условиях агрессивного воздействия грунтов и экстремально низких температур.

Результаты и обсуждение

Результатами геотехнического мониторинга, проводимого в ходе полигонных испытаний ежеквартально, было установлено, что вертикальные перемещения свай не зависели от режима их термической обработки и составили от 0,4 до 1,8 мм на плотном грунте, что не превышает предельно

⁷ ГОСТ 1497-84 (ИСО 6892-84). Группа В09. Металлы. Методы испытаний на растяжение [Электронный ресурс]. – Введ. 1986-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004888>.

⁸ ГОСТ 6996-66 (ИСО 4136-89, ИСО 5173-81, ИСО 5177-81). Группа В09. Сварные соединения. Методы определения механических свойств [Электронный ресурс]. – Введ. 1967-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003544>.

⁹ ГОСТ 9454-78. Группа В09. Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах [Электронный ресурс]. – Введ. 1979-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200005045>.

¹⁰ ГОСТ 25.506-85. Группа В09. Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов [Электронный ресурс]. – Введ. 1986-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004652>.

¹¹ ГОСТ 9450-76 (СТ СЭВ 1195-78). Группа Т59. Измерение микротвердости вдавливанием алмазных наконечников [Электронный ресурс]. – Введ. 1977-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012869>.

¹² ГОСТ 9.908-85. Группа Т99. Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы и сплавы [Электронный ресурс]. – Введ. 1987-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200007383>.

¹³ ГОСТ Р 55724-2013. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые [Электронный ресурс]. – Введ. 2015-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200107569>.

¹⁴ ГОСТ Р 56512-2015. Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод. Типовые технологические процессы [Электронный ресурс]. – Введ. 2016-06-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200122220>.

допустимое значение ошибки их определения ($m\sigma$ доп $\leq \pm 2,0$ мм), и более 3,0 мм в просадочном заторфованном грунте.

После извлечения свай (по 3 сваи из труб с послесварочной термической обработкой и без нее) был выполнен повторный визуально-измерительный, магнитопорошковый и ультразвуковой контроль сварных соединений труб. По результатам анализа полученных данных контроля не было выявлено каких-либо дефектов, связанных с их длительным пребыванием в условиях полигона, или развития ранее обнаруженных дефектов сварных швов. В местах дефектов были изготовлены металлографические шлифы — виды дефектов приведены на рис. 2. Хотя обнаруженные дефекты не привели к появлению и развитию хрупких трещин или коррозионных повреждений, тем не менее, в ходе длительной эксплуатации они могут явиться источниками ускоренного разрушения свай. Следовательно, требуется повышение качества выполнения сварочных работ.

Основным тезисом о необходимости выполнения послесварочной термической обработки прямошовных труб, изготовленных методом ВЧС, является тезис об опасности высокого уровня остаточных сварочных напряжений в металле шва и их негативной роли в формировании длительной работоспособности свай, погруженной в многолетнемерзлый грунт. Известно [15], что в сталях типа 09Г2С следует ожидать остаточных сварочных напряжений только первого рода, то есть напряжений, уравновешенных в пределах областей, размеры которых соизмеримы с размерами трубы.

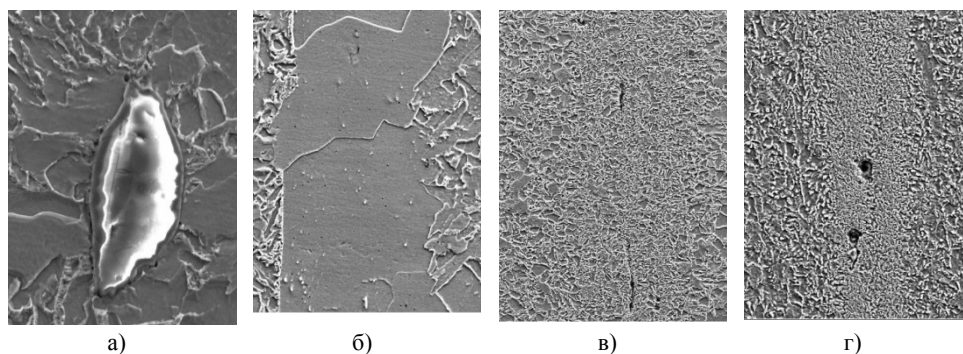


Рис. 2. Типичные дефекты в линии сплавления, обнаруженные при исследовании металла сварных соединений в исходном состоянии: а) отдельные крупные оксиды ($\times 1500$); б) точечные и строчечные неметаллические включения, в основном оксиды ($\times 400$); в) несплавления ($\times 150$); г) поры ($\times 150$)

Причиной возникновения подобных напряжений, как растягивающих, так и сжимающих, является неравномерный нагрев микрообъемов металла при ТВЧ воздействии, при котором создается неравномерное поле температур в соединяемых поверхностях. С этой целью в работе были проведены исследования величины остаточных сварочных напряжений первого рода в трубах в исходном состоянии до установки на полигоне и после

полуторогодиной выдержки в грунтах обоих типов. Измерения были проведены от линии сплавления шва до точек, удаленных от линии сплавления на 20 мм. Результаты измерений остаточных напряжений зоны сварного соединения приведены в таблице 2 на примере результатов измерений участка 2 (зона деятельного грунта) сваи, установленной на заторфованных грунтах. Результаты исследований остаточных напряжений участков 1 и 3 данной сваи и сваи, установленной на суглинистом участке, показали результаты, близкие к данным таблицы 1.

Таблица 1

Остаточные сварочные напряжения в трубных элементах свай

Поверхность	Состояние*	Расстояние от линии сплавления (ЛС) сварного шва, мм						
		ЛС	1,5	3	5	10	15	20
		Остаточные напряжения, МПа						
Наружная	1	-25	-37	-42	-42	-34	3	17
	2	-31	-44	-45	-39	-81	-11	23
	3	-23	-50	-53	-59	-101	-72	-34
	4	-163	-157	-82	-51	-177	-170	-163
Внутренняя	1	109	127	123	120	117	114	106
	2	38	24	33	42	58	42	38
	3	117	117	121	143	127	106	84
	4	45	26	39	48	68	61	58

Примечание:

* 1 — труба без термической обработки в исходном состоянии; 2 — термически обработанная труба в исходном состоянии; 3 — труба без термической обработки после полигонных испытаний; 4 — термически обработанная труба после полигонных испытаний.

Таким образом, было показано, что величины остаточных сварочных напряжений в термически обработанных трубах и трубах без термической обработки близки между собой как в исходном состоянии, так и после полигонных испытаний на всей длине сваи. На наружных поверхностях металла шва (линии сплавления) и зоны термического влияния швов обеих труб (в участках 1–3) в основном обнаружены сжимающие напряжения, на внутренней — растягивающие, а величина остаточных напряжений находится в пределах от напряжения сжатия наружной поверхности не более 180 МПа до 150 МПа растягивающих напряжений на внутренней поверхности. Анализ остаточных напряжений исследованных образцов труб также позволил определить, что уровень микроискажений во всех исследованных образцах как в исходном состоянии, так и после полигонных испытаний с наружной и внутренней стороны труб примерно одинаков и составляет $5,1 \cdot 10^{-3}$ – $7,2 \cdot 10^{-3}$. Также было отмечено, что уровень микроискажений после полигонной выдержки свай снизился на порядок, а разница в их величинах между термически обработанными сваями и сваями без термической обработки мала и не превышает 5–11 %.

В ходе работы был проведен анализ влияния выдержки на вырезанные из труб образцы. В таблицах 2 и 3 приведены результаты механических испытаний зон сварных соединений металла труб в исходном состоянии и после полигонных испытаний.

Таблица 2

**Механические свойства основного металла
и сварных соединений трубных элементов свай**

Состояние*	Основной металл			Сварное соединение		
	$\sigma_{0,2}$, МПа	σ_B , МПа	δ_5 , %	$\sigma_{0,2}$, МПа	σ_B , МПа	δ_5 , %
1	450	585	26	450	590	14**
2	465	610	28	474	632	15
3-1	430	565	26	422	557	15
3-2	445	570	27	453	577	16
3-3	425	565	25	441	569	16
4-1	450	580	27	440	575	14
4-2	445	570	28	436	570	18
4-3	450	570	26	445	574	15
ГОСТ 5520-79	>345	>490	>21			

Примечание:

*1 — труба без термической обработки в исходном состоянии; 2 — термически обработанная труба в исходном состоянии; 3 — труба без термической обработки после полигонных испытаний, где 3-1 — образцы трубы, расположенной на открытом воздухе, 3-2 — образцы трубы, расположенной в деятельном слое грунта, 3-3 — образцы трубы, расположенной в зоне ММГ; 4 — термически обработанная труба после полигонных испытаний, где 4-1 — образцы трубы, расположенной на открытом воздухе, 4-2 — образцы трубы, расположенной в деятельном слое грунта, 4-3 — образцы трубы в зоне ММГ;

** Все образцы разрушились по зоне термического влияния сварного соединения.

Как видно из приведенных данных, механические свойства основного металла и металла сварного соединения термически обработанной трубы и трубы без послесварочной термической обработки практически не отличаются друг от друга как в исходном состоянии (до полигонных испытаний), так и после полутора лет выдержки в условиях, максимально приближенных к условиям эксплуатации свайного фундамента в зоне многолетнемерзлых грунтов. Так, свойства основного металла всех испытанных образцов находятся в следующих диапазонах: предел текучести — 425–465 МПа, временное сопротивление — 570–610 МПа, относительное удлинение — 25–28 %, что полностью соответствует требованиям ГОСТ 5520-79¹⁵ и ГОСТ 20295 (свойства основного металла труб класса прочности К55, согласно таблице 7, не менее следующих значений: временное сопротивление — 539 МПа, предел текучести — 372 МПа, относительное удлинение — 20 %). Анализ образцов, вырезанных из зоны сварного соедине-

¹⁵ ГОСТ 5520-79. Группа В23. Прокат листовой из углеродистой, низколегированной и легированной стали для котлов и сосудов, работающих под давлением. Технические условия [Электронный ресурс]. — Введ. 1980-01-01. — URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200005025>.

ния, показал, что все они разрушены по основному металлу — на расстоянии от 2 до 5 мм от линии сплавления сварного шва. Прочностные свойства этой группы образцов также полностью удовлетворяют требованиям ГОСТ 5520-79 и ГОСТ 20295, относительное удлинение находится в пределах 14–18 % вне зависимости от того, были образцы вырезаны из труб с после-сварочной термической обработкой или без нее.

Результаты исследования ударной вязкости металла труб приведены в таблице 3. Следует обратить внимание на то, что СП 16.13330.2017 (таблица В1) следующим образом прописывает нормируемый показатель ударной вязкости металла труб, изготовленных методом ВЧС: «нормы распространяются на ударную вязкость основного металла, металла сварного шва и границы сплавления. Ударная вязкость принимается для образцов с острым надрезом». Учитывая, что в случае сварки токами высокой частоты, то есть сварки давлением, металл шва — «сплав, образованный расплавленным основным и наплавленным металлом или только переплавленным основным металлом» (п. 121 ГОСТ 2601–84), — отсутствует, а ширина линии сплавления обычно не превышает 20–100 мкм (рис. 3), выполнить требования СП 16.13330.2017 практически невозможно, так как радиус закругления вершины V-образного надреза образца (тип 11-14 ГОСТ 9454-78) составляет 250 ± 25 мкм, то есть в 2,5–10 раз больше, чем линия сплавления шва, полученного методом ВЧС).

Таблица 3

**Ударная вязкость основного металла и сварных соединений
трубных элементах свай**

Состояние*	Основной металл				Сварное соединение**				
	KCV Дж/см ² при температуре, °C				KCV Дж/см ² при температуре, °C				KCU ₄₀
	20	–20	–40	–60	20	–20	–40	–60	
1	52	49	40	34	61/39	51/34	38/18	22/7	35
2	57	51	43	36	54/41	50/36	42/27	29/14	38
3-1	52	47	39	33	50/31	50/31	40/16	25/11	34
3-2	49	45	40	34	49/33	50/31	42/19	28/17	36
3-3	49	48	38	34	51/25	49/29	41/14	26/12	34
4-1	61	54	41	37	52/37	52/37	44/26	24/16	39
4-2	57	55	40	36	51/38	51/34	42/16	26/15	36
4-3	60	52	41	35	53/35	49/34	43/19	27/14	38

Примечание:

* Маркировка состояния образцов аналогична маркировке из таблицы 2;

** В числителе — испытания образцов с надрезом, расположенным максимально близко к линии сплавления; в знаменателе — по зоне термического влияния сварного соединения.

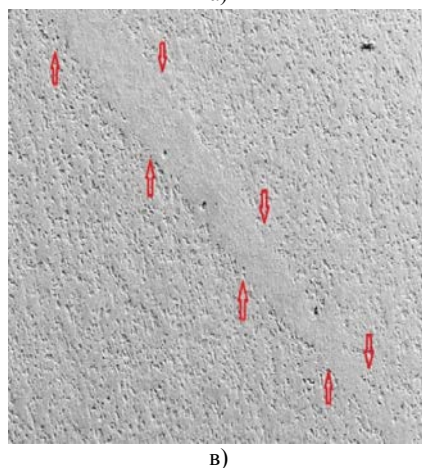
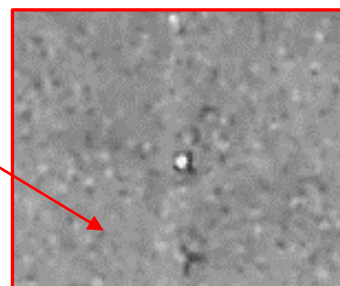
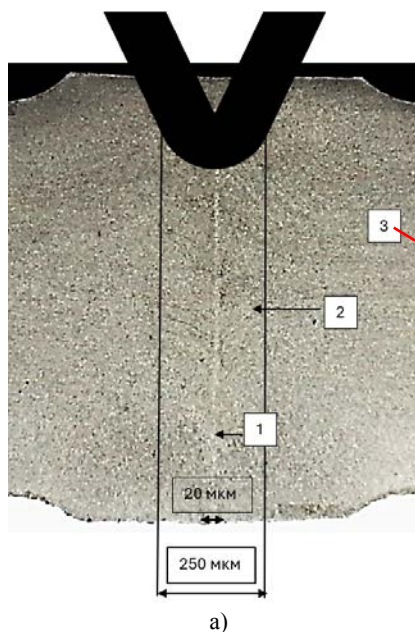


Рис. 3. Микроструктура металла сварного соединения труб ВЧС:
 а) общий вид (1 — линия сплавления, 2 — зона термического влияния, 3 — линии течения металла, сверху черным цветом схематично показан V-образный надрез образца для испытаний на ударный изгиб (KCV));
 б) дефекты на линии сплавления;
 в) линия сплавления (увеличение $\times 400$, средняя ширина линии сплавления у наружной поверхности трубы — 20 мкм)

При проведении испытаний для получения максимально приближенного к требованиям СП 16.13330.2017 результата — определения ударной вязкости по линии сплавления — часть образцов до нанесения надреза была подвергнута полировке и травлению с целью выявления линии сплавления и разметке по этой линии для последующего нанесения надреза. В таблице 3 в графе «Сварное соединение» в числителе приведены результаты испытаний металла после предварительной разметки линии сплавления, в знаменателе — без разметки, когда надрез с высокой степенью вероятности проходил по зоне термического влияния сварного шва.

В числе показателей надежности и долговечности буроопускных свай, учитывая их длительное пребывание в средах различной коррозионной агрессивности, было необходимо определить влияние послесварочной термической обработки трубы на ее сопротивляемость агрессивному кор-

розионному воздействию. Исследования были проведены в двух типах сред, которые могут влиять на коррозионную стойкость металла свай — щелочной и кислотной. К щелочным грунтам обычно относят глинистые почвы с высоким pH (более 8,5), иногда такие грунты имеют твердый известковый слой на глубинах, соответствующих глубине деятельного слоя, к кислым почвам относятся заторфованные грунты с повышенным содержанием гуминовых кислот, ряд осадочных пород, особенно в зоне хвойных лесов и лесотундре [16, 17]. Исследования коррозионной стойкости были проведены в соответствии с требованиями ГОСТ 9.908-85 в двух типах сред: щелочной (pH = 11) и кислой (pH = 3). Образцы, вырезанные из труб до и после полигонных испытаний, были испытаны на стойкость к общей коррозии в двух модельных средах. Среда 1–5 масс. % водный раствор хлорида натрия с доведением уксусной кислотой до pH = 3; среда 2–5 масс. % водный раствор хлорида натрия с концентрацией 0,1 масс. % с доведением гидрооксидом натрия до pH = 11. Продолжительность испытания составила 240 часов. Температура испытательной среды 23 ± 2 °C поддерживалась на протяжении всего испытания.

Результаты испытаний приведены в таблице 4, на рис. 4 показан вид образцов после испытаний.

Таблица 4

Скорость коррозии основного металла и сварных соединений трубных элементов свай в щелочной и кислой средах

Состояние*	Щелочная среда pH = 11		Кислая среда pH = 3	
	Скорость коррозии, г/м ² ·ч	Скорость коррозии, мм/год	Скорость коррозии, г/м ² ·ч	Скорость коррозии, мм/год
1	0,0983	0,0686	0,2872	0,3209
2	0,0874	0,0712	0,2912	0,3270
3–1	0,0795	0,0710	0,2898	0,3216
3–2	0,0923	0,0693	0,2870	0,3223
3–3	0,0698	0,0719	0,2903	0,3241
4–1	0,0911	0,0731	0,2906	0,3215
4–2	0,0814	0,0770	0,2877	0,3221
4–3	0,0785	0,0639	0,2901	0,3261

Примечание:

* Маркировка состояния образцов аналогична маркировке из таблицы 2.

Было установлено, что скорость коррозии всех испытанных образцов (рис. 4) находится в пределах 0,3 мм/год в кислых средах и около 0,1 мм/год в щелочных средах. Влияния послесварочной термической обработки на коррозионную стойкость основного металла и зон сварного соединения труб обнаружено не было.

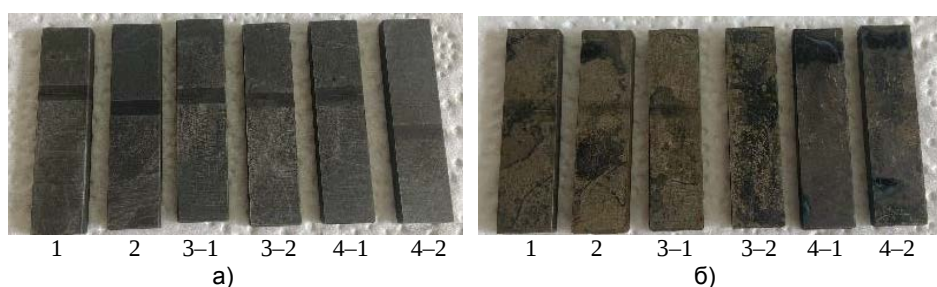


Рис. 4. Внешний вид образцов после испытания с отложениями продуктов коррозии: а) с $pH = 3$; б) с $pH = 11$ (маркировка состояния образцов соответствует маркировке из таблицы 2)

Учитывая, что по СП 16.13330.2017 сваи относятся к третьей группе конструкций, т. е. конструкций, эксплуатируемых в условиях статического нагружения при сжимающих или/и сжато-изгибающих усилиях нагружения, было определено влияние послесварочной термической обработки на сопротивляемость металла труб развитию трещин в процессе статического нагружения — критическую величину раскрытия трещины (СТОД), δ_c . Согласно ГОСТ 25.506-85, такие испытания проводятся при испытаниях на трехточечный изгиб образцов типа 4 — плоских прямоугольных образцов с краевой трещиной. В соответствии с [18], испытание по определению СТОД проводится в три этапа. Первый является подготовительным и служит для создания усталостного увеличения длины надреза образца, то есть создания трещины. Второй этап — основной и заключается в квазистатическом изгибном нагружении образца до состояния, при котором длина трещины начнет прогрессировать. Третий этап состоит в проверке корректности определения полученной на предыдущем этапе критической величины раскрытия вершины трещины. По данным [19, 20], при оценке трещиностойкости зоны термического влияния сварного соединения может наблюдаться достаточно большой разброс результатов СТОД, что авторы связывают со случайным попаданием в ту или иную область термического влияния сварного шва. Дополнительное внимание требуется при определении того, в какой части зоны термического влияния будет нанесен надрез.

В ходе работы были испытаны образцы основного металла и зоны сварного соединения труб. Для обеспечения максимально точного нанесения надреза в область линии сплавления поверхность образцов в этой зоне предварительно полировалась и травилась металлографическим травителем — 4 %-ным раствором азотной кислоты в спирте до выявления «белой линии» (линии сплавления шва). Результаты испытаний, проведенных при температуре минус 20 °С, приведены в таблице 5.

Таблица 5

**Трещиностойкость основного металла
и металла сварных соединений трубных элементов свай**

Состоя- ние*	Номер испытания				Среднее	Состоя- ние*	Номер испытания				Среднее
	1	2	3	4			1	2	3	4	
	СТОД, мм						СТОД, мм				
	Основной металл						Сварное соединение				
1	0,57	0,49	0,61	0,53	0,55	1	0,43	0,35	0,31	0,39	0,37
2	0,61	0,53	0,60	0,55	0,57	2	0,51	0,33	0,41	0,34	0,40
3–1	0,56	0,51	0,59	0,57	0,56	3–1	0,41	0,29	0,39	0,35	0,36
3–2	0,54	0,55	0,52	0,55	0,54	3–2	0,31	0,43	0,32	0,37	0,38
3–3	0,49	0,62	0,60	0,54	0,56	3–3	0,29	0,37	0,33	0,35	0,34
4–1	0,61	0,55	0,51	0,57	0,56	4–1	0,42	0,37	0,41	0,35	0,39
4–2	0,56	0,52	0,60	0,51	0,55	4–2	0,31	0,36	0,37	0,32	0,34
4–3	0,52	0,55	0,49	0,59	0,54	4–3	0,47	0,31	0,37	0,36	0,38

Примечание:

* Маркировка состояния образцов аналогична маркировке из таблицы 2.

Как следует из приведенных данных, трещиностойкость основного металла и зон сварного соединения трубы без термической обработки и после объемной послесварочной термической обработки имеет близкие значения как в исходном состоянии, так и после полигонных испытаний.

Поверхности разрушения образцов сварных соединений (рис. 5) представляют собой комбинированные структуры: вблизи усталостной трещины — зоны вязкого ямочного отрыва, по мере удаления от трещины — участки скола и квазискола, трещина развивается по ферритному зерну линии сплавления (рис. 5 б, г).

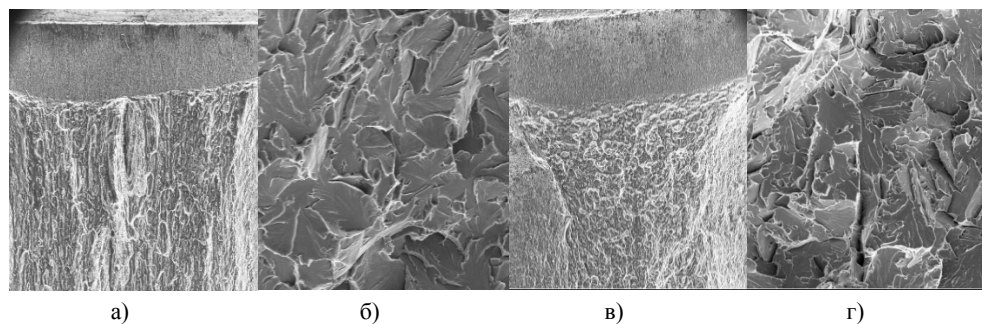


Рис. 5. Поверхности разрушения сварного соединения: а, б) — состояние 3–2; в, г) состояние 4–2 (увеличение а, в $\times 35$; б, г $\times 2000$)

Выводы

В работе был выполнен комплекс неразрушающих и разрушающих испытаний металла трубных элементов буроопускных свай, эксплуатация которых планируется при обустройстве месторождений полезных ископаемых в Арктической и Субарктической зонах России в условиях ММГ. С целью уточнения возможности использования в этом регионе буроопускных свай без послесварочной термической обработки были проведены испытания полноразмерных макетов свай на полигоне ФИЦ «Якутский научный центр Сибирского отделения Российской академии наук» (г. Якутск). После полуторагодичных полигонных испытаний сваи были подвергнуты комплексу испытаний, по результатам которых можно сделать ряд выводов.

1. После проведения полигонных испытаний термически обработанных свай и свай без термической обработки не было выявлено каких-либо поверхностных или внутренних дефектов сварных соединений, способных препятствовать их дальнейшей безопасной эксплуатации.

2. Анализ остаточных сварочных напряжений свай обоих типов показал, что на наружных поверхностях металла шва (линии сплавления) и зоны термического влияния швов обеих труб присутствуют сжимающие напряжения, на внутренней — растягивающие. Величина остаточных напряжений находится в пределах менее 180 МПа на наружной поверхности труб и до 150 МПа на внутренней поверхности. Установлено, что уровень микроискажений во всех исследованных образцах в исходном состоянии и после полигонных испытаний с наружной и внутренней стороны труб примерно одинаков и составляет $5,1 \cdot 10^{-3} - 7,2 \cdot 10^{-3}$. Также было отмечено, что уровень микроискажений после полигонной выдержки свай снизился на порядок, а разница в их величинах между термически обработанными сваями и сваями без термической обработки мала и не превышает 5–11 %.

3. Механические свойства металла трубных элементов свай как в исходном состоянии, так и после полигонных испытаний близки и соответствуют требованиям ГОСТ 20295. Следует отметить, что требования СП 16.13330.2017 к величине ударной вязкости основного металла и сварных соединений труб не могут быть выполнены, так как литого металла шва в трубах, изготовленных методом ВЧС, не существует, а линия сплавления имеет ширину в 2–10 раз меньше, чем радиус скругления вершины V-образного надреза образцов 11–14 типов (ГОСТ 9454-78).

4. Показано, что коррозионная стойкость основного металла и сварных соединений обеих труб идентична и составляет 0,3 мм/год в кислых средах (pH = 3) и около 0,1 мм/год в щелочных средах (pH = 11).

5. Установлено, что трещиностойкость CTOD основного металла и сварных соединений обеих труб близка и при температуре испытаний минус 20 °С находится в пределах: основного металла — 0,53–0,57 мм, сварного соединения — 0,34–0,40 мм. Анализ поверхностей разрушения зон сварных соединений обеих труб показал, что имеет место смешанный

механизм развития трещины — у вершины усталостной трещины основным механизмом разрушения является ямочный отрыв, по мере удаления от нее происходит постепенное изменение с вязкого на хрупкий характер разрушения типа квазискола и скола, а хрупкая трещина развивается по ферритным зернам линии сплавления шва.

6. Проведенные исследования показали, что объемная термическая обработка не оказывает существенного влияния на механические свойства и микроструктуру свай из стали 09Г2С как в состоянии поставки, так и после эксплуатационной выдержки в грунтах различного типа.

7. Оценка качества металла швов обеих труб показала, что для повышения надежности и обеспечения безопасной эксплуатации буропускных свай, изготовленных методом ВЧС без послесварочной термической обработки, необходимо оптимизировать режим сварки токами высокой частоты, что также должно положительно сказаться на повышении ударной вязкости сварных соединений труб из стали 09Г2С и удовлетворении требований СП 16.13330.2017.

Список источников

1. Алексеев, А. Г. К вопросу усовершенствования технологии устройства и расчета различных видов свай / А. Г. Алексеев, П. М. Сазонов, Д. В. Зорин. — Текст : непосредственный // Вестник НИЦ Строительство. — 2019. — № 1 (20). — С. 5–13.
2. Свая на вечномерзлом грунте / О. М. Преснов, Л. А. Иванова, С. И. Бычкова, Д. А. Ломова. — Текст : непосредственный // Экономика строительства. — 2022. — № 1 (73). — С. 41–45.
3. Алексеева, А. И. Информационные модели криосферы Земли / А. И. Алексеева, В. Т. Балобаев. — Текст : непосредственный // Криосфера Земли. — 2002. — Т. VI, № 1. — С. 62–71.
4. Гончаров, Ю. М. Производство свайных работ на вечномерзлых грунтах / Ю. М. Гончаров, Ю. О. Таргулян, С. Х. Варганов. — 2-е изд., перераб. и доп. — Ленинград : Стройиздат, 1981. — 160 с.
5. Спиридонов, А. А. Системное развитие транспортной инфраструктуры в Арктике / А. А. Спиридонов, А. М. Фадеев. — DOI 10.51823/74670_2022_4_31. — Текст : непосредственный // Арктика 2035: актуальные вопросы, проблемы, решения. — 2022. — № 4 (12). — С. 31–37.
6. Притула, В. В. Коррозионная ситуация на газонефтепроводах России и их промышленная безопасность / В. В. Притула. — Текст : непосредственный // Трубопроводный транспорт: теория и практика. — 2015. — № 2 (48). — С. 6–10.
7. Гуляев, А. С. Влияние почв на коррозию стальных труб. Моделирование стресс-коррозионных процессов / А. С. Гуляев. — DOI 10.22184/2227-572X.2017.37.6.74.77. — Текст : непосредственный // Аналитика. — 2017. — № 6 (37). — С. 74–77.
8. Технические решения ОАО «Гипротюменнефтегаз» при проектировании объектов нефтегазового комплекса на многолетнемерзлых грунтах (часть 1) / И. А. Щербинин, И. З. Фахретдинов, С. С. Иванов, И. А. Жолобов. — Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. — 2015. — № 1. — С. 90–92.

9. Пьянков, С. А. Свайные фундаменты : учебное пособие / С. А. Пьянков. – Ульяновск : УлГТУ, 2007. – 104 с. – Текст : непосредственный.
10. Влияние послесварочной термической обработки на эксплуатационные свойства стали 09Г2С, применяемой для изготовления буроопускных свай / С. А. Ялыгин, Б. С. Ермаков, А. В. Столяров [и др.]. – DOI 10.51890/2587-7399-2024-9-1-173-182. – Текст : непосредственный // ПРОнефть. Профессионально о нефти. – 2024. – Т. 9, № 1 (31). – С. 173–182.
11. Ткачук, М. А. Разработка режимов локальной термической обработки сварного шва труб среднего диаметра, сваренных токами высокой частоты / М. А. Ткачук, О. А. Багмет, П. П. Степанов. – Текст : непосредственный // Сталь. – 2016. – № 3. – С. 54–59.
12. Исследование влияния термической обработки на металлофизические свойства металла сварных швов / Н. Г. Гончаров, А. А. Юшин, О. И. Колесников [и др.]. – DOI 10.28999/2541-9595-2021-11-4-412-419. – Текст : непосредственный // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2021. – Т. 11, № 4. – С. 412–419.
13. Исследование причин снижения механических характеристик горячечедеформированных отводов из стали 09Г2С / К. Н. Пантюхова, Д. А. Негров, О. Ю. Бургонова, В. Ю. Путинцев. – DOI 10.25206/1813-8225-2019-163-11-16. – Текст : непосредственный // Омский научный вестник. – 2019. – № 1 (163). – С. 11–16.
14. Старцев, О. В. Старение полимерных композиционных материалов в условиях экстремально холодного климата / О. В. Старцев, М. П. Лебедев, А. К. Кычкин. – DOI 10.14258/izvasu(2020)1-06. – Текст : непосредственный // Известия Алтайского государственного университета. – 2020. – № 1 (111). – С. 41–51.
15. Сальманов, И. Д. Остаточные напряжения и деформации при сварке / И. Д. Сальманов, М. Ю. Барановский, В. А. Тарасов. – Текст : непосредственный // Строительство уникальных зданий и сооружений. – 2014. – № 12 (27). – С. 64–75.
16. Брушков, А. В. Засоленные многолетнемерзлые породы Арктического побережья, их происхождение и свойства / А. В. Брушков. – Москва : Издательство Московского университета, 1998. – 330 с. – ISBN 5-211-04017-1. – Текст : непосредственный.
17. Шамрикова, Е. В. Кислотно-основное состояние почв таежной и тундровой зон Европейского Северо-Востока России : специальность 03.02.13 «Почвоведение» : диссертация на соискание ученой степени доктора биологических наук / Шамрикова Елена Вячеславовна ; Институт биологии Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук, 2015. – 302 с. – Текст : непосредственный.
18. Определение критической величины раскрытия трещины (CTOD) по испытаниям образцов на трехточечный изгиб / В. Н. Кожин, В. И. Астафьев, А. В. Иоффе [и др.]. – Текст : электронный // Вестник евразийской науки. – 2021. – Т. 13, № 3. – URL: <https://esj.today/PDF/27SAVN321.pdf> (дата обращения: 15.04.2024).
19. Маркадеева, А. Ю. Исследование трещиностойкости зоны термического влияния сварных соединений сталей, применяемых для арктических конструкций / А. Ю. Маркадеева, А. В. Ильин, М. А. Гусев. – DOI 10.18323/2073-5073-2018-1-43-51. – Текст : непосредственный // Вектор науки Тольяттинского государственного университета. – 2018. – № 1 (43). – С. 43–51.

20. Effect of strength mismatch on fracture mechanical behavior of HAZ-notched weld joint / F. Minami, M. Toyoda, C. Thaulow, M. Hauge. – DOI 10.2207/qjws.13.508. – Текст : непосредственный // Quarterly Journal of the Japan Welding Society. – 1995. – Vol. 13, No. 4. – P. 508–517.

References

1. Alekseev, A. G., Sazonov, P. M., & Zorin, D. V. (2019). On the issue of improving the technology of making and calculation of various types of piles. Bulletin of Science and Research Center of Construction, (1(20)), pp. 5-13. (In Russian).
2. Presnov, O. M., Ivanova, L. A., Bychkovskaya, S. I., & Lomova, D. A. (2022). Pile on permafrost soil. Construction Economy, (1(73)), pp. 41-45. (In Russian).
3. Alekseeva, O. I., & Balobaev, V. T. (2002). Information models of the Earth cryosphere. Kriosfera Zemli, 6(1), pp. 62-71. (In Russian).
4. Goncharov, Yu. M., Targulyan, Yu. O., & Vartanov, S. Kh. (1981). Pro-izvodstvo svaynykh rabot na vechnomerzlykh gruntakh. 2nd edition, revised. Leningrad : Stroyizdat Publ., 160 p. (In Russian).
5. Spiridonov, A. A., & Fadeev, A. M. (2022). Systematic development of transport infrastructure in the Arctic. Arctic 2035: current issues, problems, solutions, (4(12)), pp. 31-37. (In Russian). DOI 10.51823/74670_2022_4_31.
6. Pritula, V. V. (2015). Situation with corrosion on the Russian gas and oil pipelines and with their industrial safety. Pipeline transport: Theory and practice, (2(48)), pp. 6-10. (In Russian).
7. Gulayev, A. S. (2017). Effect of soils on the corrosion of steel pipes. Modeling stress-corrosion processes. Analytics, (6(37)), pp. 74-77. (In Russian). DOI 10.22184/2227-572X.2017.37.6.74.77
8. Shcherbinin, I. A., Fakhretudinov, I. Z., Ivanov, S. S., & Zholobov, I. A. (2015). Giprotymenneftegaz engineering solutions for construction of oil and gas industrial facilities in permafrost areas (Part 1). Oil Industry, (1), pp. 90-92. (In Russian).
9. P'yankov, S. A. (2007). Svaynye fundamenty. Ulynovsk, 104 p. (In Russian).
10. Yalygin, S. A., Ermakov, B. S., Stolyarov, A. V., Koinov, E. G., Shvetsov, O. V., Shaposhnikov, N. O., ... Golikov, N. I. (2024). The influence of heat treatment after high-frequency welding on the operational properties of steel 09G2S used for the manufacturing of drilled piles. Proneft. Professionals about Oil, (1(31)), pp. 173-182. (In Russian). DOI 10.51890/2587-7399-2024-9-1-173-182
11. Tkachuk, M. A., Bagmet, O. A., & Stepanov, P. P. (2016). Local heat treatment of weld seams in moderate-diameter pipe produced by high-frequency current. Steel in Translation, 46(3), pp. 224-229. (In English). DOI 10.3103/S0967091216030141
12. Goncharov, N. G., Yushin, A. A., Kolesnikov, O. I., Nesterov, G. V., & Azarin, A. I. (2021). Research of influence of heat treatment on metallophysical properties of metal of welded seams. Science and Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation, 11(4), pp. 412-419. (In Russian). DOI 10.28999/2541-9595-2021-11-4-412-419
13. Pantyukhova, K. N., Negrov, D. A., Burgonova, O. Yu., & Putintsev, V. Yu. (2019). Investigation of reasons for decrease in mechanical characteristics of hot-rolled steel 09G2S bends. Omsk Scientific Bulletin, (1(163)), pp. 11-16. (In Russian). DOI 10.25206/1813-8225-2019-163-11-16

14. Startsev, O. V., Lebedev, M. P., & Kychkin, A. K. (2020). Aging of polymer composites in extremely cold climates. *Izvestiya of Altai State University*, (1(111)), pp. 41-51. (In Russian). DOI 10.14258/izvasu(2020)1-06
15. Salmanov, I. D., Baranovskii, M. Yu., & Tarasov, V. A. (2014). Welding deformations and residual stresses. *Construction of Unique Buildings and Structures*, (12(27)), pp. 64-75. (In Russian).
16. Brushkov, A. V. (1998). *Zasolennyye mnogoletnemerzlye porody Arkticheskogo poberezh'ya, ikh proiskhozhdenie i svoystva*. Moscow, Izdatelstvo Moskovskogo universiteta Publ., 330 p. (In Russian). ISBN 5-211-04017-1
17. Shamrikova, E. V. (2015). *Kislotno-osnovnoe sostoyanie pochv taezhnoy i tundrovoy zon Evropeyskogo Severo-Vostoka Rossii*. Diss. kand. biolog. nauk. Syktyvkar, 302 p. (In Russian).
18. Kozhin, V. N., Astafev, V. I., Ioffe, A. V., Sergeeva, A. O., & Bulgakov, S. A. (2021). Critical crack opening (CTOD) determination from three-point flexion tests of samples. *The Eurasian Scientific Journal*, 13(3). Available at: <https://esj.today/PDF/27SAVN321.pdf> (accessed 15.04.2024)
19. Markadeeva, A. Yu., Ilyin, A. V., & Gusev, M. A. (2018). The study of fracture toughness of heat-affected zone of welded joints of steels applied for arctic structures. *Science Vector of Togliatti State University*, (1(43)), pp. 43-51. (In Russian).
20. Minami, F., Toyoda, M., Thaulow, C., & Hauge, M. (1995). Effect of strength mismatch on fracture mechanical behavior of HAZ-notched weld joint. *Quarterly Journal of the Japan Welding Society*, 13(4), pp. 508-517. (In English). DOI 10.2207/qjws.13.508

Сведения об авторах / Information about the authors

Шапошников Никита Олегович, кандидат технических наук, доцент, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, г. Санкт-Петербург, shaposhn_no@spbstu.ru

Ялыгин Сергей Алексеевич, директор программ технологического развития функции «Капитальное строительство», Группа компаний «Газпром нефть»

Ермаков Борис Сергеевич, доктор технических наук, профессор, заведующий лабораторией ресурса материалов, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, г. Санкт-Петербург, ermakov_bs@spbstu.ru, ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-0932-2408>

Nikita O. Shaposhnikov, Candidat. of Engineering, Associate Professor, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, Saint Petersburg, shaposhn_no@spbstu.ru

Sergey A. Yalygin, Director of Technological Development Programs of the "Capital Construction" function, "Gazprom Neft PJSC"

Boris S. Ermakov, Doctor of Engineering, Head of the Materials Resource Laboratory, Peter the Great Saint Petersburg Polytechnic University, Saint Petersburg, ermakov_bs@spbstu.ru, ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-0932-2408>

Швецов Олег Викторович, кандидат технических наук, заместитель заведующего лабораторией ресурса материалов, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, г. Санкт-Петербург, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9368-4074>

Ермаков Сергей Борисович, ведущий инженер Научно-технологического комплекса «Новые технологии и материалы», Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, г. Санкт-Петербург, ermakov_sb@spbstu.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4243-0984>

Голиков Николай Иннокентьевич, доктор технических наук, и.о. заместителя генерального директора по науке и техническим проектам, Институт физико-технических проблем Севера СО РАН им. В. П. Ларионова, г. Якутск, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9209-1592>

Слепцов Гавриил Николаевич, заведующий отделом технологий сварки и металлургии, Институт физико-технических проблем Севера СО РАН им. В. П. Ларионова, г. Якутск

Клочков Юрий Сергеевич, доктор технических наук, доцент, и. о. ректора, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7913-8285>

Oleg V. Shvetsov, Candidat. of Engineering, Deputy head of the Materials Resource Laboratory, Peter the Great Saint Petersburg Polytechnic University, Saint Petersburg, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9368-4074>

Sergey B. Ermakov, Leading engineer of the Scientific and Technological Center “New Technologies and Materials”, Peter the Great Saint Petersburg Polytechnic University, Saint Petersburg, ermakov_sb@spbstu.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4243-0984>

Nikolay I. Golikov, Doctor of Engineering, Acting Deputy Director for Science and Technical Projects, V. P. Larionov Institute of the Physical-Technical Problems of the North of the Siberian Branch of the RAS, Yakutsk, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9209-1592>

Gavriil N. Sleptsov, Head of Welding and Metallurgy Technology Department, V. P. Larionov Institute of the Physical-Technical Problems of the North of the Siberian Branch of the RAS, Yakutsk

Yurii S. Klochkov, Doctor of Engineering, Associate Professor, Acting Rector, Industrial University of Tyumen, Tyumen, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7913-8285>

Статья поступила в редакцию 05.08.2024; одобрена после рецензирования 19.08.2024; принята к публикации 23.08.2024.

The article was submitted 05.08.2024; approved after reviewing 19.08.2024; accepted for publication 23.08.2024.

Ключевые этапы организации процесса закачки углекислого газа в нефтяные пласты с целью увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти

**Д. Г. Афонин^{1,2}, С. К. Грачева^{1,2*}, А. А. Ручкин¹, А. А. Максимов³,
Г. А. Щутский³**

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

³ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

*skgracheva@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Решая задачу мирового уровня о сокращении выбросов парниковых газов в атмосферу и возможной утилизации углекислого газа (CO₂), в статье представлен обзор технологий закачки CO₂ в пласты нефтегазовых месторождений с целью увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти. Предложены и детально описаны технологические процессы реализации двух основных методов: закачки углекислого газа в добывающие скважины методом Huff and Puff и закачки CO₂ в нагнетательные скважины.

Технология закачки диоксида углерода в добывающие скважины имеет ряд преимуществ, таких как отсутствие капитальных затрат и низкие операционные затраты, быстрое получение эффекта в виде увеличения дебита и эффективного использования CO₂. Общий принцип технологии заключается в управляемой подаче углекислого газа через устье остановленной добывающей скважины в призабойную зону пласта. Эффективность технологии в основном достигается за счет снижения вязкости нефти и объемного расширения нефти, снижения межфазного натяжения и уменьшения относительной фазовой проницаемости по воде и, как следствие, снижения остаточной нефтенасыщенности за счет роста количества защемленного газа.

Вторая технология по закачке углекислого газа в нагнетательные скважины для получения положительного технологического эффекта требует большего объема агента закачки и длительного периода времени для оценки эффекта. Эффективность технологии и увеличение коэффициента вытеснения нефти достигается за счет распределения больших объемов закачанного углекислого газа по низкопроницаемым каналам пласта и вовлечения остаточной нефти.

В статье представлены необходимые условия и основные этапы организации процесса закачки CO₂ по предложенным технологиям, описан состав требуемого оборудования. Особое внимание уделено необходимости применения ингибиторов для защиты внутрискважинного оборудования, а также выбору подходящих ингибиторов с учетом их физико-химических характеристик, совместимости с другими реагентами и свойствами пласта, проведен экспертный опрос рынка на наличие специализированного оборудования в России и услуг отечественных производителей в области технологий закачки газов в пласты.

Заключительная часть статьи подчеркивает важность тщательного планирования и мониторинга при проведении закачки CO₂ в скважины, а также потенциал газовых методов для повышения добычи и снижения воздействия на окружающую среду.

Ключевые слова: закачка углекислого газа, мобильные решения, компрессоры, дополнительная добыча нефти, увеличение дебита нефти

Для цитирования: Ключевые этапы организации процесса закачки углекислого газа в нефтяные пласты с целью увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти / Д. Г. Афонин, С. К. Грачева, А. А. Ручкин [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-4-119-135 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 4. – С. 119–135.

The key stages of injecting carbon dioxide into oil reservoirs in order to enhance oil recovery and stimulate oil production

Denis G. Afonin^{1,2}, Svetlana K. Gracheva^{1,2*}, Aleksander A. Ruchkin¹, Alexey A. Maximov³, Grigoriy A. Shutskiy³

¹Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

³RN-Yuganskneftegaz LLC, Nefteyugansk, Russia

*skgracheva@tnnc.rosneft.ru

Abstract. Solving the world-class problem of reducing greenhouse gas emissions into the atmosphere and potential utilization of carbon dioxide (CO₂), the article provides an overview of technologies for injecting CO₂ into the oil and gas reservoirs to enhance oil recovery and stimulate oil production. Two main methods of carbon dioxide (CO₂) injection are proposed and described in detail. These are the Huff and Puff method, which involves the injection of CO₂ into production wells, and CO₂ injection into injection wells.

The technology of injecting carbon dioxide into production wells has a number of advantages, such as the lack of capital costs and low operating costs, quick effect manifested in increased oil rates and efficient use of CO₂. The general principle of the technology is the controlled supply of carbon dioxide through the mouth of a shut-in production well into the bottomhole formation zone. The efficiency of the technology is achieved primarily through the reduction of oil viscosity and volumetric expansion of oil, the decrease of interfacial tension, and the reduction of relative phase permeability by water. Consequently, residual oil saturation is reduced by the increase in the amount of trapped gas.

The second technology for injecting carbon dioxide into injection wells to achieve a positive technological effect requires a larger volume of injection agent and a longer period for evaluation of the effect. The efficiency of the technology and the increase in the oil displacement ratio are achieved through the distribution of large volumes of injected carbon dioxide through low-permeability reservoir channels and involvement of residual oil.

The article presents the necessary conditions and main stages of CO₂ injection process organization using the proposed technologies, and describes the composition of the required equipment. Special attention is paid to the necessity of using inhibitors to protect downhole equipment, as well as to the selection of suitable inhibitors, taking into account their physical and chemical characteristics, compatibility with other reagents and reservoir properties. The authors of the article have conducted an expert survey of the market for the availability of specialized equipment in Russia and the services of domestic manufacturers in the field of gas injection technologies.

The conclusion of the article highlights the importance of CO₂ injection careful planning and monitoring, as well as the potential of gas-enhanced methods to improve production and reduce environmental impact.

Keywords: carbon dioxide injection, mobile solutions, compressors, incremental oil production, oil rates enhancement

For citation: Afonin, D. G., Gracheva, S. K., Ruchkin, A. A., Maksimov, A. A., & Shchutsky, G. A. (2024). The key stages of injecting carbon dioxide into oil reservoirs in order to enhance oil recovery and stimulate oil production. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 119-135. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-4-119-135

Введение

Актуальность сокращения выбросов парниковых газов, снижения углеродного следа не вызывает сомнений и уверенно стоит в текущей повестке дня любого предприятия Российской Федерации (РФ), особенно нефтегазодобывающего сектора. Однако тенденции к росту потребления энергии в мире заставляют любую нефтегазодобывающую компанию активизировать не только поддержание, но и рост уровней добычи углеводородов, что напрямую влечет к активному развитию всех промышленных предприятий, росту количества обслуживающего транспорта, которые в свою очередь обеспечивают дополнительный выброс в атмосферу углекислого газа искусственного происхождения.

Как с этим бороться? Если смотреть в целом, то общепризнанные пути решения этого вопроса следующие:

1. Внедрение технологий, обеспечивающих снижение удельного расхода первичных энергоносителей на единицу производимой чистой энергии, то есть развитие энергосберегающих технологий.
2. Внедрение технологий переработки диоксида углерода путем химических преобразований для получения продуктов органической химии и адсорбентов.
3. Диверсификация топливно-энергетического баланса заинтересованных стран.
4. Увеличение доли нетрадиционных источников (гидроэнергии, энергии ветра, биомасс и других).
5. Консервация вырабатываемых парниковых газов в подземных хранилищах.

С точки зрения предприятий нефтегазодобывающего сектора, максимальный вклад в минимизацию выбросов парниковых газов может дать пятое направление — консервация. На первый взгляд, простое и логичное решение — утилизировать углекислый газ, закачав его в пласты-резервуары для временного хранения (подземные хранилища газа) с надеждой, что когда-нибудь этот ресурс может пригодиться. Однако большинство проектов, реализованных в зарубежных компаниях, например в Норвегии [1], и теоретических расчетов российских компаний подтверждают следующие ограничения. Во-первых, существует сложность технического оборудования для улавливания и закачки парниковых газов, контроля процесса, лабораторной и проектной проработки, во-вторых, основным ограничивающим фактором реализации можно обозначить чрезвычайно высокие капитальные затраты, достигающие в частных случаях до 800 млн долларов (\$). При этом доходная часть проекта, если брать РФ, не совсем прозрачна. Если посмотреть на достаточно свежие расчеты проектов российских компаний, увидим, что цифры удельных затрат на улавливание и закачку CO₂ для временного хранения достаточно высоки ($\approx 229 \cdot 330$ \$/тонну). Таким образом, становится совершенно ясно, что утилизация CO₂ для хранения в РФ пока экономически не эффективна. Актуальность приобретает решение экологического вопроса и получение экономической выгоды от сокращения выбросов CO₂.

Объект исследования

Рассмотрим дерево принципиальных решений по использованию добываемых и улавливаемых газов с точки зрения нефтегазодобывающих предприятий (рис. 1).

Использование газов в качестве методов увеличения нефтеотдачи (МУН) является хорошим способом использования попутного природного газа в случае, когда нет возможности реализовать его на рынке. Наиболее эффективные газы в МУН, с точки зрения физики процесса, — это CO_2 и жирный углеводородный газ. Принципиально технологию использования CO_2 можно поделить на два направления, различающиеся каналом доставки CO_2 в пласт. Первое — закачка в нагнетательные скважины, которая позволяет частично утилизировать CO_2 и при этом увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН), что автоматически ставит данное направление в разряд МУН. Минусы данной технологии: длительное ожидание эффекта, высокие капитальные (CAPEX) и операционные (OPEX) затраты, коррозия оборудования, недостаток опыта. Второе направление — закачка в добывающие скважины. Данная технология имеет различные модификации, но в целом по своей сути является газоциклической закачкой (или Huff and Puff). При закачке CO_2 в добывающие скважины идет воздействие на призабойную зону пласта (ПЗП), что относит данное направление к интенсификации добычи. К плюсам технологии можно отнести отсутствие CAPEX, низкие OPEX и быстрое получение эффекта в виде увеличения дебита и эффективного использования CO_2 (частичной утилизации).

Согласно сделанному в 2021 году прогнозу Международного энергетического агентства (МЭА) [2], благодаря МУН в мире будет добываться 2,5 млн бар/сут в 2022 году и 4,7 млн бар/сут в 2040 году, причем доля газовых методов занимает основную долю в структуре МУН (40 %) и будет расти до 57 %, с основным вкладом от закачки CO_2 . Таким образом, использование CO_2 в том числе в качестве МУН — стратегически верное направление, и основная задача — найти оптимальные технико-экономические решения по закачке данного газа.

Метод исследования

Описание технологий закачки CO_2

К основным технологиям воздействия CO_2 на пласт относят метод интенсификации добычи (закачку CO_2 в добывающие скважины Huff and Puff и метод увеличения нефтеотдачи (закачку CO_2 в нагнетательные скважины) (рис. 2).

Применение газов для поддержания пластового давления имеет давнюю историю. Первые технологии использования попутного газа заключались в закачке его в газовую шапку. Использование газов как растворителей нефти началось в прошлом веке. Наибольшее распространение получил процесс вытеснения нефти углекислым газом, этому способствовало обнаружение значительных запасов природного углекислого газа в природных пластах пермских отложений в США [3], северной и западной Венгрии [4]. В последнее время обнаружены запасы природного газа с 77%-ным содержанием CO_2 в Турции и анализируются методы и техно-

логии его использования для повышения нефтеотдачи близлежащих залежей высоковязких нефтей (400–1000 сПз). Исследования в области применения CO_2 для увеличения нефтедобычи были начаты в США в 40-х годах XX века [5]. Первые проекты воздействия CO_2 в США осуществлены в 1968 г. на месторождении Ritchie и в 1975 г. на месторождении Lick Creek. Применение углеводородных газов для вытеснения нефти из залежей без газовой шапки началось чуть позже как в России, так и за рубежом [3].

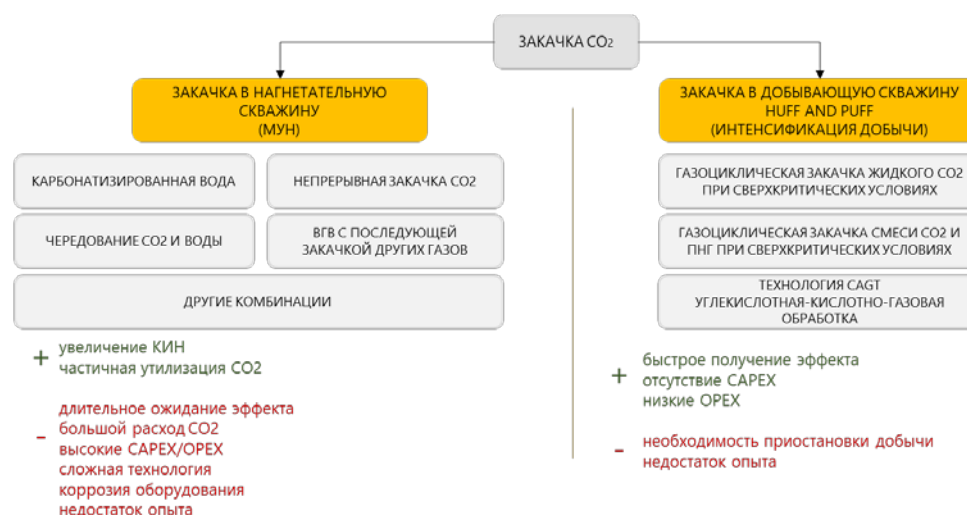


Рис. 2. Типовые методы воздействия CO_2 на пласт

Основным физическим механизмом вытеснения нефти газом в смешивающемся режиме является исчезновение границы нефть — газ и полное растворение нефти в газе. В случае несмешивающегося режима за повышение эффективности вытеснения нефти отвечает снижение остаточной нефтенасыщенности среды при вытеснении ее газом, по сравнению с остаточной нефтенасыщенностью при вытеснении водой [6].

Если первоначально в мире чаще использовали технологию вытеснения нефти оторочкой газа размером не более 5 % поровых объемов пласта, где нефть проталкивалась далее в пласт водой или несмешивающимся газом, то в последнее время технология водогазового воздействия (ВГВ) зарекомендовала себя как эффективная, при этом определено, что минимально эффективный суммарный объем прокачки газа должен составить не менее 30–50 % порового объема пласта. Технологию ВГВ применяют как в смешивающемся, так и несмешивающемся режимах. Различают следующие технологии ВГВ (английское название WAG):

- ВГВ в несмешивающемся режиме (IWAG — Immiscible WAG);
- ВГВ в смешивающемся режиме (MWAG — Miscible WAG);
- ВГВ в смешивающемся и несмешивающемся режимах с одновременной закачкой воды и газа (SWAG — Simultaneous WAG);

- ВГВ с постепенным уменьшением объемов оторочек газа (TAPERED WAG) [7];
- гибридное ВГВ (HYBRID WAG) — объем закачки газовых оторочек увеличивается или уменьшается согласно требованиям работы объектов наземной инфраструктуры, существующих объемов газа;
- ВГВ в горизонтальных скважинах (HORIZONTAL WELL WAG) — технология направлена на повышение приемистости и продуктивности скважин при реализации ВГВ на низкопроницаемых пластах;
- ВГВ с режимом пенообразования (FAWAG — Foam Assisted WAG) — закачка оторочек воды с пенообразующим поверхностно-активным веществом (ПАВ). Используется для борьбы с низким охватом;
- другие комбинации.

К минусам всех выше рассмотренных методов ВГВ можно отнести длительное ожидание эффекта, высокие показатели CAPEX/OPEX, возможная коррозия оборудования, сложность технологии и небольшой опыт применения на территории России.

Вторым большим направлением закачки CO₂ в пласт относят технологию закачки диоксида углерода в добывающие скважины (Huff and Puff) [8], которая является одним из методов повышения производительности (интенсификации) нефтяных и газовых скважин. Она основана на управляемой закачке газа в скважину с последующим его вытеснением и добычей нефти или газа. Общий принцип работы этой технологии заключается в следующем. В призабойную зону пласта предварительно остановленной добывающей скважины через ее устье подается углекислый газ. В течение определенного периода происходит созревание ПЗП, повышение давления внутри пласта, взаимодействие газа с пластовой нефтью со снижением ее вязкости, после чего скважина запускается в добычу. Описанный цикл при необходимости может повторяться. Как вариация метода — гидравлический разрыв пласта (ГРП) со сжиженным CO₂, где предполагается смешивание чистого сжиженного CO₂ с песком и закачка бустерным насосом [9]. Основные составляющие факторы, влияющие на эффективность технологии: эффект освоения скважины газом, снижение вязкости нефти, дестабилизация асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), объемное расширение нефти, снижение межфазного натяжения, уменьшение относительной фазовой проницаемости (ОФП) по воде, снижение остаточной нефтенасыщенности за счет роста количества защемленного газа.

Основными преимуществами технологии закачки Huff and Puff являются следующие:

- Интенсификация добычи путем повышения дебита нефти до 1,5–2 раз на период до 6–18 месяцев (в зависимости от свойств объекта и технологии проведения).

- Закачка газа и его растворение в пласте способствуют улучшению микропроницаемости пласта, что увеличивает проникновение нефти или газа к скважине.

- Газ, закачиваемый в скважину, может снизить вязкость нефти или газа, что облегчает их движение к добывающей скважине.

- Технология может быть успешно применена в различных типах резервуаров, включая конвенциональные и неконвенциональные.

- Мобильность технологии, не требующая капитальных затрат.

К основным минусам рассмотренного метода можно отнести необходимость приостановки добычи скважины на время проведения операции, недостаточный опыт на территории России.

Несмотря на то что технология закачки Huff and Puff для каждого конкретного случая требует детального анализа и оптимизации параметров, таких как давление закачки, продолжительность фаз закачки и пропитки ПЗП газом, она является эффективным инструментом для увеличения добычи нефти. Реализация технологий с закачкой CO₂ в добывающие скважины может быть наиболее безопасным вариантом опытно-промышленных работ (ОПР) перед полномасштабной реализацией проектов газовых МУН, позволяющая оценить проект до существенных капитальных вложений в компрессорное оборудование.

Этапы работ

Организация процесса закачки CO₂ по технологии Huff and Puff

Основные этапы процесса закачки CO₂ по технологии Huff and Puff в добывающую скважину сводятся к следующему.

1. Проектная подготовка

- Определение источника CO₂. CO₂ может быть получен в результате процессов сжижения, побочного продукта или производства энергии или других процессов. Также возможно приобретение готового CO₂, поставляемого автоцистернами. На текущий момент в РФ существуют поставщики готовой продукции CO₂ в достаточных объемах.

- Подготовка CO₂. Необходимо рассчитывать, что для проведения закачки на одну скважино-операцию требуется примерный объем 150–300 тонн CO₂. Требования к качеству агента закачки CO₂ следующие: чистота CO₂ не менее 90 %, допустимое содержание N₂ не более 120 ppm, допустимое содержание O₂ не более 30 ppm, допустимая влажность не более 20 ppm.

- Разработка плана закачки. С помощью выполнения гидродинамических расчетов на симуляторах определяются основные параметры закачки: давление, объем, скорость и время закачки CO₂ в скважину; подбирается длительность выдержки скважины; оцениваются технологические эффекты. Так же разрабатывается план блокировки других зон в скважине и план расположения точек закачки на сетке скважин.

- Подбор и включение в график геолого-технических мероприятий (ГТМ) скважин-кандидатов. При подборе скважин-кандидатов важно учитывать техническое состояние скважины — эксплуатационная колонна и затрубное пространство должны быть герметичными. С целью достоверной оценки эффекта рекомендуется, чтобы подбираемая скважина-кандидат не была реагирующей при реализации на участке других методов интенсификации. Скважина-кандидат не должна находиться в зоне повышенной трещиноватости и зоне дизъюнктивных нарушений коллектора.

2. Техническая подготовка

- Оценка состояния подъездных дорог к участку и к устью скважины. На данном этапе необходимо выполнить подготовку дорог для обеспечения беспрепятственного проезда автоцистерн с CO_2 и доставки соответствующего оборудования для закачки углекислого газа.

- Доставка оборудования для закачки CO_2 к устью скважины и осуществление проверки и настройки оборудования, необходимого для закачки CO_2 .

- Подготовка скважины. Процесс начинается с исследования скважины: определения состояния эксплуатационной колонны для выявления негерметичности, замеров температуры, пластового давления, дебитов. При нарушении колонны скважины требуется выполнить предварительный капитальный ремонт скважины (КРС), чтобы обеспечить ее надежность и функциональность. Далее также с помощью бригад КРС проводятся спускоподъемные операции (СПО) со скреперованием скважины, СПО пера-воронки с проведением обратной промывки. Скважина должна быть оснащена средствами контроля за параметрами на устье скважины (давлением, температурой).

- Спуск компоновки для закачки CO_2 .

- Посадка и опрессовка пакера. При опрессовке пакерующего оборудования рекомендуется использовать нефть. Перед проведением закачки CO_2 в целях удаления АСПО и минимизации риска коррозии скважину необходимо обработать растворителем на углеводородной основе (или отработать скважину на нефть).

- Демонтаж оборудования КРС.

3. Проведение мероприятия по закачке

- Закачка CO_2 в пласт. С помощью мобильной насосной установки происходит непрерывная закачка CO_2 в добывающую скважину. В этот момент диоксид углерода вытесняет часть подвижной нефти вглубь залежи, что приводит к одновременному сокращению водонасыщения в ПЗП и к увеличению фазовой проницаемости по нефти. На этапе закачки можно сказать, что процесс диффузии CO_2 незначителен, потому что диоксид углерода закачивается с достаточно высокой скоростью. По завершении этапа закачки давление в ПЗП будет намного выше, чем в начале. Скорость закачки CO_2 зависит в том числе от оборудования закачки, при этом средний расход составляет 3–5 тонн/час.

- Во время закачки CO_2 необходимо контролировать следующие параметры: расход CO_2 , температуру закачиваемого CO_2 , накопленный объем CO_2 в скважине, моментальный расход CO_2 , давление CO_2 на входе в плунжерный насос, давление на выходе из мобильной насосной установки, давление на устье скважины, давление в затрубном пространстве, непрерывное обеспечение насосной установки подвозным CO_2 .

- Закачка товарной (безводной) нефти в скважину в объеме насосно-компрессорных труб (НКТ) и подпакерной зоны для продавки CO_2 в пласт, а также минимизации риска коррозии. Закачку необходимо выполнять с обеспечением контроля буферного и затрубного давлений.

- Выдержка скважины 10–28 дней. На время реакции на данном этапе устье скважины закрывается, происходящая диффузия CO_2 в скважине обеспечивает значимые механизмы процесса закачки углекислого газа, связанные с набуханием нефти и снижением ее вязкости, уменьшением фильтрационных сопротивлений, очисткой ПЗП. Массоперенос происходит за время набухания, в результате чего вязкость нефти уменьшается, а ее объем увеличивается. Завершение срока выдержки необходимо прекратить при снижении $R_{\text{буф}}$ более чем на 80 % от $R_{\text{буф}}$ на момент остановки закачки.

4. *Освоение скважины и запуск в добычу*

- Подготовка и монтаж временной обвязки скважины. Закачка $\approx 10\text{--}15 \text{ м}^3$ легкой нефти в скважину для дополнительной продавки CO_2 в пласт.

- Открытие скважины и ее отработка с замером дебита и контролем давления. При разрядке скважины до $R_{\text{буф}} = 0$ атм постановка бригады КРС на скважину.

- Срыв пакера и глушение скважины на циркуляцию (дегазированной нефтью).

- Спуск компоновки оборудования для добычи нефти, демонтаж оборудования КРС.

- Ввод скважины в эксплуатацию, вывод на режим. На данном этапе важно предусмотреть подачу ингибитора коррозии в зависимости от свойств оборудования скважины в первый месяц работы скважины. Не растворившаяся часть CO_2 в нефти извлекается, как газообразная фаза. После извлечения происходит отбор нефти. Фиксируется рост дебита скважины.

5. *Авторский надзор (инженерное сопровождение)*

- Во время процесса закачки CO_2 в добывающую скважину проводится мониторинг и контроль параметров (давления, температуры, объема закачки и др.). Благодаря мониторингу обеспечивается безопасность и эффективность процесса закачки.

- Ежедневно в течение 30 дней после запуска скважины ведется отбор и анализ проб пластового флюида.

- В период эксплуатации скважины рекомендуется фиксировать следующие данные: дебит жидкости и обводненность продукции, давление на устье (ежесуточно), газовый фактор (ежесуточно), состав добываемого газа (1 раз в неделю), химический анализ добываемой нефтесодержащей жидкости (по запросу).

- Оценка результатов научной-проектной организацией, сравнение с плановыми мероприятиями. Выполняется анализ эффективности закачки, распределения CO_2 в пласте и влияние на добычу нефти и газа. Результаты оценки могут использоваться для оптимизации процессов закачки CO_2 и возможности тиражирования.

Этапы технологического процесса закачки CO_2 в нагнетательную скважину в целом схожи с этапами закачки в добывающую скважину: проектная подготовка, техническая подготовка, проведение мероприятия по закачке, авторский надзор. Исключение составляет этап 4 (освоение скважины и запуск в добычу), он отсутствует, так как в рассматриваемом случае закачка CO_2 ведется в нагнетательную скважину, которая в добыче уже не участвует.

Основные различия при закачке CO_2 в нагнетательную скважину сводятся к следующему. Во-первых, объем закачки: если по технологии Huff and Puff в добывающую скважину закачивается до 300 тонн, то при реализации МУН с закачкой в нагнетательную скважину для получения положительного технологического эффекта необходимо прокачать не менее 30–50 % порового объема пласта (от 15 000 тонн и более на скважину в зависимости от участка опытных работ). Во-вторых, физика процесса: за счет большеобъемной закачки воздействие идет не только на ПЗП, а на пласт целиком. После закачки CO_2 в нагнетательную скважину происходит процесс растворения и распределения газа в пласте, повышение давления, снижение вязкости нефти или газа, расширение эффективного порового объема. Большие объемы закачанного углекислого газа распределяются по низкопроницаемым каналам пласта, эффективно вовлекая остаточную нефть, что приводит к увеличению коэффициента вытеснения, и соответственно, КИН. В-третьих, это сроки получения технологического эффекта: прирост КИН после закачки в нагнетательную скважину возможно оценить не ранее, чем будет реализована прокачка 30–50 % порового объема пласта, и это в зависимости от участка работ не менее 1 года, а по технологии Huff and Puff рост дебита прослеживается сразу после запуска скважины с сохранением положительного эффекта на 6–18 месяцев. Четвертым ключевым отличием можно отметить экономические затраты. Для реализации большеобъемной закачки необходимы значительно большие затраты в сравнении с технологией Huff and, связано это как с необходимым большим объемом агента закачки, так и компоновкой и технической возможностью оборудования.

Состав требуемого оборудования для закачки CO_2

Обустройство промысла месторождений с закачкой газов индивидуально для каждого объекта. Типовые сооружения для осуществления закачки CO_2 в нагнетательные скважины включают в себя: газопровод низкого давления, газопровод высокого давления, выкидные линии, нагнетательные скважины, площадку входных газосепараторов, компрессорную

станцию по закачке газа в пласт, установку осушки газа, систему подготовки топливного газа для приводов компрессоров, склад масла и реагентов в таре, ресиверы воздуха и азота для обеспечения запаса данных сред, узел учета расхода газа, поступающего на закачку в пласт и расходующего на собственные нужды ГКС. Технологические системы, их отдельные элементы, технические устройства должны быть оснащены необходимой запорной арматурой, средствами регулирования и блокировки, обеспечивающими их безопасную эксплуатацию. Основные требования к оборудованию указаны в «Правилах безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101.

Для осуществления закачки CO_2 в добывающие скважины по технологии Huff and Puff необходимо следующее оборудование.

Насосный агрегат высокого давления (НАВД) — мобильный высокопроизводительный низкотемпературный насос для закачки углекислого газа в скважину (с криогенным контейнером). Он должен иметь возможность мобильной транспортировки (на автомобильном шасси или салазках, общая масса с тягачом — не более 40 тонн), должен иметь возможность выполнения дозаправки грузовиком-заправщиком, не должен нуждаться во внешних источниках электроэнергии, должен быть выполнен из нержавеющей стали, обладать высокой скоростью наполнения нагнетателя, герметизирован.

Автоцистерны для доставки газа обеспечивают хранение и транспортировку CO_2 без потерь продукта, заливку и слив жидкого CO_2 , контроль массы и рабочего давления продукта при заправке, обладают теплоизоляцией, предохранительными клапанами и мембранами, антикоррозийным покрытием для длительного хранения. Вместимость — от 17 до 25 тонн CO_2 (в жидком состоянии), общая масса с тягачом — не более 40 тонн. Две автоцистерны всегда находятся на кусте. Габариты и масса оборудования должны позволять заезд и расположения на кусте с грунтовым покрытием, подготовленным для типового флота ГРП.

Бустерный насос — мобильный насос для перекачки (подкачки) CO_2 из резервуаров в насос высокого давления, автоматического контроля и управления давлением и температурой в линии нагнетания жидкого диоксида углерода.

Предохранительные клапаны/запорная арматура предназначены для проверки / ремонта / опорожнения резервуара, для защиты объекта / обвязки оборудования.

Рукава высокого давления (РВД) предназначены для подключения станции, перекачивающей углекислый газ.

Манифольды предназначены для перераспределения или смешения потока газа или жидкости между одним или несколькими входами/выходами.

Вся соединительная арматура, в том числе для подсоединения к фонтанной арматуре скважины, должна быть выполнена из специальной низ-

колегированной углеродистой стали и обладать антикоррозийным покрытием. Рукава высокого давления должны быть из нержавеющей стали.

Типовая схема обвязки и расстановки оборудования на кусте представлена на рисунке 3.

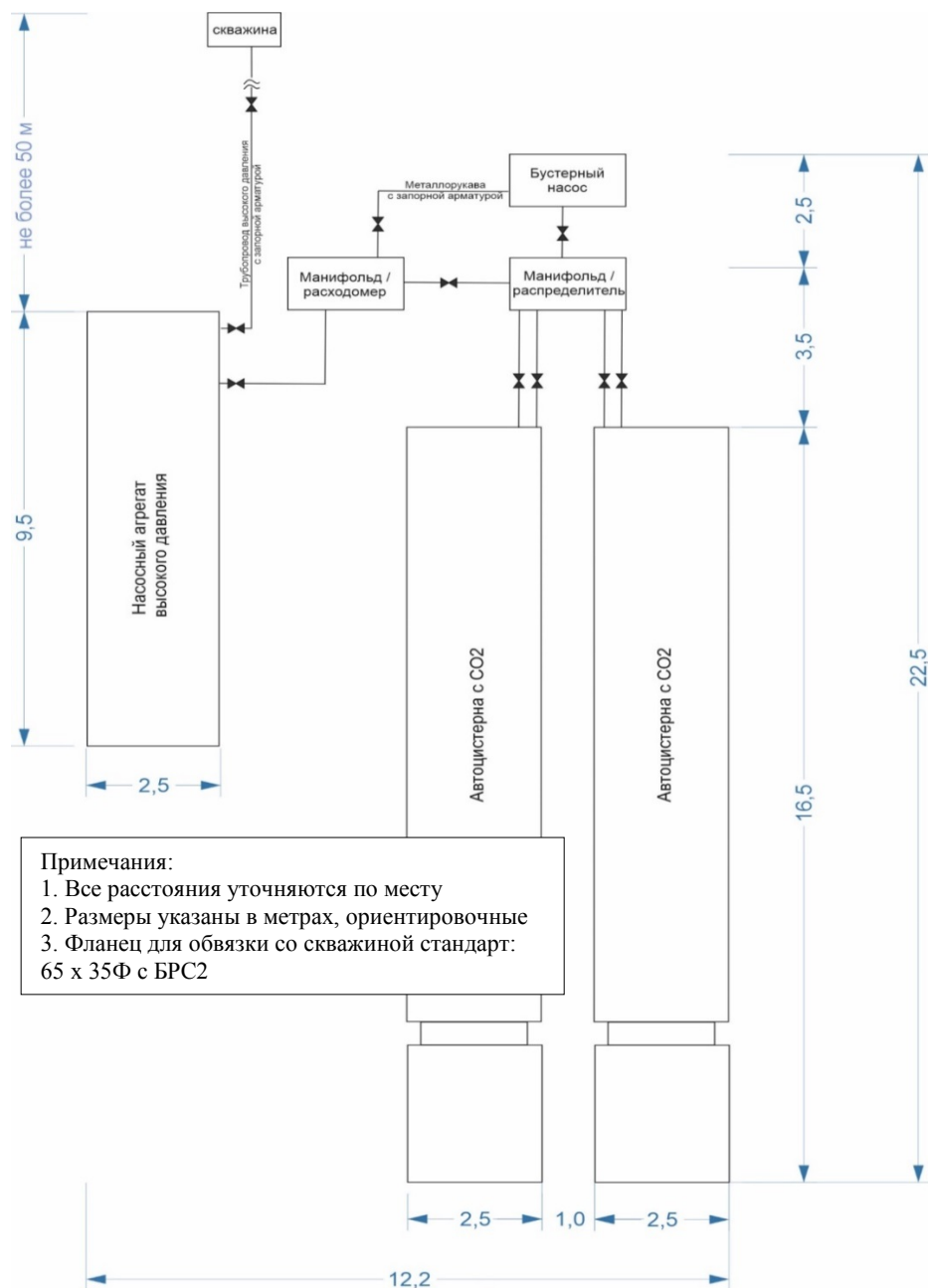


Рис. 3. Типовая схема обвязки и расстановки оборудования на кусте для закачки CO_2 в добывающую скважину

Площадка для проведения работ должна быть свободной, ровной, не иметь подземных и наземных препятствий, не должна содержать каких-либо значительных объемов вредных для здоровья человека отходов.

Важно отметить, что все необходимое оборудование для закачки CO_2 по технологии Huff and Puff является мобильным. Преимущество мобильного комплекса в том, что данное техническое решение обеспечивает снижение энергетических затрат, исключение риска образования газовых гидратов, интенсификацию добычи трудноизвлекаемых запасов, в том числе и высоковязкой нефти. Также достоинством предлагаемого комплекса является использование тепловой энергии выхлопных газов дизельного генератора для нагрева сжиженного диоксида углерода в линии высокого давления. Таким образом, исключается необходимость в отдельном источнике энергии для нагрева диоксида углерода и снижаются затраты на реализацию технологического процесса.

Защита как подземного, так и наземного оборудования скважин является важной составляющей технологического процесса эксплуатации скважин, участвующих в процессе закачки CO_2 . Это влияет не только на срок службы, но и на стоимость обслуживания, эксплуатации, пропускную способность.

Скважины должны быть спроектированы таким образом, чтобы была возможность использования оборудования для непрерывного или периодического мониторинга, включая каротаж и опрессовку. Нагнетательная скважина должна иметь связанное с ней измерительное устройство для контроля массы закачиваемого потока жидкости. Датчики температуры закачки полезно использовать для определения плотности закачиваемого флюида, что позволяет оценить забойное давление.

Наличие агрессивных компонентов в смесях диоксида углерода и повышенная температура эксплуатации вызывают внешние и внутренние коррозии в скважинах. Необходимо защищать металлы во избежание выбытия скважин. Все виды борьбы с коррозией металла можно разделить на три основных, направленных на изменение одного из факторов: свойств металла, свойств окружающей среды, характера взаимодействия. Это может быть нанесение вещества с высокими диэлектрическими свойствами, например эмали, лака, краски, эпоксидных покрытий, поскольку они образуют твердую пленку с прочным сцеплением с поверхностью металла. Следующим способом предотвращения появления коррозий является обработка изделий окислителями, при которой на поверхности металла образуется слой малорастворимых продуктов коррозии. Нанесение на изделие тонкого слоя другого металла, который обладает меньшей скоростью коррозии, также служит защитой. Еще одним способом защиты от коррозий является введение в металл компонентов, повышающих его коррозионную стойкость или удаление вредных примесей. Данный способ применяется на стадии производства металла. Введение ингибиторов для замедления кор-

розий — наиболее распространенный и эффективный способ защиты оборудования. Действие ингибиторов основывается на адсорбции, на поверхности металла молекул, которые тормозят коррозию. Для защиты всего внутрискважинного оборудования, включая ПЭД и электроцентробежные насосы, от коррозии и солеотложений необходимо применение ингибиторов комплексного действия по технологии непрерывного дозирования с использованием капиллярной трубки или по технологии закачки ингибитора в призабойную зону пласта. Важно отметить, что при подборе ингибиторов коррозии для различных технологий в настоящее время учитываются не только физико-химические характеристики и защитное действие ингибиторов, но также их совместимость с другими реагентами и фильтрационно-емкостные свойства пласта.

Немаловажным является вопрос фактического наличия специального оборудования в РФ. Проведенный экспертный обзор рынка показал, что на сегодняшний день существуют отечественные производители, готовые предложить свои услуги по реализации технологий закачки различных газов в пласты. Это могут быть как отдельные компоненты мобильного и стационарного оборудования, различные агенты закачки с доставкой, так и работы «под ключ».

Выводы

Газовые методы воздействия на пласты могут быть эффективными как для повышения добычи нефти или газа, так и для одновременного снижения воздействия на окружающую среду путем уменьшения выбросов парниковых газов. Успешная закачка CO₂ в добывающие и нагнетательные скважины требует тщательного планирования организации процесса закачки CO₂, реализации плановых показателей и дальнейшего мониторинга. Особое внимание необходимо уделить составу требуемого оборудования, необходимости применения ингибиторов для защиты внутрискважинного оборудования. Рентабельность разработки месторождений с низкопроницаемыми коллекторами с применением газовых МУН достигается за счет формирования оптимальных сценариев применения агентов воздействия для отдельных участков месторождения, основным критерием выделения которых являются фильтрационно-емкостные свойства коллектора.

Список источников

1. Янушкевич, К. Норвегия начала строить подводную «Ладью» для хранения углекислого газа / К. Янушкевич. — Текст : электронный // РБК Тренды : сайт. — 2021. — 30 июля. — URL: <https://trends.rbc.ru/trends/green/610041949a7947c5a696ad52>.
2. Грушевенко, Е. Перспективы развития третичных МУН в мире и в России / Е. Грушевенко. — URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_RU_MYN.pdf. — Текст : электронный.

3. Сургучев, М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М. Л. Сургучев. – Москва : Недра, 1985. – 308 с. – Текст : непосредственный.
4. Применение углекислого газа в добыче нефти / В. Балинт, А. Бан, Ш. Долешал [и др.]. – Москва : Недра, 1977. – 238 с. – Текст : непосредственный.
5. Muskat, M. Oil Recovery — 100 percent? / M. Muskat. – Direct text // Industrial & Engineering Chemistry. – 1953. – Vol. 45, Issue 7. – P. 1401–1405.
6. Stalkup, F. I. Miscible Flooding Fundamentals / F. I. Stalkup. – Society of Petroleum Engineers. Monograph Series, 1983. – 204 p. – Direct text.
7. Water Alternating Gas WAG Optimization using Tapered WAG Technique for Giant Offshore Middle East Oil Field / M. Y. Khan, A. Kohata, H. Patel [et al.]. – Text : electronic // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – 2016. – URL: <https://doi.org/10.2118/183181-MS>.
8. Патент № 4.617.993 US. E21B43/00. Carbon dioxide stimulated oil recovery process : № 772.108 : заявл. 03.09.1985 : опубл. 21.10.1986 / Jack H. Park, Kenneth R. Priem. – URL: <https://patentimages.storage.googleapis.com/b0/5b/b4/823a5c24cb6b81/US4617993.pdf>. – Текст : электронный.
9. Нуриахметов, Р. Первый опыт использования углекислотных ГРП в России на месторождениях Волго-Уральского региона / Р. Нуриахметов. – Текст : электронный // Техническая конференция SPE «ГРП в России : опыт и перспективы». – Москва, 2016. – URL: https://www.petroleumengineers.ru/sites/default/files/7._nuriakhmetov_rus.pdf.

References

1. Yanushkevich, K. (2021). Norvegiya nachala stroit' podvodnyuyu "Lad'yu" dlya khraneniya uglekislogo gaza. (In Russian). Available at: <https://trends.rbc.ru/trends/green/610041949a7947cca696ad52>
2. Grushevenko, E. (2021). Perspektivy razvitiya tretichnykh MUN v mire i v Rossii. (In Russian). Available at: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_RU_MYN.pdf
3. Surguchev, M. L. (1985). Vtorichnye i tretichnye metody uvelicheniya nefte-otdachi plastov. Moscow, Nedra Publ., 308 p. (In Russian).
4. Balint, V., Ban, A., Doleshal, Sh., Zabrodin, P. I., & Terek, Ya. (1977). Primenenie uglekislogo gaza v dobyche nefti. Moscow, Nedra Publ., 238 p. (In Russian).
5. Muskat, M. (1953). Oil Recovery - 100 percent? Industrial & Engineering Chemistry, 45(7), pp. 1401-1405. (In English).
6. Stalkup, F. I. (1983). Miscible Flooding Fundamentals. Society of Petroleum Engineers. Monograph Series, 204 p. (In English).
7. Khan, M. Y., Kohata, A., Patel, H., Syed, F. I., & Al Sowaidi, A. K. (2016). Water Alternating Gas WAG Optimization using Tapered WAG Technique for Giant Offshore Middle East Oil Field. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/183181-MS>
8. Park, J. H., & Priem, K. R. Carbon dioxide stimulated oil recovery process. Pat. US 4.617.993. No 772.108. Applied: 03.09.1985. Published: 21.10.1986. (In English). Available at: <https://patentimages.storage.googleapis.com/b0/5b/b4/823a5c24cb6b81/US4617993.pdf>

9. Nuriakhmetov, R. (2016). Pervyy opyt ispol'zovaniya uglekislotnykh GRP v Rossii na mestorozhdeniyakh Volgo-Ural'skogo regiona. Tekhnicheskaya konferentsiya SPE "GRP v Rossii: opyt i perspektivy". Moscow. (In Russian). Available at: https://www.petroleumengineers.ru/sites/default/files/7._nuriakhmetov_rus.pdf

Информация об авторах / Information about the authors

Афонин Денис Геннадьевич, кандидат технических наук, старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень; доцент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Denis G. Afonin, Candidate of Engineering, Senior Expert, Tyumen Petroleum Research Center LLC; Associate Professor, Industrial University of Tyumen

Грачева Светлана Камиловна, кандидат технических наук, эксперт по разработке, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень; доцент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, skgracheva@tnnc.rosneft.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3671-2133>

Svetlana K. Gracheva, Candidate of Engineering, Development Expert, Tyumen Petroleum Research Center LLC; Associate Professor, Industrial University of Tyumen, skgracheva@tnnc.rosneft.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3671-2133>

Ручкин Александр Альфредович, кандидат технических наук, старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Aleksander A. Ruchkin, Candidate of Engineering, Senior Expert, Tyumen Petroleum Research Center LLC

Максимов Алексей Андреевич, заместитель начальника управления по разработке месторождений, ООО «РН-Юганскнефтегаз», г. Нефтеюганск

Alexey A. Maximov, Deputy Head of the Field Development Department, RN-Yuganskneftegaz LLC, Nefteyugansk

Шутский Григорий Анатольевич, главный менеджер, ООО «РН-Юганскнефтегаз», г. Нефтеюганск

Grigoriy A. Shutskiy, General Manager, RN-Yuganskneftegaz LLC, Nefteyugansk

Статья поступила в редакцию 08.04.2024; одобрена после рецензирования 16.05.2024; принята к публикации 21.05.2024.

The article was submitted 08.04.2024; approved after reviewing 16.05.2024; accepted for publication 21.05.2024.

**Создание прокси-модели для подбора оптимальных параметров
системы разработки с применением горизонтальных скважин
с многостадийным гидроразрывом**

О. С. Мерега^{1*}, Н. А. Еремин²

¹Северный (Арктический) федеральный университет имени М. В. Ломоносова,
Архангельск, Россия

²Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия

*oleg.merega@inbox.ru

Аннотация. Для современного состояния добычи нефти характерно снижение доли запасов, приуроченных к традиционным коллекторам. В этой связи растет актуальность разработки объектов сложного и очень сложного строения. Среди данных объектов значительная доля запасов нефти сосредоточена в низкопроницаемых коллекторах, разработка которых традиционными площадными методами теряет свою экономическую эффективность. Целью работы является создание прогнозного инструмента для подбора оптимальных параметров системы разработки с применением горизонтальных скважин и многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). Для решения данной задачи была обучена модель полносвязной нейронной сети, предсказывающая параметры профиля добычи в зависимости от начальных геолого-физических условий и параметров системы разработки. Архитектура полученной нейронной сети включает в себя 3 линейных слоя по 300 нейронов на каждом. Обучающей выборкой для модели стали результаты многовариантных расчетов на синтетической гидродинамической модели, имитирующей работу элемента разработки с помощью горизонтальной скважины с МГРП на режиме истощения. Разрабатываемая модель может быть полезна при решении задачи проектирования системы разработки на новых или не разбуренных участках нефтяных месторождений с низкими проницаемостями.

Ключевые слова: система разработки, низкопроницаемый коллектор, многостадийный гидроразрыв пласта, машинное обучение, гидродинамическое моделирование

Для цитирования: Мерега, О. С. Создание прокси-модели для подбора оптимальных параметров системы разработки с применением горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом / О. С. Мерега, Н. А. Еремин. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-4-136-146 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 4. – С. 136–146.

**Creation of a proxy model for the selection of optimal parameters
of the development system using horizontal wells with
multistage hydraulic fracturing**

Oleg S. Merega^{1*}, Nikolai A. Eremin²

¹Northern (Arctic) Federal University named after M.V. Lomonosov, Arkhangelsk, Russia

²Oil and Gas Research Institute of RAS, Moscow, Russia

*oleg.merega@inbox.ru

Abstract. The current state of oil production is characterized by a decline in the proportion of reserves located in conventional reservoirs. The development of complex and highly complex reservoirs is becoming increasingly important. A significant proportion of oil reserves are concentrated

in low-permeability reservoirs that are no longer economically viable to develop using traditional field methods. The aim of the work is to create a predictive tool for the selection of optimal parameters of the development system using horizontal wells and multistage hydraulic fracturing of reservoirs. To solve this problem, a fully connected neural network model was trained that predicts the parameters of the production profile as a function of the initial geological and physical conditions and the parameters of the development system. The architecture of the resulting neural network includes 3 linear layers of 300 neurons each. The training sample for the model was the results of multivariate calculations on a synthetic hydrodynamic model simulating the operation of a development element using a horizontal well with multistage hydraulic fracturing in depletion mode. The developed model can be useful in solving the problem of designing a development system in new or undrilled areas of low-permeability oil fields.

Keywords: development system, low-permeability reservoir, multistage hydraulic fracturing, machine learning, hydrodynamic modeling

For citation: Merega, O. S., & Eremin, N. A. (2024). Creation of a proxy model for the selection of optimal parameters of the development system using horizontal wells with multistage hydraulic fracturing. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 136-146. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-4-136-146

Введение

Современное состояние разработки нефтяных месторождений характеризуется увеличением доли активов в трудных геологических условиях. В статье [1] отмечается низкая выработка запасов (менее 10 % на 2018 год) низкопроницаемых коллекторов, приуроченных к ачимовским отложениям Западной Сибири. Ключевыми факторами, влияющими на низкую скорость освоения данных объектов, являются низкие фильтрационно-емкостные свойства и высокий коэффициент водонасыщенности [1].

В работе [2] отмечается, что в условиях низкопроницаемых коллекторов применение традиционной системы заводнения при проектировании системы разработки не всегда экономически оправдано. Применение системы поддержания пластового давления осложняется низкой приемистостью нагнетательных скважин, что приводит к неэффективному распределению закачки и риску прорыва воды по трещинам авто-ГРП к добывающим скважинам.

В работе [3], посвященной анализу выработки запасов ачимовского нефтегазоносного комплекса на территории Западной Сибири, отмечается, что 50 % запасов нефти комплекса приходится на 58 объектов разработки, разбуриваемых регулярной сеткой скважин. Авторы работы [3] подчеркивают, что ключевыми факторами недостижения проектного коэффициента извлечения нефти для данных объектов являются низкая проницаемость и преждевременная обводненность добывающих скважин. Отсюда следует низкая эффективность применения вытеснения нефти водой для описываемых в работе объектов.

В связи с низкой эффективностью традиционных систем разработки в условиях низкопроницаемых коллекторов наиболее эффективным остается применение горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта и последующей разработкой залежи на режиме истощения [4].

В условиях недостатка исходной геолого-физической информации при проектировании системы разработки на неразбуренных активах возникает потребность в инструменте с возможностью экспресс-оценки влияния различных технологических решений: длина горизонтального ствола скважины, число стадий гидроразрыва пласта (ГРП), геометрия трещин ГРП, проектное забойное давление, параметры плотности сетки скважин.

Создание подобного инструмента сопряжено с решением задачи прогнозирования профиля добычи горизонтальной скважины с МГРП. Задача может быть решена с помощью методов машинного обучения на основе синтетических данных, полученных в ходе многовариантных расчетов.

Целью данной работы является разработка прокси-модели, способной решать задачу прогнозирования профиля добычи для элемента разработки на режиме истощения с применением горизонтальных скважин (ГС) с МГРП.

Объект и методы исследования

Объектом исследования является профиль добычи элемента разработки на режиме истощения с применением горизонтальной скважины с МГРП.

Для обучения прокси-модели, способной решать задачу прогнозирования динамики добычи, необходима обучающая выборка, включающая в себя геолого-физические характеристики участка залежи, технологические параметры элемента разработки и соответствующий им профиль отбора нефти и воды.

В работе выборка была получена на основе многовариантных численных расчетов на синтетической гидродинамической модели, имитирующей элемент системы разработки.

Обучение прокси-модели проводилось с помощью программы, написанной на языке Python 3.9 с использованием библиотеки PyTorch для построения и обучения нейронных сетей.

Экспериментальная часть

Для подготовки обучающей выборки была построена 2D синтетическая гидродинамическая модель (ГДМ) в симуляторе tNavigator, имитирующая рядный элемент системы разработки для горизонтальной скважины с МГРП на режиме истощения (рис. 1).

Относительные фазовые проницаемости (ОФП) в модели в системе нефть — вода были заданы с помощью корреляции Corey. Вариация свойств ОФП в ходе многовариантных расчетов задавалась с помощью изменения параметров степени Corey для воды и нефти для нормированных кривых с последующим масштабированием с помощью вариации конечных точек. В таблице 1 представлены параметры моделирования ОФП, используемые в модели.

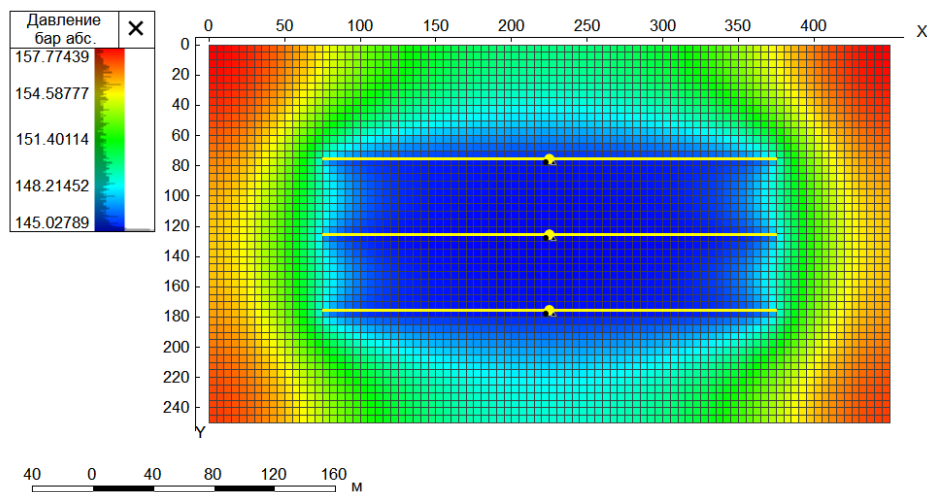


Рис. 1. 2D гидродинамическая модель элемента разработки

Таблица 1

Параметры ОФП, варьируемые в ходе многовариантных расчетов

Признак	Параметр	Минимум	Максимум
pw	Степень корреляции Coreu для нормированной кривой ОФП по воде	1,1	2,5
pow	Степень корреляции Coreu для нормированной кривой ОФП по нефти	1,1	2,5
SWCR	Критическая водонасыщенность, д.ед.	0,2	0,4
SOWCR	Остаточная нефтенасыщенность, д.ед.	0,2	0,38
KRORW	Относительная фазовая проницаемость нефти при критической водонасыщенности, д.ед.	0,1	0,3
KRWR	Относительная фазовая проницаемость воды при остаточной нефтенасыщенности, д.ед.	0,2	0,4

Для вариации PVT свойств нефти и газа в модели была использована корреляция STANDING. В таблице 2 представлены геолого-физические параметры, варьируемые в модели.

Таблица 2

Вариация геолого-физических параметров в модели

Признак	Параметр	Минимум	Максимум
hef	Эффективная толщина, м	5	40
poro	Средняя пористость, д. ед.	0,15	0,32
perm	Средняя проницаемость, мкм ²	0,001	0,015
ro	Плотность нефти, кг/м ³	800	900
rg	Плотность газа, кг/м ³	0,8	0,9
z	Коэффициент сверхсжимаемости газа	0,8	0,9
Rs_i	Начальное газосодержание, м ³ /м ³	160	230
Press_i	Начальное пластовое давление, атм	230	320
cr	Сжимаемость горной породы, 1/атм	0,00005	0,000076

Для моделирования элемента системы разработки использовалась схема, представленная на рисунке 2.

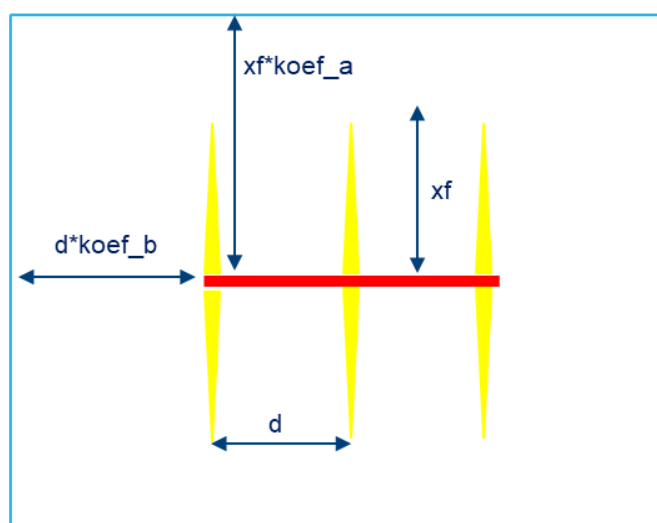


Рис. 2. Схема моделирования элемента разработки для ГС с МГРП:

xf — полудлина трещины, м; d — межпортовое расстояние, м;

$xf \cdot coef_a$ — половина расстояния между скважинами в ряду, м;

$d \cdot coef_b$ — половина расстояния между рядами скважин, м

Модель горизонтальной скважины состоит из центральной трещины и двух краевых, по которым приток учитывается отдельно. Вариация длины горизонтального участка осуществляется через пересчет межпортового расстояния d . Для сокращения объема расчетов вводится допущение возможности масштабирования профиля добычи центральной трещины ГРП при изменении числа стадий при прочих равных условиях:

$$Q_l = (n_{st} - 2) \cdot Q_l^m + 2 \cdot Q_l^{lr}, \quad (1)$$

$$Q_o = (n_{st} - 2) \cdot Q_o^m + 2 \cdot Q_o^{lr}, \quad (2)$$

где Q_l , Q_o — добыча жидкости/нефти по скважине за месяц, т; Q_l^m , Q_o^m — добыча жидкости/нефти центральной стадии ГРП за месяц, т; n_{st} — число стадий ГРП; Q_l^{lr} , Q_o^{lr} — добыча жидкости/нефти краевой стадии ГРП за месяц, т.

С целью ускорения расчетов и увеличения тестовой выборки для моделирования трещин гидроразрыва используется опция моделирования с помощью виртуальных перфораций `fracture_specs` симулятора `tNavigator`.

Признаки, характеризующие трещины ГРП и систему разработки, представлены в таблице 3. В качестве настроечного параметра для последующей корректировки модели на реальные скважины был добавлен множитель продуктивности трещины.

Таблица 3

Варьируемые параметры, характеризующие систему разработки

Признак	Параметр	Минимум	Максимум
d	Межпортовое расстояние, м	25	125
xf	Полудлина трещины, м	50	200
koef_a	Коэффициент, регулирующий межскважинное расстояние исходя из полудлины трещины	1,1	1,6
koef_b	Коэффициент, регулирующий расстояние между рядами скважинами исходя из межпортового расстояния	1,1	2
w	Ширина трещины, м	0,0001	0,0004
f_mult	Множитель продуктивности трещины	0,1	1,5
koef_ВНР	Коэффициент, регулирующий величину забойного давления относительно начального пластового давления, атм	0,2	0,7

Кроме набора данных входных признаков при построении модели необходимо определить выходные признаки, которые будут характеризовать прогнозные профили добычи. В работе [5] авторы для прогнозирования динамики добычи с помощью полносвязной нейросети предсказывают

дебит жидкости на основе предыдущих значений. Данный способ позволяет повысить точность модели относительно обучающей и тестовой выборки, но несет в себе риски предсказаний, не соответствующих физике процесса добычи нефти. Во избежание данной проблемы при прогнозировании профилей добычи жидкости/нефти были рассчитаны соответствующие кривые темпов падения по каждому рассчитанному профилю в наборе данных. Далее, с помощью метода наименьших квадратов кривые темпов падения могут быть аппроксимированы степенными зависимостями. Прогнозный профиль добычи жидкости/нефти рассчитывается следующим образом:

$$Q_l^t = Q_l^1 \cdot t^{nl}, \quad (3)$$

$$Q_o^t = Q_o^1 \cdot t^{no}, \quad (4)$$

где Q_l^t , Q_o^t — добыча жидкости/нефти на момент времени t ; Q_l^1 , Q_o^1 — добыча жидкости/нефти за 1 месяц работы скважины, мес.; t — время работы скважины, мес.; nl , no — степенные коэффициенты для профиля добычи жидкости/нефти. Таким образом, для предсказания профиля добычи скважины достаточно успешно прогнозировать стартовые значения добычи жидкости/нефти и степенные коэффициенты темпов падения. Данный подход позволяет гарантировать отсутствие артефактов в динамике прогнозной добычи.

Для решения задачи прогнозирования профиля добычи горизонтальной скважины с МГРП была написана программа на языке Python 3.9 с использованием фреймворка PyTorch для обучения полносвязной нейронной сети. Исходная выборка для обучения модели, полученная с помощью алгоритма латинского гиперкуба, составила 20 000 расчетов на ГДМ (рис. 3). Далее набор данных был разделен на обучающую (80 %) и тестовую выборку (20 %).

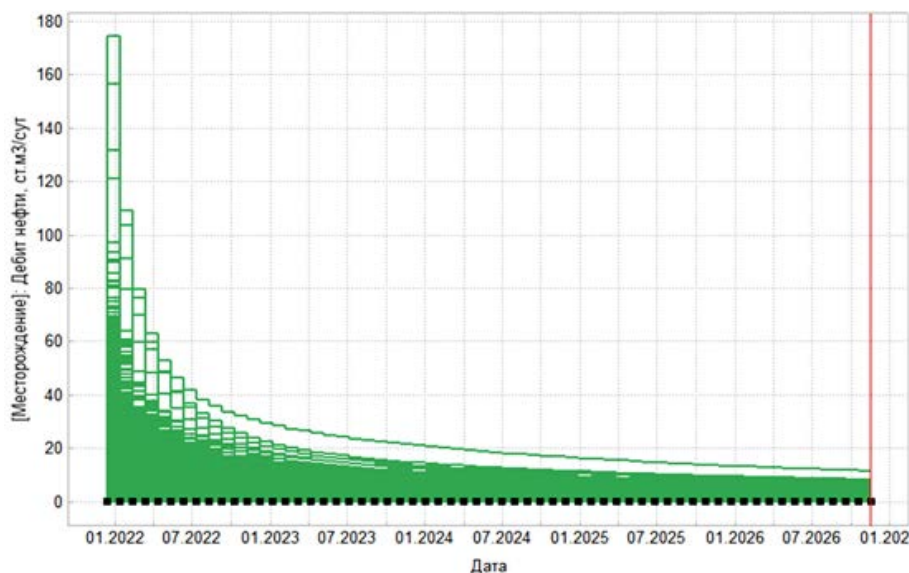


Рис. 3. Набор профилей добычи нефти, используемых в обучающей выборке (всего 10 000 расчетов)

Всего на вход в модель поступает 25 параметров, характеризующих относительные фазовые проницаемости, геолого-физические свойства залежи и систему разработки. На каждом внутреннем слое модели вычисляется взвешенная сумма параметров предыдущего слоя модели с последующим преобразованием с помощью функции активации ReLU (rectified linear unit) [6]:

$$y = \text{ReLU}(Wx + b). \quad (5)$$

Функция активации ReLU определяется следующим образом:

$$\text{ReLU}(x) = (x, 0). \quad (6)$$

Итоговая архитектура включает в себя 3 внутренних слоя, состоящих из 300 нейронов.

Для оптимизации матриц весов внутренних слоев модели при обучении использовался алгоритм Adam (Adaptive Moment Estimation) [7]. Коэффициент скорости обучения был задан 0.0001.

Результаты

На рисунке 4 представлены результаты сходимости модели на тестовой выборке по решению задачи прогнозирования накопленной добычи нефти за 5 лет.

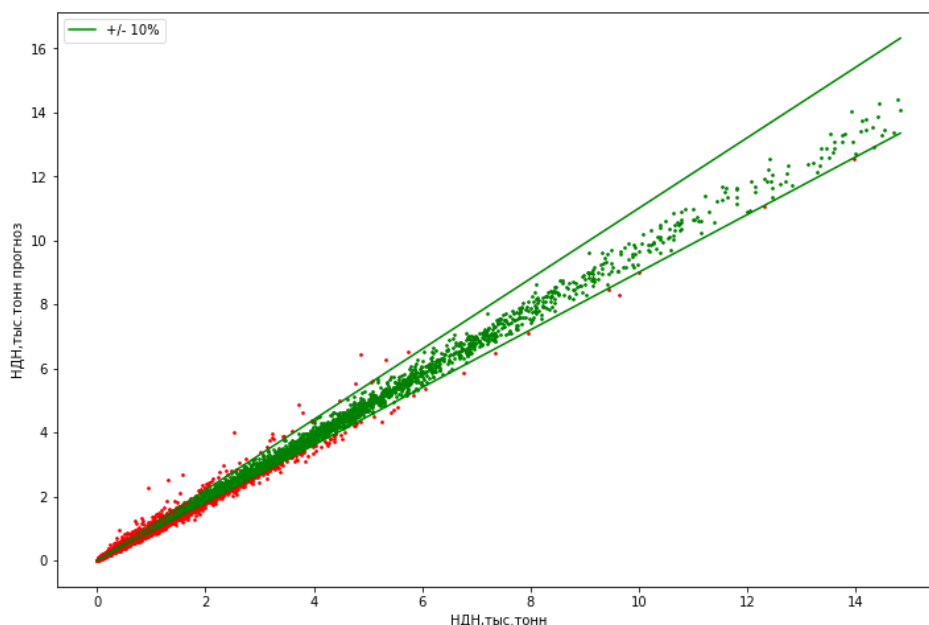


Рис. 4. Результат оценки точности полученной прогнозной модели по накопленной добыче нефти за 5 лет на тестовой выборке

По результатам тестовых расчетов порядка 70 % кейсов попадают в диапазон 10 % отклонения по накопленной добыче нефти, что говорит о потенциале применимости полученного инструмента при решении задачи подбора оптимальной системы разработки с применением ГС с МГРП.

Обсуждение

Полученная модель позволяет решать задачу прогнозирования динамики добычи жидкости и нефти для элемента разработки с применением ГС с МГРП для новых залежей или участков залежей с низкой проницаемостью. Применение алгоритма для подбора системы разработки предполагает следующую логику:

- 1) ввод исходных геолого-физических параметров участка залежи;
- 2) ввод параметров для различных вариантов элемента разработки;
- 3) калибровка получаемых на выходе профилей добычи с помощью настроечного множителя продуктивности трещин в соответствии с фактическими профилями месторождений-аналогов.

Одним из недостатков текущего алгоритма является необходимость явного задания параметров трещин ГРП, таких как полудлина и проводимость. В промысловых условиях данные параметры не всегда могут быть оценены с достаточной достоверностью. Данная проблема может быть решена путем изменения базовой гидродинамической модели через применение локальных измельчений ячеек для явного моделирования трещин ГРП вместо упрощенного (с помощью виртуальных перфораций). Явное моделирование трещин возможно с помощью интеграции симуляторов ГРП и ГДМ. Данный переход в будущем позволит детализировать параметры системы разработки и включить в них явные параметры различных технологий ГРП: тоннаж пропанта, вязкость жидкости гидроразрыва, скорость закачки и т. д.

Для повышения точности прогнозирования необходимо проведение дальнейших численных экспериментов с целью увеличения обучающей выборки. Также для улучшения модели можно рассмотреть применение более сложных по архитектуре нейронных сетей, например неполносвязных глубоких моделей.

Выводы

В результате проведенной работы обучена модель полносвязной нейронной сети, решающая задачу прогнозирования параметров добычи для элемента разработки на режиме истощения в зависимости от геолого-физических характеристик объекта и параметров системы разработки.

1. Из тестовой выборки порядка 70 % объектов попали в 10%-й диапазон отклонения по накопленной добыче нефти. Полученный результат позволяет в первом приближении решать задачу прогнозирования профиля добычи нефти и жидкости для элемента разработки.

2. Для повышения точности предсказаний необходимо увеличить обучающую выборку расчетов и рассмотреть различные варианты неполносвязных архитектур нейронных сетей.

Дальнейшее развитие полученного инструмента требует проведения экспериментов по повышению точности прогнозирования, а также апробации на примере реальной задачи для условий неразбуренного низкопроницаемого объекта разработки.

Список источников

1. Ключевые проблемы освоения ачимовских отложений на разных масштабах исследования / М. В. Букатов, Д. Н. Пескова, М. Г. Ненашева [и др.]. – DOI 10.24887/2587-7399-2018-2-16-21. – Текст : непосредственный // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2018. – № 2. – С. 16–21.
2. Белоногов, Е. В. Критерий выбора способа разработки низкопроницаемых коллекторов / Е. В. Белоногов, А. А. Пустовских, А. Н. Ситников. – DOI 10.24887/2587-7399-2018-1-49-51. – Текст : непосредственный // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2018. – № 1. – С. 49–51.
3. Печерин, Т. Н. Анализ особенностей выработки запасов отложений ачимовского нефтегазоносного комплекса / Т. Н. Печерин, К. В. Коровин. – DOI 10.25689/NP.2019.1.62-70. – Текст : непосредственный // Нефтяная провинция. – 2019. – № 1 (17). – С. 62–70.
4. Мерега, О. С. Обзор современных методов повышения эффективности разработки нефтяных залежей приуроченных к низкопроницаемым пластам / О. С. Мерега. – Текст : непосредственный // Международная научно-практическая конференция «Золотухинские чтения. Нефть, газ и энергетика в Арктическом регионе», г. Архангельск, 25–26 апреля 2024 г.
5. Евсюткин, И. В. Глубокие искусственные нейронные сети для прогноза значений дебитов добывающих скважин / И. В. Евсюткин, Н. Г. Марков. – DOI 10.18799/24131830/2020/11/2888. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 11. – С. 88–95.
6. Skansi, S. Feedforward neural networks / S. Skansi. – DOI 10.1007/978-3-319-73004-2_4. – Direct text // Introduction to Deep Learning : From Logical Calculus to Artificial Intelligence. – Cham : Springer International Publishing, 2018. – P. 79–105.
7. Baptista, D. Performance comparison of ANN training algorithms for classification / D. Baptista, S. Rodrigues, F. Morgado-Dias. – DOI 10.1109/WISP.2013.6657493. – Direct text // 2013 IEEE 8th International Symposium on Intelligent Signal Processing, Funchal, Portugal, 2013. – P. 115–120.

References

1. Bukatov, M. V., Peskova, D. N., Nenasheva, M. G., Pogrebnyuk, S. A., Timoshenko, G. M., Solodov, D. V.,... Vashkevich, A. A. (2018). Key problems of Achimov deposits development on the different scales of studying. PROneft. Professionally about Oil, (2), pp. 16-21. (In Russian). DOI: 10.24887/2587-7399-2018-2-16-21

2. Belonogov, E. V., Pustovskikh, A. A., & Sitnikov, A. N. (2018). Methodology for determination of low-permeability reservoirs development. *PROneft. Professionally about Oil*, (1), pp. 49-51. (In Russian). DOI: 10.24887/2587-7399-2018-1-49-51
3. Pecherin, T. N., & Korovin, K. V. (2019). Analysis of features of development of stocks of deposits of the achimovsky oil-and-gas complex. *Neftyanaya Provintsiya*, (1(17)), pp. 62-70. (In Russian). DOI: 10.25689/NP.2019.1.62-70
4. Merega, O. S. Overview of modern methods to improve upstream efficiency in oil low-permeability formations. (2024). International scientific and practical conference "Zolotukhin Readings. Oil, gas and energy in the Arctic region", April, 25-26, 2024, Arkhangelsk. (In Russian).
5. Evsyutkin, I. V., & Markov, N. G. (2020). Deep artificial neural networks for forecasting debit values for production wells. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 331(11), pp. 88-95. (In Russian). DOI: 10.18799/24131830/2020/11/2888
6. Skansi, S. (2018). Feedforward neural networks. *Introduction to Deep Learning: From Logical Calculus to Artificial Intelligence*. Cham, Springer International Publishing, pp. 79-105. (In English). DOI: 10.1007/978-3-319-73004-2_4
7. Baptista, F. D., Rodrigues, S., & Morgado-Dias, F. (2013). Performance comparison of ANN training algorithms for classification. *2013 IEEE 8th International Symposium on Intelligent Signal Processing*. Funchal, Portugal, pp. 115-120. (In English). DOI: 10.1109/WISP.2013.6657493

Информация об авторах / Information about the authors

Мерега Олег Сергеевич, аспирант, Северный (Арктический) федеральный университет имени М. В. Ломоносова, г. Архангельск, oleg.merega@inbox.ru, ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-9186-3659>

Еремин Николай Александрович, доктор технических наук, профессор, заведующий Аналитическим центром энергетической политики и безопасности, Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, г. Москва, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2401-1586>

Oleg S. Merega, Postgraduate, Northern (Arctic) Federal University named after M.V. Lomonosov, Arkhangelsk, oleg.merega@inbox.ru, ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-9186-3659>

Nikolai A. Eremin, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Analytical Center for Energy Policy and Security, Oil and Gas Research Institute of RAS, Moscow, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2401-1586>

Статья поступила в редакцию 19.02.2024; одобрена после рецензирования 04.03.2024; принята к публикации 11.03.2024.

The article was submitted 19.02.2024; approved after reviewing 04.03.2024; accepted for publication 11.03.2024.

УДК 541.1; 622.276

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-4-147-158

Необычные закономерности взаимодействия асфальтенов с апротонными растворителями

С. А. Шуткова^{1*}, М. Ю. Доломатов², А. Г. Телин³

¹Башкирский государственный аграрный университет, Уфа, Россия

²Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

³ООО «Уфимский научно-технический центр», Уфа, Россия

*svetlana-shutkova@yandex.ru

Аннотация. Применение органических растворителей для удаления асфальтосмоло-парафиновых отложений (АСПО) является одним из самых распространенных методов в технологических процессах добычи, транспорта, хранения и переработки высокосмолистых нефтей. Несмотря на определенные результаты, проблема направленного подбора растворителя с учетом природы нефти и АСПО в конкретных условиях далека от разрешения. Целью данной работы является проверка гипотезы о взаимосвязи растворимости асфальтенов с их средним сродством к электрону и энергией ионизации растворителей. С использованием изотермы растворимости асфальтенов в неионогенных растворителях оценена растворимость образцов асфальтенов западносибирской нефти и модельных фрагментов. Исследования показали, что максимальной растворимостью обладают асфальтены с высоким эффективным сродством к электрону. Наибольшую растворяющую способность имеют растворители с низким потенциалом ионизации, что подтверждает термодинамику растворимости через образование донорно-акцепторных комплексов. Выполненные исследования помогут промышленным специалистам и инженерам сервисных компаний в научно обоснованном подборе растворителя в зависимости от типа отложений тяжелых компонентов нефти.

Ключевые слова: асфальтены, растворители, растворимость, комплексы с переносом заряда, энергия ионизации, сродство к электрону

Для цитирования: Шуткова, С. А. Необычные закономерности взаимодействия асфальтенов с апротонными растворителями / С. А. Шуткова, М. Ю. Доломатов, А. Г. Телин. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-4-147-158 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 4. – С. 147–158.

Unusual patterns of interaction of asphaltenes with aprotic solvents

Svetlana A. Shutkova^{1*}, Mikhail Yu. Dolomatov², Alexey G. Telin³

¹Bashkir State Agrarian University, Ufa, Russia

²Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

³Ufa Scientific and Technical Center LLC, Ufa, Russia

*svetlana-shutkova@yandex.ru

Abstract. Application of organic solvents for removal of asphalt-tar-paraffin deposits is one of the most widespread methods in technological processes of production, transportation, storage and processing of high-resin oils. In spite of certain results, the problem of directional solvent selection taking into account the nature of oil and asphalt-tar-paraffin deposits in specific conditions is far from being solved. The aim of the article is to test the hypothesis of the relationship between the solubility of asphaltenes and their average electron affinity and solvent ionization energy. Using the solubility isotherm of asphaltenes in non-ionogenic solvents, the solubility of West Siberian oil asphaltene samples and model fragments was evaluated. The studies have shown that asphaltenes with high effective electron affinity have the maximum solubility. Solvents with low ionization potential have the highest solubility, which confirms the thermodynamics of solubility through the formation of donor-acceptor complexes. The performed studies will help field specialists and engineers of service companies in scientifically justified selection of solvent depending on the type of deposits of heavy components of oil.

Keywords: asphaltenes, solvents, solubility, charge transfer complexes, ionization energy, electron affinity

For citation: Shutkova, S. A., Dolomatov, M. Yu., & Telin, A. G. (2024). Unusual patterns of interaction of asphaltenes with aprotic solvents. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 147-158. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-4-147-158

Введение

Использование органических растворителей для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) является широко применяемым приемом в технологии разработки месторождений, транспорта, хранения и переработки высокосмолистых нефтей [1, 2]. Актуальность этого процесса не потеряла своего значения и в настоящее время, многие добывающие компании и предприятия нефтехимического сервиса постоянно разрабатывают более эффективные и дешевые растворители и способы их заправки [3].

Известно, что АСПО являются сложной органической смесью, состоящей из парафинов (20–70 % по массе), асфальто-смолистых веществ (20–40 % по массе), масел, воды и механических примесей. К классу асфальто-смолистых веществ относятся асфальтены и тяжелые смолы, которые являются наиболее высокомолекулярной и малорастворимой частью АСПО [4].

Кроме того, процессы растворения и осаждения асфальтенов являются основными в технологии деасфальтизации нефтяных остатков в переработке нефти. Показано, что растворимость асфальтенов и асфальто-смолистых веществ качественно отличаются от растворимости низкомолекулярных веществ и полимеров [5]. В работе М. Ю. Доломатова, И. Р. Хайрудинова, Ф. Г. Унгера и Д. Ф. Варфоломеева [6] впервые была обнаружена зависимость растворимости асфальтенов от энергии ионизации растворителя.

Кроме того, было обнаружено, что эта зависимость не выполняется для растворителей с объемными заместителями в молекулах. Это, вероятно, связано со стерическими затруднениями доступа объемных молекул растворителей к активным электроноакцепторным центрам асфальтенов. За-

кономерность была применена для способа определения энергии ионизации органических молекул [7]. Показана особая роль донорно-акцепторных химических взаимодействий при растворимости асфальтенов. Таким образом, зависимость растворимости асфальтенов от энергии ионизации сольвента является доказательством образования молекулярных донорно-акцепторных комплексов в системе асфальтены — растворитель.

М. Ю. Долматовым, А. Г. Телиным и Н. И. Хисамутдиновым, исходя из упомянутых выше представлений о донорно-акцепторных взаимодействиях, получена изотерма растворимости [8] асфальто-смолистых веществ в неионогенных растворителях.

Используя результаты этих исследований, авторы [9] пришли к созданию технологии направленного выбора сольвентов для удаления асфальтенов. В работе М. Ю. Долматова и М. К. Рогачева изотерма была улучшена на основе адгезионной термодинамической модели донорно-акцепторного взаимодействия малорастворимых твердых веществ с неионогенными растворителями [10].

Целью данной работы является проверка гипотезы о взаимосвязи растворимости асфальтенов с их средним сродством к электрону и энергией ионизации растворителей и оценка растворимости асфальтенов в различных растворителях с использованием изотермы растворимости.

Объекты исследования

Объектами исследования являются асфальтены западносибирской нафтенароматической нефти, включающей гетероатомы.

Методы исследования

Для выделения асфальто-смолистых веществ использовали методику Гольде. Затем смолы отделяли от асфальтенов по методике И. Р. Хайрудинова [9].

Средняя электронная структура асфальтенов исследована методом феноменологической электронной спектроскопии по широкому сигналу спектра в диапазоне от 280–780 нм [11]. Спектры регистрировали в растворах толуола с шагом 1 нм.

Элементный состав асфальтенов определен по данным рентгенфлуоресцентного анализа на аппарате Спектроскан Макс G.

Необходимо отметить, что, поскольку асфальтены являются многокомпонентными системами, речь идет о среднечисловом значении молекулярной массы и соответствующих ему термодинамических характеристиках. Среднечисловая молекулярная масса образцов асфальтенов определена методом криоскопии в расплаве нафталина.

Структурно-групповой анализ асфальтенов проведен на аппарате Shimadzu IRAffinity-1S.

По современным данным, молекулы асфальтенов имеют структуры типа «архипелаг» и «континент». В структурах типа «архипелаг» нафтенароматические фрагменты из 3–4 колец разделены между собой алкильными цепочками. В структурах типа «континент» содержится несколько периконденсированных нафтенароматических колец с углеводородными и гетероатомными заместителями. Поскольку максимальными донорно-акцепторными свойствами обладают периконденсированные структуры асфальтенов «континентального» типа, то структуры типа «архипелаг» не рассматривались, так как они не обладают высоким сродством к электрону. Модельные фрагменты нефтяных асфальтенов составлены на основе результатов экспериментов, обобщения сведений по ИК, ЯМР и ЭПР-спектроскопии, а также элементному составу [12–15]. Расчет энергии ионизации и сродства к электрону модельных фрагментов асфальтенов выполнен методом DFT 6-31G* [16].

Результаты и обсуждение

Методом феноменологической электронной спектроскопии получены следующие значения параметров исследованных образцов западно-сибирской нефти: средняя интегральная сила осциллятора — 2 115, средняя энергия ионизации — 5,69 эВ, среднее сродство к электрону — 1,79 эВ.

По данным рентгенофлуоресцентного анализа получен элементный состав асфальтенов: С — 83,58 %, Н — 8,14 %, О — 3,03 %, N — 1,42 %, S — 3,83 %. Отношение С/Н равно 10,27. Среднечисловая молекулярная масса асфальтенов, определенная методом криоскопии, имеет значение 1 078 а. е. м.

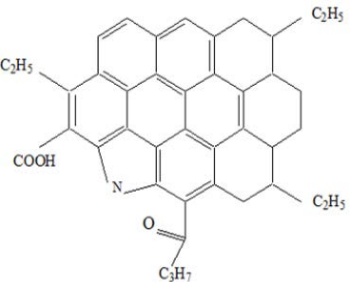
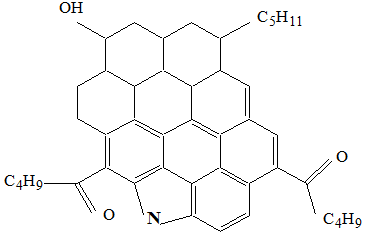
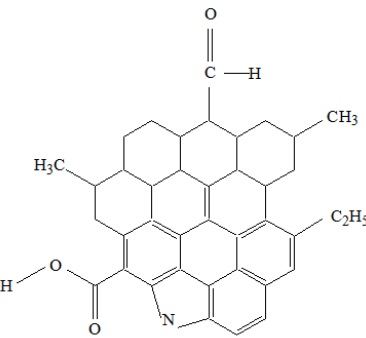
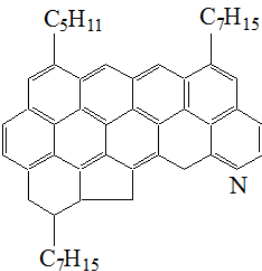
Согласно данным ИК-спектров, в образцах асфальтенов присутствуют валентные колебания в области $1\,607\text{ см}^{-1}$, которые характерны для системы конденсированных ароматических колец. Полосы $1\,365$ и $1\,380\text{ см}^{-1}$ характерны для длинно-цепочных алкильных групп. Присутствие полос $1\,679\text{ см}^{-1}$ свидетельствует о существовании карбонильных групп. Кроме того, имеются полосы $3\,408\text{ см}^{-1}$ и $3\,203\text{ см}^{-1}$, характерные для пиррольных и ОН-групп.

На основе экспериментальных данных определена структура и построены модельные фрагменты нефтяных асфальтенов (табл. 1). Количество ароматических колец в модельных структурах изменяется от 4 до 13, нафтеновых — от 0 до 6. В каждой структуре предполагается наличие циклопентановых фрагментов и пиридинового кольца. Кроме того, предполагается существование насыщенных алкильных групп с 2–7 атомами углерода. Молекулярные массы структур находятся в интервале от 569 до 780 а. е. м., отношение $(\text{C/H})_{\text{масс.}} = 8,45 \div 12,60$.

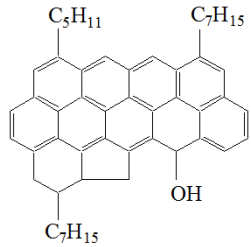
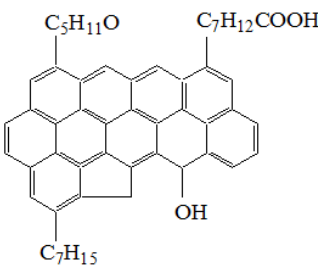
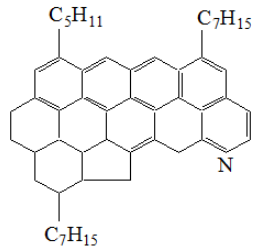
Расчет энергии ионизации и сродства к электрону свободно-радикальных модельных фрагментов асфальтенов выполнен методом DFT 6-31G* [16]. По данным расчетов свободно-радикальные фрагменты асфальтенов обладают энергиями ионизации 4,60–5,27 эВ, а значения сродства к электрону — 2,01–2,30 эВ.

Таблица 1

**Химическая структура свободно-радикальных модельных фрагментов
асфальтенов и их электронные характеристики**

Модельный фрагмент асфальтенов	Молекуляр- ная масса, а. е. м.	C/H	$\frac{n_{sp^2}}{n_{sp^3}}$	Энергия иониза- ции, эВ	Сродство к элек- трону, эВ
	618	12,0 0	1,37	5,27	2,21
	677	10,1 2	0,87	4,87	2,14
	567	12,6	0,46	5,07	2,30
	733	8,93	0,83	4,95	2,05

Продолжение таблицы 1

Модельный фрагмент асфальтенов	Молекулярная масса, а. е. м.	C/H	$\frac{n_{sp^2}}{n_{sp^3}}$	Энергия ионизации, эВ	Сродство к электро- ну, эВ
	736	9,00	0,83	4,78	2,15
	780	9,28	0,76	4,75	2,08
	737	8,45	0,77	4,60	2,01

Примечание: $\frac{n_{sp^2}}{n_{sp^3}}$ — отношение числа атомов углерода в состоянии sp^2 -гибридизации к числу атомов углерода в sp^3 -гибридизации.

Для дальнейшей проверки гипотезы о взаимосвязи растворимости асфальтенов с их средним сродством к электрону и энергией ионизации растворителей выполнены исследования по оценке растворимости молекулярных фрагментов асфальтенов.

Экспериментально установлено, что растворимость асфальтенов арланской нефти может быть аппроксимирована линейной зависимостью от энергии ионизации органических растворителей (рисунок) [17].

$$C_S = a_1 + b_1 \cdot I_S, \quad (1)$$

где a_1 и b_1 — коэффициенты.

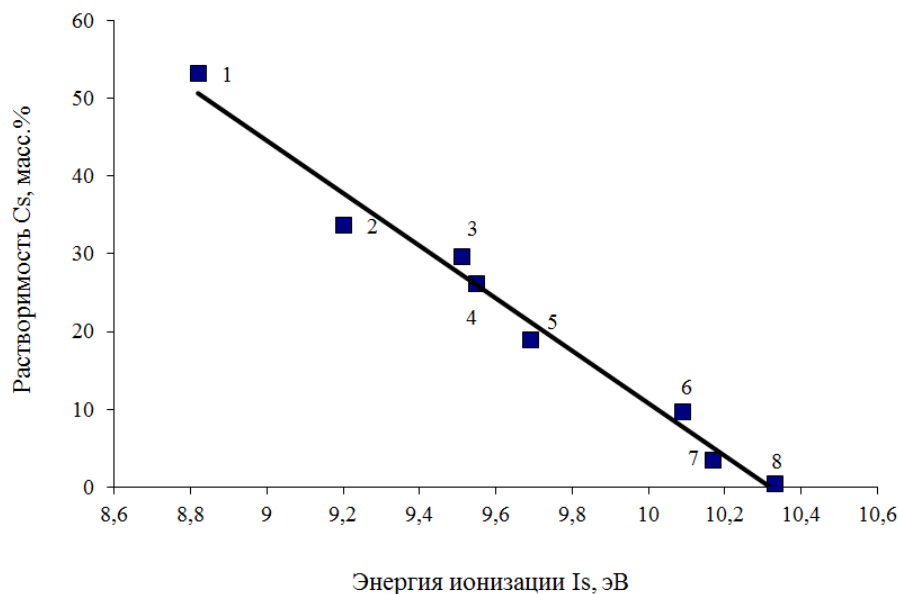


Рисунок. Экспериментальная зависимость растворимости асфальтенов арланской нефти от энергии ионизации органических растворителей [6]:

- 1 — н-октен-1 ($I_s = 8,82$ эВ); 2 — диизопропиловый эфир ($I_s = 9,20$ эВ);
 3 — метилэтилкетон ($I_s = 9,51$ эВ); 4 — диэтиловый эфир ($I_s = 9,55$ эВ);
 5 — ацетон ($I_s = 9,69$ эВ); 6 — 2-метилпентан ($I_s = 10,09$ эВ);
 7 — н-гексан ($I_s = 10,17$ эВ); 8 — н-пентан ($I_s = 10,33$ эВ)

Используя данные растворимости (см. рисунок), получили линейную эмпирическую зависимость

$$C_s = a_2 \cdot \left(\frac{\bar{W}_A - I_s}{RT} \right) + b_2, \quad (2)$$

где коэффициенты $a_2 = 83\,857$ моль⁻¹, $b_2 = 288,94$.

По зависимости (2) оценили растворимость свободно-радикальных модельных фрагментов нефтяных асфальтенов в толуоле, бензоле, ацетоне и н-гексане (табл. 2). В качестве экспериментальных значений I_s растворителей использованы данные, полученные методом фотоэлектронной спектроскопии [15]. Согласно расчетам, представленным в таблице 2, растворимость нефтяных асфальтенов выглядит следующим образом (масс. %): в толуоле — от 58,33 до 68,15; в бензоле — от 44,11 до 58,93; в ацетоне — от 28,87 до 38,69; в н-гексане — от 12,62 до 22,44.

Результаты расчетов показали, что растворимость образцов асфальтенов западносибирской нефти в толуоле равна 50,88; в бензоле — 36,66; в ацетоне — 21,42; в н-гексане — 5,17 (масс %).

**Оценка растворимости свободно-радикальных фрагментов нефтяных
асфальтенов с различной электронной структурой**

Эффективное сродство к электрону $\overline{W}_A$, эВ	Растворимость, масс %			
	толуол ($I_S = 8,82$ эВ)	бензол ($I_S = 9,24$ эВ)	ацетон ($I_S = 9,69$ эВ)	н-гексан ($I_S = 10,17$ эВ)
2,21	65,11	50,88	35,65	19,39
2,14	62,74	48,51	33,28	17,02
2,30	68,15	53,93	38,69	22,44
2,05	59,69	45,47	30,23	13,97
2,15	63,08	48,85	33,61	17,36
2,08	60,71	46,48	31,24	14,99
2,01	58,33	44,11	28,87	12,62
1,79	50,88	36,66	21,42	5,17

Результаты расчетов показывают (см. табл. 2), что наибольшее значение растворимости имеют свободно-радикальные фрагменты нефтяных асфальтенов. Причем растворимость снижается с увеличением энергии ионизации растворителя. Так, наибольшее значение получено для толуола, который имеет $I_S = 8,82$ эВ, а наименьшее — у н-гексана, который имеет $I_S = 10,17$ эВ, что полностью соответствует результатам эксперимента (см. рисунок). Данная закономерность выполняется для всех структур асфальтенов, независимо от соотношения бензольных и нафтеновых колец в молекулах.

Выполненные исследования помогут промысловым специалистам и инженерам сервисных компаний в научно обоснованном подборе растворителя в зависимости от типа отложений тяжелых компонентов нефти. В последние годы в целях снижения себестоимости наметилась тенденция использовать доступные дешевые растворители, такие как газовый бензин, нестабильный конденсат. И если для отложений парафинового типа такой подход вполне оправдан, то в случае асфальто-смолистых отложений он бесполезен; более того, при контакте с легкими углеводородами парафинового ряда может произойти деасфальтизация нефти, что либо ускорит процесс отложений асфальто-смолистых веществ, либо приведет к нарушению штатного режима подготовки нефти, так как диспергированные асфальтены укрепят бронирующие оболочки глобул воды в обратных нефтяных эмульсиях. Чтобы избежать такого негативного сценария, в доступные

растворители следует добавлять ароматические фракции переработки нефти, что снимет риски и увеличит эффективность удаления АСПО.

Выводы

Оценка растворимости модельных фрагментов асфальтенов, полученная с помощью расчетных и экспериментальных методов, показывает, что максимальной растворимостью обладают свободно-радикальные фрагменты асфальтенов с высоким эффективным сродством к электрону. Незначительное изменение сродства к электрону для свободно-радикальных фрагментов на 0,29 эВ вызывает существенный рост растворимости в толуоле — 9,82 %. Для неполярных растворителей изменение сродства к электрону на растворимости существенно не сказывается.

Наибольшую растворяющую способность имеют растворители с низкой энергией ионизации, что подтверждает термодинамику растворимости через образование донорно-акцепторных комплексов.

Список источников

1. Ибрагимов, Г. З. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти : справочник / Г. З. Ибрагимов, К. С. Фазлутдинов, Н. И. Хисамутдинов. — Москва : Недра, 1991. — 384 с. — Текст : непосредственный.
2. Опыт восстановления и регулирования производительности добывающих и нагнетательных скважин / Г. З. Ибрагимов, Н. И. Хисамутдинов, Н. И. Кобяков [и др.]. — Текст : непосредственный // Обзорная информация. Серия : Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений. — Вып. 1. — Москва : ВНИИОЭНГ, 1990. — 50 с.
3. Разработка комплексной технологии применения композиционного растворителя / В. И. Дарищев, С. А. Харланов, А. А. Халиулов [и др.]. — Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. — 2023. — № 5 (270). — С. 56–59.
4. Иванова, И. К. Физико-химические подходы к выбору эффективных растворителей асфальтосмолопарафиновых отложений : специальность 02.00.13 «Нефтехимия» : диссертация на соискание ученой степени доктора химических наук / Иванова Изабелла Карловна ; Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук. — Якутск, 2019. — 266 с. — Текст : непосредственный.
5. Тагер, А. А. Физико-химия полимеров / А. А. Тагер ; под редакцией А. А. Аскадского. — 4-е изд., перераб. и доп. — Москва : Научный мир, 2007. — 573 с. — Текст : непосредственный.
6. К вопросу о донорно-акцепторных взаимодействиях при растворении асфальтенов / Д. Ф. Варфоломеев, М. Ю. Доломатов, И. Р. Хайрудинов, Ф. Г. Унгер. — Текст : непосредственный // Достижения в исследовании высокомолекулярных соединений нефти : тезисы докладов Всесоюзн. совещ. Томск, 1985. — С. 11.
7. Патент SU 1404936 A1 Российская Федерация, МПИ G01N31/02. Способ определения потенциала ионизации молекул органических соединений : № 4120231/23-04 : заявл. 16.09.1986 : опубл. 23.06.1988. Бюл. № 23 / Доломатов М. Ю., Хайрудинов И. Р., Унгер Ф. Г. — Текст : непосредственный.

8. Физико-химические основы направленного подбора растворителей асфальтосмолистых веществ : монография / М. Ю. Доломатов, А. Г. Телин, М. Б. Ежов [и др.]. – Москва : ЦНИТЭНЕФТЕХИМ, 1991. – 47 с. – Текст : непосредственный.
9. Хайрудинов, И. Р. Современные процессы сольвентной деасфальтизации нефтяных остатков / И. Р. Хайрудинов, Ф. М. Султанов, Э. Г. Теляшев. – Уфа : ГУП ИНХП РБ, 2011. – 208 с. – (Библиотека нефтепереработчика). – Текст : непосредственный.
10. Доломатов, М. Ю. Донорно-акцепторные свойства и растворимость асфальтосмолистых веществ / М. Ю. Доломатов, А. Б. Касьянова, М. К. Рогачев. – Текст : непосредственный // Башкирский химический журнал. – 2001. – Т. 8, № 5. – С. 12–21.
11. Доломатов, М. Ю. Способ определения потенциалов ионизации и сродства к электрону атомов и молекул методом электронной спектроскопии / М. Ю. Доломатов, Г. Р. Мукаева. – Текст : непосредственный // Журнал прикладной спектроскопии. – 1992. – Т. 56, № 4. – С. 570–574.
12. Состав, свойства, структура и фракции асфальтенов нефтяных дисперсных систем / Г. А. Галимова, Т. Н. Юсупова, Д. А. Ибрагимова, И. Р. Якупов. – Текст : непосредственный // Вестник технологического университета (Казанский национальный исследовательский технологический университет). – 2015. – Т. 18, № 20. – С. 60–64.
13. Доломатов, М. Ю. Структура молекулярных наночастиц нефтяных асфальтенов / М. Ю. Доломатов, С. А. Шуткова, С. В. Дезорцев. – Текст : непосредственный // Журнал структурной химии. – 2012. – Т. 53, № 3. – С. 569–573.
14. Petrophase 2009 panel discussion on standardization of petroleum fractions / D. Merino-Garcia, J. Shaw, H. Carrier [et al.]. – Direct text // Energy & Fuels. – 2010. – Vol. 24, Issue 4. – P. 2175–2177.
15. Энергии разрыва химических связей : потенциалы ионизации и сродство к электрону / Л. В. Гурвич, Г. В. Карачевцев, В. Н. Кондратьев [и др.] ; под редакцией В. Н. Кондратьева ; Институт химической физики. Институт высоких температур. – Москва : Наука, 1974. – 351 с. – Текст : непосредственный.
16. Шуткова, С. А. Исследование растворимости нефтяных асфальтенов / С. А. Шуткова, М. Ю. Доломатов. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы энергообеспечения предприятий : материалы V Всероссийской научно-практической конференции в рамках Российского энергетического форума и XXVI международной выставки «Энергетика Урала», Уфа, 27–28 октября 2020 г. – Уфа : Башкирский государственный аграрный университет, 2021. – С. 117–123.
17. Доломатов, М. Ю. Способ определения потенциалов ионизации молекул органических соединений. Авторское свидетельство на изобретение SU 1404936 A1, 23.06.88, Бюл. № 23 / М. Ю. Доломатов, И. Р. Хайрудинов, Ф. Г. Унгер. – Текст : непосредственный.

References

1. Ibragimov, G. Z. Fazludinov, K. S., & Khisamutdinov, N. I. (1991). *Primenenie khimicheskikh reagentov dlya intensifikatsii dobychi nefti: spravochnik*. Moscow, Nedra, Publ., 384 p. (In Russian).

2. Ibragimov, G. Z., Khisamutdinov, N. I., Kobayakov, N. I., Muslimov, R. Kh., Telin, A. G., Kim, M. B., & Khazipov, R. Kh. (1990). Opyt vosstanovleniya i regulirovaniya proizvoditel'nosti dobyvayushchikh i nagnetatel'nykh skvazhin. Obzornaya informatsiya. Seriya: Tekhnika i tekhnologiya dobychi nefi i obustroystvo neftyanykh mestorozhdeniy. Vyp. 1. Moscow, VNIIOENG Publ., 50 p. (In Russian).
3. Darishchev, V. I., Kharlanov, S. A., Khaliulov, A. A., Babinets, Yu. I., Zinoviev, A. V., & Antonova, D. O. (2023). Designing the complex procedure of composite solvent application. Neft. Gas. Novacii, (5(270)), pp. 56-59. (In Russian).
4. Ivanova, I. K. (2019). Fiziko-khimicheskie podkhody k vyboru effektivnykh rastvoriteley asfal'tosmoloparafinykh otlozheniy. Diss. ... dokt. khim. nauk. Yakutsk, 266 p. (In Russian).
5. Tager, A. A. (2007). Fiziko-khimiya polimerov. 4th edition, revised and expanded. Moscow, Nauchnyy mir Publ., 573 p. (In Russian).
6. Varfolomeev, D. F., Dolomatov, M. Yu., Khayrudinov, I. R., & Unger, F. G. (1985). K voprosu o donorno-aktseptornykh vzaimodeystviyakh pri rastvorenii asfal'tenov. Dostizheniya v issledovanii vysokomolekulyarnykh soedineniy nefi: tezisyy dokladov Vsesoyuzn. soveshch. Tomsk, pp. 11. (In Russian).
7. Dolomatov, M. Yu., Khayrudinov, I. R., & Unger, F. G. Method of measuring the potentials of ionization of organic compound molecules. Pat. RF SU 1404936 A1. No. 4120231/23-04. Applied: 16.09.86. Published: 23.06.88. Byul. No. 23. (In Russian).
8. Dolomatov, M. Yu., Telin, A. G., Ezhov, M. B., Khisamutdinov, N. I., & Baymukhametov, M. N. (1991). Fiziko-khimicheskie osnovy napravlennoy podbora rastvoriteley asfal'tosmolistykh veshchestv. Moscow, TSNITENEFTEKHIM Publ., 47 p. (In Russian).
9. Khayrudinov, I. R., Sultanov, F. M., & Telyashev, E. G. (2011). Sovremennyye protsessy sol'ventnoy deasfal'tizatsii neftyanykh ostatkov. Ufa, GUP INKHP RB Publ., 208 p. (In Russian).
10. Dolomatov, M. Yu., Kas'yanova, A. B., Rogachev, M. K. (2001). Donorno-aktseptornyye svoystva i rastvorimost' asfal'tosmolistykh veshchestv. Bashkirskiy khimicheskiy zhurnal, 8(5), pp. 12-21. (In Russian).
11. Dolomatov, M. Yu., & Mukaeva, G. R. (1992). Method for determining the ionization potential and electron affinity of atoms and molecules using electron spectroscopy. Journal of Applied Spectroscopy, (56(4)), pp. 344-347. (In English).
12. Galimova, G. A., Yusupova, T. N., Ibragimova, D. A., & Yakupov, I. R. (2015). Composition, properties, structure and fractions of asphaltens of oil dispersion systems. Herald of technological university, (18(20)), pp. 60-64. (In Russian).
13. Dolomatov, M. Yu., Shutkova, S. A., & Dezortsev, S. V. (2012). Structure of molecular nanoparticles of petroleum asphaltenes. Journal of Structural Chemistry, (53(3)), pp. 563-567. (In Russian).
14. Merino-Garcia, D., Shaw, J., Carrier, H., Yarranton, H., & Goual, L. (2010). Petrophase 2009 panel discussion on standardization of petroleum fractions. Energy & Fuels, 24(4), pp. 2175-2177. (In English).
15. Gurvich, L. V., Karachevtsev, G. V., Kondrat'ev, V. N., Lebedev, Yu. A., Medvedev, V. A., Potapov, V. K., & Khodeev, Yu. S. (1974). Energii razryva khimicheskikh svyazey: potentsialy ionizatsii i srodstvo k elektronu. Moscow, Nauka Publ., 351p. (In Russian).

16. Shutkova, S. A., & Dolomatov, M. Yu. (2021). Issledovanie rastvorimosti neftyanykh asfal'tenov. Aktual'nye problemy energoobespecheniya predpriyatiy : materialy V Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii v ramkakh Rossiyskogo energeticheskogo foruma i XXVI mezhdunarodnoy vystavki "Energetika Urala", Ufa, October, 27-28, 2020. Ufa, Bashkir State Agrarian University Publ., pp. 117-123. (In Russian).

17. Dolomatov, M. Yu., Khayrudinov, I. R., & Unger, F. G. Sposob opredeleniya potentsialov ionizatsii molekul organicheskikh soedineniy. Avtorskoe svidetel'stvo na izobretenie SU 1404936 A1, 23.06.88, Byul. No. 23. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Шуткова Светлана Александровна, кандидат химических наук, доцент кафедры теплоэнергетики и физики, Башкирский государственный аграрный университет, г. Уфа, svetlana-shutkova@yandex.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8453-1858>

Доломатов Михаил Юрьевич, доктор химических наук, профессор кафедры технологии нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2677-6993>

Телин Алексей Герольдович, кандидат химических наук, заместитель директора по научной работе, ООО «Уфимский научно-технический центр», г. Уфа, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0822-8515>

Svetlana A. Shutkova, Candidate of Chemistry, Associate Professor at the Department of Heat Power Engineering and Physics, Bashkir State Agrarian University, svetlana-Shutkova@yandex.ru, Ufa, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8453-1858>

Mikhail Yu. Dolomatov, Doctor of Chemistry, Professor at the Oil and Gas Department, Ufa State Petroleum Technological University, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2677-6993>

Alexey G. Telin, Candidate of Chemistry, Deputy Director for Scientific Work, Ufa Scientific and Technical Center LLC, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0822-8515>

Статья поступила в редакцию 12.12.2023; одобрена после рецензирования 27.03.2024; принята к публикации 29.03.2024.

The article was submitted 12.12.2023; approved after reviewing 27.03.2024; accepted for publication 29.03.2024.

Изучение механизмов радиационно-индуцированного охрупчивания и деформационного распухания приповерхностных слоев NbTi, NbTiV, NbTiVZr сплавов, применимых в качестве конструкционных материалов для нефтегазовой и ядерной отраслей

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

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

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

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

*Kozlovskiy.a@inp.kz

Аннотация. Определение механизмов деформационного искажения и процессов разупрочнения приповерхностных слоев в сплавах, включая высокоэнтропийные сплавы, является одной из приоритетных задач в современном материаловедении. Интерес к подобным исследованиям, требующим комплексного подхода в определении взаимосвязи между накопленными структурными искажениями и процессами разупрочнения, обусловлен большим потенциалом применения данных сплавов в нефтегазовой и ядерной энергетике нового поколения. С целью оценки устойчивости сплавов на основе соединений NbTi, NbTiV, NbTiVZr к процессам накопления радиационных повреждений эксперименты по облучению были выполнены на ускорителе ДЦ-60 с учетом возможностей моделирования радиационных повреждений как в случае единичных (изолированных) областей повреждения, так и при их перекрытии. Полученные результаты зависимостей изменения структурных параметров исследуемых сплавов в зависимости от количества компонент для облученных образцов являются прямым подтверждением влияния различий атомных радиусов на устойчивость к деформационному растяжению при накоплении радиационных повреждений. Было установлено, что для NbTiVZr сплава наблюдаются наименьшие структурные изменения, вызванные облучением, что свидетельствует о высоких показателях устойчивости к деформационному искажению и снижению прочностных свойств и устойчивости к износу. Определено, что основным механизмом, влияющим на потерю стойкости к износу при трибологических испытаниях на трение, является деформационное искажение поврежденного слоя, величина которого определяет деградацию приповерхностного слоя сплавов.

Ключевые слова: радиационно стойкие сплавы, трибологические характеристики, прочностные свойства, разупрочнение

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 механизмов радиационно-индуцированного охрупчивания и деформационного распухания приповерхностных слоев NbTi, NbTiV, NbTiVZr сплавов, применимых в качестве конструкционных материалов для нефтегазовой и ядерной отраслей / К. К. Кадыржанов, А. Л. Козловский, Д. И. Шлимас, Г. Ж. Молдабаева. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-4-159-172 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 4. – С. 159–172.

Studying the mechanisms of radiation-induced embrittlement and deformation swelling of surface layers of NbTi, NbTiV, NbTiVZr alloys used as structural materials for the oil and gas and nuclear industries

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. Determining the mechanisms of deformation distortion and softening processes of near-surface layers in alloys, including high-entropy alloys, is one of the priority tasks in modern materials science. Interest in such studies, which require an integrated approach to determining the relationship between accumulated structural distortions and softening processes, is due to the great potential for the use of these alloys in the new generation of nuclear power. In order to assess the resistance of alloys based on NbTi, NbTiV, NbTiVZr compounds to the accumulation of radiation damage, irradiation experiments were carried out at the DC-60 accelerator, taking into account the capabilities of modeling radiation damage, both in the case of single (isolated) areas of damage, and when overlap. The obtained results of the dependences of changes in the structural parameters of the alloys under study depending on the number of components for irradiated samples are direct confirmation of the influence of differences in atomic radii on the resistance to deformation tension during the accumulation of radiation damage. It was found that the NbTiVZr alloy exhibits the smallest structural changes caused by irradiation, which indicates high resistance to deformation distortion and a decrease in strength properties and wear resistance. It has been determined that the main mechanism influencing the loss of wear resistance during tribological friction tests is the deformation distortion of the damaged layer, the magnitude of which determines the degradation of the near-surface layer of the alloys.

Keywords: radiation-resistant alloys, tribological characteristics, strength properties, softening

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). Studying the mechanisms of radiation-induced embrittlement and deformation swelling of surface layers of NbTi, NbTiV, NbTiVZr alloys used as structural materials for the oil and gas and nuclear industries. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 159-172. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-4-159-172

Введение

Основная гипотеза, лежащая в основе высоких показателей устойчивости к деградационному охрупчиванию приповерхностных слоев высокоэнтروпийных сплавов, заключается в наличии деформационных структурных искажений кристаллической решетки, обусловленных различием в атомных радиусах элементов, используемых для получения сплава, которые создают барьерные препятствия для точечных и вакансионных дефектов, возникающих при взаимодействии налетающих ионов с кристаллической структурой [1–3]. При этом использование данных сплавов в качестве конструкционных материалов для ядерных реакторов требует не только высоких показателей радиационной стойкости, но и сохранения их в течение длительного времени облучения при различных режимах эксплуатации [4, 5]. Как правило, высокоэнтропийные сплавы, в особенности на основе тугоплавких элементов, рассматриваются в качестве конструкционных материалов, способных выдерживать режимы эксплуатации близкие к экстремальным, в том числе эксплуатации при высоких температурах или

больших дозах радиационных повреждений [6, 7]. При этом в отличие от традиционных нержавеющих сталей высокоэнтропийные сплавы в большинстве своем не испытывают ферритно-мартенситных превращений, возникающих в результате температурных перепадов или под действием накопления радиационных повреждений. Также высокоэнтропийные сплавы выдерживают гораздо большие дозовые нагрузки при длительном воздействии ионизирующего излучения в сравнении с традиционными сталями, что позволяет использовать их в качестве материалов, работающих в режимах повышенного радиационного воздействия, в том числе воздействия осколков деления ядерного топлива [7, 8].

Интерес к сплавам на основе соединений NbTiVZr, включая также высокоэнтропийные сплавы, обусловлен возможностями использования их в качестве материалов для ядерных реакторов, в том числе в случае применения их в качестве материалов первой стенки или конструкционных элементов, удерживающих ядерное топливо [9–11]. При этом интерес к подобным сплавам на основе данных соединений обусловлен в первую очередь возможностью получения высокопрочных тугоплавких сплавов, обладающих высокой устойчивостью к коррозии и деградации приповерхностного слоя, который наиболее подвержен внешним воздействиям. Использование сплавов, содержащих в себе ванадий, цирконий и ниобий, позволяет увеличить устойчивость материалов к внешним воздействиям, увеличить твердость и износостойкость, а также повысить сопротивляемость к радиационной деградации. При этом добавление ванадия в подобных сплавах обусловлено его стабилизирующими свойствами, способными привести к упрочнению объемно-центрированной кубической решетки, исключаяющей выделение примесных фаз в составе сплавов при их изготовлении. Использование титана в сплавах, как правило, обусловлено возможностью снижения плотности сплавов при сохранении прочностных и теплофизических параметров [12, 13].

Цель данного исследования заключается в определении радиационной стойкости к охрупчиванию и распуханию сплавов NbTi, NbTiV, NbTiVZr, рассматриваемых как одни из перспективных материалов в ядерной энергетике, в качестве материалов применяемых в активной зоне реакторов и подвергающихся прямому воздействию осколков деления ядерного топлива. Эксперименты по определению механизмов радиационных повреждений в приповерхностных слоях NbTi, NbTiV, NbTiVZr были проведены с учетом знаний о свойствах деления ядерного топлива и формируемых осколках деления в виде ионов Kr^{15+} и He^{23+} с энергиями порядка 150–250 МэВ. При этом проведенные ранее тестовые эксперименты, опубликованные в работе [14], показали, что вариация компонент в составе сплавов приводит к изменению механизмов деформационных искажений, а также к увеличению устойчивости к распуханию и деформации, вызванной внешними воздействиями. При этом эффект упрочнения обусловлен не только деформацион-

ным искажением кристаллической решетки в исходном состоянии, связанным с вариацией компонент, но и дислокационным упрочнением, вызванным технологическими процессами изготовления данных сплавов.

Объект и методы исследования

В качестве объектов исследования были выбраны сплавы NbTi, NbTiV, NbTiVZr, полученные методом дуговой плавки под давлением в вакууме (5×10^{-5} мбар). При этом для достижения гомогенности и однородности распределения элементов в объеме исследуемого сплава, образцы подверглись пяти последовательным плавкам при тех же условиях. Согласно данным рентгенофазового анализа исследуемые образцы сплавов NbTi, NbTiV, NbTiVZr обладают объемно-центрированным типом кристаллической решетки, характерному для подобных сплавов на основе ниобия.

Облучение образцов выбранных сплавов NbTi, NbTiV, NbTiVZr с целью определения взаимосвязи между структурными изменениями, связанными с накоплением деформационных искажений в приповерхностном слое было выполнено на ускорителе тяжелых ионов ДЦ-60 (Институт ядерной физики Министерства энергетики Республики Казахстан, г. Алматы, Республика Казахстан). Для облучения использовались два типа тяжелых ионов Kr^{15+} и He^{23+} с энергиями порядка 150 и 230 МэВ соответственно. Выбор данных типов ионов обусловлен схожестью их с осколками деления ядерного топлива, которые могут возникать при взаимодействии урана с нейтронами, и, как следствие, протеканием ядерных реакций распада урана, используемого в качестве делящегося ядерного материала. Облучение было осуществлено в диапазоне флюенсов от 10^{11} до 10^{15} ион/см², при комнатной температуре. Флюенсы облучения были выбраны с учетом возможностей облучения ускорителя ДЦ-60, а также возможности моделирования структурных изменений в поврежденном слое толщиной порядка 10–12 мкм в зависимости от концентрации накопления структурных искажений, вызванных облучением. Так, при флюенсах облучения порядка 10^{11} – 10^{12} ион/см², образующиеся структурные искажения вдоль траектории движения ионов в поврежденном слое выбранных сплавов, представляют собой изолированные области, в то время как увеличение флюенса облучения выше 10^{12} ион/см² приводит к возникновению эффекта перекрытия структурно-деформированных областей, что инициирует процессы более выраженных структурных изменений в поврежденном слое, характерных для образования сильно искаженных включений и аморфных областей.

Сравнение изменений структурных особенностей поврежденного слоя с прочностными параметрами было проведено с учетом установленных зависимостей изменений величины атомных смещений при изменении флюенса облучения. При этом учет изменений проводился с учетом особенностей выбранных тяжелых ионов для облучения, а также различий в энергиях облучения. В данном случае использование более тяжелых

ионов Xe^{23+} приводит к инициализации больших атомных смещений, чем в случае облучения тяжелыми ионами Kr^{15+} . На рисунке 1 представлены результаты моделирования величин ионизационных потерь ионов Kr^{15+} и Xe^{23+} вдоль траектории движения ионов в материале в зависимости от типа сплава. Согласно представленным данным, изменение типа ионов с Kr^{15+} на Xe^{23+} приводит к увеличению ионизационных потерь dE/dx_{electron} и dE/dx_{nuclear} приблизительно в 1,5 раза, в то время как максимальная длина пробега при изменении типа ионов и их энергии изменяется не более чем на 10 %. При этом следует отметить, что изменение вариации компонент в сплаве не приводит к существенным различиям в величинах ионизационных потерь, ввиду того что вариация плотности сплавов незначительна при изменении количества компонент.

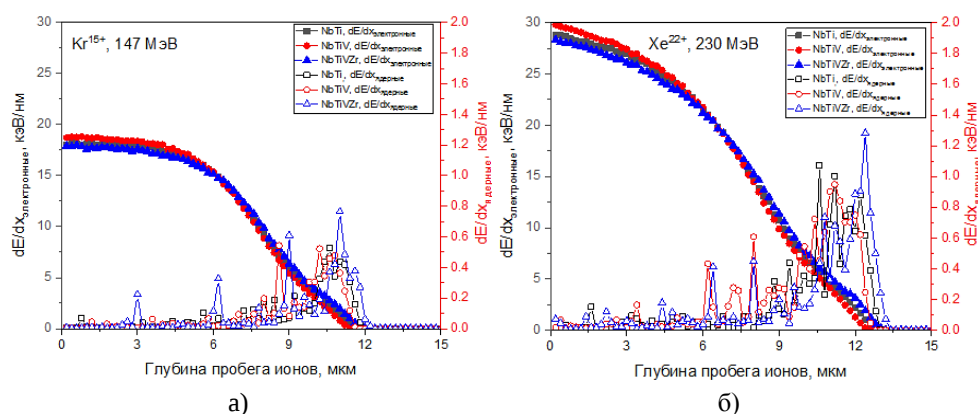


Рис. 1. Результаты моделирования ионизационных потерь ионов Kr^{15+} и Xe^{23+} в приповерхностном слое сплавов: а) в случае облучения ионами Kr^{15+} ; б) в случае облучения ионами Xe^{23+}

Установление влияния накопления структурных повреждений на деформационное искажение, приводящее к распуханию за счет растягивающих напряжений в приповерхностном поврежденном слое, было выполнено путем вычисления изменений структурных параметров (параметра кристаллической решетки и объема кристаллической решетки) в зависимости от флюенса облучения. Данные расчеты были выполнены на основе данных измеренных рентгеновских дифрактограмм образцов до и после облучения. Рентгенографирование образцов было выполнено на дифрактометре D8 Advance ECO, Bruker.

Определение влияния накопления структурно-деформационных искажений в поврежденном слое в зависимости от флюенса облучения на изменение трибологических характеристик было проведено путем измерения изменений коэффициента сухого трения образцов сплавов до и после облучения. Эксперименты проводились путем последовательных испытаний движения шарика по поверхности образцов сплавов при постоянной нагрузке на него. Количество циклов испытаний было выбрано с учетом

возможности установления основных этапов деградации поверхности в ходе испытаний на трение, а также установления изменений коэффициента трения и износа поверхности в зависимости от различных условий облучения. Нагрузка на индентер в виде шарика из карбида кремния составляла не более 100 Н, цикл измерений составлял не менее 10 000.

Результаты и обсуждение

Согласно проведенному анализу данных рентгеновских дифрактограмм исследуемых образцов сплавов в исходном состоянии было установлено, что основной структурный мотив в виде объемно-центрированной кубической решетки (ОЦК) сохраняется для всех трех исследуемых сплавов вне зависимости от вариации количества компонент в сплаве. Основные различия в данном случае связаны в первую очередь с изменением параметров кристаллической решетки и ее объема, изменение которых обусловлено эффектами, связанными с ионными радиусами компонент сплава.

При добавлении в состав NbTi сплава ванадия ($r_V \sim 0,134$ нм) наблюдается незначительное уменьшение параметра кристаллической решетки ОЦК фазы $a = 3,3013$ Å, в то время как при добавлении в NbTiVZr сплава циркония ($r_{Zr} \sim 0,160$ нм) наблюдается увеличение параметра кристаллической решетки до $3,3042$ Å. Подобные различия в изменениях параметров ОЦК фазы для наблюдаемых сплавов при изменении количества компонент обусловлены различиями в атомных радиусах добавляемых элементов в состав NbTi сплава. При этом замещение ниобия и титана ванадием или цирконием, приводящее к изменению параметров кристаллической решетки, равновероятно, ввиду того что атомные радиусы ниобия и титана близки ($r_{Nb} \sim 0,146$ нм, $r_{Ti} \sim 0,147$ нм). При этом, оценка деформационного фактора искажения кристаллической решетки для исследуемых образцов свидетельствует о том, что добавление в сплав ванадия и циркония приводит к уменьшению данной величины за счет меньших размеров параметра кристаллической решетки, однако следует отметить, что характер деформационного искажения, связанный с растягивающими напряжениями сохраняется для всех типов сплавов (см. данные, представленные на рис. 2).

Анализ представленных данных зависимостей изменения величины деформационного искажения кристаллической структуры сплавов при изменении типа ионов и флюенса облучения (см. рис. 2), свидетельствует о том, что вариация компонент сплава оказывает существенное влияние на устойчивость сплавов к радиационно-индуцированным процессам деформационного искажения приповерхностного поврежденного слоя. При этом изменение типа ионов с Kr^{15+} на He^{23+} приводит к более выраженным деформационным искажениям приповерхностного слоя при высоких флюенсах облучения. В случае облучения ионами He^{23+} величина деформационных искажений для NbTi сплава при максимальном флюенсе облучения 10^{15} ион/см² составляет порядка 4,2 % отклонений от начального значения, в то время как при облучении

ионами Kr^{15+} аналогичная величина составляет порядка 2,5 %. Подобные различия обусловлены эффектами различий ионизационных потерь при взаимодействии налетающих ионов с кристаллической структурой сплавов, которые в случае ионов He^{23+} приводят к более выраженным структурным искажениям, чем в случае облучения ионами Kr^{15+} . При этом добавление в NbTi сплав ванадия и циркония приводит к увеличению устойчивости к разупорядочению, которое проявляется для обоих типов ионов облучения.

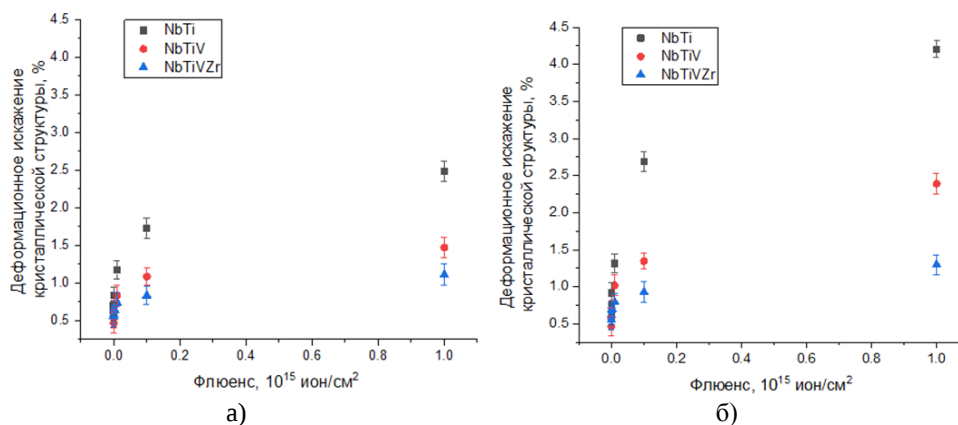


Рис. 2. Результаты оценки деформационного искажения кристаллической структуры исследуемых сплавов в зависимости от флюенса облучения:
 а) в случае облучения ионами Kr^{15+} ; б) в случае облучения ионами He^{23+}

Также следует отметить, что в ходе проведенных исследований с применением метода рентгенофазового анализа было определено, что увеличение флюенса облучения не приводит к изменению фазового состава за счет появления примесных фаз или полиморфных трансформаций полученных сплавов, что свидетельствует об устойчивости выбранных образцов к подобным явлениям. При этом определено, что увеличение количества компонент в сплавах приводит к формированию более структурно-устойчивых к радиационным повреждениям сплавов, которое может быть объяснено эффектами, связанными с распределением элементов в сплавах. Увеличение устойчивости к процессам деформационного разупорядочения, вызванным облучением для высокоэнтропийных сплавов, имеет хорошее согласие с литературными данными [15, 16], согласно которым, наличие тугоплавких компонент в сплаве приводит к увеличению сопротивляемости к деформационно-индуцированному структурному искажению, а также к снижению скорости деструктивного распухания поврежденного слоя при увеличении флюенса облучения, результаты которого представлены на рисунке 3. Общий вид представленных зависимостей объемного распухания кристаллической структуры поврежденного приповерхностного слоя свидетельствует о положительном влиянии добавления в состав NbTi сплава ванадия и циркония, наличие которых обуславливает

не только увеличение сопротивляемости деформационным искажениям, но и объемному распуханию, наиболее проявленному при высоких флюенсах облучения (10^{14} – 10^{15} ион/см²).

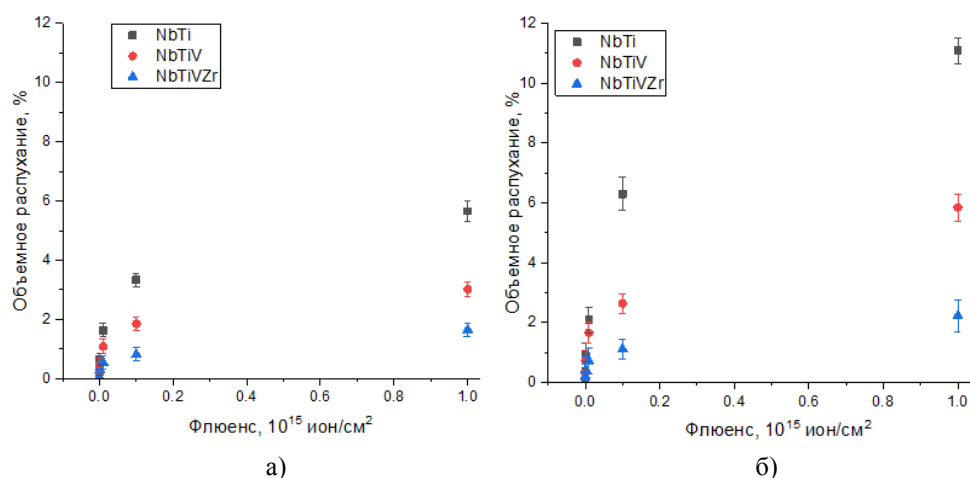


Рис. 3. Результаты оценки деформационного объемного распухания приповерхностного слоя исследуемых сплавов в зависимости от флюенса облучения: а) в случае облучения ионами Kr^{15+} ; б) в случае облучения ионами Xe^{23+}

На рисунке 4 представлены результаты трибологических испытаний исследуемых сплавов в зависимости от флюенса облучения различными типами ионов. Полученные зависимости изменения величины коэффициента сухого трения в зависимости от флюенса облучения свидетельствуют об изменении износостойкости поверхности сплавов в зависимости от флюенса облучения и, как следствие, объемного распухания а также деформационного искажения приповерхностного слоя. Общий вид представленных зависимостей изменения коэффициента сухого трения от количества циклов испытаний свидетельствует о негативном влиянии накопленных структурных искажений в приповерхностном слое на износостойкость поверхности, которое выражается в увеличении коэффициента сухого трения при длительном механическом воздействии. При этом наиболее выраженные изменения коэффициента сухого трения наблюдаются при флюенсах облучения 10^{13} – 10^{15} ион/см², для которых характерно формирование эффекта перекрытия локально изолированных дефектных включений в приповерхностном слое, что приводит к выраженному объемному распуханию и деформационному искажению кристаллической решетки. Подобные эффекты обуславливают формирование напряженных и метастабильных деформированных включений, которые под действием внешних факторов в виде механического воздействия образуют дополнительные препятствия, что увеличивает трение и снижает износостойкость поверхности за счет растрескивания и отшелушивания, что, как следствие, образует более выраженные полосы при трении.

При этом наиболее выраженные данные эффекты проявляются для NbTi сплавов, в то время как добавление в сплав ванадия и циркония приводит к увеличению устойчивости сплава к износу и деградации.

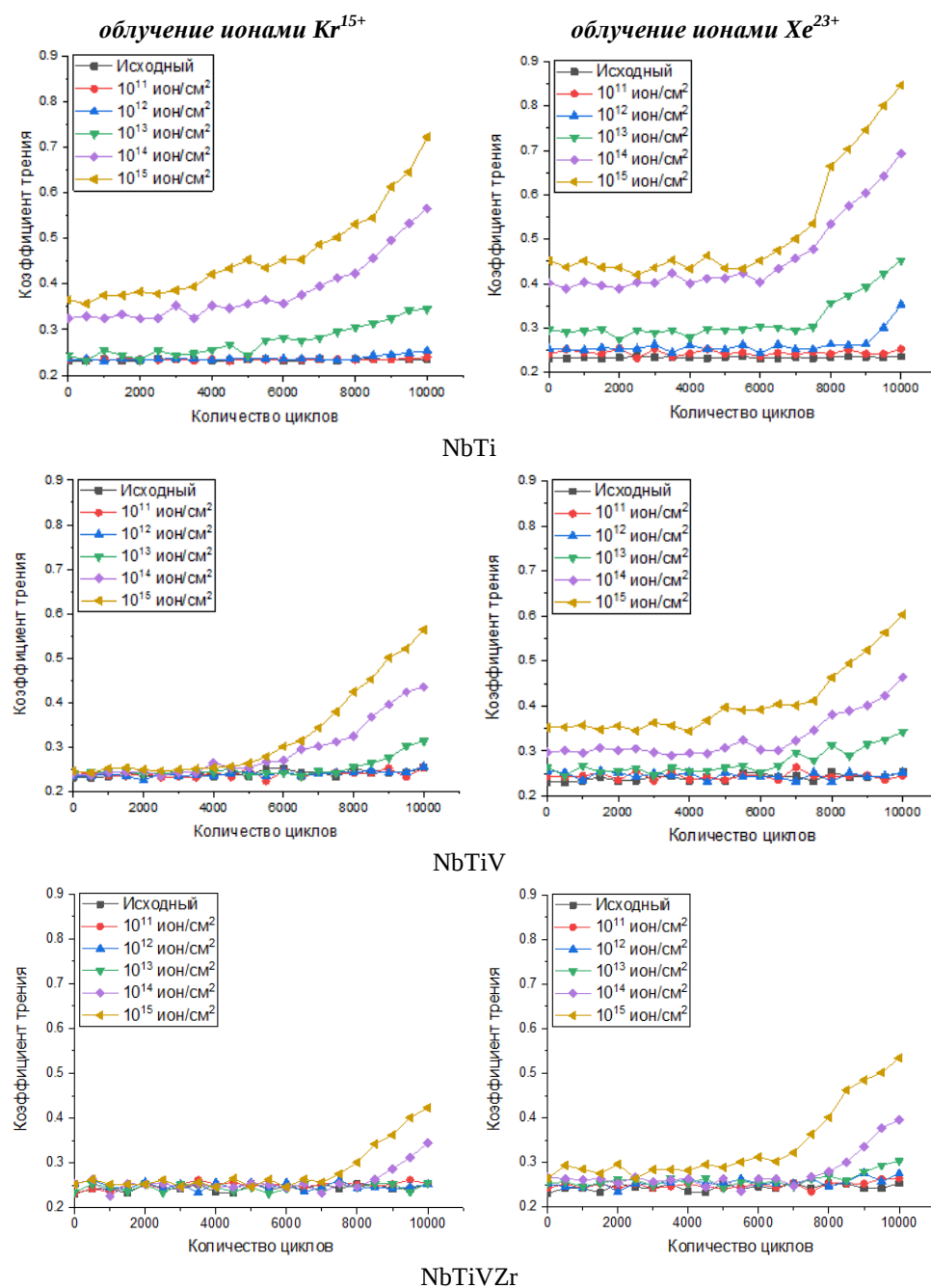


Рис. 4. Результаты измерений трибологических характеристик исследуемых сплавов в зависимости от флюенса облучения при изменении типа ионов облучения

На рисунке 5 представлены результаты сравнительного анализа изменений величины коэффициента сухого трения, отражающие деградацию износостойкости приповерхностного поврежденного слоя и величины объемного распухания, связанного с накоплением радиационных повреждений. Определение деградации износостойкости приповерхностного поврежденного слоя оценивалось по изменению коэффициента сухого трения в начальном состоянии и после 10 000 циклов трения.

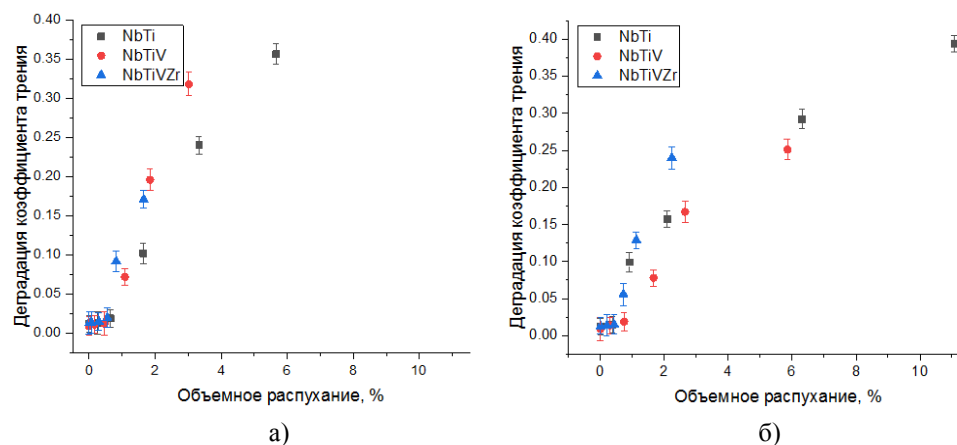


Рис. 5. Взаимосвязь изменения коэффициента трения после трибологических испытаний и величины объемного распухания приповерхностного слоя исследуемых сплавов: а) в случае облучения ионами Kr^{15+} ; б) в случае облучения ионами Xe^{23+}

Как видно из представленных зависимостей, при малых флюенсах облучения тяжелыми ионами изменения коэффициента сухого трения и объемного распухания минимальны, что свидетельствует о достаточно высокой устойчивости сплавов к малым дозам облучения, а также связанному с ними образованию локально изолированных дефектных включений, обусловленных взаимодействием налетающих ионов с кристаллической структурой сплавов. При этом следует отметить, что в случае высоких доз облучения (при флюенсах выше 10^{13} ион/см²) наблюдается прямая взаимосвязь между объемным распуханием приповерхностного слоя и деградацией коэффициента сухого трения, отражающего ухудшение износостойкости поверхности сплавов. При этом, как было показано ранее, в случае добавления в сплав ванадия и циркония наблюдается увеличение устойчивости как к объемному распуханию, так и к увеличению устойчивости к деградации прочностных свойств при механическом воздействии.

Выводы

В ходе проведенных исследований было установлено, что увеличение количества компонент в составе сплавов приводит к стабилизации

прочностных свойств приповерхностного слоя и его устойчивости к радиационному набуханию, связанному с накоплением деформационных растягивающих напряжений.

На основе проведенных исследований трибологических характеристик (изменений коэффициента сухого трения) были определены основные механизмы, влияющие на ухудшение прочностных свойств и потерю износостойкости поврежденного слоя сплавов, а также установлены зависимости влияния вариации соотношения компонент в сплавах на износостойкость в зависимости от флюенса облучения и атомных смещений в случае облучения тяжелыми ионами. На основе полученных зависимостей были определены взаимосвязи между изменением структурных особенностей и устойчивости к износу. Согласно полученным данным установлено, что добавление в сплав ванадия и циркония приводит не только к увеличению устойчивости к объемному набуханию, но и увеличению износостойкости приповерхностного слоя в результате многократных механических воздействий на поверхность сплава при их трении.

Список источников

1. Microstructures, mechanical properties, and irradiation tolerance of the Ti–Zr–Nb–V–Mo refractory high-entropy alloys / H. Zhang, Z. Zhu, H. Huang [et al.]. – Text : electronic // *Intermetallics*. – 2023. – Vol. 157. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.intermet.2023.107873>.
2. From high-entropy alloys to high-entropy ceramics : The radiation-resistant highly concentrated refractory carbide (CrNbTaTiW)C / M. A. Tunes, S. Fritze, B. Osinger [et al.]. – Text : electronic // *Acta Materialia*. – 2023. – Vol. 250. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.actamat.2023.118856>.
3. Irradiation-Hardening Model of TiZrHfNbMo0.1 Refractory High-Entropy Alloys / Y. Fan, X. Wang, Y. Li [et al.]. – Text : electronic // *Entropy*. – 2024. – Vol. 26, Issue 4. – URL: <https://doi.org/10.3390/e26040340>.
4. Enhanced plasticity in a Zr-rich refractory high-entropy alloy via electron irradiation / J. Hao, Y. Zhang, Q. Wang [et al.]. – Text : electronic // *Journal of Nuclear Materials*. – 2024. – Vol. 590. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.jnucmat.2023.154876>.
5. Interactions between edge dislocation and irradiation dislocation loop in BCC refractory high entropy alloys and the lattice distortion effect on irradiation hardening behavior / J. Li, Y. Zhu, L. Zhao [et al.]. – Text : electronic // *Journal of Alloys and Compounds*. – 2024. – Vol. 1002. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.jallcom.2024.175286>.
6. A comparative study of irradiation response in amorphous TaTiWVCr refractory high entropy alloy with the counterpart of tungsten films / G. Pu, S. Sun, S. Wang [et al.]. – Text : electronic // *Intermetallics*. – 2023. – Vol. 156. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.intermet.2023.107850>.
7. Review on preparation technology and properties of refractory high entropy alloys / X. Ren, Y. Li, Y. Qi, B. Wang. – Text : electronic // *Materials*. – 2022. – Vol. 15, Issue 8. – URL: <https://doi.org/10.3390/ma15082931>.

8. A quinary WTaCrVHf nanocrystalline refractory high-entropy alloy with-holding extreme irradiation environments / O. El Atwani, H. T. Vo, M. A. Tunes [et al.]. – Text : electronic // *Nature Communications*. – 2023. – Vol. 14, Issue 1. – URL: <https://doi.org/10.1038/s41467-023-38000-y>.
9. On the room-temperature mechanical properties of an ion-irradiated TiZrNbHfTa refractory high entropy alloy / M. Moschetti, A. Xu, B. Schuh [et al.]. – DOI 10.1007/s11837-019-03861-6. – Direct text // *Jom*. – 2020. – Vol. 72. – P. 130–138.
10. Irradiation-induced swelling and hardening in HfNbTaTiZr refractory high-entropy alloy / S. Chang, K. K. Tseng, T. Y. Yang [et al.]. – Text : electronic // *Materials letters*. – 2020. – Vol. 272. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.matlet.2020.127832>.
11. Ion irradiation response and mechanical behavior of reduced activity high entropy alloy / M. Sadeghilaridjani, A. Ayyagari, S. Muskeri [et al.]. – Text : electronic // *Journal of Nuclear Materials*. – 2020. – Vol. 529. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.jnucmat.2019.151955>.
12. Irradiation resistance in Al x CoCrFeNi high entropy alloys / S. Q. Xia, X. Yang, T. F. Yang [et al.]. – Text : electronic // *Jom*. – 2015. – Vol. 67. – URL: <https://doi.org/10.1007/s11837-015-1568-4>.
13. In-situ study of heavy ion irradiation induced lattice defects and phase instability in β -Zr of a Zr–Nb alloy / H. Yu, Q. Dong, Z. Yao [et al.]. – DOI 10.1016/j.jnucmat.2019.05.028. – Direct text // *Journal of Nuclear Materials*. – 2019. – Vol. 522. – P. 192–199.
14. Effects of Structural Radiation Disorder in the Near-Surface Layer of Alloys Based on NbTiVZr Compounds Depending on the Variation of Alloy Components / S. G. Giniyatova, K. K. Kadyrzhanov, D. I. Shlimas [et al.]. – Text : electronic // *Crystals*. – 2023. – Vol. 13, Issue 11. – URL: <https://doi.org/10.3390/cryst13111543>.
15. Zhang, Z. The effects of irradiation on CrMnFeCoNi high-entropy alloy and its derivatives / Z. Zhang, D. E. J. Armstrong, P. S. Grant. – Text : electronic // *Progress in Materials Science*. – 2022. – Vol. 123. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.pmatsci.2021.100807>.
16. Phase stability and microstructures of high entropy alloys ion irradiated to high doses / S. Xia, M. C. Gao, T. Yang [et al.]. – DOI 10.1016/j.jnucmat.2016.08.017. – Direct text // *Journal of Nuclear Materials*. – 2016. – Vol. 480. – P. 100–108.

References

1. Zhang, H., Zhu, Z., Huang, H., He, T., Yan, H., Zhang, Y.,... Li, T. (2023). Microstructures, mechanical properties, and irradiation tolerance of the Ti–Zr–Nb–V–Mo refractory high-entropy alloys. *Intermetallics*, 157. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.intermet.2023.107873>
2. Tunes, M. A., Fritze, S., Osinger, B., Willenshofer, P., Alvarado, A. M., Martinez, E.,... El-Atwani, O. (2023). From high-entropy alloys to high-entropy ceramics: The radiation-resistant highly concentrated refractory carbide (CrNbTaTiW) C. *Acta Materialia*, 250. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.actamat.2023.118856>

3. Fan, Y., Wang, X., Li, Y., Lan, A., & Qiao, J. (2024). Irradiation-Hardening Model of TiZrHfNbMo0.1 Refractory High-Entropy Alloys. *Entropy*, 26(4). (In English). Available at: <https://doi.org/10.3390/e26040340>
4. Hao, J., Zhang, Y., Wang, Q., Ma, Y., Sun, L., & Zhang, Z. (2024). Enhanced plasticity in a Zr-rich refractory high-entropy alloy via electron irradiation. *Journal of Nuclear Materials*, 590. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jnucmat.2023.154876>
5. Li, J., Zhu, Y., Zhao, L., Liang, S., Huang, M., & Li, Z. (2024). Interactions between edge dislocation and irradiation dislocation loop in BCC refractory high entropy alloys and the lattice distortion effect on irradiation hardening behavior. *Journal of Alloys and Compounds*, 1002. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jallcom.2024.175286>
6. Pu, G., Sun, S., Wang, S., Gan, L., Chen, S., Ye, Z.,... Wang, Y. (2023). A comparative study of irradiation response in amorphous TaTiWVCr refractory high entropy alloy with the counterpart of tungsten films. *Intermetallics*, 156. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.intermet.2023.107850>
7. Ren, X., Li, Y., Qi, Y., & Wang, B. (2022). Review on preparation technology and properties of refractory high entropy alloys. *Materials*, 15(8). (In English). Available at: <https://doi.org/10.3390/ma15082931>
8. El Atwani, O., Vo, H. T., Tunes, M. A., Lee, C., Alvarado, A., Krienke, N.,... Martinez, E. (2023). A quinary WTaCrVHf nanocrystalline refractory high-entropy alloy withholding extreme irradiation environments. *Nature Communications*, 14(1). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1038/s41467-023-38000-y>
9. Moschetti, M., Xu, A., Schuh, B., Hohenwarter, A., Couzinie, J. P., Krusic, J. J.,... Gludovatz, B. (2020). On the room-temperature mechanical properties of an ion-irradiated TiZrNbHfTa refractory high entropy alloy. *Jom*, 72, pp. 130-138. (In English). DOI: 10.1007/s11837-019-03861-6
10. Chang, S., Tseng, K. K., Yang, T. Y., Chao, D. S., Yeh, J. W., & Liang, J. H. (2020). Irradiation-induced swelling and hardening in HfNbTaTiZr refractory high-entropy alloy. *Materials letters*, 272. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.matlet.2020.127832>
11. Sadeghilaridjani, M., Ayyagari, A., Muskeri, S., Hasannaeimi, V., Salloom, R., Chen, W. Y., & Mukherjee, S. (2020). Ion irradiation response and mechanical behavior of reduced activity high entropy alloy. *Journal of Nuclear Materials*, 529. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jnucmat.2019.151955>
12. Xia, S. Q., Yang, X., Yang, T. F., Liu, S., & Zhang, Y. (2015). Irradiation resistance in Al x CoCrFeNi high entropy alloys. *Jom*, 67. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1007/s11837-015-1568-4>
13. Yu, H., Dong, Q., Yao, Z., Zhang, H. K., Kirk, M. A., & Daymond, M. R. (2019). In-situ study of heavy ion irradiation induced lattice defects and phase instability in β -Zr of a Zr-Nb alloy. *Journal of Nuclear Materials*, 522, pp. 192-199. (In English). DOI: 10.1016/j.jnucmat.2019.05.028
14. Giniyatova, S. G., Kadyrzhanov, K. K., Shlimas, D. I., Borgekov, D. B., Uglov, V. V., Kozlovskiy, A. L., & Zdorovets, M. V. (2023). Effects of Structural Radiation Disorder in the Near-Surface Layer of Alloys Based on NbTiVZr Compounds Depending on the Variation of Alloy Components. *Crystals*, 13(11). (In English). Available at: <https://doi.org/10.3390/cryst13111543>

15. Zhang, Z., Armstrong, D. E., & Grant, P. S. (2022). The effects of irradiation on CrMnFeCoNi high-entropy alloy and its derivatives. *Progress in Materials Science*, 123. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.pmatsci.2021.100807>
16. Xia, S., Gao, M. C., Yang, T., Liaw, P. K., & Zhang, Y. (2016). Phase stability and microstructures of high entropy alloys ion irradiated to high doses. *Journal of Nuclear Materials*, 480, pp. 100-108. (In English). DOI: 10.1016/j.jnucmat.2016.08.017

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, Republic of Kazakhstan

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

Artem L. Kozlovskiy, PhD, Teacher-Researcher, L.N. Gumilyov Eurasian National University, Astana; Atyrau University named after Kh. Dosmukhamedov, Atyrau, Republic of Kazakhstan, Kozlovskiy.a@inp.kz

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, 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, Republic of Kazakhstan

Статья поступила в редакцию 25.06.2024; одобрена после рецензирования 04.07.2024; принята к публикации 08.07.2024.

The article was submitted 25.06.2024; approved after reviewing 04.07.2024; accepted for publication 08.07.2024.

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 № 2901.

Дата выхода в свет 02.09.24. Формат 70x108/16.

Уч.-изд. л. 9,86. Усл. печ. л. 15,6.

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 2901.

Date of publishing 02.09.24. Sheet size 70x108/16.

Published sheets 9,86. Conventional printed sheets 15,6.

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.