

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ

НЕФТЬ И ГАЗ

OIL AND GAS STUDIES

№6 | 2024

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

6 (168)
Ноябрь — декабрь 2024

6 (168)
November — December 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
Альметьевский государственный
технологический университет
«Высшая школа нефти»

Редакция

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

The Journal Founders

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

Editorial office

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Бастриков Сергей Николаевич, д. т. н., профессор, действительный член Российской академии естественных наук, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень — главный редактор

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

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

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

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

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

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

Грачев Сергей Иванович, д. т. н., профессор, действительный член Российской академии естественных наук, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

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

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

Дьяконов Александр Анатольевич, д. т. н., доцент, ректор, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», г. Альметьевск

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Насыбуллин Арслан Валерьевич, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», г. Альметьевск

Нежданов Алексей Алексеевич, д. г.-м. н., советник по геологии ФАУ «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 Гульзада Танирбергеновна, д. э. н., профессор, председатель правления – ректор, Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева, г. Атырау (Республика Казахстан)

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

EDITORIAL BOARD

Sergey N. Bastrikov, Doctor of Engineering, Professor, Full Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Industrial University of Tyumen, Tyumen — Editor-in-Chief

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

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

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

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

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

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

Sergey I. Grachev, Doctor of Engineering, Professor, Full Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, Tyumen

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

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

Aleksandr A. Dyakonov, Doctor of Engineering, Associate Professor, Rector, 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

Бастриков С. Н. Слово главного редактора	9
ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА	
Александров А. С., Бешенцев В. А. Гидрогеологическая неповторимость подземных вод Черкашинского участка Тобольского района Тюменской области	11
Бердова Д. В., Абдрашитова Р. Н., Сальникова Ю. И., Ковяткина Л. А., Семенова Т. В., Бешенцев В. А., Полуянов М. Г. Гидрогеологические условия Мегионского нефтяного месторождения	25
Вафин Р. В., Гилязетдинов Р. А., Шарипов Ф. А. Оптимизация процесса разработки сложнопостроенных залежей тюменской свиты потокоотклоняющими системами	39
Гришкевич В. Ф., Нежданов А. А., Олейник Е. В. Концепция согласования биостратиграфических данных с клиноформной моделью волжско-готеривских отложений Западной Сибири	53
Кузнецов В. И. Опыт использования поля рассеянных волн для прогноза зон трещиноватости и оценки проводимости разломов на нефтегазовом месторождении	69
Кузнецов В. И. Оценка 4D-эффектов по результатам повторной сейсмической съемки 3D в пределах газоконденсатного месторождения	79
Шульгина А. А., Бешенцев В. А. Гидрогеохимические особенности подземных вод межмерзлотных таликов на примере месторождения в Республике Саха (Якутия)	91
БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
Апасов Р. Т., Сивкова М. В., Елизаренко И. И., Нигматуллин Э. Х., Эралиев Ш. Б., Зинченко Ю. К., Першин Н. А. Повышение эффективности разработки пластов с низконапорным природным газом с применением эжектирующих устройств	99
Леонтьев Д. С., Семененко А. Ф. К вопросу о перспективах применения сапропелевых растворов при бурении и ремонте нефтяных и газовых скважин	115
ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА	
Чепур П. В., Тарасенко А. А., Иванов В. А. Аналитическое и численное решения задачи влияния патрубков приема и раздачи на напряженно-деформированное состояние стенки резервуара	127
МАТЕРИАЛЫ И КОНСТРУКЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	
Пахаруков Ю. В., Чехунова А. М., Морев А. В. Влияние точечных дефектов на межкристаллитное разрушение стали	136
ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ	
Правила подготовки рукописи (на русском языке)	146
Правила подготовки рукописи (на английском языке)	149

CONTENTS

Bastrikov S. N. Editorial materials	9
GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS	
Aleksandrov A. S., Beshentsev V. A. Hydrogeological uniqueness of groundwater in the Cherkashinsky area of the Tobolsk district of the Tyumen region	11
Berdova D. V., Abdrashitova R. N., Sal'nikova Yu. I., Kovyatkina L. An., Semyonova T. V., Beshentsev V. A., Poluyanov M. G. Hydrogeological conditions of the Megionsky oil field	25
Vafin R. V., Gilyazetdinov R. A., Sharipov F. A. Optimization of the development process for complex deposits of the Tyumen suite using flow-diverging systems	39
Grishkevich V. F., Nezhdanov A. A., Oleynik E. V. Mutually according concept for biostratigraphic data and clinofom model of western siberian tithonian-barremian deposits	53
Kuznetsov V. I. Practical results of scattered waves using for prediction of fractures zones and evaluation of faults conductivity concerning oil and gas field	69
Kuznetsov V. I. Results of exploration and evaluation of 4D effects based on repeated 3D seismic survey in aquatorial part of gas and condensate field	79
Shulgina A. A., Beshencev V. A. Groundwater hydrogeochemical features in interpermafrost taliks on the example of the field in the Republic of Sakha (Yakutia)	91
DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT	
Apasov R. T., Elizarenko I. I., Nigmatullin E. H., Eraliev Sh. B., Sivkova M. V., Zinchenko Ju. K., Pershin N. A. Increasing the efficiency of development of reservoirs with low-pressure natural gas using ejector devices	99
Leontiev D. S., Semenenko A. F. On the prospects of using sapropel solutions in drilling and repairing oil and gas wells	115
DESIGNING, CONSTRUCTION AND OPERATION OF PIPELINE TRANSPORT SYSTEM	
Chepur P. V., Tarasenko A. A., Ivanov V. A. Analytical and numerical solutions to the problem of the influence of pipes for receipt and distribution on the stress-strain state of the tank wall	127
MATERIALS AND STRUCTURES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY	
Pakharukov Yu. V., Chekhunova A. M., Morev A. V. Influence of point defects on intergranular fracture of steel	136
INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL	
Manuscripts presentation requirements (In Russian)	146
Manuscripts presentation requirements (In English)	149

Глубокоуважаемые коллеги!

Этот номер журнала завершает юбилейный 60-й год со дня образования Тюменского индустриального института. Менялись названия нашего образовательного учреждения, в настоящее время — ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» (ТИУ), но не изменился его статус — один из ведущих в России центр подготовки специалистов высшей квалификации для нефтегазодобывающей отрасли, которые, в первую очередь, востребованы производственными предприятиями и научно-исследовательскими организациями, осваивающими месторождения в сложных геолого-технических и природно-климатических условиях Западно-Сибирского и восточных регионов страны. В первом номере журнала уходящего года и. о. ректора ТИУ Юрий Сергеевич Клочков информировал читателей об основных этапах реализации поставленных государством целей по реформированию системы образования. Результаты этого года говорят, что идем в верном направлении, главное, что мы реально видим поддержку в этом наших индустриальных партнеров. Радует, что расширяется в географическом плане состав наших авторов, повышается публикационная активность единомышленников по научным направлениям исследований из стран ближнего зарубежья. Молодые исследователи, соискатели ученых степеней проявляют желание публиковать основные научные результаты будущих диссертаций в издании, которое является детищем Минобрнауки и всех ведущих вузов нефтегазового профиля России, издатель которого — ТИУ находится в самом сердце Западно-Сибирского нефтегазодобывающего комплекса нашей страны. Где, как не в этом регионе, получать возможность реализовать свои потребности в профессиональном росте.

Считаю очень важным в этот юбилейный год для нас и молодого поколения будущих геофизиков, геологов, буровиков, разработчиков, нефтяников, трубопроводчиков, экологов, специалистов цифровых и других технологий поделиться с вами результатами организованной для этой публикации встречи с ветераном ТИУ — ученым, профессионалом, человеком, который долгие годы был проректором по науке, заведующим кафедрой материаловедения и конструкционных материалов, а сейчас является директором музея Истории науки и техники Зауралья, одним из основателей нашего журнала (первый номер вышел в 1997 году), профессором Ильей Моисеевичем Ковенским.

Было задано три вопроса: 1) Что для Вас ТИИ (ТИУ)? 2) Вы один из основателей научно-технического журнала «Известия высших учебных заведений. Нефть и газ». Как это произошло? 3) Как Вы видите будущее системы высшего образования в свете существующей реформы?

1. «ТИИ (ТГНГУ, ТИУ) — это вся моя жизнь, которую я сам выбрал, эта атмосфера дружбы, товарищества, культуры взаимоотношений, вза-

имоуважения. Это основы моего формирования как педагога, ученого, руководителя. Я люблю свой вуз, с удовольствием передаю свои профессиональные знания, в том числе и по истории создания и освоения Западно-Сибирского нефтегазодобывающего комплекса. Очень рад, что в этот юбилейный год я со своим вузом и коллегами. Надеюсь, что впереди этих знаменательных дат будет еще очень много!»

2. «Журнал с таким названием существовал, но после распада СССР надо было издание возвращать в Россию и в 1997 году принято решение — это должно быть в Тюмени, центре нефтегазодобычи страны. Название осталось, главный редактор — ректор ТГНГУ Николай Николаевич Карнаухов, я — его заместитель. За последние годы произошли положительные качественные изменения, журнал в категории К2, значит, активность молодежи в науке возрастает. Очень хорошо, что он получил развитие и широкое признание, в редколлегии привлечены известные ученые из зарубежных дружественных государств, научные связи с которыми должны способствовать формированию эффективной системы взаимодействия науки, технологий и производства, выявлению и воспитанию талантливой молодежи».

3. «Жизнь покажет. Вы, так же как и я, знаете всю историю и жизнь ТИУ в эти 60 лет. Вы же выпускник кафедры бурения скважин 1972 года и вам лекции читал Виктор Иванович Муравленко, начальник Главтюменнефтегаза, который внес огромный, я бы сказал определяющий вклад в развитие нашего института и его материальной базы, поддерживая все конструктивные предложения первого ректора Анатолия Николаевича Косухина и первого заведующего кафедрой бурения скважин Виктора Ефимовича Копылова. В современной ситуации считаю правильным принятое на государственном уровне решение о возвращении к специалитету в образовательном процессе, что позволит решить главную задачу подготовки инженерных кадров высокого уровня для стратегических отраслей промышленности».

Я благодарен уважаемому Илье Моисеевичу за беседу со мной и нашими читателями. Поздравляю его, всех ветеранов, сотрудников ТИУ с ЮБИЛЕЙНЫМ годом вуза.

Обращаюсь к уважаемым учредителям нашего издания, руководителям вузов нефтегазового профиля — наши ведущие журналы России достойны быть в Перечне рецензируемых научных изданий, где должны публиковаться результаты диссертаций на соискание ученых степеней. Все критерии оценки качества изданий, системы образования, навязанные нам Западом, должны быть заменены нашими, РОССИЙСКИМИ!

Всех с Юбилеем Тюменского индустриального университета!

Благодарю друзей, коллег из родственных вузов, выпускников ТИУ за теплые, дружеские поздравления в наш адрес!

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

Гидрогеологическая неповторимость подземных вод Черкашинского участка Тобольского района Тюменской области

А. С. Александров*, В. А. Бешенцев

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**asaleksandrov1991@gmail.com*

Аннотация. Интенсивное освоение Тюменской области, где располагается крупнейший Западно-Сибирский мегабассейн (Тюменское месторождение подземных вод — самое крупное в России), нарушает естественное состояние экосистем, в частности подземных вод, являющихся основой экосистемы, жизненно важной для здоровья планеты. На сегодняшний день значимость подземных вод недооценена. Профессор Роберт Рейнеке из Майнцского университета имени Иоганна Гутенберга говорит о том, что подземные воды необходимо рассматривать как важнейшую экосистему, так как они не только сами по себе являются крупной экосистемой, но и имеют решающее значение для экосистем на земной поверхности.

Исключительно важны минеральные и термальные подземные воды, которые в течение длительного времени называли лечебные. Еще в начале XX века термин «минеральная вода» был синонимом термина «лечебная вода». В настоящее время подземные воды используют как в качестве минерального сырья для извлечения ценных компонентов — брома и йода, так и как технические воды. К техническим водам предъявляются особые требования. Это связано с оценкой геохимической совместимости пластовых и закачиваемых флюидов, ввиду того, что прогноз равновесия поможет предотвратить проблемы солеотложений на нефтепромыслах. Затруднительная процедура определения совместимости закачиваемой и пластовой воды усложняет оперативное использование гидрохимической информации, в частности — контроля осадка кальцита.

Цель статьи — представить состав подземных вод и оценить геохимическую совместимость пластовых и закачиваемых флюидов Черкашинского участка. Для изучения данной темы применялся в основном метод атомно-абсорбционного анализа и геохимической совместимости пластовых и закачиваемых флюидов. В работе рассмотрены значение концентрации и возможность накопления в подземных водах микрокомпонентов (брома и йода), которые определяются геолого-гидрогеологическими условиями данного района, а также выделен расчетный метод совместимости смешиваемых вод по кальциту и гипсу, показана зависимость растворимости солей кальция в многокомпонентной смеси от температуры, давления и парциального давления углекислого газа.

Ключевые слова: региональные особенности, микрокомпоненты: йод, бром; геохимическая совместимость пластовых и закачиваемых флюидов; вода для заводнения нефтяных пластов

Для цитирования: Александров, А. С. Гидрогеологическая неповторимость подземных вод Черкашинского участка Тобольского района Тюменской области / А. С. Александров, В. А. Бешенцев. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-6-11-24 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 6. – С. 11–24.

Hydrogeological uniqueness of groundwater in the Cherkashinsky area of the Tobolsk district of the Tyumen region

Andrey S. Aleksandrov*, Vladimir A. Beshentsev

Abstract. Intensive development of the Tyumen region, where the largest West Siberian megabasin is located (the Tyumen groundwater deposit is the largest in Russia), violates the natural state of ecosystems, in particular groundwater, which is the basis of an ecosystem vital to the health of the planet. Currently, the significance of groundwater is often underestimated. Professor Robert Reinecke from Johannes Gutenberg University Mainz emphasizes that groundwater should be considered as a crucial ecosystem. This is because groundwater is a major ecosystem itself, also it plays a critical role in the earth surface. So what is the hydrogeological uniqueness of the groundwater of the Cherkashinsky area in the Tobolsk district of the Tyumen region?

Mineral and thermal groundwater, historically termed "medicinal water," are essential. In the early 20th century, "mineral water" was synonymous with "medicinal water." Today, groundwater is utilized not only as a mineral resource for extracting valuable components like bromine and iodine but also as technical water. Technical water have special requirements. This is due to the need to assess the geochemical compatibility of formation fluids and injected fluids, because forecasting equilibrium can help prevent problems of salt deposition in oil fields. The difficult procedure for determining the compatibility of injected water and formation water complicates the operational use of hydrochemical data, in especially in monitoring calcite precipitate.

The aim of this article is to present the groundwater composition and evaluate the geochemical compatibility of formation fluids and injected fluids in the Cherkashinsky area. Studying this science topic, we mostly used method of atomic-absorption analysis and the geochemical compatibility of formation fluids and injected fluids. This study examines the value of concentration and potential accumulation of micro-components (bromine and iodine) in groundwater, defined by the geological and hydrogeological conditions of this area. Additionally, we have identified a computational method of compatibility of mixed waters based on calcite and gypsum. Also, we showed the dependency of calcium salt solubility in a multi-component mixture on temperature, pressure, and the partial pressure of carbon dioxide.

Keywords: regional features, micro-components — iodine, bromine; geochemical compatibility of formation fluids and injected fluids; water-flooding of oil reservoir

For citation: Alexandrov, A. S., & Beshentsev, V. A. (2024). Hydrogeological uniqueness of the groundwater of the Cherkashinsky section of the Tobolsk district of the Tyumen region. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 11-24. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-6-11-24

Введение

Черкашинский участок недр расположен в Тобольском районе Тюменской области в нижнем течении реки Иртыш, на правом берегу в 33 км к северо-востоку от города Тобольска.

В гидрологическом отношении данная территория приурочена к Западно-Сибирскому артезианскому бассейну, в разрезе которого выделяют два гидрологических этажа: верхний и нижний.

Верхний гидрологический этаж представлен двумя водоносными комплексами: I — олигоцен-четвертичным, II — турон-олигоценным. Последний включает региональный водоупорный горизонт, надежно изолирующий верхний гидрогеологический этаж от нижнего. Верхний этаж характеризуется свободным и слабо-затрудненным вертикальным водообменом.

Нижний этаж включает четыре гидрогеологических комплекса: аптальб-сеноманский, готерив-барремский, валанжинский и юрский [1]. Подземные воды в нижнем гидрогеологическом этаже формируются в услови-

ях затрудненного водообмена, здесь развиты воды с высокой минерализацией и с повышенным содержанием микроэлементов — йода и брома.

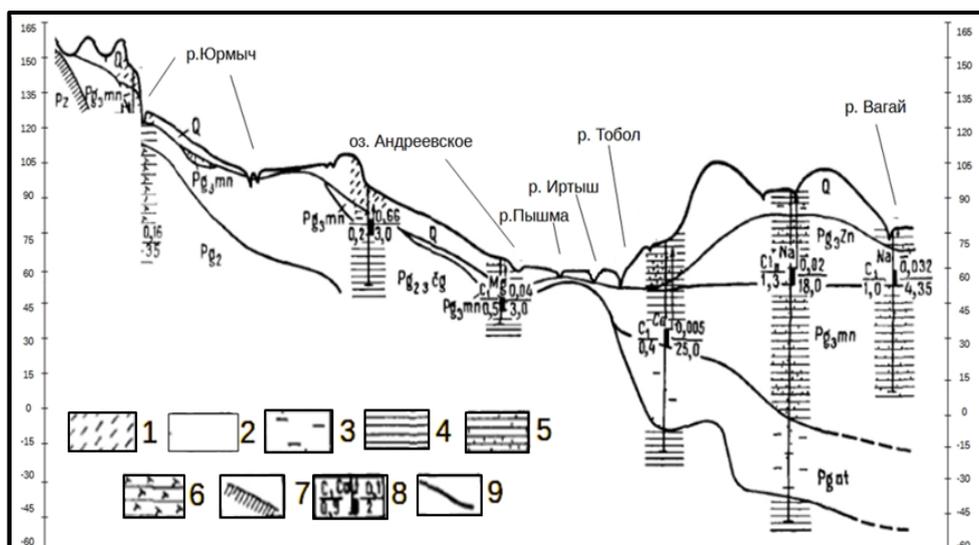
Для промышленного освоения наиболее перспективен Черкашинский участок. На данном участке были проведены буровые работы на 19 разведочных гидрогеологических скважинах и комплекс геологических, геофизических и гидрогеологических наблюдений и исследований [2].

Цель исследований — анализ содержания микроэлементов — йода и брома, тяжелых металлов, а также геохимическая совместимость пластовых и закачиваемых флюидов.

Методика исследований

В процессе исследований были выполнены полевые работы по отбору проб воды. Пробы воды для химического анализа отбирали на станциях, местоположение которых регистрировали посредством GPS/ГЛОНАСС — спутниковой системы навигации, используя проекты компании Google — Google Earth и OpenStreetMap.

Размещение точек опробования проводилось в пределах Тобольского района на Черкашинском участке, где расположены геологоразведочные скважины (рис. 1).



1 — суглинки; 2 — пески; 3 — пески глинистые; 4 — глины; 5 — глины песчаные, алевролиты; 6 — опоки; 7 — фундамент; 8 — скважина, интервал опробования, стрелка — напор подземных вод, слева в числителе — тип воды (по Алекину), в знаменателе — минерализация воды г/л, справа в числителе — удельный дебит л/с м, в знаменателе — понижение, м; 9 — стратиграфические границы

Рис. 1. Схематический гидрогеологический разрез северной части Тобольского бассейна (составили В. С. Завьялов и Ю. К. Смоленцев)

Определен химический состав подземных вод в аккредитованных лабораториях физико-химических методов исследований Федерального

государственного бюджетного учреждения науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН).

Статистический анализ геохимических данных сделан с использованием средств MS Excel.

Исследования качества воды для химического анализа производили стандартными методами в соответствии с нормативными документами на методику испытаний.

Для количественного определения тяжелых металлов (ТМ) использовали метод атомно-абсорбционного анализа, основанный на свойстве атомов металлов поглощать в основном состоянии свет определенных длин волн, который они испускают в возбужденном состоянии. Исследования проводились в шести створах (табл. 1).

Таблица 1

Станции отбора проб

Объект	Описание	Координаты
Створ 1	Скважина	58°27'28.57"С; 68°27'54.86"В
Створ 2	Ручей 200 м ниже скважины, перед впадением в реку Аремзянку	58°27'33.63"С; 68°28'1.82" В
Створ 3	Река Аремзянка, 80 м выше впадения ручья	58°27'31.05"С; 68°28'2.83"В
Створ 4	Река Аремзянка, 120 м ниже впадения ручья	58°27'37.13"С; 68°28'5.37"В
Створ 5	Ручей 200 м ниже скважины, перед впадением в реку Иртыш	58°28'49.87"С; 68°31'27.12"В
Створ 6	Место впадения реки Аремзянки 0 м	58°29'0.52"С; 68°31'44.95"В

Геохимическую совместимость пластовых и закачиваемых флюидов определяли программным комплексом «Роса», по методике Дебая — Гюккеля и Стиффа — Дэвиса.

Результаты исследований и их обсуждение

На Черкашинском участке разведочные работы по поиску содержания йода в подземных водах впервые были начаты в 1962 году. В результате было пробурено 19 разведочных скважин. Гидрологические скважины размещены по территории неравномерно. Основная часть их сконцентрирована на севере, а три — на юге. Объектом детальной разведки оказался наиболее водообильный, содержащий промышленные запасы йода готерив-барремский водоносный комплекс.

Подземные воды готерив-барремского возраста являются термальными, температура доходит до 75 °С — в пластовых условиях, и до 65 °С — на устье.

По химическому составу воды хлоридно-натриевые с минерализацией от 14,2 до 20 г/дм³. По данным опробирования 14 скважин можно наблюдать высокое содержание йода и брома. Содержание йода — от 25,8 до 26,7 мг/дм³, а брома — от 59 до 66 мг/дм³.

Йод — анионогенный элемент с ярко выраженными биофильными свойствами. Соединения йода с главными катионами химического состава подземных вод, как и соединения брома, хорошо растворимы, поэтому йод может концентрироваться в подземных водах в очень высоких содержаниях. Наиболее высокими концентрациями йода Черкашинского участка отличаются воды меловых отложений. В самом верхнем апт-альб-сеноманском водоносном комплексе содержание йода изменяется от 9,9 до 21,0 мг/л при среднем 8,6 мг/л (рис. 2).

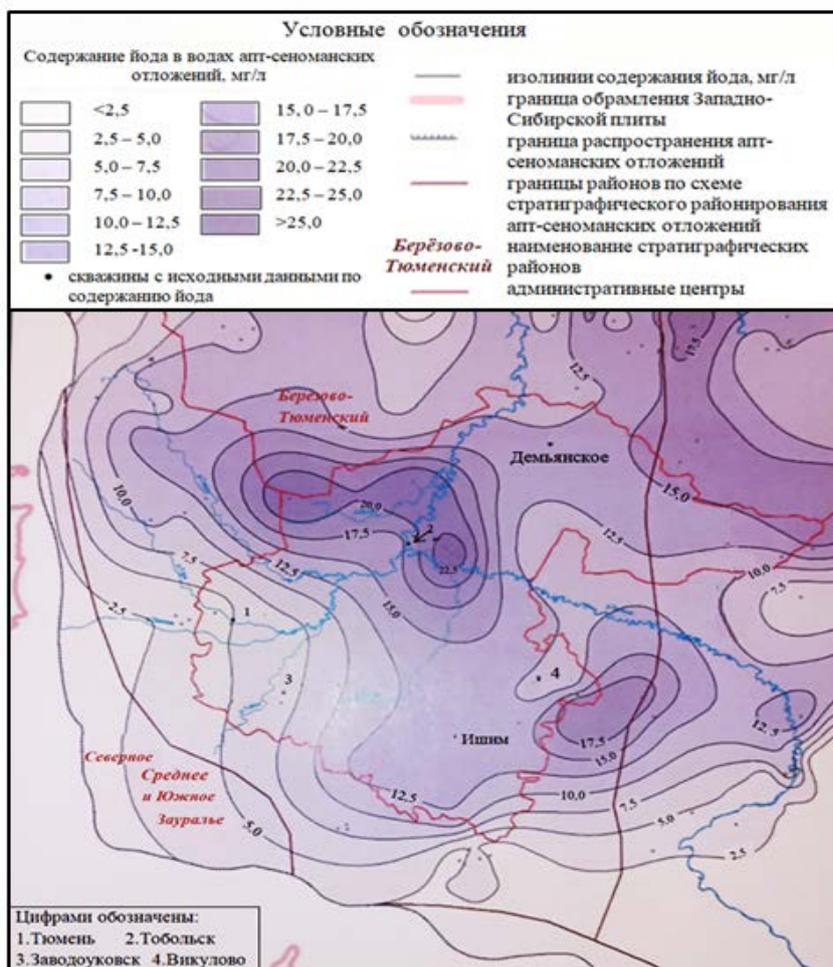


Рис. 2. Содержание йода в подземных водах апт-альб-сеноманского гидрологического комплекса части ЗСМБ (составили Б. П. Ставицкий, А. Г. Плавник, О. Л. Павленко, 2002)

Аномально высокое содержание йода пространственно не совпадает с геохимическими аномалиями. Следовательно, принципиальную схему формирования йодных подземных вод можно представить в следующем виде:

а) сингенетическая стадия, на которой происходят концентрирование йода из морской воды растительными и животными организмами и сорбция его глинистыми частицами ила;

б) эпигенетическая стадия, на которой йод переходит из пород в подземные воды; активизации этого процесса способствует наличие в водах органических веществ, повышенная температура и др. [3].

Отметим, что содержание брома возрастает с ростом минерализации (рис. 3) и достигает максимальных значений в наиболее глубоко погруженных водоносных горизонтах [4].

Растворимость брома, являющегося неполярным гидрофобным соединением, невелика. При $t = 54,3$ °С суммарное давление паров брома и воды равно атмосферному [5].

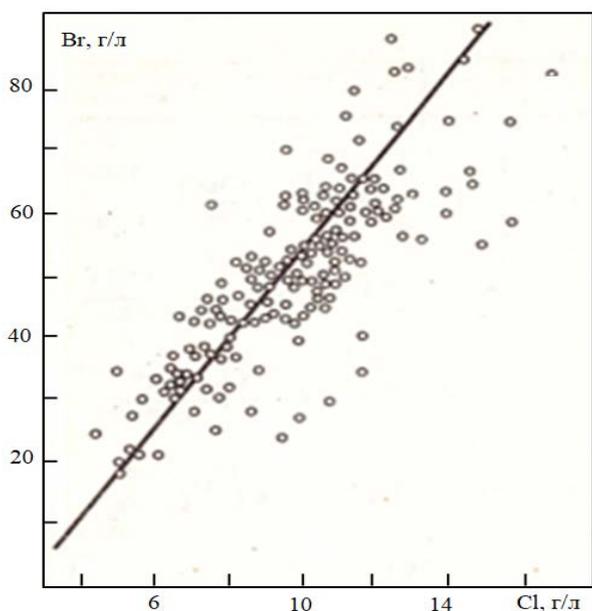


Рис. 3. Зависимость содержания Br от Cl в подземных водах

Таким образом, подземные воды Тюменского месторождения отличаются высоким содержанием йода и брома. Особая роль отводится йоду, так как в пределах Тюменского месторождения эксплуатационные запасы йодных вод утверждены по нескольким участкам, однако одним из самых перспективных является Черкашинский участок.

Тяжелые металлы в каждой экосистеме индивидуальны и зависят от характера водосбора, гидрологического и гидрохимического режимов. Из

всех классов неорганических соединений наибольшее внимание привлекают тяжелые металлы [6]. В их число, согласно решению Целевой группы по выбросам Европейской экономической комиссии ООН, включены Pb, Cd, Hg, Ni, Co, Cr, Cu, Zn, Sb. Многие тяжелые металлы (Hg, Cd, Pb) способны проявлять высокую токсичность даже в следовых количествах [7].

Уже отмечалось, что для количественного определения тяжелых металлов в донных отложениях использовали метод атомно-абсорбционного анализа. Абсорбционность связана с концентрацией более простой зависимостью, чем пропускание или поглощение [8]. На основании данных эксперимента были построены графики зависимости абсорбции от массовой концентрации металла, например, график градуировочной зависимости для меди (Cu^{324}) (рис. 4).

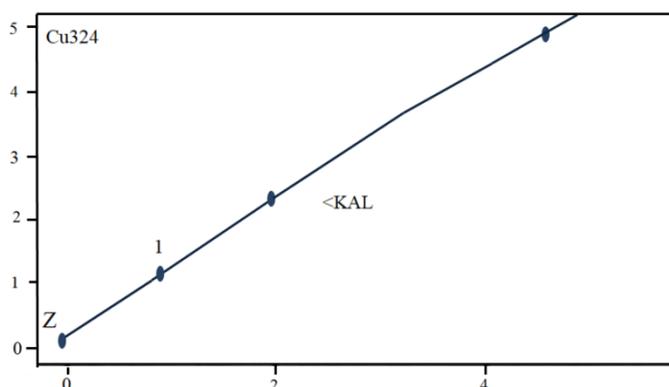


Рис. 4. График градуировочной зависимости для меди (Cu^{324})

Результаты обработки градуировочной зависимости для меди (Cu^{324}) проводили по формуле $y = a + bx + cx^2$, где $a = 0,0009883$; $b = 0,1291547$; $c = -0,004511$. Коэффициент корреляции — $R = 0,999988210$.

На рисунке показана градуировочная зависимость, представляющая модель, которая описывает связь между измеряемым параметром и концентрацией химического соединения в пробе, зависимость в нашем случае — линейная.

В природной воде ТМ встречаются преимущественно в растворимой форме, в виде ионов, и определяются чаще всего методами инверсионной вольтамперометрии и атомно-абсорбционной спектрометрии. Результаты измерения содержания металлов в образцах воды, отобранных в станциях в районе скважины Черкашинской № 36-РГ, зависят от места ее отбора и изменяются значительно. Высокое содержание наблюдается в районе скважины и близлежащих территорий. Концентрация ТМ в пробах воды, в частности Cu, составляет — $0,014 \text{ мг/дм}^3$, Zn — $0,017 \text{ мг/дм}^3$, Pb — $< 0,01 \text{ мг/дм}^3$. Необходимо подчеркнуть тот факт, что по мере удале-

ния от скважины концентрация данных металлов уменьшается. Несколько иная картина наблюдается у Mn и Fe (рис. 5), для которых характерен скачкообразный переход.

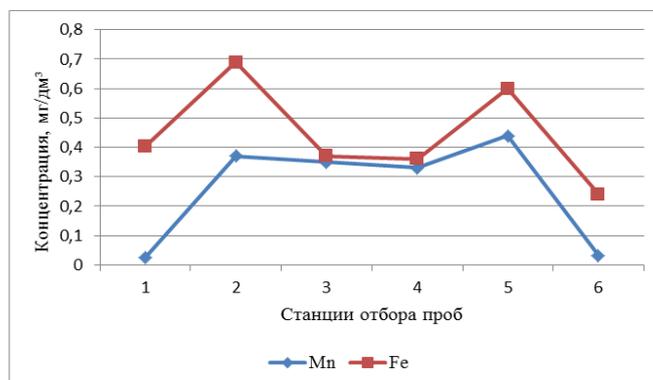


Рис. 5. Распределение Mn и Fe на исследуемых станциях

Наиболее подвижным из элементов — по соотношению подвижной и валовой формы — является марганец, наименее подвижным — свинец, что подтверждают результаты измерения концентраций элементов в воде. Содержание меди, цинка, свинца и кадмия в пределах естественной вариабельности близко на разных станциях, что указывает на сходство токсического эффекта от действия этих элементов на протяжении маршрута исследования.

Повышенное содержание ТМ наблюдается в грунтах вблизи скважины, так как железо, медь, цинк, свинец и марганец имеют сильную корреляционную связь с их концентрациями в воде скважины. По результатам химических исследований было выяснено, что в грунтах находится повышенное относительно фоновых значений содержание ртути, никеля, свинца, марганца, это наиболее заметно в 50 м от скважины. Примерная площадь засоления была произведена при помощи GPS/ГЛОНАСС и рассчитана с использованием сервисов Google Earth и OpenStreetMap. Она составляет 0,7–1,0 га вокруг устья скважины.

Уникальность Тюменского месторождения заключается в том, что подземные воды неокомских отложений содержат кальций. В районе Черкашинского участка содержится до 10 %-экв. В более северных районах Тюменской области, например, в Нижневартовском районе, кальций достигает 31 %-экв. [9].

Необходимость анализа геохимической совместимости пластовых и закачиваемых флюидов является одной из основных задач промышленной гидрогеологии [10, 11], так как прогноз равновесия смешиваемых вод поможет предотвратить проблемы солеотложений на скважинном оборудовании [12].

Совместимость вод определяем комплексом программ «РОСА» (ОСТ 39-229-89 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение совме-

стимости закачиваемых и пластовых вод по кальциту и гипсу расчетным методом» (утв. приказом Министерства нефтяной промышленности от 6 февраля 1989 г. № 100)) [13].

Совместимость вод проследим на геотермальных водах Тюменского месторождения, исследуя химическую совместимость при смешении закачиваемых сточных вод апт-альб-сеноманского (ААС) и пластовых вод неокомского гидрологических бассейнов (табл. 2).

Таблица 2

Химический состав подземных вод ААС

Макрокомпоненты: мг/дм ³ ; мг-экв./дм ³ ; % мг/экв.								Формула солевого состава
Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Na+	CH ₄	Cl ⁻	SO ₄ ⁻	CO ₃ ⁻	HCO ₃ ⁻	
540,64	141,6	4514,52	0	8 330,75	< 12,5	< 2	189,1	M13,73 $\frac{Cl\ 99\ HCO_3\ 1}{Na\ 84\ Ca\ 11\ Mg\ 5}$ pH 8,0

По химическому составу пластовые воды продуктивных пластов хлоридные натриевые (по Алекину), по величине минерализации соленые с минерализацией от 16,65 г/дм³, тип вод хлоркальциевый (по Сулину), по величине общей жесткости — 20,6 мг-экв/дм³. Воды высоконапорные, термальные, пластовая температура составляет ~50⁰С (табл. 3).

Таблица 3

Химический состав пластовых вод Черкашинского участка

Макрокомпоненты: мг/дм ³ ; мг-экв./дм ³ ; % мг/экв.						Формула солевого состава
Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Na+	Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	
531,24	102,1	6264,92	10812,25	< 12,5	228,8	M17,95 $\frac{Cl\ 99\ HCO_3\ 1}{Na\ 89\ Ca\ 9\ Mg\ 3}$ pH 7,4

Расчет карбонатных равновесий исследуемых вод был проведен в образцах, взятых в соотношениях от 0:10 до 10:0 (смешение происходило из пар проб воды; вначале воды ААС и неокомского ВК брались без нагрева, а далее смешение происходило при t = 85⁰С). В процессе смешения вод, поступающих из различных прослоев с разной минерализацией и степенью насыщенности Ca(HCO₃)₂, нарушается физико-химическое равновесие смеси и создаются условия для выпадения карбонатных солей [14]. На образование определенной формы карбоната кальция влияют температура, давление, общая минерализация и pH раствора, содержание углекислого газа. Отметим, что увеличение температуры от 40 до 90⁰С при сохранении прочих условий не приводит к изменению фазового состава карбоната кальция, но в целом снижает скорость образования осадка, вероятно, из-за

отрицательной растворимости CO_2 в растворе. Однако особенность осаждения карбонатов заключается в повышенной чувствительности к изменению давления [15]. При смешении природных вод, равновесных с CaCO_3 , но имеющих различное парциальное давление CO_2 над раствором, следует ожидать получения неравновесной по карбонату кальция смеси. В этом случае процесс смешения может сопровождаться растворением либо осаждением карбоната кальция. Термодинамические расчеты насыщенности смешения вод ААС и неокомского ВК относительно карбоната кальция проведены при $t = 85^\circ\text{C}$ по методике Дебая — Гюккеля. Количественная оценка степени насыщенности вод карбонатом кальция проводилась путем вычисления индекса неравновесности с CaCO_3 по реакции:



Индекс неравновесности изменяется от $-1,495$ до $-2,108$. По мере насыщения воды карбонатом кальция индекс неравновесности уменьшается, стремясь к нулю, а при пресыщении вод его значения становятся отрицательными, нулевое значение характеризует равновесное состояние.

Индекс по методике Дебая — Гюккеля, Стиффа — Дэвиса используется для оценки возможности образования отложений CaCO_3 для вод с высоким содержанием, где для расчета величины равновесного насыщения воды карбонатом кальция введена константа, зависящая от ионной силы раствора и температуры. В данном случае индекс насыщения (JS) положителен, индекс стабильности (JSt) находится в пределах от 7,30 до 6,48, что соответствует среднеагрессивной и стабильной воде, поэтому осадок CaCO_3 не образуется.

Необходимо отметить, что был произведен прогнозный расчет выпадения количества солей [16]. При $t = 85^\circ\text{C}$ в осадок выпадает 0,584 мг кальцита из литра раствора, доломит уходит в минус, гипс не отмечен (рис. 6).

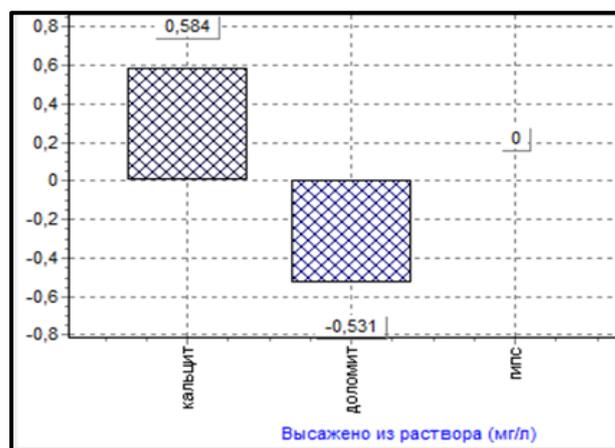


Рис. 6. Прогноз количества отложений неорганических солей при $t = 85^\circ\text{C}$

Смешиваемые воды считаются совместимыми по кальциту, если масса образующегося при этом осадка не превышает значения, установленного с учетом коллекторских свойств пласта по ОСТ 39-225-88.

Термодинамическое моделирование выполнено с учетом пластовых условий сеноманского горизонта: 200 атм, $t = 85^{\circ}\text{C}$ при давлении закачиваемой воды. Результаты термодинамического моделирования процесса смешения пластовых и закачиваемых вод показаны в таблице 4.

Таблица 4

Результаты термодинамического моделирования процесса смешения пластовых и закачиваемых вод

Доля воды в смеси, %		Содержание осадкообразующих компонентов, г/дм ³			Степень насыщения	Осадок, г/дм ³	Минерализация, г/дм ³	Давление насыщения CO ₂ , атм.
Пластовая (скв. Черкашинская 26-рг)	Закачиваемая (скв. Исетская 20-Б)	Са	Mg	Карб. щелоч.				
100	0	0,542	0,113	0,185	0,999	0,000	19,40	1,050
80	20	0,552	0,120	0,180	1,001	0,000	18,36	1,038
60	40	0,561	0,127	0,174	1,001	0,000	17,32	1,025
50	50	0,566	0,130	0,172	1,001	0,000	16,80	1,019
30	70	0,576	0,137	0,166	1,001	0,000	15,76	1,007
10	90	0,585	0,144	0,161	1,001	0,000	14,72	0,995
0	100	0,590	0,147	0,158	1,000	0,000	14,20	0,989

Изменение количества осадка кальцита при пластовом PCO₂ отсутствует. Из таблицы видно, что даже по мере увеличения агента нагнетания и при увеличении закачиваемой воды до 90 % осадок не образуется.

Подземные воды ААС ВК — оптимальный источник закачиваемых вод на многих месторождениях Западной Сибири [17]. Следовательно, минерализованные воды апт-альб-сеноманского комплекса и неокомского гидрологического комплекса совместимы, так как характеризуются хорошими фильтрационными свойствами, водообильностью. Отметим, что на формирование осадка в пласте влияют и другие факторы, такие, как скорость продвижения фронта сточных вод в пласте, давление насыщения углекислотой. Результаты расчетов химической совместимости пластовых и закачиваемых сточных вод свидетельствуют о полной совместимости вод, так как осадок карбоната кальция при их смешении стремится к нулю.

Список источников

1. Матусевич, В. М. Тобольский нефтеносный район — перспективная база гидроминеральных и топливно-энергетических ресурсов Тюменской области / В. М. Матусевич, Т. В. Семенова // Материалы Всероссийского совещания по подземным водам Востока Сибири. – Иркутск, 2000. – С. 124–126. – Текст : непосредственный.
2. Михайлова, Л. В. Загрязнение и фитотоксичность донных грунтов водотоков в районе самоизливающейся скважины № 36-РГ в Тобольском районе Тюменской области / Л. В. Михайлова, А. С. Александров, А. С. Рычкова. – Текст: непосредственный // Вестник рыбохозяйственной науки. – 2018. – Т. 5., № 2 (18). – С. 80–92.
3. Крайнов, С. Р. Геохимия подземных вод = Geochemistry of ground waters = Geochemistry of ground waters : Теоретические, прикладные и экологические аспекты / С. Р. Крайнов, Б. Н. Рыженко, В. М. Швец ; ответственный редактор Н. П. Лаверов ; Российская академия наук, Институт геохимии и аналитической химии им. Вернадского, Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе. – 2-е изд., доп. – Москва : ЦентрЛитНефтеГаз, 2012. – 672 с. – Текст : непосредственный.
4. Курчиков, А. Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности / А. Р. Курчиков. – Москва : Недра, 1992. – 231 с. – Текст : непосредственный.
5. Карцев, А. А. Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов : учебник для вузов / А. А. Карцев, С. Б. Вагин, В. М. Матусевич. – Москва : Недра, 1986. – 224 с. – Текст : непосредственный.
6. Будников, Г. К. Тяжелые металлы в экологическом мониторинге водных систем / Г. К. Будников // Соровский образовательный журнал. – 1998. – № 5. – С. 23–29. – Текст : непосредственный.
7. Никаноров, А. М. Гидрохимия: учебник. – 2-е изд., перераб. и доп. / А. М. Никаноров. – Санкт-Петербург : Гидрометеиздат, 2001. – 444 с. – Текст : непосредственный.
8. Орешенкова, Е. Г. Спектральный анализ. Учебник / Е. Г. Орешенкова. – Москва : Высшая Школа. – 1982. – 375 с. – Текст : непосредственный.
9. Матусевич, В. М. Нефтегазовая гидрогеология : учебное пособие [в 2 ч.] Ч. 2. Нефтегазовая гидрогеология Западно-Сибирского мегабассейна / В. М. Матусевич, Л. А. Ковяткина ; Федеральное агентство по образованию, Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. – 108 с. – Текст : непосредственный.
10. Опыт использования апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса при размещении попутно-добываемых вод Каменного участка недр / Ю. И. Сальникова, Р. Н. Абдрашитова, Д. В. Бердова, Т. В. Семенова. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-2-25-42. – Текст: непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 2 (164). – С. 25–42.
11. Гусаков, В. Н. Анализ условий формирования отложений галита и поиск реагентов для ингибирования / В. Н. Гусаков, Р. Н. Абдрашитова, В. Н. Колотыгина. – Текст : непосредственный // Вода : химия и экология. – 2024. – № 1. – С. 29–41.
12. Сальникова, Ю. И. Результаты исследований совместимости пластовых и закачиваемых вод на месторождениях углеводородов в Западной Сибири / Ю. И. Сальникова. – DOI : 10.17513/use.38217. – Текст : непосредственный // Успехи современного естествознания. – 2024. – № 2. – С. 44–53. – Текст: непосредственный.

13. ОСТ 39-229-89. Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение совместимости закачиваемых и пластовых вод по кальциту и гипсу расчетным методом от 6 февраля 1989 г. № 100. – Дата введ. 1989-01-07. – Москва, 1989. – 14 с. – Текст: непосредственный.
14. Отложения неорганических солей в скважинах, призабойной зоне пласта и методы их предотвращения / С. Ф. Люшин, А. А. Глазков, Г. В. Галеева, [и др.]. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1983. – 100 с. – Текст : непосредственный.
15. Образование арагонита и кальцита в системе $\text{Ca}(\text{OH})_2\text{-H}_2\text{O-CO}_2$ – воздух при различной минерализации раствора / Ж. Д. Сыдыков, Д. А. Самбаева, Л. И. Толоконникова, З. К. Маймеков // Наука и новые технологии. – 2008. – № 3–4. – С. 220–224. – Текст : непосредственный.
16. Букаты, М. Б. Численные методы моделирования геомиграции радионуклидов: учебное пособие / М. Б. Букаты. – Томск : Издательство Томского политехнического университета. – 2010. – 96 с. – Текст : непосредственный.
17. Подземные воды мезозойского гидрогеологического бассейна в пределах северной части Западно-Сибирского мегабассейна : монография / В. А. Бешенцев, Т. В. Семенова, Р. Н. Абдрашитова, М. Д. Заватский; Министерство образования и науки Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2021. – 171 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Matusevich, V. M., Semenova, T. V. (2000). Tobol'skiy neftenosnyy rayon — perspektivnaya baza gidromineral'nykh i toplivno-energeticheskikh resursov Tyumenskoй oblasti. Materialy Vserossiyskogo soveshchaniya po podzemnym vodam Vostoka Sibiri. Irkutsk, pp. 124-126. (In Russian).
2. Mikhailova, L. V., Alexandrov, A. S., & Rychkova, A. S. (2018). Pollution and phytotoxicity of bottom soils of watercourses within the area of a flowing oil well no.36-RG IN Tobolsk district of Tyumen region. Vestnik rybokhozyaystvennoy nauki, 5(2), pp. 80-92. (In Russian).
3. Krainov, S. R., Ryzhenko, B. N., & Shvets, V. M. (2012). Geochemistry of ground waters = Geochemistry of ground waters. Moscow, TsentrLitNefteGaz Publ., 672 p. (In Russian).
4. Kurchikov, A. R. (1992). Hidrogeotermicheskie kriterii neftegazonosnosti. Moscow, Nedra Publ., 231 p. (In Russian).
5. Kartsev, A. A., Vagin, S. B., & Matusevich, V. M. (1986). Hidrogeologiya neftegazonosnykh basseynov. Moscow, Nedra Publ., 224 p. (In Russian).
6. Budnikov, G. K. (1998). Tyazhelye metally v ekologicheskom monitoringe vodnykh sistem. Sorovskiy obrazovatel'nyy zhurnal, (5), pp. 23-29. (In Russian).
7. Nikanorov, A. M. (2001). Gidrokhimiya. Sankt-Peterburg. Gidrometeorizdat Publ., 444 p. (In Russian).
8. Oreshenkova, E. G. (1982) Spektral'nyy analiz. Moscow, Vysshaya Shkola Publ., 375 p. (In Russian).
9. Matusevich, V. M., & Kovyatkina, L. A. (2010). Neftegazovaya gidrogeologiya. V 2 chastyakh. Chast' II. Neftegazovaya gidrogeologiya Zapadno-Sibirskogo megabasseyna. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 108 p. (In Russian).
10. Salnikova, Yu. I., Abdrashitova, R. N., Berdova, D. V., & Semenova, T. V. (2024). Experience of using the aptian-albian-cenomanian hydrogeological complex in the disposal of produced water from the Kamennoye subsoil area. Oil and gas studies, 2(164), pp. 25-42. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-2-25-42

11. Gusakov, V. N., Abdrashitova, R. N., & Kolotygina, V. N. (2024). Analysis of the formation conditions of halite deposits and the search of reagents for inhibition. *Water: Chemistry and Ecology*, (1), pp. 29-41. (In Russian).
12. Salnikova, Yu. I. (2024). Results of studies on the compatibility of formation and injected water in hydrocarbon fields in Western Siberia. *Advances in current natural sciences*, (2), pp. 44-53. (In Russian). DOI: 10.17513/use.38217.
13. OST-39-229-89. (1989). Voda dlya zavodneniya neftyanykh plastov. Opredelenie sovместимости zakachivaemykh i plastovykh vod po kal'tsиту i gipsu raschetnym metodom ot 6 fevralya 1989 g. № 100. Moscow, 14 p. (In Russian).
14. Lyushin, S. F., Glazkov, A. A., Galeeva, G. V., Antipin, Yu. V., & Syrtlanov, A. Sh. (1983). Otlozheniya neorganicheskikh soley v skvazhinakh prizaboynoy zony plasta i metody ikh predotvrashcheniya. Moscow, VNIIOENG Publ., 100 p. (In Russian).
15. Sydykov, Zh. D., Sambayeva, D. A., Tolokonnikova, L. I., Maymekov, Z. K. (2008). Obrazovanie aragonita i kal'tsита v sisteme $\text{Ca}(\text{OH})_2\text{-N}_2\text{O-SO}_2$ – vozdukh pri razlichnoy mineralizatsii rastvora. *Nauka i novye tekhnologii*, (3-4), pp. 220-224. (In Russian).
16. Bukaty, M. B. (2010). Chislennyye metody modelirovaniya geomigratsii radionuklidov: uchebnoe posobie. Tomsk, Izdatel'stvo Tomskogo politekhnicheskogo universiteta Publ., 96 p. (In Russian).
17. Beshentsev, V. A., Semenova, T. V., Abdrashitova, R. N. & Zavatskiy, M. D. (2021). Podzemnyye vody mezozoyskogo gidrogeologicheskogo basseyna v predelakh severnoy chasti Zapadno-Sibirskogo megabasseyна. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 171 p. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

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

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

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

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

Статья поступила в редакцию 12.07.2024; одобрена после рецензирования 14.08.2024; принята к публикации 13.09.2024.

The article was submitted 12.07.2024; approved after reviewing 14.08.2024; accepted for publication 13.09.2024.

УДК 553.982.2(571.122): 556.31
DOI 10.31660/0445-0108-2024-6-25-38

Гидрогеологические условия Мегионского нефтяного месторождения

Д. В. Бердова¹, Р. Н. Абдрашитова^{1*}, Ю. И. Сальникова¹,
Л. А. Ковяткина¹, Т. В. Семенова¹, В. А. Бешенцев¹,
М. Г. Полуянов²

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых

*abdrashitovarn@tyuiu.ru

Аннотация. Цель исследования — комплексное описание подземной гидросферы Мегионского месторождения нефти. Территория месторождения приурочена к хорошо изученному Западно-Сибирскому мегабассейну. В разрезе Мегионского месторождения в соответствии с классификацией В. М. Матусевича (1986) выделены три наложенных друг на друга гидрогеологических бассейна (кайнозойский, мезозойский, палеозойский). Результаты оценки характера изменчивости минерализации, пластовых давлений и геотемператур с глубиной послужили обоснованием отнесения Мегионского нефтяного месторождения к водонапорной системе элизионного геодинамического типа. Водоносные горизонты и комплексы в пределах изучаемой территории широко используются как для питьевых, хозяйственно-бытовых целей, так и для технологического водообеспечения. Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс мезозойского бассейна также является целевым для размещения излишков попутных вод. Все перечисленное свидетельствует о значительной техногенной нагрузке на гидрогеологические объекты. Понимание гидрогеологических особенностей подземной гидросферы дает основание для проектирования мер по защите пресных и минерализованных подземных вод от загрязнения и истощения.

Ключевые слова: минерализация подземных вод, Западно-Сибирский мегабассейн, нефтегазовый техногенез, гидрохимическая зональность, элизионная геодинамическая водонапорная система

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

Для цитирования: Гидрогеологические условия Мегионского нефтяного месторождения / Д. В. Бердова, Р. Н. Абдрашитова, Ю. И. Сальникова [и др]. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-6-25-38 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 6. – С. 25–38.

Hydrogeological conditions of the Megionsky oil field

Daria V. Berdova¹, Rimma N. Abdrashitova^{1*}, Yuliya I. Sal'nikova¹,
Lyubov An. Kovyatkina¹, Tatyana V. Semyonova¹, Vladimir A. Beshentsev¹,
Mikhail G. Poluyanov²

¹ *Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*

² *Federal State Budgetary Institution "State Commission on Mineral Reserves"*

**abdrashitovarn@tyuiu.ru*

Abstract. The aim of this study is to provide a comprehensive description of the underground hydrosphere of the Megionsky oil field. The field is located within the well-studied West Siberian megabasin. According to V. M. Matushevich's classification (1986), the stratigraphy of the Megionsky field is divided into three overlapping hydrogeological basins (Cenozoic, Mesozoic, and Paleozoic). The results of the analysis of the variation in water mineralization, formation pressures, and geothermal gradients with depth have justified the classification of the Megion oil field as a water-bearing system of the elision-type geodynamic origin. The aquifers and water-bearing complexes in the study area extensively utilized for drinking, domestic, and industrial water supply. Additionally, the Aptian-Albian-Cenomanian hydrogeological complex of the Mesozoic basin is also targeted for the disposal of excess associated water. These factors indicate a significant anthropogenic impact on hydrogeological systems. Understanding the hydrogeological features of the underground hydrosphere provides a foundation for designing measures to protect fresh and mineralized groundwater from contamination and depletion.

Keywords: groundwater mineralization, West Siberian megabasin, oil and gas technogenesis, hydrochemical zoning, elision geodynamic aquifer system

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

For citation: Berdova, D. V., Abdrashitova, R. N., Sal'nikova, Yu. I., Kovyatkina, L. An., Semyonova, T. V., Beshentsev, V. A., & Poluyanov, M. G. (2024). Hydrogeological conditions of the Megionsky oil field. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 25-38. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-6-25-38

Введение

Активное изучение нефтегазовой гидрогеологии Западно-Сибирского мегабассейна началось в 60-е годы XX века, параллельно с геологоразведочными работами на нефть и газ. Исследователями Западно-Сибирского мегабассейна, в том числе на территории Мегионского месторождения, были известные ученые-гидрогеологи М. С. Гуревич, В. М. Матусевич, О. В. Равдоникас, Б. П. Ставицкий, Н. Н. Ростовцев, Н. М. Кругликов и многие другие.

Эксплуатация нефтегазового месторождения сопряжена как с вопросами обеспечения системы поддержания пластового давления (ППД) агентом заводнения, так и с вопросами размещения излишков попутных вод и вод, использованных пользователем недр для собственных производственных нужд. Решение указанных промысловых задач сопровождается изучением начального гидрогеодинамического и гидрогеохимического облика подземной гидросферы и мониторинга его изменения под техногенным воздействием.

Мегионское нефтяное месторождение открыто в 1961 году, введено в промышленную разработку в 1964-м. Согласно нефтегеологическому районированию Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции Мегионское месторождение расположено в Вартовском нефтегазоносном районе Среднеобской нефтегазоносной области [1].

Месторождение разрабатывается с применением системы поддержания пластового давления, для этого используются воды апт-альб-сеноманского комплекса и попутно добываемые воды. Кроме эксплуатации апт-альб-сеноманского комплекса в районе работ активно используются воды атлым-новомихайловского комплекса для питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения.

Объект и методы исследования

Объект исследования — пластовые воды Мегионского нефтяного месторождения, приуроченные к водовмещающим отложениям трех гидрогеологических бассейнов. В ходе работ был выполнен анализ палеогеографических условий формирования подземных вод, изучены особенности геологического строения и гидрогеологических условий объекта, включающие анализ изменений показателя минерализации, пластовых давлений и температур, что позволило обосновать отнесение территории месторождения к водонапорной системе элизионного геодинамического типа.

Геолого-гидрогеологические особенности

Мегионское месторождение территориально приурочено к центральной части Западно-Сибирского сложного артезианского бассейна и по гидрогеологическому районированию территории РФ [2].

Согласно стратификации В. М. Матусевича (1986) территория исследуемого месторождения относится к Западно-Сибирскому мегабассейну [3–5]. Дальнейшее описание гидрогеологических единиц выполнено в соответствии с последней стратификацией.

Кайнозойский гидрогеологический бассейн по условиям водообмена, динамике и химическому составу подземных вод разделен на две структуры: олигоцен-четвертичный и турон-олигоценый гидрогеологические комплексы. Оligocen-четвертичный гидрогеологический комплекс объединяет в своем составе водоносные горизонты отложений четвертичного и палеогенового возраста (атлымская и новомихайловская свиты) и является основным коллектором пресных подземных вод. Водоносный четвертичный комплекс испытывает максимальную техногенную нагрузку, являясь своеобразным «буферным горизонтом» по отношению к низезалегающему атлым-новомихайловскому комплексу.

Первый от поверхности *водоносный четвертичный комплекс (Q)* представляет собой совокупность водоносных горизонтов, приуроченных к разновозрастным четвертичным осадкам. Водовмещающими породами являются пески, преимущественно мелкозернистые, и супеси с подчинен-

ными прослоями суглинков и алевроитов, залегающих в виде прослоев мощностью 3–5 метров, в основном, в верхней части комплекса.

Воды комплекса — безнапорные, удельные дебиты немногим больше $0,5 \text{ дм}^3/\text{с}/\text{м}$, коэффициент фильтрации в среднем по месторождению — $4,5 \text{ м}/\text{сут}$. Уровень устанавливается на абсолютных отметках 43 м на севере месторождения, понижаясь по направлению потока грунтовых вод к пойме реки Обь — от 34 м. По условиям залегания и циркуляции подземные воды комплекса порово-пластовые. Воды гидрокарбонатные со смешанным катионным составом и минерализацией $0,18\text{--}1,04 \text{ г}/\text{дм}^3$.

Четвертичный водоносный комплекс (ВК) подстилается слабопроницаемыми осадками, залегающими в кровле атлым-новомихайловского ВК на глубине около 60 м.

Водоносный атлым-новомихайловский комплекс (P_{3at+nm}) выступает основным объектом эксплуатации для добычи вод в целях питьевого, хозяйственно-бытового и технического водоснабжения как на территории Мегионского месторождения, так и в целом на территории Западной Сибири.

Собственно водовмещающие породы комплекса представлены песком разномзернистым с преобладанием мелко- и среднезернистого с включением тонко- и крупнозернистого, местами глинистым. В подошве комплекса залегает однородный песок, преимущественно среднезернистый. Слабопроницаемые отложения представлены глинами и алевроитами. Они встречаются в виде отдельных прослоев мощностью 3–6 м, приурочены к верхней и средней частям разреза.

Подземные воды атлым-новомихайловского ВК — напорные. Высота напора над его кровлей в естественных условиях составляет 54 м. Удельные дебиты скважин, опробованных на водоносном атлым-новомихайловском комплексе, варьируют в широких пределах от $0,3$ до $5,3 \text{ дм}^3/\text{с}/\text{м}$. По результатам моделирования коэффициент фильтрации атлым-новомихайловского ВК по месторождению оценивается средним значением $16,2 \text{ м}/\text{сут}$. При эффективной мощности ВК в районе работ около 100 м водопроницаемость принимается равной $1\,600 \text{ м}^2/\text{сут}$. Подземные воды по составу преимущественно гидрокарбонатные кальциево-магниевого, реже натриевого с минерализацией — $0,23\text{--}0,58 \text{ г}/\text{дм}^3$.

Нижним водоупором атлым-новомихайловского ВК служат глинистые осадки, залегающие в кровле тавдинского комплекса. Они представлены алевроитами, вскрытая мощность которых около 30 м.

Турон-олигоценый гидрогеологический комплекс сложен глинами алевроитистыми, опоковидными, реже известковистыми. В гидрогеологическом отношении этот комплекс можно рассматривать как региональный водоупор. Мощность отложений олигоцен-туронского комплекса в пределах района изучения составляет 650–800 м.

Водоносный тавдинский комплекс (P_{2tv}) распространен повсеместно и приурочен к песчано-глинистым осадкам одноименной свиты. Комплекс рассматривается как многослойная толща, состоящая из серии водоносных горизонтов. В районе Мегионского месторождения можно условно выде-

лить три водоносных горизонта, разделенных относительно выдержанными глинистыми слоями.

Водовмещающей породой комплекса является песок разномерный, преимущественно мелкозернистый с включением тонкозернистого, пылеватого, реже среднезернистого, глинистый. По условиям циркуляции и залегания подземные воды комплекса порово-пластовые. Несмотря на увеличивающиеся с глубиной коэффициенты водопроводимости и проницаемости, значения удельного дебита при этом снижаются от 0,3–0,7 дм³/с/м в верхнем горизонте до 0,03–0,67 дм³/с/м в подстилающем верхнем горизонте. Воды тавдинского горизонта по ионно-солевому составу — хлоридно-натриевые с минерализацией до 1,1 г/дм³.

Водоупорный люлинворский горизонт (P_{2II}) в пределах месторождения распространен повсеместно и выполняет роль регионального водоупора для вышележащих водоносных комплексов.

Водоупорный люлинворский горизонт завершает разрез Кайнозойского гидрогеологического бассейна Мегионского месторождения.

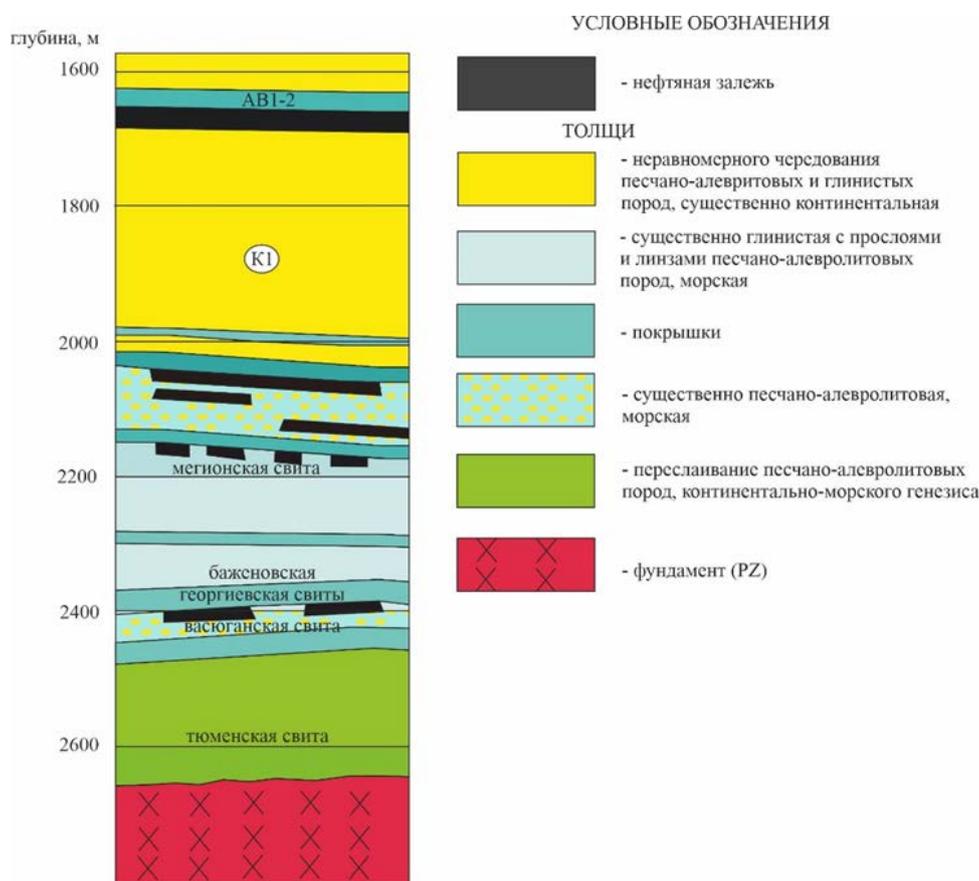


Рис. 1. Схематический геологический разрез мезозойских отложений Мегионского нефтяного месторождения [1]

Мезозойский гидрогеологический бассейн представлен коллекторами порово-пластового типа с подчиненным значением локальных трещинно-жильных структур (рис. 1). Бассейн по своему гидрогеохимическому и гидрогеохимическому облику является гетерогенным несмотря на то, что комплекс регионально выдержан.

Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс в районе исследований сложен осадками покурской свиты и представляет собой мощную многослоистую толщу, сложенную чередованием относительно однородных уплотненных песков, алевритов, песчаников и алевролитов. Мощность комплекса достигает 760 м. Как было отмечено ранее, апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс имеет высокую практическую значимость в процессах разработки Мегионского нефтяного месторождения, как и на большинстве месторождений ХМАО и ЯНАО Тюменской области [2, 3].

Пьезометрическая поверхность подземных вод находится под влиянием общего погружения кровли комплекса от краевых обрамлений к центру бассейна и далее — к Карскому морю (предполагаемая область разгрузки). Воды — высоконапорные, часто самоизливающиеся. Водообильность отложений — значительная. Минерализация подземных вод варьирует от 13,9 до 23,2 г/дм³, в среднем — 19,4 г/дм³.

Верхним водоупором апт-сеноманского водоносного комплекса является мощная (около 550 м) толща глинисто-кремнистых пород турон-среднеэоценового возраста, нижним — глинистые отложения чернореченской толщи в основании покурской свиты и глины верхнеалымской под-свиты суммарной мощностью порядка 30 м.

Неокомский гидрогеологический комплекс включает осадки баррема, готерива и валанжина. Вмещающие породы комплекса представлены чередованием песчаников, глин аргиллитоподобных, алевролитов, известняков. Общая мощность комплекса достигает 830–880 м.

Водопроявления приурочены к пластам песчаников и алевролитов, разделенным глинисто-алевритовыми и глинистыми водоупорами, со сложным и неравномерным чередованием по разрезу.

Данный комплекс на Мегионском и других месторождениях Нижневартовского свода связан с залежами углеводородов. По результатам испытания пластов групп АВ и БВ воды комплекса являются высоконапорными. Дебиты скважин при переливе могут достигать 288 м³/сут. Водообильность отложений часто высокая, по всему разрезу наблюдаются переливы.

Юрский гидрогеологический комплекс приурочен к отложениям васюганской, тюменской и горелой (в районе работ распространена не повсеместно) свит. Для данного комплекса характерно сложное строение, существенная неоднородность как по литологическому составу, так и по фильтрационным свойствам пород [4].

Так же, как и неокомский гидрогеологический комплекс, юрский комплекс, в границах месторождения, связан с промышленной нефтеносностью.

Водообильность комплекса неравномерна. По химическому составу воды комплекса — хлоридные натриевые с величиной минерализации 21,6–38,6 г/дм³.

Завершает гидрогеологическую стратификацию Мегионского месторождения палеозойский гидрогеологический бассейн, который практически лишен поровых коллекторов и представлен их трещино-жильными и трещино-карстовыми разностями. Данные о его коллекторских свойствах и водообильности отсутствуют [5–7].

Гидрохимическая характеристика подземных вод

Воды горизонтов верхнего гидрогеологического бассейна в разрезе месторождения схожи по составу между собой и значительно отличаются от вод нижезалегающих комплексов. Воды горизонтов и комплексов кайнозойского бассейна характеризуются минерализацией около 0,5–0,8 г/дм³, состав преимущественно гидрокарбонатный натриевый.

Характерная особенность состоит в формировании повышенных концентраций в описываемых ВК Fe (II), Mn (II), NH₄, Si, что является следствием природных геохимических процессов, типичных для олигоценых водоносных систем Западно-Сибирского мегабассейна. К числу показателей химического состава, превышающих ПДК, относится и цветность вод. Однако с цветностью дело обстоит иным образом: значения «кажущейся» цветности могут превышать 100–200 град. По результатам исследований, выполненных Институтом геохимии и аналитической химии имени В. И. Вернадского РАН (1997), АО «ГИДЭК» (2000) и ООО «Водгео» (2008), непосредственное отношение к высоким значениям цветности могут иметь следующие факторы:

- значительная лигнитизированность вмещающих пород;
- в изучаемом районе происходит фациальное замещение морских отложений континентальными, что провоцирует смешение вод разных типов и появление аномальных зон по показателю цветности;
- высокоцветные воды чаще всего связаны с высокими значениями перманганатной окисляемости.

В ходе проведения мониторинговых исследований [8] на территориях водозаборных участков в пределах Мегионского месторождения пресных подземных вод было выявлено, что зонам вод с высокими значениями цветности соответствуют области перетока подземных вод из тавдинского комплекса. Для обеспечения постоянства химического состава и предотвращения смещения равновесия в системе вода — порода на данной территории необходимо регулировать объемы добычи подземных вод и своевременно фиксировать изменения показателей химического состава.

Описание химического состава подземных вод мезозойского гидрогеологического бассейна приведено по результатам анализа около 100 представительных проб.

Воды апт-альб-сеноманского комплекса — соленые, характерные значения минерализации — 17,5–24,0 г/дм³ (в среднем 20,2 г/дм³). Основными солеобразующими ионами являются натрий и хлорид; кальций содержится в пределах 9–11 %-экв/дм³, магний — 3–7 %-экв/дм³, сульфат-ион отсутствует, гидрокарбонат-ион не превышает 2 %-экв/дм³. Воды — очень жесткие, с высоким содержанием твердых взвешенных частиц, в среднем 188,4 мг/дм³. В микрокомпонентном составе определены йод (в среднем 7,3 мг/дм³) и бром (в среднем 23,7 мг/дм³).

$$M_{20,2} \frac{Cl^{199}HCO_3^1}{(Na+K)86Ca10Mg4} pH6,7.$$

Воды неокомского комплекса — соленые, минерализация составляет 16,1–26,7 г/дм³ (в среднем 23,5 г/дм³). Основные солеобразующие ионы — натрий и хлорид; доля иона кальция возрастает до 20 %-экв/дм³, содержание иона магния варьирует от отсутствия до 5 %-экв/дм³, сульфат-ионы отсутствуют либо фиксируются в концентрациях менее 1 %-экв/дм³, гидрокарбонат-ион составляет примерно 1,5 %-экв/дм³. Воды — очень жесткие. Микрокомпонентный состав комплекса характеризуется более высокими концентрациями, чем вышележающего апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса: концентрация йода в среднем составляет 12,8 мг/дм³, брома — 62,1 мг/дм³, бора — 17,0 мг/дм³, фтора — 1,3 мг/дм³.

$$M_{23,5} \frac{Cl^{199}HCO_3^1}{(Na+K)79Ca20Mg1} pH7,2.$$

Воды юрского гидрогеологического комплекса являются солеными с минерализацией 21,6–21,9 г/дм³ (в среднем 21,8 г/дм³). Основные солеобразующие ионы сохраняются. Это — натрий и хлорид; ионы кальция и магния не превышают 5 %-экв/дм³ и 1,5 %-экв/дм³, соответственно, сульфат-ионы отсутствуют, воды отличаются более высоким содержанием гидрокарбонат-иона — 2,8 %-экв/дм³, чем в вышележающих комплексах. Воды очень жесткие. В микрокомпонентном составе определены йод (в среднем 2,5 мг/дм³) и бор (в среднем 6,9 мг/дм³).

$$M_{21,8} \frac{Cl^{197}HCO_3^3}{(Na+K)94Ca5Mg1} pH7,4.$$

Подземные воды палеозойского гидрогеологического комплекса описаны по результатам анализа одной пробы. Воды относятся к слабым рассолам, минерализация 38,6 г/дм³, содержание отдельных компонентов закономерно возрастает, но при этом соотношение их между ними остается таким же, как в мезозойском гидрогеологическом комплексе. Данные о содержании микрокомпонентов отсутствуют.

Подземные воды описанных комплексов относятся по В. А. Сулину к хлоридно-кальциевому типу, что говорит о единстве генетического типа вод и об их глубинно-морском происхождении. С глубиной минерализация подземных вод в пределах Мегионского нефтяного месторождения увеличивается, разрез характеризуется прямым типом гидрохимической зональности (рис. 2). До глубин около 2 500 м минерализация увеличивается постепенно. На глубинах более 2 500 м в палеозойском гидрогеологическом бассейне значение минерализации резко возрастает, достигая почти 40 г/дм³.

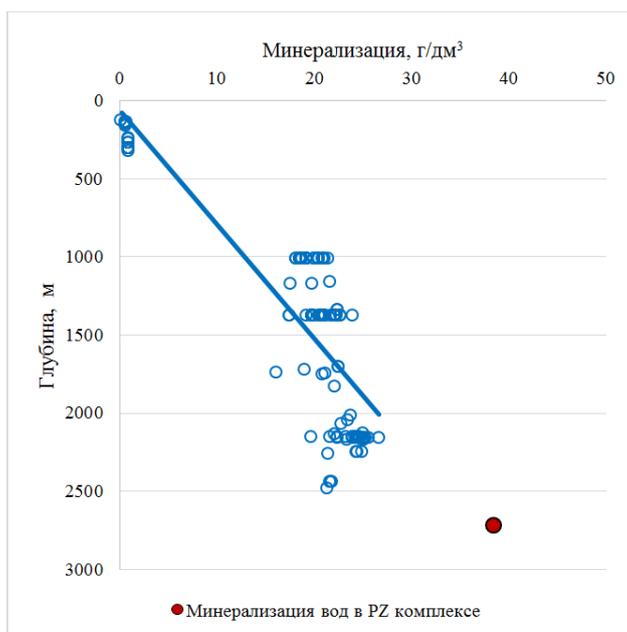


Рис. 2. Изменение минерализации подземных вод по глубине

Результаты и обсуждение

Гидродинамическая модель. Согласно геодинамической модели, предложенной В. М. Матусевичем и О. В. Бакуевым в 1986 году, Западно-Сибирский мегабассейн является сложной структурой, возникшей в результате столкновения трех разновозрастных мегаблоков, произошедшего после закрытия Сибирского океана (складчатые комплексы Казахстана, сооружения Урала и Таймыра, Сибирской платформы) [5]. Во время образования единого бассейна перечисленные блоки находились на разных этапах геодинамической эволюции. Эволюции мегаблоков (цикл Уилсона) и их частей соответствовал характер формирующихся в их пределах водонапорных систем [7, 9].

К юго-западному и восточному мегаблокам приурочены инфильтрационные водонапорные системы. Западный мегаблок представляет собой реликтовую эксфильтрационную геогидродинамическую систему, не оформившуюся в водонапорную систему классического (инфильтрационного) типа.

В области соприкосновения восточного и западного мегаблоков фундамента в Омско-Гыданской структурной зоне (ОГСЗ) выделяется еще одна водонапорная система. Она отделяет друг от друга инфильтрационную и эксфильтрационную водонапорные системы мегаблоков. Здесь наблюдаются типичные черты эллизионной геодинамической водонапорной системы, связанной с особенностями геодинамического развития рифтовых зон — спредингом земной коры, инверсионным сжатием. Особенности строения и функционирования водонапорной системы во многом определяют направленность и интенсивность процессов нефтегазообразования [6, 10].

Согласно карте геодинамического районирования, Мегионское нефтяное месторождение находится в пределах западного мегаблока, представляющего эллизионную геодинамическую водонапорную систему. Предположительно, исследуемое месторождение также находится в зоне влияния ОГСЗ. Данное предположение подтверждается наличием прямой гидрогеохимической зональности (рис. 2), в отличие от обстановки, соответствующей эллизионной литостатической системе (западный мегаблок), для которой характерна обратная зональность [11–12]. Дополнительным подтверждением принадлежности Мегионского месторождения к западному мегаблоку служит постепенное увеличение пластовых температур с глубиной (рис. 3).

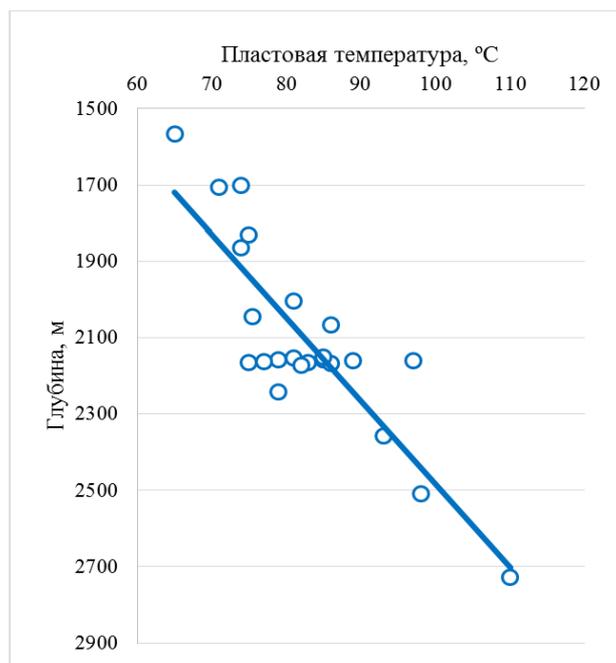


Рис. 3. Изменение температур подземных вод по глубине

Согласно представлениям о геодинамической модели ОГСЗ, максимальные значения пластовых давлений должны соответствовать макси-

мальным значениям минерализации подземных вод, что подтверждается данными, проиллюстрированными на рисунке 4.

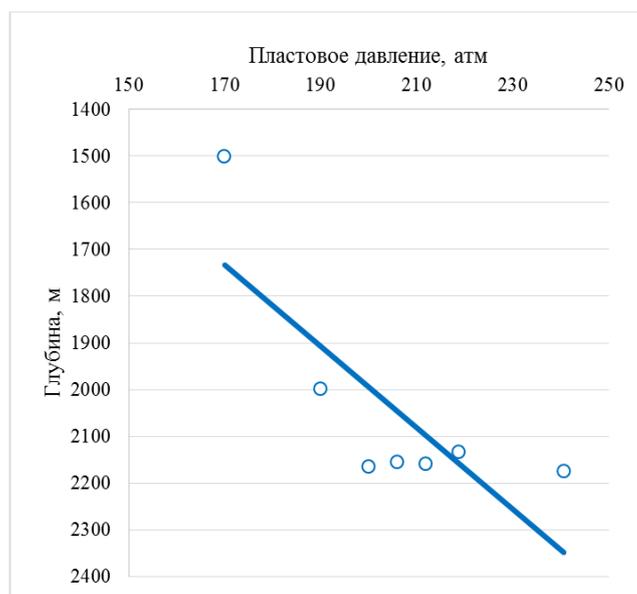


Рис. 4. Изменение пластовых давлений подземных вод

График приведенных пластовых давлений свидетельствует о тенденции увеличения пластового давления с глубиной: максимальным значениям пластового давления соответствуют максимальные значения минерализации подземных вод.

По мнению авторов геодинамической модели, пространственное совпадение максимальных пластовых давлений и максимальной минерализации подземных вод является следствием вертикальных перетоков флюидов из палеозойского гидрогеологического бассейна в мезозойский.

Исходя из вышеперечисленных факторов, подтверждается принадлежность месторождения к водонапорной системе элизионного геодинамического типа.

Выводы

Систематизация сведений о породах, слагающих водовмещающие отложения, химическом составе подземных вод гидрогеологического разреза месторождения и пластовых давлениях позволила представить гидрогеологическую модель Мегионского нефтяного месторождения. Месторождение отнесено к элизионной геодинамической водонапорной системе, с прямой гидрохимической зональностью.

Значительное влияние техногенной нагрузки в пределах месторождения на гидрогеохимические и гидрогеодинамические условия мезозойского гидрогеологического бассейна не прослеживается, в отличие от вод

кайнозойского. Четвертичный водоносный комплекс кайнозойского гидро-геологического бассейна выступает как буферная зона перед целым на пресные питьевые воды атлым-новомихайловским ВК. Воды последнего могут приобретать аномальные показатели цветности при нарушении равновесия вода — порода при интенсивном отборе.

Комплексное изучение всех факторов, формирующих облик подземной гидросферы, и рациональное использование ресурсов пресных и минерализованных вод являются основой обеспечения сохранности исходного состава и состояния подземных вод в пределах Мегионского нефтяного месторождения.

Список источников

1. Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа : атлас / Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпилемана; сост. Э. А. Ахпателов [и др.]. – Ханты-Мансийск : ИздатНаука-Сервис, 2004. – 148 с.
2. Семенова, Т. В. Проблемы совместимости пластовых и закачиваемых вод на нефтепромыслах Западной Сибири / Т. В. Семенова. – DOI 10.31660/0445-0108-2017-4-34-37. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 4 (124) – С. 34–37.
3. Бешенцев, В. А. Охрана подземных вод от загрязнения на полигонах закачки при захоронении промышленных сточных вод (на примере Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона) / В. А. Бешенцев, Т. В. Семенова. – Текст : электронный // Электронный научный журнал « Нефтегазовое дело». – 2014. – № 5 – С. 357–374. – URL: <https://doi.org/10.17122/ogbus-2014-5-357-374>
4. Гидрогеология СССР. Том XVI. Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области) / Под редакцией В. А. Нуднер. – Москва : Недра, 1970. – 367 с. – Текст : непосредственный.
5. Матусевич, В. М. Геодинамика водонапорных систем Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / В. М. Матусевич, О. В. Бакуев. – Текст : непосредственный // Советская геология. – 1986. – № 2 – С. 117–122.
6. Нефтегазовая гидрогеология : учебное пособие. В 2 ч. Ч. 1. Теоретические основы нефтегазовой гидрогеологии. Ч. 2. Нефтегазовая гидрогеология Западно-Сибирского мегабассейна / Матусевич В. М., Ковяткина Л. А. – Тюмень : Вектор Бук, 2010. – 216 с. – Текст : непосредственный.
7. Матусевич, В. М. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна / В. М. Матусевич, А. В. Рыльков, И. Н. Ушатинский. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2005. – 225 с. – Текст : непосредственный.
8. Вашурина, М. В. Качество пресных подземных вод хозяйственно-питьевого назначения в Нижневартовском нефтегазоносном районе / М. В. Вашурина, В. М. Матусевич. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2009. – № 1 (73) – С. 121–127.
9. Матусевич, В. М. Крупнейшие геодинамические водонапорные системы Западно-Сибирского мегабассейна/ В. М. Матусевич, Р. Н. Абдрашитова, Т. Ю. Яковлева. – Текст : непосредственный // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 8–6. – С. 1400–1407.
10. Abdrashitova, R. N. Causes of Variability in Groundwater Salinity of the Lower Jurassic Sediments in the Talinskoye Oilfield of West Siberia / R. N. Abdrashitova, M. A. Kadirov. – Text : electronic // Sustainability. – 2022. – Vol. 14, Issue 13. – P. 1–19. – URL: <https://doi.org/10.3390/su14137675>.

11. Абдрашито́ва, Р. Н. Формирование подземных вод Красноленинского свода : специальность 25.00.07 «Гидрогеология»: диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Римма Наильевна Абдрашито́ва; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2012. – 193 с. – Текст : непосредственный.

12. Абукова, Л. А. Роль водонапорных систем древних осадочных бассейнов в процессах нефтегазонакопления / Л. А. Абукова, М. Е. Селиверсто́ва, Г. Ю. Исаева. – DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art2. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2020. – № 4 (31). – С. 14–24.

References

1. Atlas geologii i neftegazonosnost` Xanty`-Mansijskogo avtonomnogo okruga (2004). Xanty`-Mansijsk, GP «NaCzRN im. V. I. Shpil'mana», 150 p. (In Russian).

2. Semenova, T. V. (2017). Problems of compatibility of formation water and injected water in the oil fields of Western Siberia. Oil and gas studies, 4 (124), pp. 34-37. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2017-4-34-37

3. Bechensev, V. A. & Semenova T. V. (2014). Groundwater protection from contamination on pumping areas during industrial waste water burial (through the example of the Yamalo-Nenets oil and gas production region). Oil and gas business, (5), pp. 357-374. (In Russian). Available at: <https://doi.org/10.17122/ogbus-2014-5-357-374>

4. Nudner, V. A. (Ed.) (1970). *Gidrogeologiya SSSR. Tom XVI. Zapadno-Sibirskaya ravnina* (Tyumenskaya, Omskaya, Novosibirskaya i Tomskaya oblasti). Moscow, Nedra Publ., 367 p. (In Russian).

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

6. Matusevich, V. M., & Kovyatkina, L. A. (2010). *Neftegazovaya gidrogeologiya. Ch.1. Teoriticheskie osnovy` neftegazovoj gidrogeologii. V 2 ch. Ch.2. Neftegazovaya gidrogeologiya Zapadno-Sibirskogo megabassejna*. Tyumen, Vektor Buk Publ., 216 p. (In Russian).

7. Matusevich, V. M., Ryl'kov, A. V., & Ushatinskiy, I. N. (2005). *Geoflyuidal'nye sistemy i problemy neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskogo megabasseyna*. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 225 p. (In Russian).

8. Vashurina, M. V., & Matusevich, V. M. (2009). Quality of underground household waters in Nizhnevartovsk oil-and-gas province. *Oil and gas studies*, 1(73), pp. 121-127. (In Russian).

9. Matusevich, V. M., Abdrashitova, R. N., & Yakovleva, T. Yu. (2014). Largest geodynamic water pressure system of the West Siberian megabasin. *Fundamental'ny'e issledovaniya*, (8(6)), pp. 1400-1407. (In Russian).

10. Abdrashitova, R. N., & Kadyrov, M. A. (2022). Causes of Variability in Groundwater Salinity of the Lower Jurassic Sediments in the Talinskoye Oilfield of West Siberia. *Sustainability*, 14(13). (In English). Available at: <https://doi.org/10.3390/su14137675>

11. Abdrashitova, R. N. (2012). *Formirovaniye podzemnykh vod Krasnoleninskogo svoda. Diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Tyumen'*, 193 p. (In Russian).

12. Abukova, L. A., Seliverstova, M. E., & Isaeva, G. Yu. (2020). The role of water-drive systems of ancient sedimentary basins in the processes of oil and gas accumulation. *Actual Problems of Oil and Gas*, (4(31)), pp. 14-24. (In Russian). DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art2

Информация об авторах / Information about the authors

Бердова Дарья Владимировна, аспирант кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Abdrashitova Rimma Nailevna, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, abdrashitovarn@tyuiu.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7060-0701>

Сальникова Юлия Ивановна, заведующий лабораторией промышленных вод ЯНАО, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7864-9115>

Ковяткина Любовь Андреевна, старший преподаватель кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

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

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

Полуянов Михаил Григорьевич, заместитель начальника отдела подземных вод и подземных сооружений, ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых», Москва, ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-6380-2422>

Daria V. Berdova, postgraduate student of the Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

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

Yuliya I. Sal'nikova, Head of the Laboratory of Industrial Groundwater of the Yamal-Nenets Autonomous District, Industrial University of Tyumen, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7864-9115>

Lyubov An. Kovyatkina, Senior Lecturer, Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

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

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

Mikhail G. Poluyanov, Deputy Head of the Department of Groundwater and Underground Structures, Federal Budgetary Institution "State Commission on Mineral Reserves", ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-6380-2422>

Статья поступила в редакцию 24.09.2024; одобрена после рецензирования 07.10.2024; принята к публикации 14.10.2024.

The article was submitted 24.09.2024; approved after reviewing 07.10.2024; accepted for publication 14.10.2024.

Оптимизация процесса разработки сложнопостроенных залежей тюменской свиты потокоотклоняющими системами

Р. В. Вафин¹, Р. А. Гилязетдинов¹, Ф. А. Шарипов²

¹ Уфимский государственный нефтяной технический университет в г. Октябрьском, Октябрьский, Россия

² Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова, Москва, Россия

Аннотация. Интерес к вводу в промышленную эксплуатацию трудноизвлекаемых запасов обусловлен текущей тенденцией истощения основных источников ресурсной базы страны, представленных длительно разрабатываемыми и многопластовыми месторождениями. В большинстве случаев дебиты скважин по нефти на рассматриваемых месторождениях не превышают значение 5 т/сут. Это сказывается как на себестоимости добычи, так и на количественных показателях эксплуатации залежей: при текущих технико-экономических условиях их дальнейшее освоение становится нерентабельным в связи с необходимостью планирования, проектирования и проведения сложных геолого-технологических мероприятий в совокупности с интерпретацией обширного объема данных, полученных в ходе реализации геофизических и гидродинамических исследований.

Цель исследования — оптимизация процессов добычи нефти с использованием закачки потокоотклоняющих составов в условиях разработки сложнопостроенных и низкопродуктивных залежей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, приуроченных к тюменской свите.

Для достижения поставленной цели произведено обобщение опыта разработки исследуемого объекта и объектов-аналогов со схожими геологическими условиями залегания продуктивных пластов в совокупности с детальным изучением истории проведения операций по закачке потокоотклоняющих систем в условиях пластов, приуроченных к различным тектонико-стратиграфическим единицам. Произведена базовая интерпретация результатов промыслово-геофизических исследований по ряду схожих объектов с целью поиска аналогий формирования изоляционного экрана. При помощи анализа имеющегося геолого-промыслового материала произведена верификация подобранных критериев для осуществления обработок потокоотклоняющими составами в условиях рассматриваемого объекта исследования.

На основе анализа проведенных мероприятий по реализации физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов определен перечень базовых составов, рекомендуемых для первичной реализации данного метода повышения нефтеотдачи в рассматриваемых геологических условиях. При помощи учета геолого-технологических параметров эксплуатации скважин сформирована адресная программа по закачке потокоотклоняющих составов. Эта программа позволит вовлечь в разработку остаточные запасы жидких углеводородов. Установлены первостепенные критерии подбора скважин-кандидатов. Сделан вывод о возможности тиражирования полученных результатов на объектах-аналогах с целью оптимизации разработки низкопродуктивных отложений тюменской свиты.

Ключевые слова: залежи тюменской свиты, разработка нефтяных месторождений, потокоотклоняющие составы, методы увеличения нефтеотдачи пластов, низкопроницаемые коллекторы

Для цитирования: Вафин, Р. В. Оптимизация процесса разработки сложнопостроенных залежей тюменской свиты потокоотклоняющими системами / Р. В. Вафин, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-6-39-52 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 6. – С. 39–52.

Optimization of the development process for complex deposits of the Tyumen suite using flow-diverging systems

Rif V. Vafin¹, Ruslan A. Gilyazetdinov¹, Farit A. Sharipov²

¹*Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technical University in Oktyabrsky, Oktyabrsky, Russia*

²*Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia*

Abstract. Interest in the industrial exploitation of hard-to-recover reserves is growing due to the depletion of the major sources of the country's resource base. These resources are presented by long-developed and multi-layered fields. In most cases oil flow rate from wells in these fields do not exceed five tons daily. This situation affects both extraction costs and the operational performance of the deposits. Currently, under the existing technical and economic conditions, further development of these reserves is becoming unprofitable. This is due to the necessity of planning, designing, and implementing complex geological and technological measures, along with interpreting the extensive data obtained from geophysical surveys.

The aim of this study is to optimize oil extraction processes by injecting flow-diverging compositions in the development of complex and low-yield deposits in the West Siberian oil and gas province associated with the Tyumen suite.

To achieve this aim, we summarized experiences from the studied field and similar fields with comparable geological conditions. We also studied the history of operations involving flow-diverging systems in various tectonic and stratigraphic units. Additionally, we conducted a basic interpretation of geophysical study results from similar fields to identify analogues for creating isolation screens. By analyzing existing geological and field data, we verified criteria to perform processing by flow-diverging compositions in the studied field.

Based on the analysis of measures for the implementation of physical and chemical methods to increase oil recovery, we defined a list of recommended basic compositions for initial implementation of this method in the geological conditions under consideration. Taking into account the geological and technological parameters of well operation, we developed a targeted program for injecting flow-diverging compositions. This program will help exploit remaining liquid hydrocarbon reserves and establish primary criteria for selecting candidate wells. We concluded that the results obtained can be replicated in similar fields to optimize the development of low-yield deposits of the Tyumen suite.

Keywords: deposits of the Tyumen suite, oil field development, flow-deflecting compositions, methods of increasing oil recovery, low-permeability reservoirs

For citation: Vafin, R. V. Gilyazetdinov, R. A. & Sharipov F. A. (2024). Optimization of the development process for complex deposits of the Tyumen suite using flow-diverging systems. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 39-52. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-6-39-52

Введение

Последние десятилетия широкое распространение на промыслах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции получили физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов (МУН), используемые для ввода в разработку остаточных запасов жидких углеводородов [1–4]. Важнейшей задачей успешного внедрения рассмотренных методов в процесс эксплуатации месторождений является осуществление комплексного подхода к выбору потенциальных скважин-кандидатов для проведения мероприятий за счет:

- обобщения опыта разработки не только исходного месторождения, но и объектов-аналогов, выделенных с использованием различных алгоритмов геолого-статистического моделирования [5];
- актуализации и, при необходимости, вторичной интерпретации результатов, полученных в ходе геофизических и гидродинамических исследований, с целью идентификации различных закономерностей изменения параметров;

- учета опыта ранее проведенных мероприятий для формирования оптимального дизайна воздействия на нефтенасыщенные участки продуктивных пластов [6];
- создания передовых техник и технологий ввода в промышленную эксплуатацию запасов, аккумулированных в сложных горно-геологических условиях, которые сформированы в результате естественного образования горных пород и техногенного воздействия со стороны недропользователей.

С учетом необходимости повышения технико-экономических показателей деятельности нефтегазодобывающих управлений особую роль в условиях разработки месторождений приобретает масштабное использование различных методов увеличения нефтеотдачи пластов. Одной из наиболее известных и распространенных технологий, обеспечивающих эффективную работу добывающего и нагнетательного фонда скважин, является закачка потокоотклоняющих составов [7]. Типичный механизм взаимодействия композиций с участками продуктивных пластов в примитивном варианте базируется на образовании изоляционного экрана вблизи наиболее проницаемых пропластков с целью изменения направления движения жидкости в пористой среде. Анализируя результаты реализации мероприятий по обработке скважин с использованием потокоотклоняющих систем, отметим, что в условиях сложнопостроенных коллекторов Западной Сибири их эффективность существенно варьируется в силу значительного разнообразия геолого-технологических условий разработки месторождений [8]. В связи с этим проблема планирования и проведения результативных мероприятий по обработке потокоотклоняющими составами нагнетательных скважин актуальна и требует конкретных исследований.

Объект и методы исследования

Цель работы — повышение эффективности процессов добычи нефти при помощи оптимизации технико-технологических аспектов проведения мероприятий по закачке потокоотклоняющих композиций для возможности формирования успешной и оптимальной стратегии ввода в промышленную эксплуатацию остаточных запасов нефти.

Объектом исследования выступают продуктивные пласты тюменской свиты T_1 и T_2 Шаимского нефтегазоносного района (при дальнейшем изложении исследуемый объект будет упоминаться как месторождение), разработка которых осложнена наличием слабодренлируемых коллекторов и обширной водонефтяной зоны. Проницаемость коллекторов составляет в среднем от 0,007 до 0,02 мкм², пористость варьируется в пределах 0,11–0,17 доли ед. при эффективной толщине пласта от 1,3 до 2,5 м. Несмотря на представленные выше значения некоторых геолого-физических характеристик залежей тюменской свиты, важно отметить, что их реальные величины на практике существенно ниже, что достаточно точно прослежи-

вается при статистической обработке геолого-промысловых данных, например, в рамках расчета перечня основных характеристик для построения многомерных регрессионных моделей: математического ожидания, дисперсии и среднеквадратичного отклонения параметров. Проявление улучшенных фильтрационно-емкостных свойств характерно в основном для тех участков месторождения, на которых ранее были проведены операции гидроразрыва пласта (ГРП), причем 15 % от общего числа реализуемых мероприятий неэффективны по причине преждевременного прорыва вод и инициации процесса включения в работу водонасыщенных пропластков. В подошвенной части изучаемых отложений нередко встречаются линзовидные прослои с плохо отсортированными и сцементированными песчано-глинистыми материалами пород, что затрудняет подбор оптимального состава в лабораторных условиях по общеизвестным методикам для планирования и проведения различных обработок. Из-за сложного геологического строения в пределах продуктивных пластов аккумулируются взаимосвязанные тектонические нарушения, которые в совокупности с высокой зональной и послойной неоднородностью способствуют тому, что фильтрация жидкости производится по наиболее проницаемым пропласткам. Это приводит к образованию застойных зон скопления нефти, для дренирования которых требуется использование специальных потокоотклоняющих технологий [9].

Физико-химические МУН впервые были проведены на месторождении с 2016 года при обводненности добываемой продукции 65 %. Первоначальная цель их использования заключалась в точечном воздействии на скважины, обводненность которых в период шести месяцев эксплуатации резко увеличилась на 25 % и больше (в том числе на скважинах после ГРП). На текущий момент данный показатель в среднем достигает 90 %. Исходя из этого, ключевыми задачами реализации мероприятий с использованием физико-химических МУН являются: стабилизация и снижение обводненности добываемой продукции, вовлечение в процесс дренирования скважинами остаточных запасов нефти, перераспределение фильтрационных потоков вблизи призабойной зоны пласта для отключения обводненных интервалов и повышение текущего КИН, значение которого по данным расчетов характеристик вытеснения и имитационного компьютерного моделирования в специализированных программных обеспечениях не соответствует проектным данным. Для определения эффективности используемых агентов авторами на основе исторических данных эксплуатации скважин были выделены 6 основных составов, которые применялись на месторождении для реализации физико-химических МУН за выбранный период (с 2016 по 2023 год включительно). Общее количество обработок скважин составило 14 операций. Исходя из анализа результатов применения, на рассматриваемом месторождении каждой из композиций определены значения дополнительной добытой нефти и удельной эффективности для

6 выбранных составов за период с 2016 по 2023 год, эффективность применения которых представлена на рисунке 1. Далее были рассмотрены составы, используемые для реализации физико-химических МУН в 2023 году на месторождении. Количество обработок скважин 3 композициями (ГОС, ТермоГОС, ГОС-1АС) составило 7 операций, для которых, по аналогии с периодом за 2016 по 2023 год, определены показатели дополнительной добытой нефти и удельного эффекта (табл. 1). На текущий момент суммарная дополнительная добыча нефти за счет применения физико-химических МУН составила 9,42 тыс. т., средняя удельная эффективность — 673 т/скв.-опер.

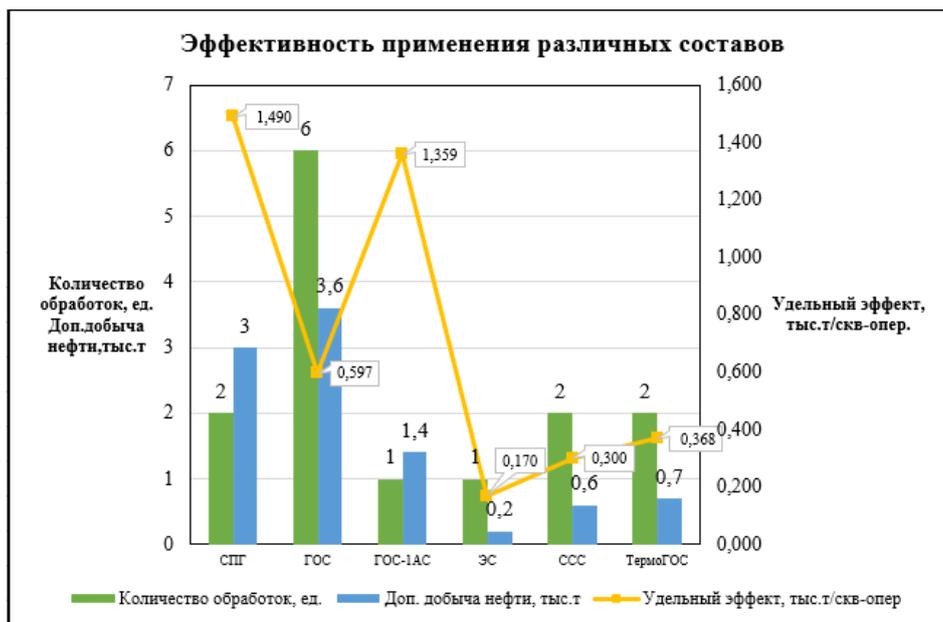


Рис. 1. Результаты применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на месторождении в период с 2016 по 2023 год:
 СПГ — силикатно-полимерный гель; ГОС — гелеобразующий состав; ГОС-1АС — полимер-дисперсные составы; ЭС — эмульсионные составы; ССС — сульфатно-содовая смесь; ТермоГОС — термотропный гелеобразующий состав

Таблица 1

Основные показатели проведения мероприятий по увеличению нефтеотдачи пластов с использованием специальных химических композиций за 2022 год

Технология	Количество операций	Дополнительная добыча нефти, тыс. т.	Удельный эффект, т/скв.-опер.
ГОС	4	2,73	683
ТермоГОС	2	0,74	368
ГОС-1АС	1	1,36	499

На основании исследования, направленного на оценку и определение результатов реализации физико-химических МУН на месторождении за период с 2016 по 2023 год включительно, можно отметить, что гелеобразующие и полимер-дисперсные составы имеют наибольшие удельные эффекты от их закачки и показатели дополнительно добытой нефти, в связи с чем могут быть рассмотрены как базовые составы для обработки.

Результаты

В целях успешного планирования комплекса физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов при разработке месторождения на основе потокоотклоняющих технологий необходимо подробно рассмотреть текущее состояние основных блоков месторождения. На 1 января 2024 года в пределах Северного участка эффективные работающие толщины по данным промыслово-геофизических исследований (ПГИ) расположены преимущественно в верхней части продуктивного пласта T_2 , разработка которого осуществляется 8 нагнетательными и 23 добывающими скважинами. С учетом того, что он обладает лучшими фильтрационно-емкостными свойствами по сравнению с продуктивным пластом T_1 , дополнительное вовлечение его остаточных запасов в разработку служит эффективным способом достижения проектных показателей. В данный момент указанный процесс осуществляется с применением потокоотклоняющих технологий, так как для общей низкой проницаемости разрабатываемого объекта перераспределение фильтрационных потоков — превалирующий способ вытеснения остаточных запасов нефти, что отражено в трудах [10–13] и подтверждается результатами промысловых работ, которые будут представлены ниже.

Центральный блок включает в себя большее количество скважин, а именно 11 нагнетательных и 25 добывающих. Водонефтяной контакт принят на уровне абсолютной отметки $-1870,4$ м по подошве нефтенасыщенного коллектора. Коэффициент пористости для пластов T_1 и T_2 составляет 0,194 и 0,184 доли ед. (для нефтяной зоны), 0,177 и 0,17 доли ед. (для водонефтяной зоны) при значениях проницаемости ($K_{\text{прон}}$) от 0,0308 до 0,231 мкм². Водоудерживающая способность установлена только для коллекторов пласта T_1 и равна 0,413 и 0,442 доли ед. по причине наличия в достаточном объеме представительных керновых образцов. Минимальное значение эффективной нефтенасыщенной толщины составляет 1,4 м при максимальном показателе 5,7 м в районе скважины X35X. Для Центрального блока объекта исследования характерно наибольшее количество нефтенасыщенных пропластков — 114 ед. при среднем коэффициенте начальной нефтенасыщенности 0,311 доли ед. Большая часть нефтенасыщенных пропластков (почти 34 %) имеет толщину от 0,6 до 1 м. Более 75 % фонда скважин Центрального блока эксплуатируются с низкими дебитами (менее 7 т/сут). В пределах анализируемого участка по результатам переинтерпретации данных геофизических и гидродинамических исследований

идентифицированы единичные высокопроницаемые прослои со значениями $K_{\text{прон}}$ более $0,1 \text{ мкм}^2$, чередование которых происходит преимущественно в латеральном направлении пластов T_1 и T_2 , поэтому диапазон приемистостей на некоторых нагнетательных скважинах находится в пределах $270\text{--}430 \text{ м}^3/\text{сут}$. Дренирование запасов в основном осуществляется в кровельной части разреза против пласта T_1 . Из-за того, что запасы пласта T_2 в достаточной степени отобраны, перспектива применения физико-химических МУН прослеживается в его изоляции и интенсивном приобщении T_1 путем воздействия на слабопроницаемые коллекторы. На скважинах Центрального блока, не вскрывших высокопроницаемые пропластки, использование физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов ограничено в целях низкой приемистости соседних нагнетательных скважин.

Примером реализации потокоотклоняющих технологий на месторождении может стать операция, проведенная недропользователем на нагнетательной скважине № X, эксплуатирующая пласт T_1 . В 2022 году на скважине была произведена закачка гелеобразующего состава в объеме 300 м^3 . Изменение приемистости нагнетательной скважины № X за счет закачки потокоотклоняющего вещества фиксируют данные потокометрии, представленные на планшете ПГИ (рис. 2). В нижней части пласта произошло отключение обводнившихся прослоев по причине перераспределения фильтрационных сопротивлений, что позволило также снизить приемистость верхней части и дополнительно вовлечь в процесс эксплуатации среднюю часть пласта.

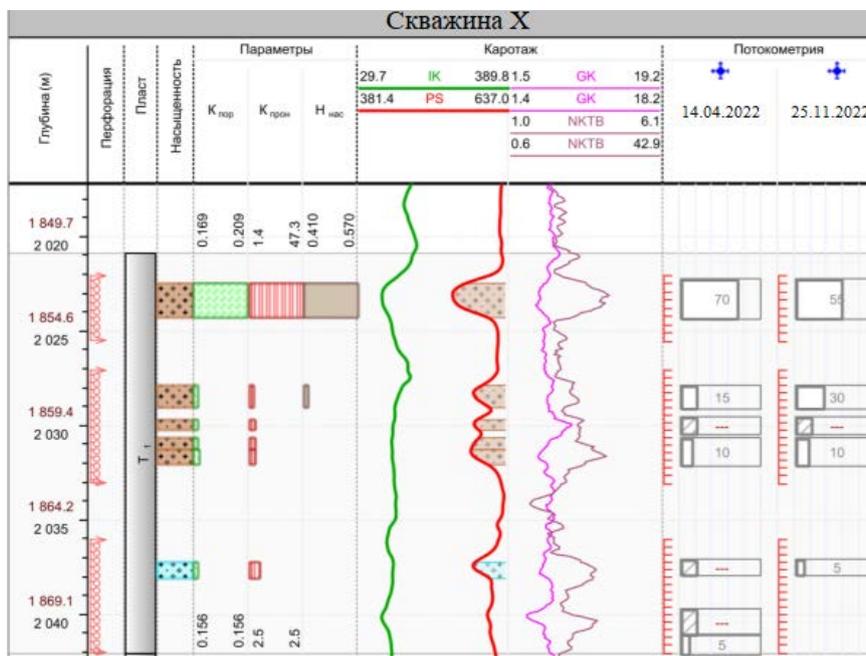


Рис. 2. Результаты проведения работ по закачке потокоотклоняющего состава на нагнетательной скважине № X

При анализе графика динамики работы реагирующей добывающей скважины № XX83 (рис. 3) можно сделать вывод, что после закачки гелеобразующего состава снизилась обводненность добываемой продукции. После шести месяцев эксплуатации скважины (апрель 2023) обводненность достигла и превысила начальное значение данного параметра до обработки. По остальным же двум реагирующим скважинам в течение первых трех месяцев эксплуатации после закачки отмечено уменьшение обводненности в среднем на 9,3 % при увеличении дебитов нефти на 0,3–1,3 т/сут. соответственно. Дополнительная добыча нефти за счет приобщения ранее недренируемых пропластков по участку составила 536 тонн. Различия в количественных показателях технологического эффекта при использовании потокоотклоняющих составов могут быть обусловлены неоднородностью геологического строения и, например, необходимостью применения больших объемов агента при обработке в связи с наличием сильно перемежающихся между собой зон, которые обладают ухудшенными и улучшенными фильтрационно-емкостными характеристиками и способствуют формированию неоднородностей. Помимо этого, причиной недостижения прогнозных показателей может послужить и неустойчивость изоляционного экрана, что требует проведения дополнительных лабораторных и промысловых исследований по подбору стабильных композиций, не оказывающих негативного влияния на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов.

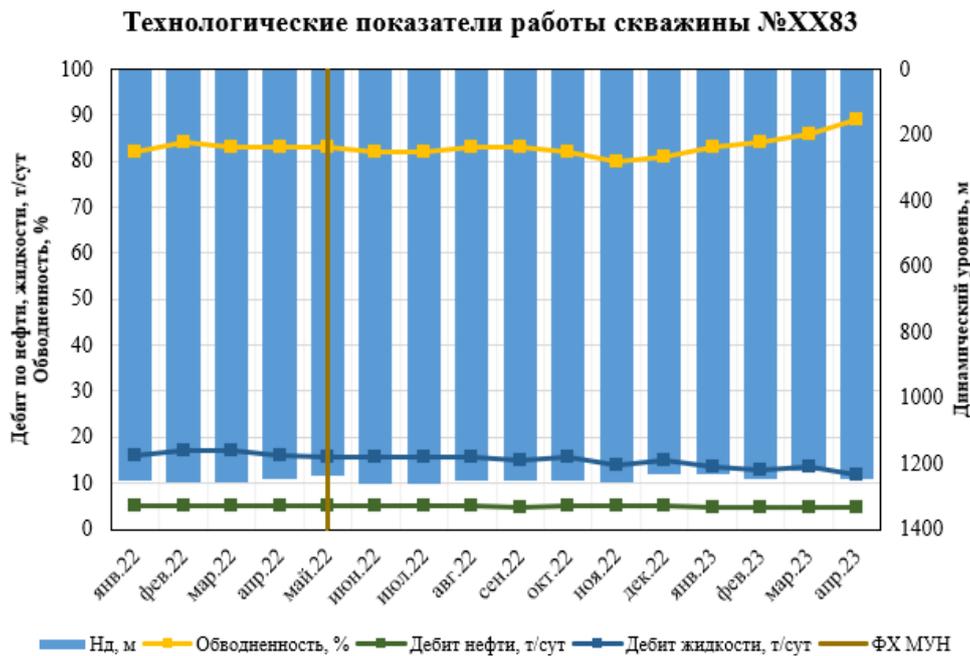


Рис. 3. Динамика работы добывающей скважины № XX83

Представленные результаты проведения операции по закачке потокоотклоняющих составов на нагнетательной скважине № X позволяют сказать о том, что потенциал развития физико-химических МУН при использовании их в условиях низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты достаточно высок при обоснованном подборе скважин-кандидатов и реагентов для обработки. Ключевым аспектом реализации эффективных методов воздействия с использованием специальных составов является формирование адресной программы, учитывающей различные геологические и технологические составляющие операции.

С учетом накопленного опыта проведения физико-химических МУН на месторождении и анализа имеющейся геолого-промысловой информации выявлены закономерности, влияющие на эффективность закачки потокоотклоняющих составов (ПОТС). Исходя из этого, выделим геолого-технологические критерии подбора скважин-кандидатов на операции, которые в совокупности с ранее проведенными исследованиями по определению наиболее эффективных композиций позволяют оптимизировать процесс разработки низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты. Так, объектами для использования ПОТС могут стать коллекторы, представленные одним пластом с достаточно развитой толщиной и проницаемостью, изменяющейся в широких диапазонах. Не рекомендуется применять потокоотклоняющие технологии при условии, что пласт замещается непроницаемыми породами, так как в большинстве случаев при постановке непроницаемого экрана зоны реагирования добывающих скважин остаются недостаточно вовлечены в процесс вытеснения углеводородов. Данный факт также подтверждается исследованиями, которые представлены в работе [14].

Обсуждение

Потенциальный фонд нагнетательных скважин для внедрения физико-химических МУН необходимо оценивать с точки зрения восприимчивости матрицы горных пород к составам, планируемыми к закачке с использованием накопленного опыта разработки месторождений-аналогов, относящихся к Шаимскому нефтегазосносному району.

При оценке перспектив применения физико-химических МУН на скважинах выбранного участка месторождения учитывались следующие критерии, полученные авторами в ходе детального изучения геолого-промысловой информации и ее обработки с использованием различных подходов:

- зарегистрированная неравномерность профиля притока нагнетательной скважины по результатам ПГИ;
- наличие гидродинамической связи между потенциальной нагнетательной скважиной для обработки и сопряженными добывающими, подтвержденное как промысловыми исследованиями, так и обусловленное

высоким коэффициентом Спирмена при аналитических исследованиях (при отсутствии данных ПГИ или трассерных исследований);

- приемистость на момент проведения операции не менее $70 \text{ м}^3/\text{сут}$, определенная по замеру от ЦА-320;
- герметичность эксплуатационной колонны и отсутствие заколонных циркуляций.

С учетом выше представленных подходов, необходимых для оптимизации процесса разработки коллекторов тюменской свиты потокоотклоняющими технологиями, представим наиболее эффективную программу применения физико-химических МУН для выбранного участка месторождения. Программа состоит в следующем: по Северному блоку рекомендуется под закачку 4 нагнетательные скважины, по Центральному блоку — 3. На 3 скважинах (№ X4, № X3, № 4X2) воздействие рекомендуется осуществлять на продуктивные пласты T_1 и T_2 . На 1 скважине (№ X71) — на пласт T_2 . В остальных случаях рекомендуется вовлечь в разработку остаточные запасы пласта T_1 (рис. 4). Планируемый прирост дебита по нефти окружающих скважин с учетом переходящего эффекта от обработок, проведенных в 2023 году, составит 2 300 т, 1 390 т и 920 т соответственно. Закачку рекомендуется проводить с использованием гелеобразующих и осадкообразующих технологий. Подбор дизайна необходимо осуществлять после фактических замеров приемистости нагнетательных скважин.

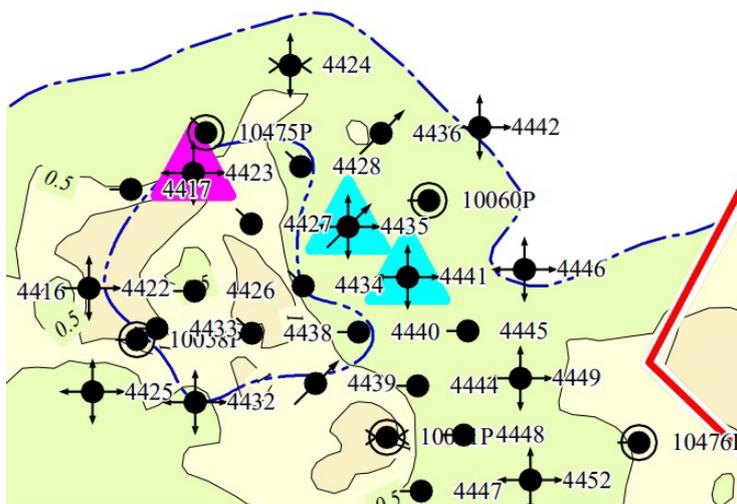


Рис. 4. Карта остаточных запасов нефти Центрального блока месторождения (фиолетовым и голубым треугольниками обозначены скважины, на которых уже применялись физико-химические МУН)

Выводы

По результатам выполнения исследований сформирована программа мероприятий для выбранного участка месторождения, в основе которой

лежит использование физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов с использованием ПОТС. Так, под закачку специальных композиций рекомендуется 7 скважин с общим прогнозируемым приростом добычи нефти после операции, равным 4 610 т (с учетом переходящего эффекта). Прогнозные значения дополнительной добычи нефти могут отличаться в силу реализации других операций по увеличению продуктивности на реагирующих добывающих скважинах.

Анализ результатов применения специальных химических веществ, представленный на рисунке 1 и в таблице 1, позволяет сделать вывод о том, что при выборе дизайна применения потокоотклоняющих технологий на месторождение стоит обратить внимание на показатели удельной эффективности предыдущих скважино-операций и фактических замеров приемистости нагнетательных скважин. В качестве базовых составов для дальнейшей реализации физико-химических МУН рекомендуется применять гелеобразующие и полимер-дисперсные составы за счет их высокой эффективности, обусловленной положительным опытом применения на месторождении. Изменение профиля приемистости нагнетательных скважин необходимо фиксировать путем сравнения показателей потокометрии и ключевых параметров эксплуатации реагирующих добывающих скважин до и после проведения закачки.

Уточнение представленной адресной программы и ее основных шагов может быть реализовано по мере наличия результатов проведения физико-химических МУН с использованием ПОТС на месторождениях-аналогах, что позволит рассмотреть задачу оптимизации процесса разработки коллекторов тюменской свиты более детально и в широком масштабе исследования.

Список источников

1. Особенности инженерного сопровождения и подбора оптимального дизайна закачки потокоотклоняющих составов / С. Ф. Мулявин, Ю. В. Земцов, Р. Ф. Мазитов, В. Ю. Хорюшин. – DOI 10.30713/0207-2351-2019-9(609)-47-51. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 9(609). – С. 47–51.
2. Повышение выработки запасов нефти из пластов неокотских отложений комплексом технологий / А. Н. Халиков, Д. Ю. Чудинова, Р. М. Кашфутдинова, Я. Д. Б. Атсе. – DOI 10.25689/NP.2019.4.202-217. – Текст : непосредственный // Нефтяная провинция. – 2019. – № 4(20). – С. 202–217.
3. Методические основы планирования и организации интенсивных систем заводнения (на примере пластов Ватьеганского и Тевлинско-Русскинского месторождений) / С. А. Валеев, М. Р. Дулкарнаев, Ю. А. Котенев [и др.]. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 3(49). – С. 38–42.
4. Сравнение эффективности применения потокоотклоняющих технологий и гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи / А. Н. Иванов, М. М. Велиев, И. В. Владимиров [и др.]. – DOI 10.24887/0028-2448-2021-4-67-70. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 4. – С. 67–70.

5. Гилязетдинов, Р. А. Снижение рисков при разработке трудноизвлекаемых запасов жидких углеводородов с использованием комплексного анализа геолого-промысловых данных / Р. А. Гилязетдинов, Л. С. Кулешова, В. Ш. Мухаметшин. – DOI 10.21440/2307-2091-2024-1-106-113. – Текст : непосредственный // Известия Уральского государственного горного университета. – 2024. – № 1(73). – С. 106–113.
6. Земцов, Ю. В. Обзор физикохимических МУН, применяемых в Западной Сибири, и эффективности их использования в различных геолого-физических условиях / Ю. В. Земцов, А. В. Баранов, А. О. Гордеев. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 7. – С. 11–22.
7. Велиев, Э. Ф. Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий / Э. Ф. Велиев. DOI: 10.5510/OGP20200200432. – Текст : непосредственный // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2020. – № 2. – С. 50–66.
8. Мухаметшин, В. В. Идентификация и использование метода аналогий в решении проблем разработки нефтяных месторождений Западной Сибири / В. В. Мухаметшин. – Текст : непосредственный // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2023. – № 2. – С. 52–62.
9. Шувалов, С. А. Применение полимерных реагентов для увеличения нефтеотдачи пласта и водоизоляции / С. А. Шувалов, В. А. Винокуров, В. Н. Хлебников. – Текст : непосредственный // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина. – 2013. – № 4(273). – С. 98–107.
10. Мамбетов, С. Ф. Исследование устойчивости дисперсных систем для физико-химических методов увеличения нефтеотдачи в присутствии гидрофобного наполнителя / С. Ф. Мамбетов, Ю. В. Земцов. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-4-42-51. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 4(160). – С. 42–51.
11. Мазаев, В. В. Лабораторное моделирование использования дисперсных составов для регулирования фильтрационных потоков и увеличения нефтеотдачи / В. В. Мазаев. – DOI 10.24411/2076-6785-2020-10076. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2020. – № 2. – С. 32–35.
12. Емельянов, Э. В. Комплексный подход к проектированию физико-химических методов увеличения нефтеотдачи месторождений ООО «РН-Уватнефтегаз» / Э. В. Емельянов, Ю. В. Земцов. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 7(248). – С. 42–47.
13. Емельянов, Э. В. Опыт применения потокоотклоняющих технологий в условиях резкой неоднородности продуктивных горизонтов Усть-Тегусского месторождения / Э. В. Емельянов, Ю. В. Земцов, А. В. Дубровин. – DOI 10.30713/0207-2351-2019-11(611)-76-82. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 11(611). – С. 76–82.
14. Мамбетов, С. Ф. Опытнo-промышленные работы комплексной технологии обработки нагнетательных скважин с целью повышения нефтеотдачи / С. Ф. Мамбетов, Ю. В. Земцов. – DOI 10.33285/0207-2351-2023-8(656)-35-40. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 8(656). – С. 35–40.

References

1. Mulyavin, S. F., Zemtsov, Yu. V., Mazitov, R. F., & Khoryushin, V. Yu. Some specific features of the engineering support and optimal design selection of flow-deviating compositions injection. *Oilfield engineering*, 9(609), pp. 47-51. (In Russian). DOI: 10.30713/0207-2351-2019-9(609)-47-51
2. Khalikov, A. N., Chudinova, D. Yu., Kashfutdinova, R. M., & Atse, Y. D. B. (2019). Increase of oil reserves production from neocomian layers by the complex of technologies. *Neftyanaya Provintsiya*, 4(20), pp. 202-217. (In Russian). DOI: 10.25689/NP.2019.4.202-217
3. Valeev, S. A., Dulkarnaev, M. R., Kotenev, Yu. A., Sultanov, Sh. Kh., Chudinova, D. Yu., & Brilliant, L. S. (2016). Methodical bases of planning and organizing intensive floodingsystems (on example Vateganskoe and Tevlinsko-Russkinskoe fields). *Exposition oil gas*, 3(49), pp. 38-42. (In Russian).
4. Ivanov, A. N., Veliev, M. M., Vladimirov, I. V., Udalova, E. A., & Veliev, E. M. (2021). Comparison of flow deviation technologies and hydrodynamic enhanced oil recovery methods. *Oil industry*, (4), pp. 67-70. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2021-4-67-70
5. Gilyazetdinov, R. A., Kuleshova, L. S., & Mukhametshin, V. Sh. (2024). Risk reduction in the development of hard-to-recover liquid hydrocarbon reserves using a comprehensive analysis of geological and field data. *News of the Ural State Mining University*, 1(73), pp. 106-113. (In Russian). DOI: 10.21440/2307-2091-2024-1-106-113
6. Zemtsov, Yu. V., Baranov, A. V., & Gordeev, A. O. (2015). Obzor fizikokhimicheskikh MUN, primenyaemykh v Zapadnoy Sibiri, i effektivnosti ikh ispol'zovaniya v razlichnykh geologo-fizicheskikh usloviyakh. *Neft. Gas. Novacii*, (7), pp. 11-22. (In Russian).
7. Veliyev, E. F. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *Socar Proceedings*, (2), pp. 50-66. (In Russian). DOI: 10.5510/OGP20200200432
8. Mukhametshin, V. V. (2023). Identification and analogies method application in development problems solving for oil fields in Western Siberia. *Socar Proceedings*, (2), pp. 52-62. (In Russian).
9. Shuvalov, S. A., Vinokurov, V. A., & Khlebnikov, V. N. (2013). Using polymeric agents for eor and waterproofing. *Proceedings of Gubkin Russian state university of oil and gas*, 4(273), pp. 98-107. (In Russian).
10. Mambetov, S. F., & Zemtsov, Yu.V. (2023). Stability studies of dispersed systems for physicochemical methods to enhance oil recovery in the presence of a hydrophobic filler. *Oil and gas studies*, 4(160), pp. 42-51. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-4-42-51
11. Mazaev, V. V. (2020). Laboratory modeling of dispersed mixtures application for flow control and enhanced oil recovery. *Exposition Oil Gas*, (2), pp. 32-35. (In Russian). DOI:10.24411/2076-6785-2020-10076
12. Emelyanov, E. V., & Zemtsov, Yu. V. (2021). Integrated approach to designing physical and chemical eor methods at "RN-Uvatneftegas" LLC. *Neft. Gas. Novacii*, 7(248), pp. 42-47. (In Russian).
13. Emelyanov, E. V., Zemtsov, Yu. V., & Dubrovin, A. V. (2019). Experience of flow-diverting technologies application under conditions of sharp heterogeneity of productive horizons of Ust-Tegusky field. *Oilfield engineering*, 11(611), pp. 76-82. (In Russian). DOI: 10.30713/0207-2351-2019-11(611)-76-82

14. Mambetov, S .F., & Zemtsov, Yu.V. (2023). Pilot-industrial works of integrated injection well processing technology in order to increase oil recovery. Oilfield engineering, 8(656), pp. 35-40. (In Russian). DOI: 10.33285/0207-2351-2023-8(656)-35-40

Информация об авторах / Information about the authors

Вафин Риф Вакилович, доктор технических наук, профессор кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет в г. Октябрьском, г. Октябрьский

Гилязетдинов Руслан Альбертович, научный сотрудник кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет в г. Октябрьском, г. Октябрьский, gilyazetdinov_2023@mail.ru

Шарипов Фарит Азатович, студент 1 курса магистратуры кафедры теоретических основ разработки месторождений нефти и газа, Московский государственный университет имени М. В. Ломоносова, Москва

Rif V. Vafin, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Oil and Gas Field Exploration and Development, Institute of Oil and Gas FSBEI of HE «Ufa State Petroleum Technological University», Branch in the City of Oktyabrsky

Ruslan A. Gilyazetdinov, Researcher at the Department of Exploration and Development of Oil and Gas Fields, Institute of Oil and Gas FSBEI of HE «Ufa State Petroleum Technological University», Branch in the City of Oktyabrsky, gilyazetdinov_2023@mail.ru

Farit A. Sharipov, 1st year master's student of the department of Theoretical foundations of oil and gas field development, Lomonosov Moscow State University

Статья поступила в редакцию 20.05.2024; одобрена после рецензирования 05.07.2024; принята к публикации 22.07.2024.

The article was submitted 20.05.2024; approved after reviewing 05.07.2024; accepted for publication 22.07.2024.

УДК 551.7.02:551.[762+763]:550.72 (571/1)
DOI: 10.31660/0445-0108-2024-6-53-68

Концепция согласования биостратиграфических данных с клиноформной моделью волжско-готеривских отложений Западной Сибири

В. Ф. Гришкевич^{1,2*}, А. А. Нежданов², Е. В. Олейник³

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики, Тюмень, Россия

³Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шильмана, Тюмень, Россия

*grishkevichvf@tyuiu.ru

Аннотация. Уникальность ситуации вокруг региональных стратиграфических схем титонско-барремских отложений Западной Сибири на протяжении последних десятилетий заключается в наличии общепризнанной в производственных организациях региона клиноформной модели их строения и несогласованности с этой моделью существующих научных интерпретаций наличествующего комплекса биофоссилий.

Главная цель этой работы — инициализация публичной научной дискуссии.

Суперститовая модель палеобиот. Баженовская битуминозная формация — неотъемлемая часть клиноформной модели — тонкозернистые (фондоформные по Ричу) осадки центральной котловины бассейна. Для преодоления существующих рассогласований при анализе биостратиграфических данных предлагается в обязательном порядке учитывать клиноформное строение толщи. Боковое заполнение Западно-Сибирского палеобассейна приводило к постоянному смещению палеогеографических и экологических обстановок. Скользящие по возрасту вместе с литологическими границами экологические ниши могли контролировать суперститовые (эндемичные) биотические комплексы. Для аммоноидей экологической нишей могли быть слабо вентилируемые нормальной солености воды, подстилающие выступающую за кромку шельфа, солоноватые воды галоклина.

Критерий абсолютного возраста. В регионально выдержанном маркере — слое туфитов — в подошве верхнебаженовской подсвиты по микроанализу зерен циркона определен U–Pb возраст 140,2–141,11 млн лет, что хорошо согласуется с клиноформной моделью. Ревизию биофоссилий желательно производить с учетом возможного сосуществования эндемичных суперститовых и панбореальных (космополитных) аммонитов и других стра­тифицирующих организмов.

Накопленный комплекс биостратиграфических данных прямо не противоречит клиноформной модели отложений. На утверждение Межведомственным стратиграфическим комитетом России (МСК) возможно вынесение рабочей региональной схемы титонско-барремских отложений Западной Сибири с проработанной, согласованной корреляционной частью и промежуточным вариантом общей биостратиграфической части.

Ключевые слова: региональные схемы, Западная Сибирь, литостратиграфия, биостратиграфия, верхняя юра, нижний мел

Благодарности: авторы выражают искреннюю признательность Сергею Викторовичу Ершову за ценные замечания в процессе подготовки рукописи.

Для цитирования: Гришкевич, В. Ф. Концепция согласования биостратиграфических данных с клиноформной моделью волжско-готеривских отложений Западной Сибири / В. Ф. Гришкевич, А. А. Нежданов, Е. В. Олейник. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-6-53-68 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 6. – С. 53–68.

Mutually according concept for biostratigraphic data and cliniform model of western siberian tithonian-barremian deposits

Vladimir F. Grishkevich^{1,2*}, Alexey A. Nezhdanov², Elena V. Oleynik³

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²West Siberian Research Institution of Geology and Geophysics, Tyumen, Russia

³V. I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Tyumen, Russia

*grishkevichyf@tyuiu.ru

Abstract. There is a unique situation for past decades with Western Siberia Tithonian-Barremian deposit's regional schemes: the clinoform model of their structure is generally accepted in regional oil exploring organizations, and at the same time, there exists inconsistency between this model and scientific interpretations of current biofacilities' complex.

Main goal of this work is initialization of public scientific discussion.

Superstitious biots. The Bazhenov bituminous formation is an integral clinoform model part — central basin deep fine-grained sediments (fondothem by Rich). It is proposed to take clinoform strata structure as conceptual basement of paleobiotic analysis to overcome existing discrepancies. West Siberian paleobasin lateral filling led to a constant replacement of its paleogeographic and environmental condition zones. Superstite (endemic) biotic complexes could be controlled by ecological niches, sliding in age along with lithological boundaries. The ecological niche for ammonoids could be poorly ventilated normal salinity waters underlying the brackish waters of the halocline protruding beyond the shelf edge. **Absolute age criterion.** There is a regionally consistent marker — a tuffite layer — at the Upper Bazhenov subformation bottom part. Microanalysis of its zircon grains estimated U–Pb age as 140.2–141.11 million years, which is in good agreement with the clinoform model.

The biofacilities revision might be operated looking for possible coexisting endemic superstite and panboreal (cosmopolitan) ammonites and other stratifying organisms.

The currently accumulated complex of biostratigraphic data does not directly contradict the clinoform model. A working regional scheme of West Siberian Tithonian-Barremian deposits with a developed agreed upon correlation part and with a general biostratigraphic part's intermediate version might be submitted for consideration of Russian Interdepartmental Stratigraphic Committee.

Keywords: regional schemes, Western Siberia, lithostratigraphy, biostratigraphy, Upper Jurassic, Lower Cretaceous

Acknowledgments: The authors express their sincere appreciation to Sergej Viktorovich Ershov for the valuable comments during the preparation of the article.

For citation: Grishkevich, V. F., Nezhdanov, A. A., & Oleynik, E. V. (2024). Mutually according concept for biostratigraphic data and clinoform model of Western Siberian tithonian-barremian deposits. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 53-68. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-6-53-68

Введение

В геологической науке СССР во время открытия и интенсивного первоначального изучения Западно-Сибирской провинции господствовало представление о преимущественно компенсированном накоплении нефтегазоносных толщ. Эта «плоско-параллельная» парадигма отразилась на становлении стратиграфической модели нового региона. Ее самым наглядным символом было прослеживание продуктивных пластов через всю провинцию — знаменитое сопоставление пласта БВ₈ с пластом БС₁₀. Неадекватная литолого-стратиграфическая основа не могла не сказаться и на систематизации биостратиграфических данных.

В 1974 году в научную дискуссию была введена косослоистая (клиноформная) модель А. Л. Наумова [1], и появились первые результаты обработки сейсмической съемки отраженных волн методом общей глубинной

точки (МОВ ОГТ). Уже в 1977 году клиноформная модель получила практическое подтверждение в ходе предсказания и открытия литологически экранированной залежи на Восточно-Тарасовском месторождении [2].

Сейчас, по прошествии пятидесяти лет, клиноформная модель является общепризнанной основой для проведения поисково-разведочных работ и моделирования продуктивных пластов месторождений во всех научных и производственных организациях, работающих в Западной Сибири. В настоящее время подготовка уточненных региональных стратиграфических схем прямо предполагает комплексную ревизию всех имеющих литолого-стратиграфических и биостратиграфических данных.

Чтобы понять сложность предстоящей ревизии, достаточно посмотреть на рисунок 1 с условным профилем через центральную часть провинции.

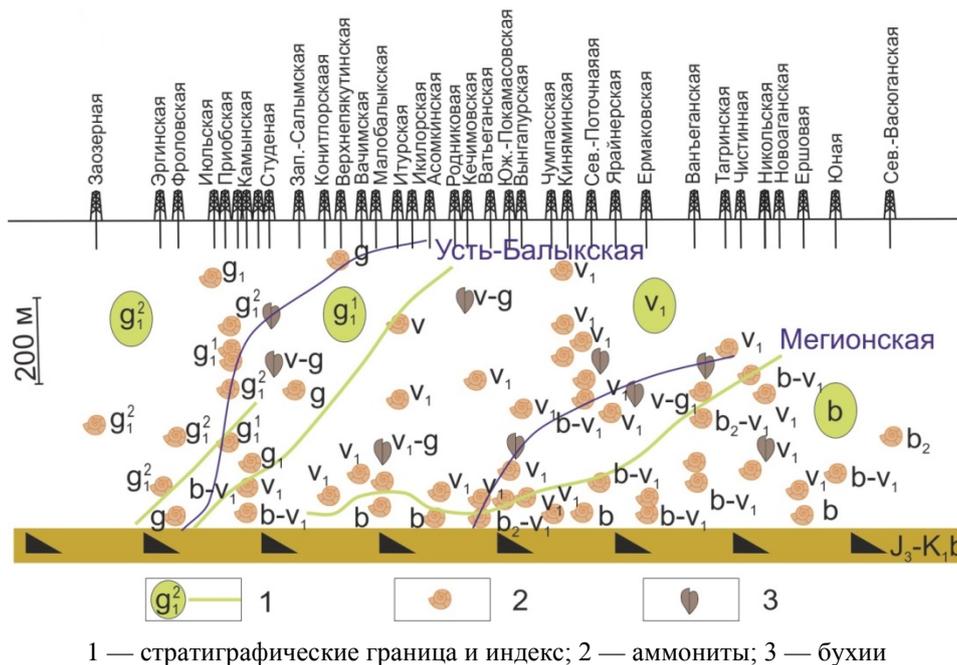


Рис. 1. Датировка возраста клиноформных отложений неокома центральных районов Западной Сибири по аммонитам и бухиям по [3] с дополнениями (зеленые линии — границы ярусов, синие — границ кровли двух свит)

На него дополнительно нанесены две синие линии положения кровли мегионской и усть-балыкской свит (самотлорской и пимской пачек) по современной клиноформной модели. На рисунок 1 нанесены кровли всего двух пачек (региоциклитов [4]), а всего их в этом возрастном интервале десять. Здесь пробурены десятки тысяч поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, в каждой из которых прослежены положения региональных нефтегазоносных объектов: резервуаров (региоциклитов) и пластов. Межскважинное пространство покрыто 2D и 3D-сейсморазведкой, а

это — миллионы точек (интерпретации) наблюдения региоциклитов. Таким образом, литолого-стратиграфические объекты неокомской части разреза вдоль условного профиля рисунка 1 имеет высокую, практически предельную, степень изученности (достоверности).

В верхней части рисунка видно постепенное омоложение осадков шельфовых пластов с востока на запад: от берриаса на востоке (Северо-Васюганская площадь) до готерива на западе во Фроловской впадине (на Фроловской, Эргинской и Заозерной площадях) строго в соответствии с клиноформной моделью. В тоже время наблюдается резкое рассогласование палеонтологических возрастов вдоль изохронных границ пимской и самотлорской пачек: макрофауне присклоновых ачимовских и подачимовских отложений всюду приписан берриасский возраст. Таким образом, пимский цикллит содержит фауну готеривского возраста в своей шельфовой (ундаформной) части и берриасскую фауну в осадках его погруженной (фондаформной) части. Очевидно, это противоречит базовому принципу стратиграфии — закону Смита: достоверно одновозрастные литологические слои должны содержать одновозрастную (одинаковую) фауну.

На современном этапе из-за предельной достоверности клиноформной модели литолого-стратиграфических объектов в центральных районах провинции ревизии будут подвергаться фактически только биостратиграфические данные. Самый простой, очевидный и бесспорный вариант — анализ интервала распространения биостратиграфических таксонов (видов, родов и т. п.) по шкале региональных цикллитов — приведет к объявлению не валидными множества определений видовой принадлежности и возраста биофоссилий у подножья клиноформ. Но ведь в клиноформной толще условия осадконакопления, а следовательно, и палеоэкологические условия вдоль региоциклита отнюдь не однородны. Попытаемся оценить степень неоднородности палеогеографических и палеоэкологических условий титонско-барремского Западно-Сибирского осадочного бассейна.

Общие сведения

Западно-Сибирское палеоморе имело максимальный размер во время титонской (волжской) трансгрессии, после чего его площадь постоянно сокращалась вплоть до баремского времени за счет бокового заполнения морского бассейна терригенными осадками [5–8]. Полузамкнутый эпиконтинентальный палеобассейн имел значительные размеры (более 3 млн кв. км) и, как следствие, интенсивные высокоамплитудные волны водной поверхности. Поэтому осадконакопление в нем контролировалось классической моделью Рича [9]: выше базиса проникновения волн формировалась седиментационная платформа (шельф), ниже — седиментационный склон, за пределами которого в центральной котловине накапливались тонкозернистые и тонкослоистые (конденсированные) осадки. Особенностью Западно-Сибирского палеобассейна являлось наличие серии входных поро-

гов, в результате чего при общем эстуарном режиме циркуляции в центральных впадинах возникли застойные анаэробные толщи вод, обусловившие высокую сохранность органического вещества в конденсированных разрезах центральных впадин — в настоящее время они представлены в разрезе битуминозными разностями пород [5, 6, 8, 10]. Заметим, что застойные области полузамкнутых бассейнов так же весьма благоприятны для формирования и сохранения эндемичных биотических комплексов.

Общая структура осадков и биологических сообществ центральной впадины была концентрична и контролировалась удаленностью от кромки седиментационного шельфа из-за истощения к центру бассейна органо-трофных элементов и падению первичной биопродуктивности (рис. 2).

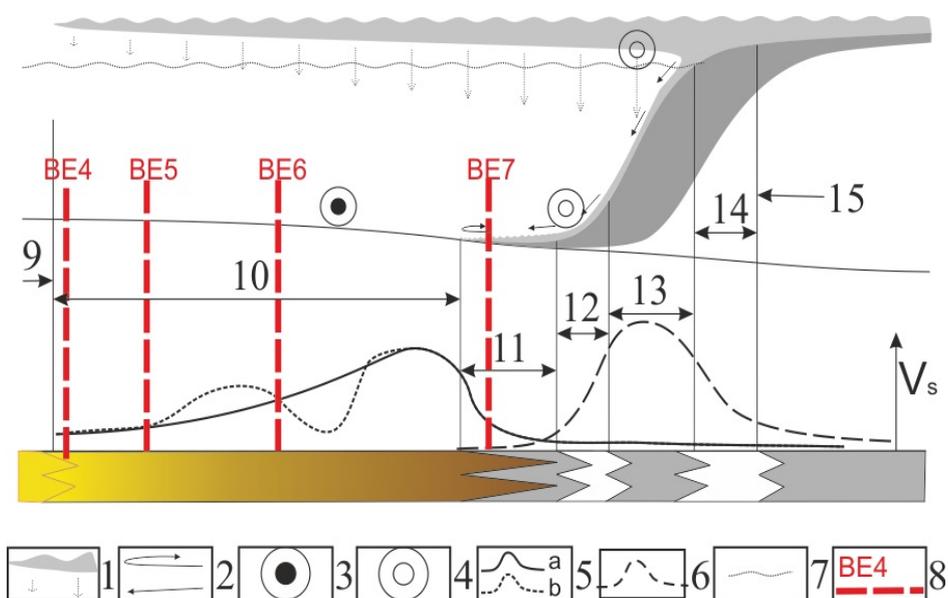


Рис. 2. Модель клиноформ внутриконтинентальных морей с учетом желоба проседания изостатической компенсации по [8] с дополнениями

- 1 — поверхностная взвесь и выпадающий из нее флокулярно-пеллетный поток осадков,
- 2 — направления перемещения придонных взвесей, 3 — контурное течение (на юг),
- 4 — контурное течение (на север), 5 — доля РОВ: а — в нисходящем потоке, b — в осадке,
- 6 — кривая скоростей осадконакопления, 7 — глубина проникновения штормовых волн,
- 8 — экологически обусловленные границы биотических комплексов (биотические события и их индекс по [13]); зоны осадков: 9 — свежконденсированных (верхней пачки нижнебаженовской подсвиты); 10 — органо-силицитно-карбонатно-глинистых (верхнебаженовской подсвиты), 11 — переслаивания баженоидов и турбидитов (подачимовские), 12 — дебитов (ачимовских), 13 — алевритистых глин склона, 14 — контуритов и кромкошельфовых песков, 15 — покровных шельфовых

Параллельно в этом же направлении уменьшалась и концентрация терригенных минеральных взвесей (алеврито-глинистых частиц) в виду их осаждения в пеллетах (пищевых комочках) организмов-фильтраторов зоо-

планктона [11]. Поэтому в самых удаленных центральных частях преобладают сверхконденсированные силицитные (кремнистые) осадки с относительно малым содержанием глин и органического вещества. Из общей тенденции направленного изменения к центру бассейна биологических сообществ и осадков выбивается зона развития придонных циркуляционных течений [8, 12, 13], которые, по мнению всех авторов, так же идут параллельно его (бассейна) текущим подводным склонам. Меандрирование подводного контурного течения на пологом склоне желоба проседания предопределяло изменчивость доступного для бентосных форм объема питания и аэрируемость водной среды и, таким образом, контролировало изменчивость распределения палеобиот.

Общая оценка скоростей накопления осадков в палеобассейне согласуется с их литологическим составом [8]: алевритоглинистые осадки седиментационного склона накапливались со скоростями порядка 1000 мм/тыс. лет (1000 Б) [11], переслаивания алеврито-глинистых и битуминозных осадков подачимовских глин накапливались со скоростью около 100 мм/тыс. лет (100 Б), битуминозно-глинистые осадки верхнебаженновской подсветы — порядка 10 мм/тыс. лет (10 Б) и сверхконденсированные органические силицитные осадки центральной впадины — со скоростью порядка 1 мм/тыс. лет (1 Б). Таким образом, в палеобассейне фиксируется экспоненциальное затухание скоростей седиментации при удалении от источника сноса, что характерно для естественных процессов поглощения-рассеяния.

Суперститовая модель палеобиот

Постепенное боковое заполнение палеобассейна осадками приводило к постоянному смещению всех седиментационных, экологических и биотических зон, как это показано на рисунке 3.

В рамках традиционной плоскопараллельной модели существует иной подход к обоснованию временной зональности биологических сообществ во взаимосвязи со структурой осадков палеобассейна. Полагается [13], что основные биотические события на территории бассейна происходили практически синхронно (рис. 4). С некоторыми из этих рассуждений нельзя не согласиться. Например, событие BE2 (biotical event 2) (см. рис. 3, 4) «Уровень исчезновения биотурбаций, инситного бентоса и начало преобладания нектонных фоссилей (BE2); скачок содержания $C_{орг}$, M_o , переход на биогенный режим седиментации в пелагической части эпиконтинентального бассейна (LGE2), J3v1-v2» [13]. Эти биотическое и литолого-геохимическое события (Litho-Geochemical – LGE2) были вызваны синхронным гидрологическим событием (Hydrological Event) HE2 — появлением входных порогов и, соответственно, переходом от свободного к затрудненному водообмену. Событие это было действительно одномоментным и синхронным для всего палеобассейна.

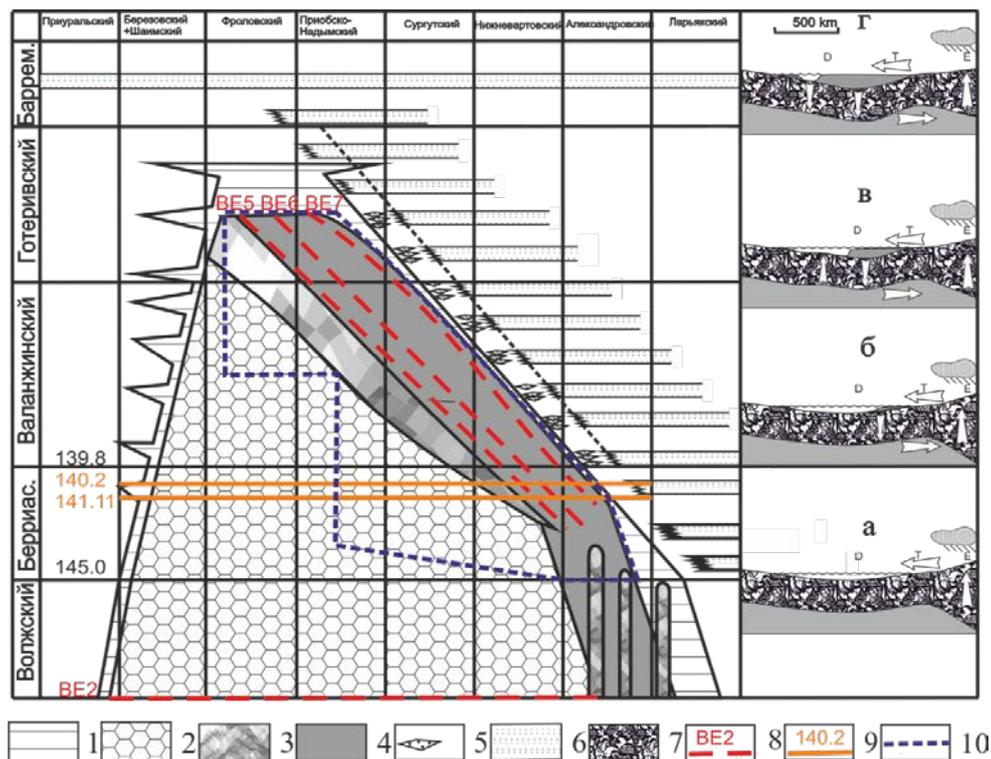
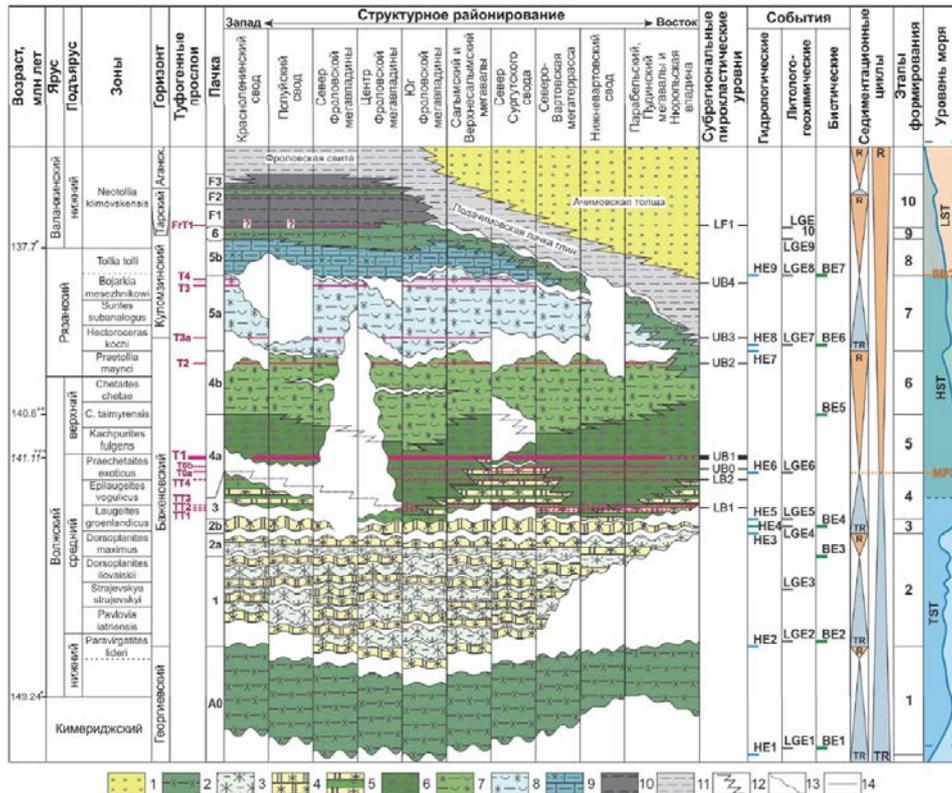


Рис. 3. Принципиальная стратиграфическая схема титонско-неокомских отложений в широтном течении Оби с учетом изостатической компенсации по [7] с дополнениями области: E — эрозии, T — транзита и

D — накопления осадков; а — исходное состояние системы, б — заполнение окраин, в — обмеление центра, г — заполнение центра и «схлопывание» бассейна;

- 1 — переслаивания битуминозных и небитуминозных глин, 2 — конденсированные органоглинистые осадки, 3 в перемытые органогенные илы, 4 в битуминозные глины, 5 — ачимовские пески, 6 — шельфовые песчаные пласты, 7 — деформируемый фундамент, 8 — стратиграфическое положение биотического события и его индекс по [13], 9 — абсолютный возраст начала интенсивных пирокластических событий по [13], 10 — конденсированный разрез без стратиграфической привязки

Менее достоверным представляется, например, одновременный расцвет и одновременное увядание иноцерамовых по всей акватории палеобассейна от Пудинского свода на востоке до Фроловской впадины на западе: «Массовое развитие монородовых иноцерамовых сообществ (BE5) на всей территории, пограничный интервал пачек 4a-4b. J3v3 – K1rz (до зоны H. kochi)» и «Региональная литолого-геохимическая (LGE7) и биотическая (BE6) перестройка: подошва тонкоритмичных пород с кокколитофоридами и кальцисферами, резкое сокращение иноцерам, массовое появление бухий; активизация донных течений (HE8). Подошвенные слои пачки 5a, K1rz, H. Kochi». Логичней предположить, что зоны накопления всех пачек специфического литологического состава смещаются во времени синхронно со смещением бровки седиментационного шельфа.



Условные обозначения: TR — трансгрессивный, R — регрессивный циклиты; MFS — поверхность максимального морского затопления, SB — положение сегвенной границы; TST — трансгрессивный тракт уровня моря, HST — тракт высокого стояния, LST — тракт низкого стояния уровня моря.

1 — терригенная толща чередования алевролитов, песчаников и глин, 2 — глины аргиллитоподобные кремнистые и кремневые, малоуглеродистые; 3 — силициты углеродистые малоглинистые; 4 — радиолариты и силициты малоглинистые, их переслаивания; 5 — силициты глинистые высокоуглеродистые с тонкими прослойками радиоларитов и силицитов малоглинистых; 6–7: силициты глинистые высокоуглеродистые однородные (6) и с многочисленными иноцератами (7); 8 — силициты малоглинистые и глинистые, углеродистые и высокоуглеродистые с раковинами бухий и нанопланктоном; 9 — тонкоритмичные кремнистые тонкодисперсные породы глинисто-карбонатные и карбонатно-глинистые, пиритистые, высокоуглеродистые с нанопланктоном; 10 — глины аргиллитоподобные темноцветные неоднородно кремнистые; 11 — глины сероцветные малоалевритистые; 12–14 — границы: 12 — фациальное замещение, 13 — эрозионная поверхность, 14 — согласная граница. Возраст приведен по: * - Geologic Time Scale, 2020, *** - [13].

Рис. 4. Хроностратиграфический профиль, события и этапы формирования верхнеюрско-нижнемеловых черносланцевых отложений Западно-Сибирского бассейна [13]

Условия накопления 4-й глинистой пачки, обогащенной органическими остатками, возникали при проникновении на этот участок акватории истонченного края галоклина, увеличения биопродуктивности фотического слоя и увеличения потока питательных веществ в нисходящем флокулярно-пелетном потоке [8]. Этого было достаточно для расцвета иноцерам, приспособленных

к условиям слабой аэрации. С появлением на том же участке донных циркуляционных течений (подошва более карбонатной «кокколитофоридовой» 5-й пачки) иноцерамы могли быть вытеснены конкурирующим родом двустворок — бухиями, чуть более требовательными в условиях аэрации.

Седьмое биотическое событие BE7 «Подошва пачки 5b — начало регрессивного этапа (HE9), точка роста объемов глинистой седиментации (LGE8) и угнетения радиоляриевых сообществ и нанопланктона (BE7)». В рамках клиноформной модели это событие отмечает начало накопления подачимовской пачки и трактуется как плавное изменение потока осадения из взвесей верхнего продуктивного (фотического) слоя по мере приближения седиментационного склона (постепенное увеличение доли глинистого материала и при сохранении высокой доли органогенных компонент) плюс дополнительное разбавление осадочного материала поверхностных взвесей дистальными осадками склоновых пленочных турбидитов [8]. Тогда и приуроченный к подачимовским глинам таинственный комплекс палеобиот, состоящий преимущественно из обломков костей рыб и крючков белемнитов, объясняется гравитационным сползанием крупно-размерных минеральных обломков по глинистому седиментационному склону к его основанию. Постоянное продвижение седиментационного склона вглубь бассейна обеспечивает площадную непрерывность слоя, обогащенного костными обломками, что отнюдь не свидетельствует о его стратиграфической одновозрастности.

Общий подход классического палеонтолога заключается в предположении о наличии неких практически синхронных палеобиотических событий — моментов палеобиотических перестроек, — между которыми существуют относительно стабильные палеобиотические комплексы (рис. 4). Принципиально иная позиция у сторонников Головкинского — они утверждают, что палеобиотические комплексы привязаны к определенным экологическим условиям, которые систематически смещаются с изменением палеогеографии, поэтому палеобиотические комплексы так же скользят по возрасту вслед за литологическими границами (см. рис. 3). Но анализ взаимоотношения фаций и палеобиот для «баженовского» палеобассейна Западной Сибири существенно усложняется возможностью эндемизации палеобиот.

По существу эндемизация возникает на ограниченной изолированной или полуизолированной территории как суперадаптация организмов к локальным экологическим условиям (к экологической нише). В Западно-Сибирском палеобассейне первоначальная эндемизация биологического сообщества происходила в раннетитонское время сразу же после возникновения условий затрудненного водообмена и кислородного голодания. Часть видов приспособилась посредством дополнительной адаптации, другая и большая часть исчезла на данной территории. Суперспециализация и суперадаптация эндемичных видов к условиям экологической ниши часто необратима: они теряют способность к успешной конкуренции с другими

видами вне этой ниши. Но в условиях стабильного сохранения экологических условий ниши они могут существовать в течение очень длительных геологических периодов, практически не подвергаясь эволюционным изменениям. Энциклопедическим примером тому служит знаменитая кистеперая рыба (суперститовая форма с реликтовым ареалом). Эндемичные биоты очень устойчивы в пределах своей ниши: эндемики сверхадаптированы к условиям среды, поэтому виды пришельцев попадают не только в экстремальные экологические условия, но и под жесткий прессинг сверхадаптированных эндемиков. Это предопределяет сохранность и медленные эволюционные изменения эндемичных реликтовых биот.

В классической модели, где главенствуют палеонтологические данные, эволюционными изменениями биот часто пренебрегают. Рассмотрим это подробнее на примере сообщества иноцерам. В классической модели (рис. 4) 4-я «иноцерамовая» пачка заключена между двумя изохронными биотическими событиями BE5 и BE6. Поэтому вся изменчивость признаков этого сообщества иноцерам рассматривается как вариативность признаков его таксонов. По клиноформной модели это сообщество иноцерамовых привязано к экологической нише длительного существования, смещающейся по мере бокового заполнения палеобассейна. Общая вариативность признаков таксонов этого сообщества, принятая в классической модели, в клиноформной модели разделяется на собственно текущую вариативность и эволюционное изменение признаков таксонов. Такое разделение, в принципе, позволяет отслеживать эволюционную составляющую и проводить по ней выделение стратифицирующих видов или форм. (Но это только «в принципе». В реальности при повсеместном прослеживании «иноцерамового» слоя атлас моллюсков [14] содержит всего около сорока определений иноцерамид двух видов *Inoceramus subplanus Sakharov et Turbina* и *Inoceramus vereshagini Porchialeinen*, включая неясные обломки. На такой информационной основе строить детальный анализ очень затруднительно).

Среди nektonных организмов наиболее интересны аммоноидеи. В принципе, эндемизации аммонитов достаточно обычное явление [15]. В Западно-Сибирском палеоморе экологической нишей для бореальных аммонитов были воды нормальной солености, подстилавшие галоклин, выступавший в центральную впадину за пределы седиментационного шельфа. Солоноватые воды галоклина несут в себе глинистые взвеси и растворенные органотрофные элементы. Внешняя граница галоклина контролировала как осаждение органо-терригенных осадков верхнебаженовской глинисто-битуминозной подсветы, так и обильность nektonных и бентосных форм животных, в том числе и аммонитов. Сифонный механизм регулирования плавучести аммонитов предполагал нормальную соленость морской воды, поэтому относительно солоноватые воды галоклина не могли быть их местом постоянного обитания. Кроме того, из наиболее обильного верхнего фотического слоя аммониты были вытеснены костистыми рыбами и обитали в узком интервале глубин с пониженной, но достаточной для жизни аэрацией вод в неширокой (до 100–200 км) полосе вдоль

седиментационного склона [8]. Приспособленность к недостаточной аэрации вод могла быть основным признаком эндемичных аммоноидей. Периодические эвстатические повышения уровня вод приводили к сокращению численности эндемичных аммонитов из-за отступления галоклина на седиментационный шельф и сокращения поступления питания в присклонную полосу — место обитания аммонитов-эндемиков. Дополнительные массы вод эвстатического повышения приносили с собой живые организмы борреальных аммонитов. При падении уровня моря численность эндемиков восстанавливалась, а неприспособленные к «удушью» панбореальные аммониты исчезали: привнесенные аммониты проживали и умирали, главным образом, в обильно аэрируемых водах над седиментационным шельфом, но иногда появлялись и над зоной экологической ниши реликтовых эндемиков. Их редкие находки в битуминозных отложениях еще более усложняют стратиграфическую интерпретацию комплекса биофоссилий, впрочем, как и редкие проникновения аммонитов-эндемиков на шельф. Рассуждения о соотношении вариативности и эволюционной изменчивости иноцерамид, приведенные ранее, в полной мере относятся и к эндемичным аммоноидеям, тем более что каталогизированные находки аммонитов так же весьма немногочисленны.

В начале барремского века неоккомское палеоморе оказалось разделенным на серию не сообщающихся внутриконтинентальных солоноватоводных бассейнов [7]. Смена гидрологического режима и солёности привела, в частности, к вымиранию всех, в том числе и эндемичных, аммонитов [14]. Это рубеж разрушения «баженовской» биотической системы.

Критерий абсолютного возраста

До недавнего времени основным доводом в пользу классической стратификации отложений баженовской битуминозной формации было широкое нахождение в ее отложениях титонских (волжских) биофоссилий. При классической стратификации возраст эндемиков искусственно принимается равным возрасту панбореального родоначальника эндемичного таксона. Таким образом, возрасты реликтовых эндемичных таксонов искусственно завышаются.

Проверка соотношения возрастов внутри палеобиоты как критерий не работает, так как все местные биоты предварительно синхронизируются с руководящими формами (аммонитами). Нужны какие-то внешние проверки, например, по абсолютному возрасту. На рисунках 3 и 4 приводятся результаты такой проверки — определение абсолютного возраста прослоев туфита (вулканического пепла) из отложений баженовской свиты. По микроанализу зерен циркона определены следующие U–Pb возраста наиболее выдержанного и яркого прослоя туфа: 140,2 млн лет [16] и 141,11 млн лет [17]. Если учесть, что согласно Международной геохронологической шкале [17] возраст кровли титонского яруса (юр) 145,0 млн лет, а возраст кровли бериасского яруса 139,8 млн лет, то необходимо признать, что либо весь объем верхнебаженовской подсвиты имеет возраст моложе позднего

бериасса, либо границу кровли юры надо омолаживать на 4–5 млн лет даже с учетом не соответствия стратиграфических объемов тетических и борейальных ярусов: титонского по сравнению с волжским и берриасского — с рязанским [16].

Обсуждение

У клиноформной модели волжско-неокомского разреза центральных районов Западно-Сибирской провинции существуют два принципиальных расхождения с биостратиграфическими данными, генерализованными в плоскопараллельной парадигме.

Первое — противоречивое выделение стратиграфического объема подачимовских глин. На региональных схемах они выделяются между подшовой ачимовских песков и кровлей битуминозных пород баженовской и тутлеймской свит, которым приписаны фиксированные возраста кровли: титонско-раннеберриасский и ранневаланжинский, соответственно (см. синюю пунктирную линию на рис. 3). Очевидно, кровли подачимовских глин имеют возраст региоциклита, частью которого они являются, и, соответственно, их возраст скользит от берриаса на востоке до раннего готерива на западе. Но подстилающая граница имеет не скользящий, а ступенчатый возраст, унаследованный ею от плоскопараллельных региональных стратиграфических схем 1971–1991 годов [19]. Таким образом, схема скрытно предполагает накопление 10–15 метров подачимовских глин за время от 1 до 10 млн лет, из чего прямо следуют оценки средних скоростей осадконакопления подачимовских глин от 1 до 15 мм/тыс. лет (1–15 Б). Эта рисовка региональной схемы предполагает непосредственное соседство в одном и том же морском палеобассейне зоны лавинного осадконакопления седиментационного склона (1 000 Б) с застойными зонами «голодного» осадконакопления (1–10 Б). То есть, в стратиграфической схеме «спрятан» скачок, а не плавное изменение скоростей седиментации. Новая региональная стратиграфическая схема должна отображать комплексную взаимоувязанную модель литологии, палеогеографии, палеоэкологии и палеобиот для всего возрастного интервала схемы на всей территории. Принципиальная схема (см. рис. 3) является попыткой такого построения на основе клиноформной модели Рича — Наумова. Возможны иные авторские интерпретации, но клиноформная модель продуктивной неокомской толщи должна быть их обязательной, доказанной практикой основой.

Второе расхождение — показанное на рисунке 1 нарушение принципа одновозрастности биофоссилий в заведомо изохронных литолого-стратиграфических телах — региоциклитах. Простой анализ интервала распространения биостратиграфических таксонов (видов, родов и т. п.) по шкале региональных циклитов выявит множества спорных определений видовой принадлежности и возраста биофоссилий у подножья и на склонах клиноформ. Признание этих определений не валидными требует твердого доказательства панбореального космополитизма соответствующих таксо-

нов без образования ими суперститовых региональных форм. Исследование соотношения космополитных и реликтовых форм, несомненно, прерогатива высококлассных специалистов-палеобиологов, трудная и долгая работа. Практическим региональным геологам остается только надеяться на сотрудничество с ними и взаимопонимание с их стороны.

Выводы

1. Общее распределение комплекса биофоссилий может быть удовлетворительно описано в рамках клиноформной модели Рича — Наумова. Накопленные биостратиграфические данные прямо не противоречат клиноформной модели титонско-барремских отложений Западной Сибири, противоречит ей интерпретация этих данных в плоскопараллельной парадигме.

2. Задача исследования соотношений эндемичных суперститовых и панбореальных (космополитных) аммонитов и других стратифицирующих организмов при текущем объеме биостратиграфических определений в принципе нерешаема. Требуется большая организационная работа и длительное время для целенаправленного накопления дополнительных объемов биостратиграфических данных. С другой стороны, практика работ в нефтеносной провинции требует скорейшего появления новой региональной стратиграфической схемы на основе клиноформной модели титонско-барремских отложений.

3. В качестве компромиссного решения возможно вынесение на утверждение Межведомственным стратиграфическим комитетом России (МСК) рабочей региональной схемы титонско-барремских отложений Западной Сибири с проработанной, согласованной корреляционной частью и промежуточным вариантом общей биостратиграфической части.

Список источников

1. Наумов, А. Л. Об особенностях формирования разреза неоконских отложений Среднего Приобья / А. Л. Наумов, Т. М. Онищук, М. М. Биншток. – Текст : непосредственный // Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений. – 1977. – Вып. 64. – С. 39–49.

2. Биншток, М. М. (1977) К вопросу о размещении литологических залежей нефти в Среднем Пиробье / М. М. Биншток, Т. М. Онищук, А. Л. Наумов, Ф. Н. Лю-До-Фун – Текст : непосредственный // Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений. – 1977. – Вып. 64. – С. 70–75.

3. Сейсмогеологический прогноз и картирование неантиклинальных ловушек, залежей нефти и газа в Западной Сибири. Ч. 2 / А. А. Нежданов, В. В. Огибенин, А. Н. Бабурин, В. И. Соколов. – Москва : Геоинформмарк, 1992. – 102 с. – Текст : непосредственный.

4. Приобская нефтеносная зона Западной Сибири : системно-литологический аспект / Ю. Н. Карогодин, С. В. Ершов, В. С. Сафонов [и др.] ; под редакцией А. А. Трофимук ; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Объед. ин-т геологии, геофизики и минералогии [и др.]. – Новосибирск : Изд-во СО РАН : Науч.-изд. центр ОИГГМ, 1996. – 252 с. – Текст : непосредственный.

5. Баженовский горизонт Западной Сибири. Стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность / Ю. В. Брэдучан, С. П. Булыникова, Н. П. Вячкилева [и др.]. – Новосибирск : Наука, 1986. – 216 с. – Текст : непосредственный.
6. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, С. В. Рыжкова [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2013. – Том 8, № 54. – С. 972–1012.
7. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде / А. Э. Конторович, С. В. Ершов, В. А. Казаненко [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2014. – Том 55, № 5–6. – С. 745–776.
8. Гришкевич, В. Ф. Баженовский горизонт Западной Сибири: поиски новой гармонии : монография / В. Ф. Гришкевич. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2022. – 279 с. – Текст: непосредственный.
9. Rich, J. L. Three critical environments of deposition, and criteria for recognition of rocks deposited in each of them / J. L. Rich. – DOI 10.1130/00167606(1951)62[1:TCEODA]2.0.CO;2. – Direct text // Geological Society of America Bulletin. – 1951. – Vol. 62, Issue 1. – P. 1–20.
10. Захаров, В. А. Баженовское (волжско-берриасское) море Западной Сибири / В. А. Захаров, В. Н. Сакс. – Текст : непосредственный // Палеобиогеография и биостратиграфия юры и мела Сибири. – Москва : Наука, 1983. – С. 5–32. – Текст : непосредственный.
11. Лисицын, А. П. Маргинальный фильтр океанов / А. П. Лисицын. – Текст : непосредственный // Океанология. – 1994. – Том 34, № 5. – С. 735–747.
12. Модели седиментации баженовской высокоуглеродистой формации в зоне развития тутлеимской и баженовской свит / О. В. Хотылев, Ю. А. Гатовский, Н. С. Балущкина [и др.]. – DOI 10.18599/grs.2021.2.11. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2021. – Том 23, № 2. – С. 120–131.
13. Панченко, И. В. Событийно-стратиграфические уровни верхнеюрско-нижнемеловой черносланцевой толщи Западной Сибири : специальность: 1.6.2 – Палеонтология и стратиграфия, 1.6.1 – Общая и региональная гелогия. Геотектоника и геодинамика: диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Панченко Иван Владимирович. – МГУ, 2023. – 287 с. – Текст : непосредственный.
14. Атлас моллюсков и фораминифер морских отложений верхней юры и неокома Западно-Сибирской нефтегазоносной области / Н. П. Вячкилева, И. Г. Климова, А. С. Турбина [и др.]. – Текст : непосредственный. – Москва : Недра, 1990. – 286 с. – Текст : непосредственный
15. Сазонова, И. Г. Аммониты пограничных слоев юрской и меловой систем Русской платформы / И. Г. Сазонова. – Текст : непосредственный // Москва : Недра, 1977. – 128 с.
16. Вулканические туфы и туффиты в пограничных отложениях юры и мела (волжский–рязанский ярусы) Западной Сибири / И. В. Панченко, И. Д. Соболев, М. А. Рогов, А. В. Латышев. – DOI 10.31857/S0024497X21020051. – Текст : непосредственный // Литология и полезные ископаемые. – 2021. – № 2. – С. 144–183.
17. The first CA-ID-TIMS U-Pb dating of the Tithonian-Berriasian boundary beds in a Boreal succession / Rogov, M. A. Panchenko I. V., Augland L. E. [et al.]. – DOI 10.1016/j.gr.2023.02.010. – Direct text // Gondwana Research. – 2023. – Vol. 118. – P. 165–173.
18. The Geologic Time Scale (PDF) 2024. – Text : electronic // Geology In : website. – URL: <https://www.geologyin.com/2023/01/gsa-geologic-time-scale-latest-version.html>

19. Региональные стратиграфические схемы мезозойских отложений Западно-Сибирской равнины. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1991. – 273 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Naumov, A. L., Onishchuk, T. M. & Binshtok, M. M. (1977). Ob osobennostyakh formirovaniya razreza neokomskikh otlozheniy Srednego Priob'ya. *Geologiya i razvedka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri*, (64), pp. 39-49. (In Russian).
2. Binshtok, M. M., Onishchuk, T. M., Naumov, A. L., & Lyu-Do-Fun, F. N. (1977). K voprosu o razmeshchenii litologicheskikh zalezhey nefi v Srednem Priob'e. *Geologiya i razvedka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, (64), pp. 70-75. (In Russian).
3. Nezhdanov, A. A., Ogibenin, V. V., Baburin, A. N., & Sokolov, V. I. (1992). Seysmo-geologicheskii prognoz i kartirovanie neantiklinal'nykh lovsushek, zalezhey nefi i gaza v Zapadnoy Sibiri. Moscow, Geoinformmark Publ., 102 p. (In Russian).
4. Karogodin, Yu. N., Ershov, S. V., Safonov, V. S., Efremov, I. F., Manugyan, P., Overdal, F., ... & Razyapov, R. K. (1996). The Priob' oil zone in West Siberia: system-lithmological aspect. Novosibirsk, SO RAN Publ., OIGGM Publ., 252 p. (In Russian).
5. Braduchan, Yu.V., Bulynnikova, S. P., Vyachkileva, N. P., Gol'bert, A. V., Gurari, F. G., Zakharov, V. A. ... & Turbina, A. S. (1986). Bazhenovskiy gorizont Zapadnoy Sibiri. *Stratigrafiya, paleo-geografiya, ekosistema, neftenosnost'*. Novosibirsk, Nauka Publ., 216 p. (In Russian).
6. Kontorovich, A. E., Kontorovich, V. A., Ryzhkova, S. V., Shurygin, B. N., Vakulenko, L. G., Gaideburova, E. A., ...& Yan P. A. (2013). Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*, 54(8), pp. 747-779. (In Russian)
7. Kontorovich, A. E., Ershov, S. V., Kazanenkov, V. A., Karogodin, Y., 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 Russian)
8. Grishkevich, V. F. (2022), Bazhenovskiy gorizont Zapadnoy Sibiri: poiski novoy garmonii. Tyumen', Tyumenskiy industrial'nyy universitet Publ., 279 p. (In Russian).
9. Rich, J. L. (1951). Three critical environments of deposition, and criteria for recognition of rocks deposited in each of them. *Geological Society of America Bulletin*, 62(1), pp. 1-20. (In English). DOI: 10.1130/0016-7606(1951)62[1:TCEODA]2.0.CO;2
10. Zakharov, V. A. & Saks, V. N. (1983). The Bazhenovo (Volgian–Berriasian) sea of West Siberia. *Jurassic and Cretaceous Paleogeography of Siberia*. Moscow, Nedra Publ., pp. 5-32. (In Russian).
11. Lisitsyn, A. P. (1994). The marginal filter of the oceans. *Okeanologiya*, 34(5), pp. 735-747. (In Russian).
12. Khotylev, O. V., Gatovsky, Yu. A., Balushkina, N. S., Kotochkova, Yu. A., Korobova, N. I., Fomina, M. M., ...& Kalmykov, G. A. (2021). Models of sedimentation of the bazhenov high-carboniferous formation in the zone of the tuttleim and bazhenov formations. *Georesources*, 23(2), pp. 120-131. (In Russian). DOI: 10.18599/grs.2021.2.11

13. Panchenko, I. V. (2023). Sobytiyno-stratigraficheskie urovni verkhneyur-sko-nizhnemelovoy chernoslantsevoy tolshchi Zapadnoy Sibiri. Diss. ... kand. geologo-mineralogicheskikh nauk. MGU, 287 p. (In Russian).
14. Vjachkileva, N. P., Klimova, I. G., Turbina, A. S., Braduchan, Ju. V., Zaharov, V. A., ... & Olejnikov, A. N. (1990). Atlas mollyuskov i foraminifer morskikh otlozheniy verkhney yury i neokoma Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy oblasti. Moscow, Nedra Publ., 286 p. (In Russian).
15. Sazonova, I. G. (1977). Ammonity pogranichnykh sloev yurskoy i melovoy si-stem Russkoy platform. Moscow, Nedra Publ., 128 p. (In Russian).
16. Panchenko, I. V., Sobolev, I. D., Rogov, M. A., Latyshev, A. V. (2021). Volcanic tuffs and tuffites in jurassic-cretaceous (volgian-ryazanian) boundary rocks of Western Siberia. Lithology and Mineral Resources, 56(2), pp. 152-188. (In Russian). DOI: 10.31857/S0024497X21020051
17. Rogov, M. A., Panchenko, I. V., Augland, L. E., Ershova, V. B., & Yashunsky, V. Y. (2023). The first CA-ID-TIMS U-Pb dating of the Tithonian/Berriasian boundary beds in a Boreal succession. Gondwana Research, (118), pp. 165-173. (In Russian). DOI: 10.1016/j.gr.2023.02.010
18. The Geologic Time Scale (PDF). (2024). (In English). Available at: <https://www.geologyin.com/2023/01/gsa-geologic-time-scale-latest-version.html>
19. Regional'nye stratigraficheskie skhemy mezozoyskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy ravniny. (1991). Tyumen, ZapSibNIGNI Publ., 273 p. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Гришкевич Владимир Филиппович, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа; Тюменский индустриальный университет; г. Тюмень, grishkevichvf@tyuiu.ru

Нежданов Алексей Алексеевич, доктор геолого-минералогических наук, советник по геологии, Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики, г. Тюмень

Олейник Елена Владимировна, кандидат геолого-минералогических наук, заведующая лабораторией, Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпилемана, г. Тюмень

Vladimir F. Grishkevich, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, grishkevichvf@tyuiu.ru

Alexey A. Nezhdanov, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, geological adviser, West Siberian Research Institution of Geology and Geophysics, Tyumen

Elena V. Oleynik, Candidate of Geology and Mineralogy, laboratory chief, V. I. Shpilman Research and Analytical Center for the Rational Use of the Subsoil, Tyumen

Статья поступила в редакцию 12.04.2024; одобрена после рецензирования 04.07.2024; принята к публикации 15.07.2024.

The article was submitted 12.04.2024; approved after reviewing 04.07.2024; accepted for publication 15.07.2024.

Опыт использования поля рассеянных волн для прогноза зон трещиноватости и оценки проводимости разломов на нефтегазовом месторождении

В. И. Кузнецов

*ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
vikuznetsov@novatek.ru*

Аннотация. Основной задачей современного развития нефтяной индустрии в каждом конкретном районе является разработка рациональной стратегии разведки и добычи углеводородов, обеспечивающей оптимум между необходимым уровнем добычи в текущий ее момент и разведанными запасами. В связи с этим требования к нефтегазовой геофизике постоянно возрастают. Происходит переориентация геологоразведочных работ на поиски сложнопостроенных ловушек нефти и газа, возрастает важность проблем, связанных с неравномерным латеральным распределением коллекторских свойств и, в первую очередь, пористости и проницаемости горных пород. Стандартные методические приемы, применяемые при сейсмических исследованиях, уже не обеспечивают уверенного решения геологических задач.

Работа посвящена тестированию технологии прогноза зон трещиноватости геологического разреза и оценки проводимости для флюидов тектонических нарушений на нефтегазовых месторождениях. Решение этой задачи существенно повысит эффективность разработки залежей сложнопостроенных месторождений. Обычно определение проводимости разломов и зон трещиноватости выполняется на основе геолого-промысловых данных и в явном виде не применяется ни в геологической, ни в гидродинамической модели. Представлена попытка на реальном объекте использовать поле рассеянных сейсмических волн для прогноза трещиноватости геологической среды и свойств разломов. Для оценки возможностей данного подхода проведено моделирование, подтвердившее работоспособность технологии, обработан массив реальных данных, осуществлено сопоставление с промысловыми данными.

Ключевые слова: трещиноватость, рассеянные волны, тектонические нарушения, геологическая модель

Для цитирования: Кузнецов, В. И. Опыт использования поля рассеянных волн для прогноза зон трещиноватости и оценки проводимости разломов на нефтегазовом месторождении / В. И. Кузнецов. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-6-69-78 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 6. – С. 69–78.

Practical results of scattered waves using for prediction of fractures zones and evaluation of faults conductivity concerning oil and gas field

Vladislav I. Kuznetsov

*LLC "NOVATEK SRC", Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
vikuznetsov@novatek.ru*

Abstract. The main task in the modern development of the oil industry in in each area is creating a rational strategy for the exploration and hydrocarbon production. This strategy ensures an optimal balance between the required production level and explored reserves. In this regard, oil and gas geophysics requirements are constantly increasing. Geological exploration is being reoriented to search for complex oil and gas traps. Importance of the issues related to the uneven lateral distribution of reservoir properties — primarily porosity and permeability of rocks — is increasing. Standard methodological techniques used in seismic studies no longer provide reliable solutions of geological tasks.

This article focuses on testing technology of fracture zone prediction in geological sections and assessing conductivity for fluids of tectonic disturbances at oil and gas fields. The solution of this task will significantly increase the efficiency of pools development concerning oil and gas fields characterized by complicated geological structure. Typically, evaluation of faults and fractures conductivity is accomplished on the basis of geological and production data. Fault conductivity and fracture zone data in explicit form is not used neither in geological modeling nor in hydrodynamic modeling. This study presents an attempt to apply the diffuse seismic wave field to predict fracture zones in the geological environment and the properties of faults at a real site. Modeling was carried out to assess the potential of this approach, confirming the technology's viability. Further, real data was processed and compared with field data. Real data was processed and compared with field data.

Keywords: fracturing, scattered waves, tectonic disruption, geological model

For citation: Kuznetsov, V. I. (2024). Practical results of scattered waves using for prediction of fractures zones and evaluation of faults conductivity concerning oil and gas field. Oil and Gas Studies, (6), pp. 69-78. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-6-69-78

Введение

Выбранный для исследований участок находится в зоне сочленения трех крупнейших структурно-формационных зон или блоков фундамента Западной Сибири. Доюрский фундамент представляет собой результат наложения герцинской складчатости на структурно-тектонические ярусы палеозоя. Наложение двух систем напряжений обусловило своеобразную конфигурацию тектонических элементов. Так, в доюрском основании мы наблюдаем сбрососдвиговые нарушения и видим основные региональные разломы простиранием с северо-запада на юго-восток. При этом формирование вала в режиме сжатия в позднем мелу и палеогене сопровождалось интенсивными сдвиго-надвиговыми движениями. Вследствие этого структурные планы кровли доюрских образований, юры и нижнего мела осложнены системой нарушений преимущественно меридионального направления, но имеют несколько ответвлений субширотного простирания. Их еще называют сколами Риделя. Такая система тектонических нарушений обуславливает наличие зон трещиноватости и дробления (рис. 1).

Согласно теоретическим представлениям, флюидопроницаемые разрывные нарушения и сопровождающие их зоны трещиноватости проявляются в рассеянных волнах повышенными значениями амплитуд, а флюидонепроницаемые разломы не содержат открытых трещин и не проявляются в рассеянных волнах [1–6].

Выделение и трассирование тектонических нарушений по данным геофизики является известным подходом. Однако определение свойств (проводимости) разломов и сопутствующих зон трещиноватости по отраженным волнам невозможно без привлечения промысловых данных и данных бурения. И зачастую подобная оценка происходит постфактум, что не позволяет учесть риски и перспективы, связанные с этими зонами.

Задача исследований состоит в разработке методики оценки свойств выделенных разрывных нарушений.

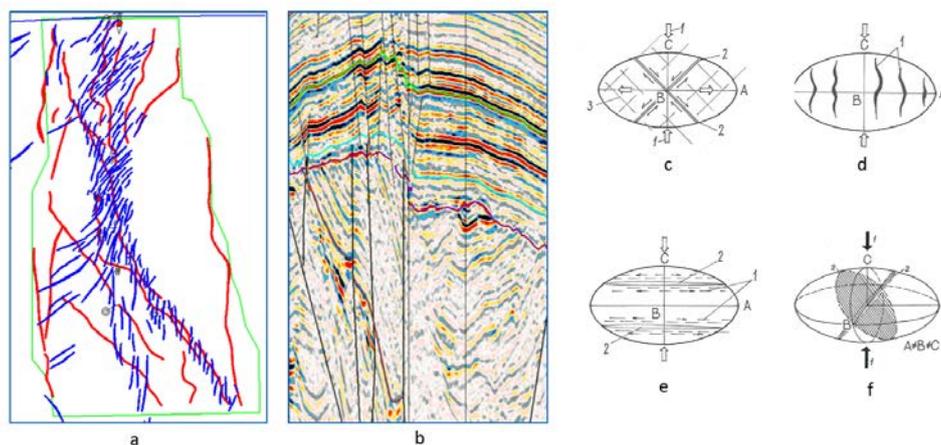


Рис. 1. Тектоническая модель участка по горизонтам A и T1 (a). Композитный сейсмический разрез (b). Типы трещин: скалывания (c), отрыва (d), сплющивания (e). Эллипсоид деформации (f)

Объект и методы исследования

Как правило, на этапе комплексной интерпретации сейсмических данных выделяются геометрические границы тектонических нарушений и осуществляется качественный прогноз их свойств. При этом разлом имеет определенную зону, которая включает в себя не только тектониты разломного сместителя, но и существенно большие по размерам объемы горных пород, в которых имеют место генетически связанные с формированием нарушения пластические и разрывные деформации (рис. 1). Такие зоны могут быть как флюидопроницаемые, так и флюидонепроницаемые (непроводящие).

Выделение и оценка свойств таких зон по сейсмическим данным на настоящий момент до конца не решенная задача. Определение проводимости разломов и зон трещиноватости выполняется на основе геолого-промысловых данных и в явном виде не используется ни в геологической модели, ни в гидродинамической модели.

Необходимо отметить, что по результатам исследования керна (обработки люминофором) было определено наличие многочисленных

субгоризонтальных, пологих, согласно секущих, изломанных, преимущественно открытых трещин, местами заполненных глинистым материалом.

Для прогноза и оценки свойств разломов и зон трещиноватости по рассеянными волнам данных стандартных систем наблюдений используются технологии специализированной обработки. В результате анализа рынка была выбрана методика обработки по технологии FractureCSP компании АО «Технологии обратных задач».

В рамках тестирования технологии были выполнены:

- оценка и подтверждение работоспособности технологии (2D-моделирование);
- оценка ограничений и возможностей технологии;
- оценка перспектив использования технологии на стадии ГРП (палеозой, юра);
- прогноз зон развития естественной трещиноватости в целевых интервалах разреза (палеозой, юра);
- ранжирование разломов по проводимости;
- сопоставление с промысловыми данными (шумометрия, гидроразрыв пласта, поглощения, гидродинамическое исследование скважин);
- проведение секторного моделирования на ГДМ;
- тестирование моделирования трещиноватости на ГМ;
- рекомендации по проведению дальнейших геологоразведочных работ;

Для оценки работоспособности технологии, на основе реальных геолого-геофизических данных, полученных по результатам работ на данном месторождении, было построено несколько синтетических моделей. Модели использовались для тестирования возможностей метода по разделению разрывных нарушений на два вида: флюидопроницаемые и флюидонепроницаемые.

В реальных геологических условиях, как показало моделирование, непроницаемые/залеченные разломы (разломные зоны) будут характеризоваться интенсивностью рассеяния, на уровне фоновых значений, тогда как зоны с открытой трещиноватостью — повышенными.

Разлом без смещения по сути и есть некая приближенная модель трещин. Так, в синтетической модели разлома без смещения имитировались флюидопроницаемые вертикальные разломные зоны с открытой трещиноватостью, заполненные нефтью, газом, а также разломные зоны, трещины которых залечены вторичными минералами. Все эти объекты проявились в поле рассеянных волн с различными амплитудами рассеяния. Разлом с открытой трещиноватостью, заполненный газом, сформировал наиболее интенсивную зону рассеяния с амплитудами волн до 0,237 у.е. Немного меньшие амплитуды наблюдаются в разломной зоне насыщенной нефтью — до 0,183 у.е. В то же время разлом, залеченный вторичными минералами, характеризовался низкими амплитудами рассеянных волн, менее

0,054 у.е., и на соответствующем разрезе почти не выделялся на фоне проницаемых разломов (рис. 2).

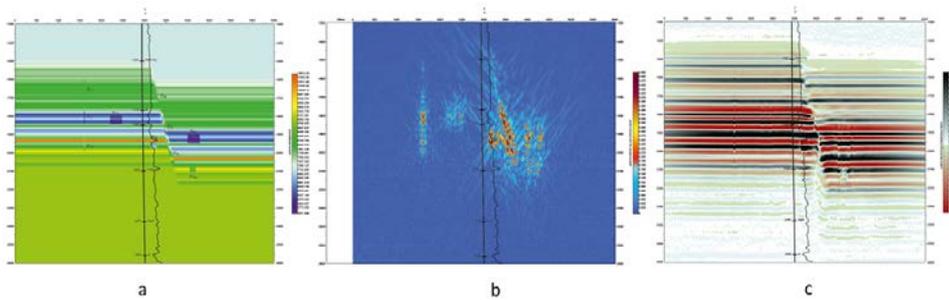


Рис. 2. Результаты математического моделирования: исходная модель P-импедансов (а), разрез рассеянных волн (b), разрез отраженных волн (с)

Значения амплитуд рассеянных волн, полученные в результате математического моделирования, приведены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты математического моделирования

Наименование / № трещиноватости / разлома	Моделируемое насыщение	Акустический контраст (% от вмещающей среды)	Средние амплитуды рассеянных волн
F _{1н}	нефть	-15	0.086
F _{2г}	газ	-25	0.237
F _{3н}	нефть	-15	0.113
F _{4г}	газ	-25	0.144
F _{2э}	втор.минералы	+10	0.054
F _{2г}	газ	-25	0.225
F _{2н}	нефть	-15	0.183

Полученные на этапе моделирования результаты свидетельствуют о работоспособности выбранной технологии и применимости технологии для решения заявленных задач — выявления зон трещиноватости и разделения разрывных нарушений на проницаемые и непроницаемые. По результатам моделирования и анализа всей информации сделаны следующие выводы:

- по кубу рассеянных волн можно выделять зоны, соответствующие открытой трещиноватости и проводимости разломов;
- связаны они могут быть с разломами со смещением и без смещения, с серией трещин;
- разрешенность получаемых данных сопоставима с разрешенностью отраженных волн и составляет 15–20 м;
- прогнозировать насыщение углеводородами (УВ) нельзя, так как контрасты между насыщением газом/нефтью/водой очень близки;
- зоны повышенного рассеяния характеризуются повышенной проницаемостью.

Результаты

После этапа моделирования по технологии выделения поля рассеянных волн был обработан реальный куб данных 3D-сейсморазведки с участка исследований и проведена интерпретация полученных материалов.

Первым этапом использования результирующих данных стал анализ перспектив выделенных в доюрском основании ловушек. Для оценки перспективности объектов в пермском интервале разреза выполнено ранжирование по предполагаемому наличию трещиноватых коллекторов. На рисунке 3 видно, что выделенный объект имеет значительное распространение по площади, однако трещиноватый коллектор выделяется только на севере. Подобный анализ был выполнен и для других, выделенных по стандартным критериям, объектам.

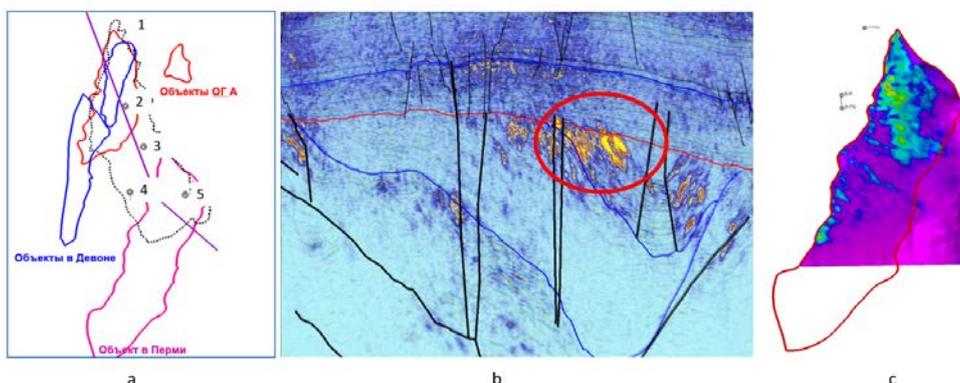


Рис. 3. Выделенные на участке перспективные объекты (а), перспективные объекты в пермских отложениях, выделенные по рассеянным волнам пермские объекты на разрезе (b) и на карте амплитуд (с)

Для оценки перспектив использования куба рассеянных волн необходимо выполнять сопоставление с промысловыми данными, однако оценивать результат на скважинах с горизонтальным стволом по начальному дебиту, газовому фактору и приемистости нельзя, так как есть зависимость от длины ствола, эффекта от проведенного гидроразрыва пласта (ГРП) и т. д. Риски при сопоставлении связаны с неоднозначностью скоростной модели (ошибки по глубине), разницей масштабов и разрешенности данных сеймики и промыслово-геофизических исследований (ПГИ), наличием ГРП в скважинах (скважины вводились после ГРП).

На основе выделенных по технологии тел было выполнено ранжирование разломов по проводимости. При сопоставлении карты прогнозных проницаемых разломов с данными из гидродинамической модели (ГДМ) можно утверждать, что большая часть из них хорошо согласуется с модифицированными зонами в ГДМ.

По результатам сопоставления с данными геомеханического моделирования можно с уверенностью сказать, что технология позволяет определять основные проводимые разломы с достаточно высокой точностью.

Дальнейшее сопоставление рассеянной компоненты волнового поля с промысловыми данными показало перспективность использования этой информации на этапе проектирования горизонтальных стволов эксплуатационных скважин, для прогноза проводимых каналов, а также для снижения рисков при бурении и проводке горизонтальных стволов скважин. На рисунке 4 представлена горизонтальная скважина № 1 с нанесенной шумометрией вдоль ствола.

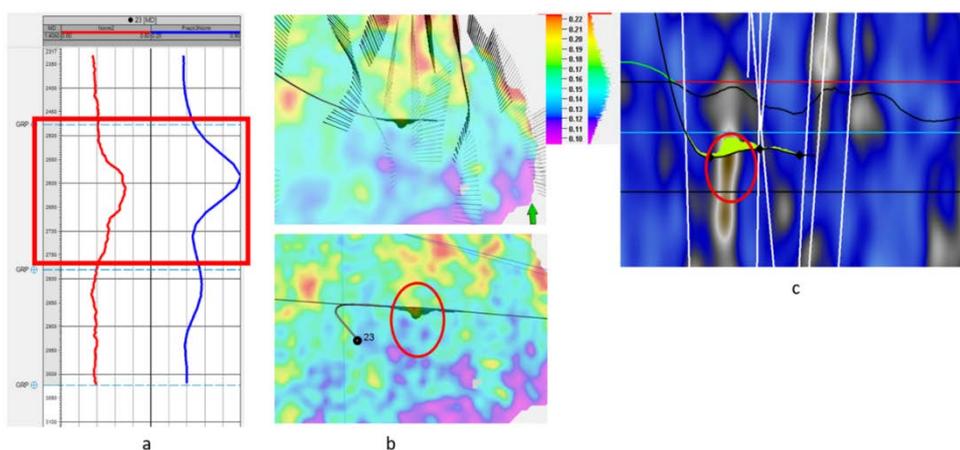


Рис. 4. Сопоставление зоны повышенных значений амплитуд рассеянных волн с данными шумометрии по ГИС (а), на уровне карт (b) и на разрезе (с)

Черными ромбами указаны порты ГРП. По разрезу видно хорошее сопоставление с шумометрией, по карте также выделяется зона повышенных амплитуд рассеянных волн, по ГИС коэффициент корреляции составил 0,8. По ряду скважин сопоставление было ниже среднего. Низкое сопоставление зачастую связано с ошибочным определением положения из-за неоптимального скоростного закона. По карте зоны хорошо коррелируются с шумометрией, а также наличием ГРП.

По результатам качественного и количественного анализа можно сделать вывод, что по кубу рассеянных волн на качественном уровне можно выполнять прогноз перспективных зон, характеризующихся повышенной проводимостью. Средневзвешенная оценка возможности выделения перспективных зон для бурения эксплуатационных скважин составила 73 %.

Эффективность ГРП в трещинном коллекторе низкая. И при сопоставлении карты средних значений рассеянных волн в продуктивном интервале пласта с картой значений эффективности мини-ГРП можно отметить общее сходство зон повышенных и пониженных значений эффективности ГРП с зонами распространения трещинного коллектора.

Зоны повышенной трещиноватости хорошо сопоставляются с общей проницаемостью по модели (черными изолиниями) на рисунке 5.

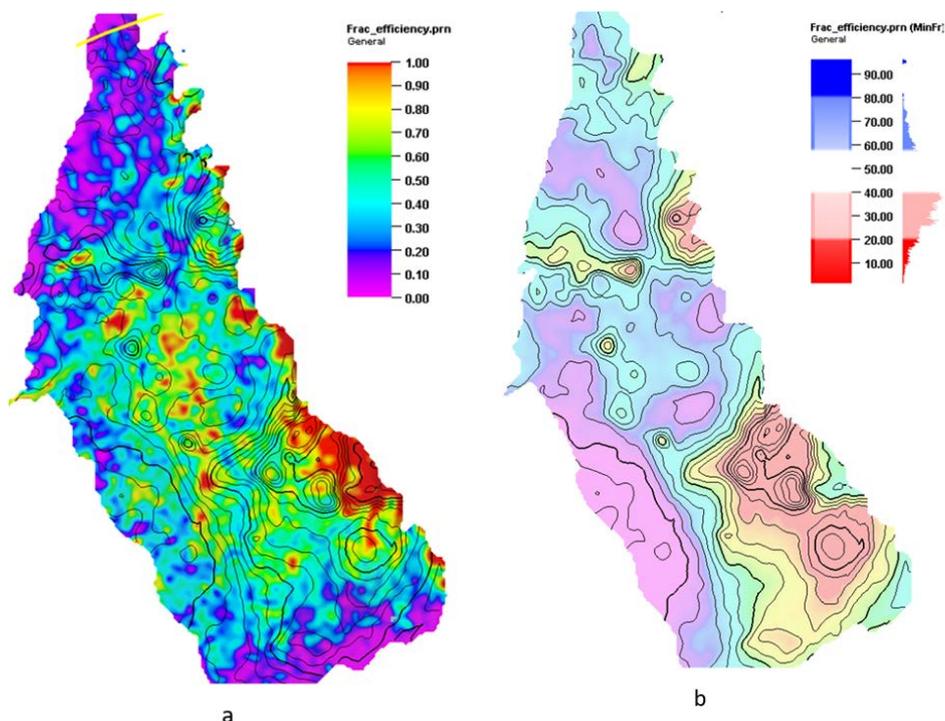


Рис. 5. Сопоставление полученных данных с существующей моделью проницаемости. Карта общей проницаемости по геологической модели (а). Карта амплитуд рассеянных волн в целевом интервале (b)

На основе данных о разломах и интерпретации сейсмоки методом рассеянных волн была построена карта плотности трещин по площади месторождения. Данный тренд определил распределение проницаемости и пористости трещин в объеме породы для гидродинамических расчетов в модели двойной среды. В связи с тем, что геометрия трещин намного меньше размеров расчетной ячейки, эффект от использования модели двойной пористости при моделировании отсутствует. Учет зон трещиноватости производился увеличением проводимости породы в рамках концепции однопористой среды.

Основная рекомендация к применению куба рассеянных волн в разработке — учет на этапе фациального моделирования.

Выводы

В результате проведенных исследований можно сделать вывод, что использование данных рассеянной компоненты для этапа геологоразведочных работ является перспективным. На этапе разработки и эксплуатации

месторождения данные рассеянной компоненты можно использовать пока только на качественном уровне. Это позволяет:

- выполнять прогноз перспективных зон, которые характеризуются повышенной трещиноватостью;
- выполнять прогноз интервалов поглощения и обводнения по проводимым каналам на качественном уровне;
- выделять проводящие зоны, представляющие риски в процессе бурения;
- оптимизировать схемы разработки для месторождений со сложным тектоническим строением.

Список источников

1. Построение сейсмических изображений в рассеянных волнах как средство детализации сейсмического разреза / С. В. Гольдин, М. Ю. Смирнов, В. А. Поздняков, В. А. Чеверда. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2004. – № 5. – С. 23–29.
2. Прогноз трещинно-кавернозных коллекторов в верхнеюрских отложениях Западной Сибири / Г. Н. Ерохин, А. Н. Кремлев, Л. Е. Стариков, А. В. Киричек. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2010. – № 7–8. – С. 22–25.
3. Киричек, А. В. Прогноз трещинно-кавернозных коллекторов в продуктивных породах Краснотенского свода по рассеянным волнам / А. В. Киричек, М. А. Зверев. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 1. – С. 24–33.
4. Особенности отражения трещиноватости среды полем рассеянных волн и низкочастотной составляющей отраженных волн / В. З. Кокшаров, В. И. Кузнецов, М. Ю. Смирнов, В. М. Вингалов. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа. Т. 2 : восьмая научно-практическая конференция, Ханты-Мансийск, 16–18 ноября 2005 г. – Ханты-Мансийск : ИздатНаукаСервис, 2005. – С. 364–368.
5. Кузнецов, В. И. Опыт использования поля рассеянных сейсмических волн для прогноза нефтегазонасыщения / В. И. Кузнецов, Ю. А. Курьянов, В. З. Кокшаров. – Текст : непосредственный // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири : материалы международной академической конференции, Тюмень, 11–13 октября 2006 г. – Тюмень : ЗапСибНИИГГ, 2007. – С. 96–104.
6. Опыт использования поля рассеянных сейсмических волн для прогноза зон нефтегазонасыщения / Ю. А. Курьянов, В. И. Кузнецов, В. З. Кокшаров, М. Ю. Смирнов. – Текст : непосредственный // Технологии сейсморазведки. – 2008. – № 1. – С. 60–69.

References

1. Goldin, S. V., Smirnov, M. Yu., Pozdnyakov, V. A., & Cheverda, V. A. (2004). Postroenie seysmicheskikh izobrazheniy v rasseyannykh volnakh kak sredstvo detalizatsii seysmicheskogo razreza. Journal of geophysics, pp. 23-29. (In Russian).

2. Yerokhin, G. N., Kremlev, A. N., Starikov, L. E., & Kirichek, A. V. (2010). Forecast of fractured-cavernous reservoirs in Upper Jurassic deposits of Western Siberia. *Burenie i neft'*, (7-8), pp. 22-25. (In Russian).
3. Kirichek, A. V., & Zverev, M. A. (2011). Forecast of fracture-cavernous reservoirs presence in producing rocks of krasnoleninsky arch by scattered waves method. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, (1), pp. 24-33. (In Russian).
4. Koksharov, V. Z., Kuznetsov, V. I., Smirnov, M. Yu., & Vingalov, V. M. (2005). Osobennosti otrazheniya treshchinovatosti sredy polem rasseyannykh voln i nizkochastotnoy sostavlyayushchey otrazhennykh voln. Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga. T. 2: vos'maya nauchno-prakticheskaya konferentsiya. Khanty-Mansiysk, IzdatNaukaServis Publ., pp. 364-368. (In Russian).
5. Kuznetsov, V. I., Kur'yanov, Yu. A., & Koksharov, V. Z. (2007). Opyt ispol'zovaniya polya rasseyannykh seismicheskikh voln dlya prognoza neftegazonasyshcheniya. Sostoyanie, tendentsii i problemy razvitiya neftegazovogo potentsiala Zapadnoy Sibiri: materialy mezhdunarodnoy akademicheskoy konferentsii. Tyumen, ZapSibNIIGG Publ., pp. 96-104.
6. Kur'yanov, Yu. A., Kuznetsov, V. I., Koksharov, V. Z., & Smirnov M. Yu. (2008). Opyt ispol'zovaniya polya rasseyannykh seismicheskikh voln dlya prognoza zon neftegazonasyshcheniya. *Tekhnologii seysmorazvedki*, (1), pp. 60-69. (In Russian).

Информация об авторе / Information about the author

Кузнецов Владислав Иванович,
доктор геолого-минералогических наук,
профессор, старший эксперт
НОВАТЭК НТЦ, профессор кафедры
прикладной геофизики, Тюменский ин-
дустриальный университет, г. Тюмень,
vikuznetsov@novatek.ru

Vladislav I. Kuznetsov, *Doctor of*
Geology and Mineralogy, Professor,
Senior Expert of LLC «NOVATEK
NTC», Professor at the Department of
Applied Geophysics, Industrial Universi-
ty of Tyumen, vikuznetsov@novatek.ru

Статья поступила в редакцию 05.11.2024; одобрена после рецензирования 13.11.2024; принята к публикации 15.11.2024.

The article was submitted 05.11.2024; approved after reviewing 13.11.2024; accepted for publication 15.11.2024.

УДК 550.834

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-6-79-90

Оценка 4D-эффектов по результатам повторной сейсмической съемки 3D в пределах газоконденсатного месторождения

В. И. Кузнецов

ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
vikuznetsov@novatek.ru

Аннотация. Сейсмический мониторинг (4D-сейсморазведка) разрабатываемых месторождений углеводородов является новым направлением сейсморазведки и предназначен для решения основной задачи разработки — сохранения темпа отбора при увеличении коэффициента извлечения нефти. Сейсмический мониторинг пластовых систем представляет собой серию разнесенных во времени сейсмических исследований 3D для получения динамической картины процессов, протекающих в пласте.

Статья посвящена именно этому весьма перспективному направлению и основана на конкретном практическом примере. В 2008 году в пределах акваториальной части газоконденсатного месторождения были выполнены сейсморазведочные работы 3D по стандартной на то время методике. Данные материалы легли в основу геологической и гидродинамической модели месторождения, которое в настоящее время находится в стадии глубокого освоения запасов. Для оценки, прогноза и вовлечения в разработку новых перспективных объектов в нижележащих интервалах в 2017 году потребовалось выполнение повторной съемки 3D с улучшенными параметрами системы наблюдения. В результате было получено два набора данных по одному и тому же участку с временной разницей в девять лет, что создало предпосылки для оценки 4D-эффектов в отношении находившихся все эти годы в эксплуатации резервуаров. Для выделения ожидаемых эффектов проведено сейсмогеологическое моделирование 2D, а также обработка сейсмических данных по единому графу обработки. В статье представлены результаты обработки и анализа полученных данных. Показана перспективность использования данных повторных сейсмических съемок 3D на акваториях для контроля разработки месторождений.

Ключевые слова: мониторинг разработки месторождений, 3D-сейсморазведка, гармонизация съемок, 4D-эффекты, петроупругое моделирование, динамические характеристики

Для цитирования: Кузнецов, В. И. Оценка 4D-эффектов по результатам повторной сейсмической съемки 3D в пределах газоконденсатного месторождения / В. И. Кузнецов. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-6-79-90 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 6. – С. 79–90.

Results of exploration and evaluation of 4D effects based on repeated 3D seismic survey in aquatorial part of gas and condensate field

Vladislav I. Kuznetsov

LLC "NOVATEK SRC", Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
vikuznetsov@novatek.ru

Abstract. Seismic monitoring (4D seismic survey) of developed oil fields is a new direction in seismic survey. It is designed to solve the main task of field development – maintaining production rates while enhancing the oil recovery factor. Seismic monitoring of reservoir systems is series of 3D seismic surveys, spaced in time in order to receive the dynamic image of processes within the reservoir.

This article focuses on this promising direction and based on a real practical example. In 2008, 3D seismic surveys were conducted in aquatorial part of oil and gas condensate field, using the standard methodologies available then. This data formed the basis for the geological and hydrodynamic models of the field. Today, this field is in the stage of deep development of reserves. To assess, forecast, and involvement in development of new promising reservoirs in deeper intervals, a repeated 3D survey with improved observation system parameters was carried out in 2017.

As a result, two sets of data were collected for the same area, nine years apart. This created the prerequisite for evaluating 4D effects on the reservoirs that had been in operation throughout this period. To isolate the expected effects, 2D seismic-geological modeling was performed, and the seismic data were processed using a unified processing schedule. This article presents the results of data processing and analysis. The potential of using repeated 3D seismic surveys in aquatory for field development monitoring is demonstrated.

Keywords: field development monitoring, 3D seismic survey, survey harmonization, 4D effects, petroelastic modeling, dynamic characteristics

For citation: Kuznetsov, V. I. (2024). Results of exploration and evaluation of 4D effects based on repeated 3D seismic survey in aquatorial part of gas and condensate field. Oil and Gas Studies, (6), pp. 79-90. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-6-79-90

Введение

Под мониторингом процесса разработки нефтяной залежи обычно понимается наблюдение за текущим состоянием объекта разработки и оценка эффективности проводимых геолого-технических мероприятий.

Традиционно анализ процесса добычи нефти и газа осуществляется на основе промысловой информации, а иногда геофизическими методами в специально оборудованных скважинах. Сейсмический мониторинг является, по сути, новым интегрированным подходом управления добычи нефти, объединяющим сейсмические измерения 4D, скважинную и промысловую информацию, петрофизику, программное обеспечение, и позволяющим непрерывно вносить изменения в геологическую и гидродинамическую модель резервуара.

За сейсмическим мониторингом в варианте 3D закрепилось название «4D-сейсморазведка» [1]. В западной терминологии широко также используется термин "time-lapse seismic technology" [2, 3, 4], под которым подразумевается фиксация одних и тех же сейсмических параметров во времени.

Повторные сейсмические работы 3D или применение данных 4D-сейсмике для контроля разработки позволяют решать следующие задачи:

- определение дренируемых областей и локализация неохваченных разработкой запасов;
- изменение положения контакта;
- выявление зон пласта, где произошло заметное уплотнение пород-коллекторов;
- контроль изменения напряженно-деформированного состояния перекрывающего массива горных пород;

- оптимальное размещение эксплуатационных скважин;
- снижение неопределенности при выборе перспективных вариантов разработки месторождения и объема добываемого сырья;
- как косвенный результат тщательных многократных съемок: выявление дополнительных перспективных для добычи участков месторождения, что повышает его запасы в целом по сравнению с оцененными первоначально.

Результат 4D-съемки может представлять собой любое изменение сейсмической записи по сравнению с предыдущей сейсмической съемкой 3D. Эффект основан на том, что замещение углеводородов водой меняет отражающие способности толщи, что сказывается прежде всего на амплитудах отраженных волн. При длительных перерывах между съемками могут отмечаться и небольшие сдвиги во временах отражения, обусловленные изменением скоростей в продуктивной толще при смене типа флюида. Однако такие сдвиги редко превышают один-два дискрета сейсмической записи. В то же время форма сигнала может меняться настолько, что это бывает заметно во временной и спектральной области. Понятно, что трудно подобрать теоретическое описание 4D-сигнала в каждом конкретном случае, поэтому все практические результаты в этой области чаще всего основываются на выявлении эмпирических закономерностей. При этом используются результаты петроупругого моделирования на данных исследования скважин.

В областях заводнения залежи увеличивается амплитуда отражения при неизменности временных характеристик. В области повышения пластового давления при закачке жидкости немного уменьшается амплитуда, и наблюдаются задержки времени регистрации [3, 5–8]. И, наоборот, в области интенсивного отбора продукции при относительно пониженном пластовом давлении отмечаются положительные сдвиги во времени регистрации с незначительным ростом амплитуды. При обратной закачке газа в пласт происходит заметное изменение амплитуды в отрицательную сторону.

В процессе разработки залежей углеводородов изменяется состав флюида, насыщающего поровое пространство, и/или пластового давления. Оба этих фактора приводят к изменению акустических свойств насыщенной пористой среды [9, 10]. Поскольку состав минерального скелета пористой среды остается неизменным, можно связать происходящие изменения акустической жесткости среды с изменениями свойств насыщающего ее флюида — отследить подъем контакта. Имея в распоряжении несколько сейсмических записей на разные даты, можно, применяя сейсмическую инверсию, вычислить динамику акустического импеданса и далее оценить произошедшие изменения насыщенности пористой среды в разных точках пласта (вторжение краевых/подошвенных вод) [11, 12].

В России, к сожалению, есть пока единственный пример использования 4D-сеймики на Астохском месторождении шельфа Сахалина [13], где они были выполнены компанией PGS по заказу «Сахалинской Энергии». В ближайшие годы ожидается расширение таких работ в России в связи с интенсификацией освоения шельфа.

Статья посвящена развитию перспективного направления — сейсмического мониторинга разработки месторождений. Приводятся результаты

решения задачи получения 4D-эффекта по данным обычной повторной сейсмической съемки 3D с не повторяющимися параметрами.

Методы исследований

Наибольшее количество исследований по 4D-технологии проведено в условиях моря [2]. Использование донных систем регистрации более целесообразно для целей мониторинга. Это снижает уровень шумов и открывает дополнительные возможности многокомпонентной регистрации сейсмических сигналов датчиками смещения. В совокупности все это позволяет обнаруживать более слабые изменения в волновом поле, связанные с разработкой залежи, повышая порог чувствительности всей системы. Как результат, заметить такие эффекты можно не через много лет разработки, а даже и через довольно короткие периоды времени при условии, что разработка и заводнение залежи ведется довольно интенсивно. Имеется много положительных примеров таких работ в мировой практике [1, 4].

Сейсмический мониторинг 4D-добычи нефти и газа на морских месторождениях доказал свою эффективность и получает в мире широкое распространение. К 2009 году 4D-сейсмика была выполнена более чем на 50 морских месторождениях, а в последующие четыре года это число увеличилось еще почти в полтора раза. Лидером по количеству месторождений, где такие работы были проведены, по-видимому, является British Petroleum.

Компанией «НОВАТЭК» в 2008 году в пределах акваториальной части газоконденсатного месторождения были выполнены сейсморазведочные работы 3D по стандартной на то время методике.

Основными геологическими задачами являлись детальное изучение и прогноз коллекторских свойств меловых отложений. Данные материалы легли в основу геологической и гидродинамической модели 3D месторождения, которое в настоящее время находится в стадии глубокого освоения запасов и с высокой вероятностью в скором времени перейдет в фазу падающей добычи.

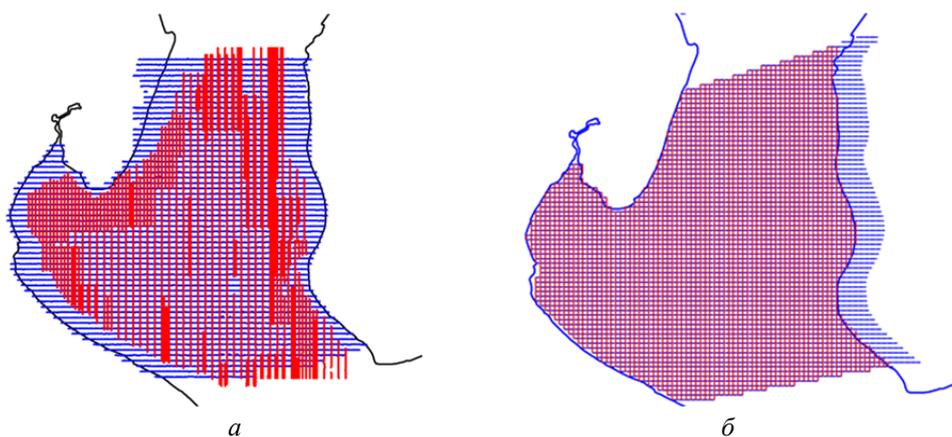


Рис. 1. Геометрия сейсмических съемок 3D СП 1/2008 (а) и СП 31/2017 (б).

Линии приема — синим, линии возбуждения — красным.

Для оценки, прогноза и вовлечения в разработку новых перспективных объектов в нижележащих интервалах в 2017 году потребовалось выполнение повторной 3D-съемки повышенной кратности по ОГТ и плотности. На рисунке 1 представлена геометрия съемок 2008 и 2017 года. Сравнительные параметры сейсмических съемок приведены в таблице.

Сопоставление параметров сейсмических съемок

Параметр	2008 год	2017 год
Источник	Пневмоисточник Bolt 1900LLXT	Пневмоисточник Bolt
Мощность источника	Общий объем 780 куб. дюймов (12,8 л).	Групповой пневмоисточник, общий объем 500–700 куб. дюймов (10 л)
Система наблюдений	Ортогональная (крест)	Ортогональная (крест)
Расстояние ЛПВ/ЛПП, м	400/300	250 / 250
Количество каналов активной расстановки, шт	11·56 = 616	12 · 130 = 1 560
Максимальное удаление, м	4 545	6 440,1
Расстояние ПВ (проекция)/ЛП, м	50 / 50	25 / 25
Размер бина, м	25 x 25	12,5 x 12,5
Кратность	42	156
Длина записи	7 с	8 с
Шаг дискретизации	2 м/с	1 м/с
Тип сейсмостанции	BOX производство Fairfield Industries, (США)	Xzone
Тип приемников	Для приема сейсмического сигнала на глубинах более 2 м используются сейсмоприемники фирмы GeoSpace, представляющие собой сенсоры давления (гидрофоны) типа MP-24L3.	Донные двухкомпонентные датчики (гидрофон GH-4 + геофон в карданном подвесе GS-20DX)
Площадь съемки по контуру ПВ, км ²	185,62	200
Количество ф.н., шт.	38 660	150 000
Количество ф.н. на 1 км ²	208	750
Асиг/Амик	1,5	<1
		1–3
		>3

Результаты

По результатам работ было получено два набора данных по одной площади с временной разницей в девять лет, что дало предпосылки для оценки 4D-эффектов в отношении находившихся все эти годы в эксплуатации резервуаров.

С точки зрения теоретических основ, существует три основных условия реализации 4D:

1. Для успешного проведения первичной и повторной съемок 3D с целью мониторинга эксплуатации месторождения необходимо качественное проектирование системы наблюдений.

2. Постоянство условий приема для первой и повторной съемок, в том числе:

- точность позиционирования приемников, условия группирования;
- идентичность установки приемников, идентичность характеристик приемной аппаратуры;
- идентичность характеристик регистрирующей аппаратуры;
- идентичность параметров регистрации: фильтр нижних частот (ФНЧ), фильтр высоких частот (ФВЧ), длина записи.

3. Постоянство условий возбуждения для первой и повторной съемок, в том числе точность позиционирования источников, условия группирования источников. Применение эффективных источников и параметров возбуждения (повторяемость, достаточность энергии или высокоточное накапливание в требуемом диапазоне частот).

4. Применение эффективных приемников и параметров приема (группирование, диапазон частот и динамический диапазон), эффективных систем регистрации (возможность непрерывной регистрации, требуемый динамический диапазон, частотный диапазон, дискретизация по времени, требуемые уровни шумов и нелинейных искажений, низкое энергопотребление, работа с навигацией и хронометражем по спутниковой системе, работа в широком температурном диапазоне).

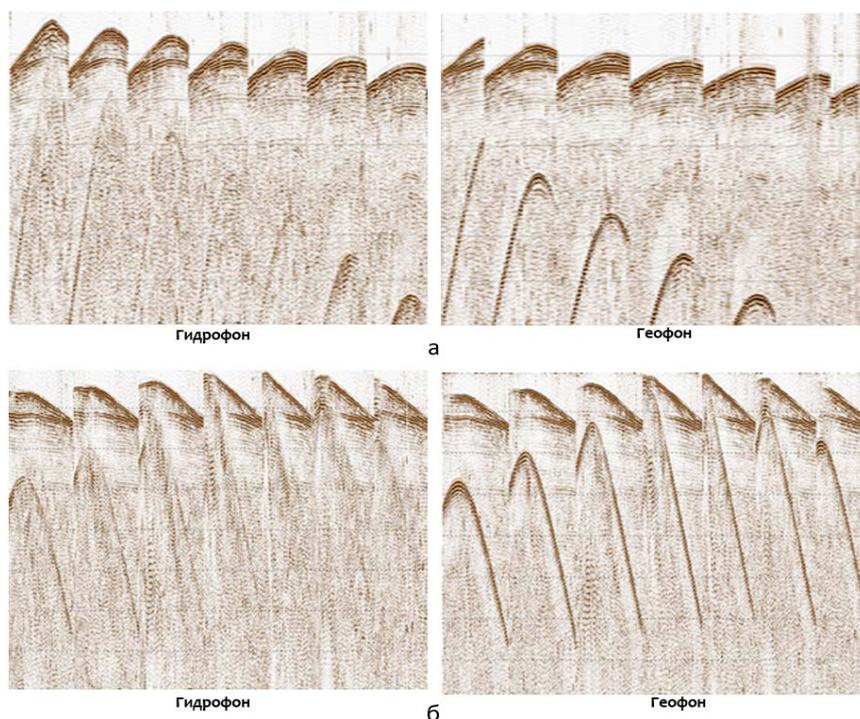


Рис. 2. Сравнение сейсмограмм общего пункта возбуждения сезона 2008 года (а) и сезона 2017 года (б). (Глубина акватории в точке возбуждения сейсмического сигнала от 1 до 2 м, АРУ, фильтрация 5-10-100-120Гц)

В реальности был получен материал различного качества, однако даже такие отличия как: источник, максимальное удаление, кратность и т. д. не послужили отказом от анализа 4D-эффектов. По соотношению амплитуды полезного сигнала к амплитуде микросейсм для геофонов значения сопоставимы, а для гидрофонов новый материал имеет значения амплитуд ниже, чем в 2008 году. Частота полезного сигнала материала, полученного в 2017 году, выше, чем частотный состав данных, полученных в 2008 году по обоим компонентам. Стоит отметить, что в целом 3D-материалы разных лет по качеству сопоставимы. Основное влияние на качество исходного материала оказали условия мелководья Тазовской губы. На рисунке 2 представлены сейсмограммы ОПВ разных лет съемки, зарегистрированные при глубине акватории в точке возбуждения сейсмического сигнала от 1 до 2 м с автоматической регулировкой усиления (АРУ) и полосовой фильтрацией 5-10-100-120 Гц.

Для обработки данных кубов был разработан граф, включающий в себя процедуры, направленные на максимальную гармонизацию результатов съемок.

Для обоснования возможностей сейсмического мониторинга 4D было выполнено сейсмогеологическое моделирование ожидаемых эффектов.

При этом учитывались два основных фактора, способных привести к изменению сейсмического образа в интервале резервуара:

- первый фактор — пластовое давление, падение которого приводит к изменению упругих свойств углеводородов и горной породы;
- второй фактор — положение флюидальных контактов и характер распределения флюидов в залежи.

На данной площади пласт БУ1-2 являлся основным объектом для изучения с точки зрения 4D-эффектов, так как выработка по нему составила > 60 %.

На рисунке 3 приведены результаты одномерного моделирования по пласту БУ1-2. В рамках сейсмического моделирования были сопоставлены изменения амплитуд, связанные с изменением моделируемых эффектов. Видно, что основное изменение происходит из-за подъема контакта и изменения насыщения.

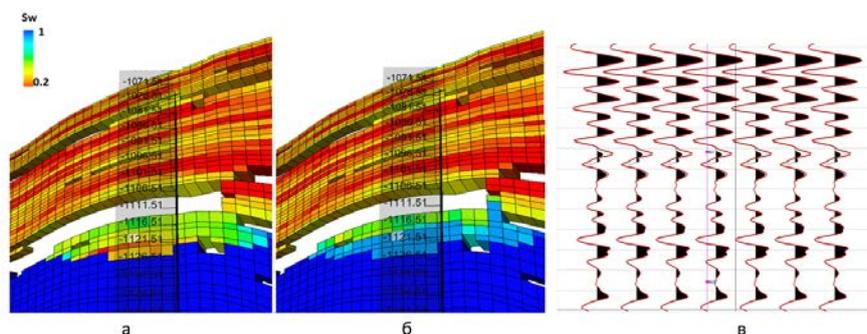


Рис. 3. Результаты одномерного математического моделирования отражения от пласта БУ1-2: куб водонасыщенности в районе скважины на 2008 год (а), куб водонасыщенности на 2017 год (б). Сопоставление синтетических трасс: черным — 2008 год, красным — 2017 год

Следует отметить, что изменение положения газоводяного контакта за период с 2008 по 2017 год составило 29 м. Для оценки изменения AVO эффектов было выполнено моделирование с использованием уравнений Кнотта — Цепритца (рис. 4).

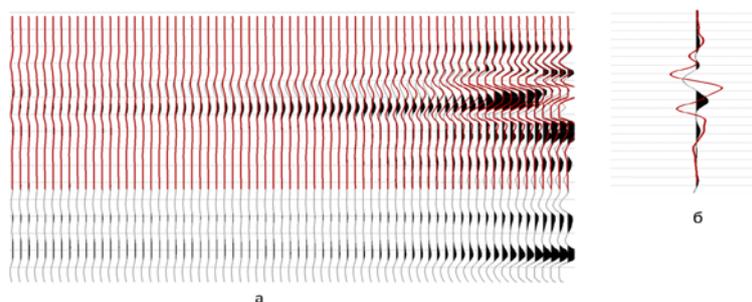


Рис. 4. Моделирование изменения формы сейсмического отражения от угла падения при изменении газоводяного контакта пласта БУ1-2. Сопоставление синтетических сейсмограмм ОГГ (а), сопоставление синтетических суммотрасс (б): черным — 2008 год, красным — 2017 год

Как видно на синтетической сейсмограмме, эффект есть. То же самое наблюдается и при суммировании соответствующих трасс по удалениям для оценки изменений на суммотрассах.

Для анализа использовались окончательные кубы данных после обработки как на уровне вертикальных и горизонтальных срезов волнового поля, так и на уровне карт динамических параметров в целевом интервале разреза. На рисунке 5 представлены примеры сравнения временных разрезов съемок разных лет в интервале пласта БУ1-2 и карт динамического параметра (RMS в окне 80 мс) по кровле этого продуктивного пласта. Максимальные изменения на сейсмических разрезах фиксируются в кровле и подошве пласта БУ1-2.

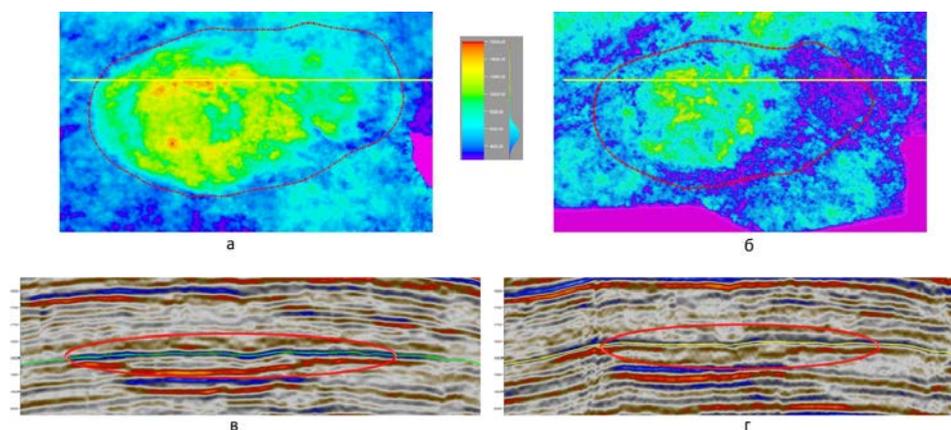
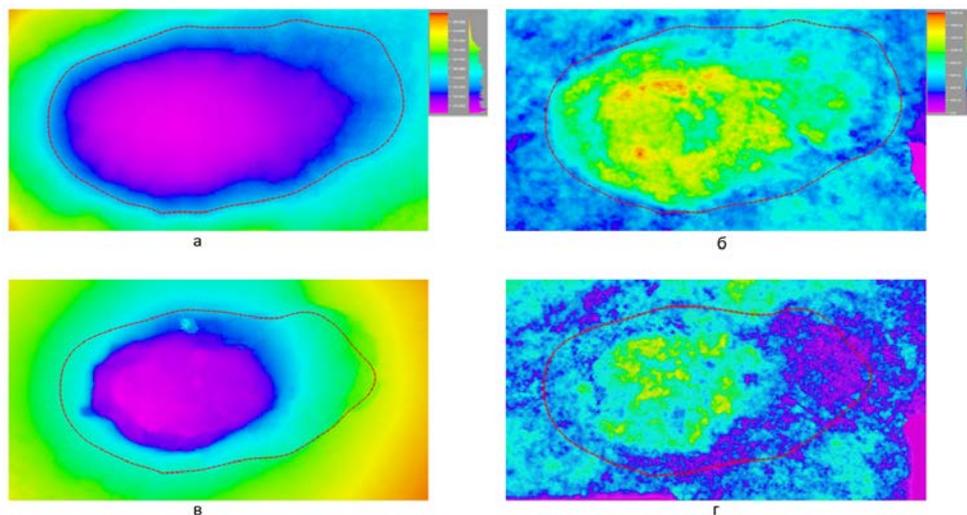


Рис. 5. Изменение динамики отражения по пласту БУ1-2 на временных разрезах и картах амплитуд с нанесенным контуром ГВК (красным). Карты среднеквадратических амплитуд в интервале пласта по материалам 2008 (а) и 2017 гг. (б). Временные разрезы по линии 633 съемки 2008 (в) и 2017 гг. (г).

Амплитудная аномалия в сводовой части продуктивного пласта, связываемая с контуром ГВК (газоводяной контакт), за девять лет эксплуатации существенно уменьшилась, что связано с большим отбором газа.

Очень хорошая корреляция полученного 4D-эффекта достигнута с изменением пластового давления. На рисунке 6 приведено сравнение карт давлений для пласта БУ1-2, построенных по данным эксплуатационного бурения.



*Рис. 6. Сопоставление сейсмических атрибутов и давлений для пласта БУ1-2
Карты давлений в пласте (а, в) и соответствующие карты
среднеквадратических амплитуд (б, г) на 2008 год (а, б)
и на 2017 год (в, г) с нанесенным контуром ГВК (красным)*

Давление с 2008 по 2017 год упало в несколько раз, контур поля давлений также изменился и практически совпадает с изменениями контуров аномалий на картах динамического параметра. Отличия в детальности объясняются тем, что по данным бурения карты построены с использованием интерполяции в межскважинном пространстве.

Выводы

Несмотря на несоблюдение необходимых условий выполнения реализации 4D-сейсморазведки, в результате этой работы наблюдается 4D-эффект, что обусловлено особенностями строением пласта БУ1-2 и существенной выработкой запасов газа (> 60 %). Изменение динамических характеристик волнового поля в целевом интервале хорошо сопоставляется с изменением давления в пласте. Также наличие существенного 4D-эффекта подтверждается петроупругим моделированием.

На результатах наблюдается значительное изменение динамических характеристик сейсмической записи, которое связывается с эффектом влияния разработки пласта. Полученные результаты открывают перспективы использования данных повторных сейсмических съемок 3D на акваториях для кон-

троля разработки месторождений. Для этого необходим более детальный анализ с использованием угловых сумм, получением количественных корреляционных связей и построением прогнозных карт параметров пласта.

В ходе исследований разработаны методика оценки данных для выделения 4D-эффектов; методика петроупругого моделирования, ориентированная на обоснование возможности выделения 4D-эффектов разработки по данным повторных съемок; детальный оптимизированный граф обработки сейсмических данных и получены карты параметров и атрибутов, характеризующие произошедшие за девять лет изменения в состоянии разрабатываемых резервуаров.

Список источников

1. 4D Seismic Monitoring of Water Influx at Bay Marchand: The Practical Use of 4D in an Imperfect World / R. Behrens, P. Condon, W. Haworth [et al.]. DOI : 10.2118/79961-PA. – Direct text // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2002. – Vol. 5, Issue 05. – P. 410–420.
2. Time-lapse seismic surveys in the North Sea and their business impact / K. Koster, P. Gabriels, M. Hartung [et al.]. – DOI 10.1190/1.1438594. – Direct text // The Leading Edge. – 2000. – Vol. 19, Issue 3. – P. 286–293.
3. Wang, Z. Seismic and acoustic velocities in reservoir rocks : Theoretical and model studies / Z. Wang, A. Nur. – Houston : Society of exploration geophysicists, 1992. – Direct text.
4. Using legacy seismic data in an integrated time-lapse study: Lena Field, Gulf of Mexico / D. Johnston, J. Eastwood, J. Shyeh [et al.]. – DOI 10.1190/1.1438596. – Direct text // The Leading Edge. – 2000. – Vol. 19, Issue 3. – P. 294–302.
5. Nur, A. Stress-induced velocity anisotropy in rock, an experimental study / A. Nur, G. Simmons. – DOI 10.1029/JB074i027p06667. – Direct text // Journal of Geophysical Research. – 1969. – Vol. 74, Issue 27. – P. 6667–6674.
6. Nur, A. The effect of saturation on velocity in low porosity rocks / A. Nur, G. Simmons. – DOI 10.1016/0012-821X(69)90035-1. – Direct text // Earth and Planetary Science Letters. – 1969. – Vol. 7, Issue 2. – P. 183–193.
7. Nur, A. Effects of stress on velocity anisotropy in rocks with cracks / A. Nur. – DOI 10.1029/JB076i008p02022. – Direct text // Journal of Geophysical Research. – 1971. – Vol. 76, Issue 8. – P. 2022–2034.
8. Gassman, P. Elastic waves through a packing of spheres / P. Gassman. – Direct text // Geophysics. – 1951. – Vol. 16, Issue 4. – P. 673–685.
9. Castagna, J. P. Relationship between compressional and shear-wave velocities in clastic silicate rocks / J. P. Castagna, M. L. Batzle, R. L. Eastwood. – Direct text // Geophysics. – 1985. – Vol. 50, Issue 2. – P. 551–570.
10. Twenhofel, W. H. Terminology of the fine-grained mechanical sediments / W. H. Twenhofel. – Direct text // National Research Council. Division of Geology and Geography. – 1936. – P. 81–104.
11. Базылев, А. П. Восстановление акустических характеристик разрезов в отложениях западной Сибири / А. П. Базылев, В. Н. Сургучева, Т. К. Снопкова. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2001. – № 5. – С. 73–76.

12. Кузнецов, О. Л. Сейсмоакустика пористых и трещиноватых геологических сред : монография / О. Л. Кузнецов, И. А. Чиркин, Ю. А. Курьянов, Том 2. Экспериментальные исследования. – Москва : ВНИИгеосистем. – 2004. – 361 с. – Текст : непосредственный.

13. Михель, В. Д., Бастиан, Б., Тимофеева, О. В. Результаты сейсмического 4D-мониторинга, проведенного компанией «Сахалин Энерджи» на Пильтун-Астохском месторождении / В. Д. Михель, Б. Бастиан, О. В. Тимофеева. – Текст : непосредственный // Недропользование XXI век. – 2017. – № 3 (66). – С. 42–47.

References

1. Behrens, R. (2002). 4D seismic monitoring of water influx at Bay Marchand: the practical use of 4D in an imperfect world / R. Behrens, P. Condon, W. Haworth [et al.], SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 5(05), pp. 410–420. (In English). DOI : 10.2118/79961-PA

2. Koster, K., Gabriels, P., Hartung, M., Verbeek, J., Deinum, G., & Staples, R. (2000). Time-lapse seismic surveys in the North Sea and their business impact. The Leading Edge, 19(3), pp. 286–293. (In English). DOI: 10.1190/1.1438594

3. Wang, Z., & Nur, A. (1992). Seismic and acoustic velocities in reservoir rocks: Theoretical and model studies. Houston, Society of exploration geophysicists. (In English).

4. Johnston, D. H., Eastwood, J. E., Shyeh, J. J., Vauthrin, R., Khan, M., & Stanley, L. R. (2000). Using legacy seismic data in an integrated time-lapse study: Lena Field, Gulf of Mexico. The Leading Edge, 19(3), pp. 294–302. (In English). DOI: 10.1190/1.1438596

5. Nur, A., & Simmons, G. (1969). Stress-induced velocity anisotropy in rock, an experimental study. Journal of Geophysical Research, 74(27), pp. 6667–6674. (In English). DOI : 10.1029/JB074i027p06667

6. Nur, A., & Simmons, G. (1969). The effect of saturation on velocity in low porosity rocks. Earth and Planetary Science Letters, 7(2), pp.183–193. (In English). DOI: 10.1016/0012-821X(69)90035-1.

7. Nur, A. (1971). Effects of stress on velocity anisotropy in rocks with cracks. Journal of Geophysical Research, 76(8), pp. 2022–2034. (In English). DOI: 10.1029/JB076i008p02022

8. Gassman, P. (1951). Elastic waves through a packing of spheres. Geophysics, 16(4), pp. 673–685. (In English).

9. Castagna, J. P., Batzle, M. L., & Eastwood, R. L. (1985). Relationship between compressional and shear-wave velocities in clastic silicate rocks. Geophysics, 50(2), pp. 334–334. (In English).

10. Twenhofel, W. H. (1936). Terminology of the fine-grained mechanical sediments. National Research Council. Division of Geology and Geography, pp. 81–104. (In English).

11. Bazylev, A. P., Surgucheva, V. N. & Snopkova, T. K. (2001). Vostanovlenie akusticheskikh kharakteristik razrezov v otlozheniyakh zapadnoy Sibiri. Journal of geophysics, (S), pp.73–76. (In Russian).

12. Kuznetsov, O. L., Chirkin, I. A., & Kuryanov, Yu. A. (2004). Seysmoakustika poristykh i treshchinovatykh geologi-cheskikh sred. Moscow, VNIIGeosistem, 361 p. (In Russian).

13. Michiel, V. D., Bastian, B., & Timofeeva, O. V. (2017). 4D-Seismic monitoring results of Sakhalin energy field (Piltun-Astokhskoye). *Nedropolzovanie XXI vek*, 3 (66), pp. 42-47. (In Russian).

Информация об авторе / Information about the author

Кузнецов Владислав Иванович,
доктор геолого-минералогических наук,
профессор, старший эксперт
НОВАТЭК НТЦ, профессор кафедры
прикладной геофизики, Тюменский
индустриальный университет, г. Тю-
мень, vikuznetsov@novatek.ru

Vladislav I. Kuznetsov, *Doctor of*
Geology and Mineralogy, Professor,
Senior Expert of LLC «NOVATEK
NTC», Professor at the Department of
Applied Geophysics, Industrial Univer-
sity of Tyumen, vikuznetsov@novatek.ru

Статья поступила в редакцию 05.11.2024; одобрена после рецензирования 13.11.2024; принята к публикации 15.11.2024.

The article was submitted 05.11.2024; approved after reviewing 13.11.2024; accepted for publication 15.11.2024.

УДК 556.314:544

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-6-91-98

Гидрогеохимические особенности подземных вод межмерзлотных таликов на примере месторождения в Республике Саха (Якутия)

А. А. Шульгина*, В. А. Бешенцев

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**shulginaaa@std.tyuiu.ru*

Аннотация. Гидрогеохимическая характеристика подземных вод является важным элементом в изучении пространственных и временных изменений ресурсов подземных вод, что имеет решающее значение для использования водных ресурсов, охраны окружающей среды. В данной работе авторами описан гидрогеохимический облик межмерзлотных подземных вод локально-водоносного средне-верхнекембрийского горизонта, на примере месторождения в Республике Саха (Якутия). Проанализировано влияние природных и техногенных факторов на формирование химического состава подземных вод.

Ключевые слова: подземные воды, локально-водоносный горизонт, Республика Саха (Якутия), гидрогеохимический облик, радиационно-тепловой талик, УВС

Для цитирования: Шульгина, А. А. Гидрогеохимические особенности подземных вод межмерзлотных таликов на примере месторождения в Республике Саха (Якутия) / А. А. Шульгина, В. А. Бешенцев. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-6-91-98 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 6. – С. 91–98.

Groundwater hydrogeochemical features in interpermafrost taliks on the example of the field in the Republic of Sakha (Yakutia)

Angelina A. Shulgina*, Vladimir A. Beshencev

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**shulginaaa@std.tyuiu.ru*

Abstract. The hydrogeochemical characterization of groundwater is a crucial aspect of studying the spatial and temporal variations in groundwater resources, which is crucial for water resource utilization and environmental protection. This article presents the hydrogeochemical profile of interpermafrost groundwater of the Middle-Upper Cambrian horizon local aquifer, based on a case study from a deposit in the Sakha Republic (Yakutia). Also, this study analyzes the impact of both natural and anthropogenic factors on the chemical composition of the groundwater.

Keywords: groundwater, locally aquifer, Republic of Sakha (Yakutia), hydrogeochemical appearance, radiation-thermal talik, hydrocarbons

For citation: Shulgina, A. A. & Beshencev, V. A. (2024). Groundwater hydrogeochemical features in interpermafrost taliks on the example of the field in the Republic of Sakha (Yakutia). Oil and Gas Studies, (6), pp. 91-98. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-6-91-98

Введение

Формирование химического состава подземных вод и изменение его в процессе эксплуатации происходит под воздействием природных (физико-геологических, климатических, гидрогеологических) и техногенных факторов. Установление достоверных причин трансформации гидрохимического облика подземных вод не теряет своей актуальности на сегодняшний день.

Изучаемое месторождение расположено на территории Ленского района Республики Саха (Якутия). Развитие нефтегазовой отрасли региона обусловило необходимость поиска источников водоснабжения для технологического обеспечения водой месторождений углеводородного сырья (УВС). Учитывая суровые климатические условия региона, использование традиционных источников, приуроченных к поверхностным водотокам, нецелесообразно вследствие их полного промерзания. В связи с этим были проведены геологоразведочные работы с целью организации водоснабжения для системы поддержания пластового давления (ППД) за счет использования подземных вод. На территории рассматриваемого месторождения, оптимальным источником признан межмерзлотный локально-водоносный средне-верхнекембрийский горизонт.

Месторождение расположено в зоне сплошного и прерывистого распространения многолетнемерзлых пород (ММП) мощностью до 100–200 м. Рассматриваемый участок приурочен к зонам распространения сквозного радиационно-теплого талика. Границы таликовой зоны выделены по результатам площадных электроразведочных работ методом ЗСБ, бурением гидрогеологических скважин и инженерно-геологических изысканий. Величина сезонно-талого слоя (СТС) достигает 2–3 м.

В гидрогеологическом отношении изучаемая территория относится к структуре второго порядка – Тунгусскому артезианскому бассейну Сибирского сложного АБ [1].

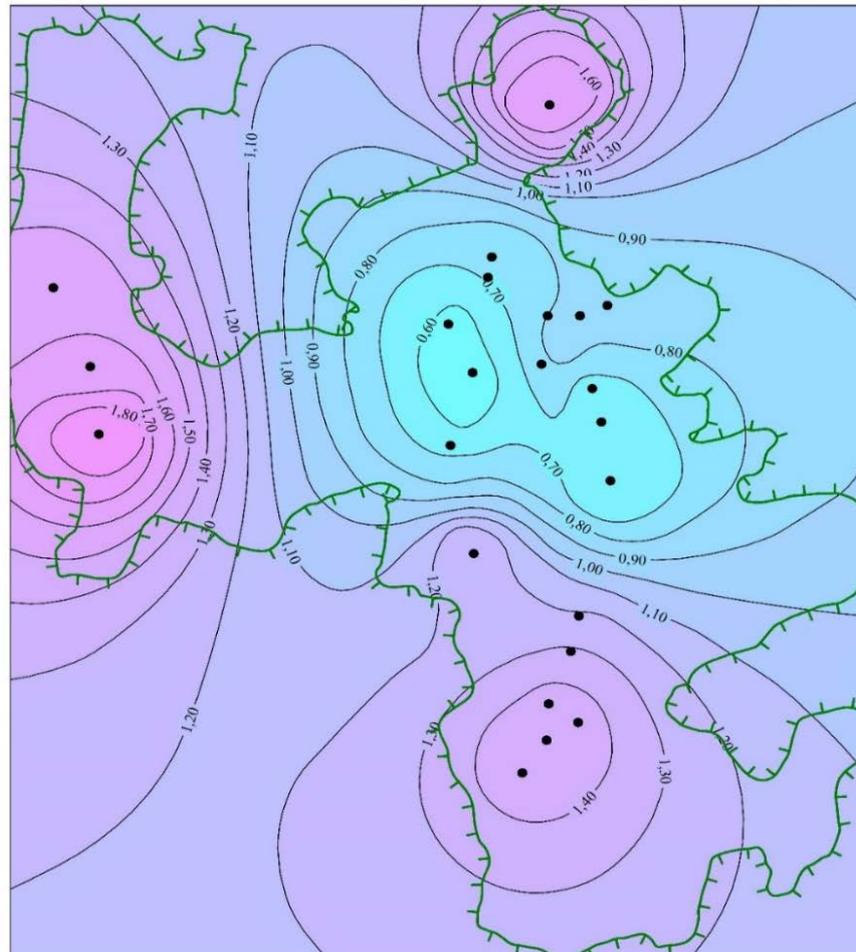
Объект и методы исследования

Целевой средне-верхнекембрийский локально водоносный горизонт (ЛВГ) сверху локально перекрыт нижнеюрскими терригенными отложениями, представленными песками и песчаниками с прослоями алевролитов, мощностью до 50 м. Снизу целевой ЛВГ подстилается карбонатными отложениями среднего-нижнего кембрия, мощностью от 60 до 160 м. Характер структуры целевого средне-верхнекембрийского ЛВГ соотносится с рельефом поверхности и залегает на глубинах до 235 м. Подземные воды исследуемого горизонта циркулируют по порам и трещинам терригенно-карбонатных пород: в большей части доломитов, гипса, известняков, в меньшей — аргиллитов и песчаников.

Ввиду близкого залегания исследуемых подземных вод к поверхности они являются весьма восприимчивыми к техногенному воздействию, результатом которого может быть загрязнение или даже истощение продуктивных горизонтов. В связи с этим необходимо детальное изучение гидрогеохимических условий территории [2].

Для характеристики состава подземных вод использованы результаты лабораторных исследований 302 проб воды, отобранных с водозаборных скважин месторождения. Авторами статьи произведен статистический анализ данных, в результате которого 178 проб признаны представительными.

Выбор представительных результатов химического анализа подземных вод на рассматриваемом месторождении основан на анализе и сравнении полученных данных. Из описания химического состава подземных вод исключены пробы с нарушением принципа электронейтральности раствора, с аномальными значениями минерализации, ионов магния и хлорид-ионов.



Условные обозначения:

- - точка гидрогеохимического опробования
- - граница радиационно-теплого талика

Величина минерализации, г/дм³

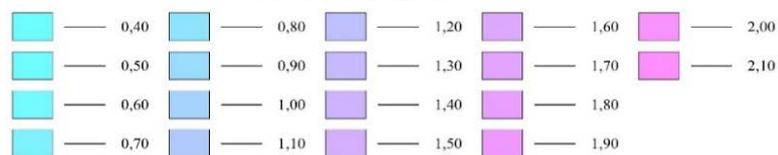


Рис. 1. Площадьное изменение средней минерализации

По солевому составу подземные воды объекта эксплуатации преимущественно гидрокарбонатно-сульфатные, сульфатные, реже хлоридно-гидрокарбонатно-сульфатные, смешанного катионного состава.

Результаты

Авторами составлена схема изменения минерализации по площади радиационно-теплого талика (рис. 1). В центральной части радиационно-теплого талика подземные воды характеризуются как пресные ($0,2-0,9$ г/дм³), по приближению к границам радиационно-теплого талика происходит увеличение минерализации до $2,7$ г/дм³.

Очаг пресных подземных вод выявлен на участках наибольшей инсоляции, на возвышенной части территории. Увеличение минерализации, вероятно, связано с процессом вымораживания. При замерзании подземные воды концентрируются, а при их оттаивании в перенасыщенном растворе происходит выпадение твердых солей и, соответственно, увеличивается минерализация межмерзлотных подземных вод [3, 4].

По величине водородного показателя воды характеризуются от слабых до слабощелочных ($6,0-8,5$ ед.).

В анионном составе в основном преобладают сульфат-ионы содержащиеся в количестве $0,3-40,0$ мг-экв/дм³. Гидрокарбонат-ионы определены в количестве $0,3-8,7$ мг-экв/дм³, хлорид-ионы в количестве $0,1-16,2$ мг-экв/дм³.

В катионном составе преобладают ионы кальция ($1,5-23,3$ мг-экв/дм³) и суммарное содержание ионов натрия и калия ($0,1-14,1$ мг-экв/дм³). Концентрация магния достигает $25,3$ мг-экв/дм³.

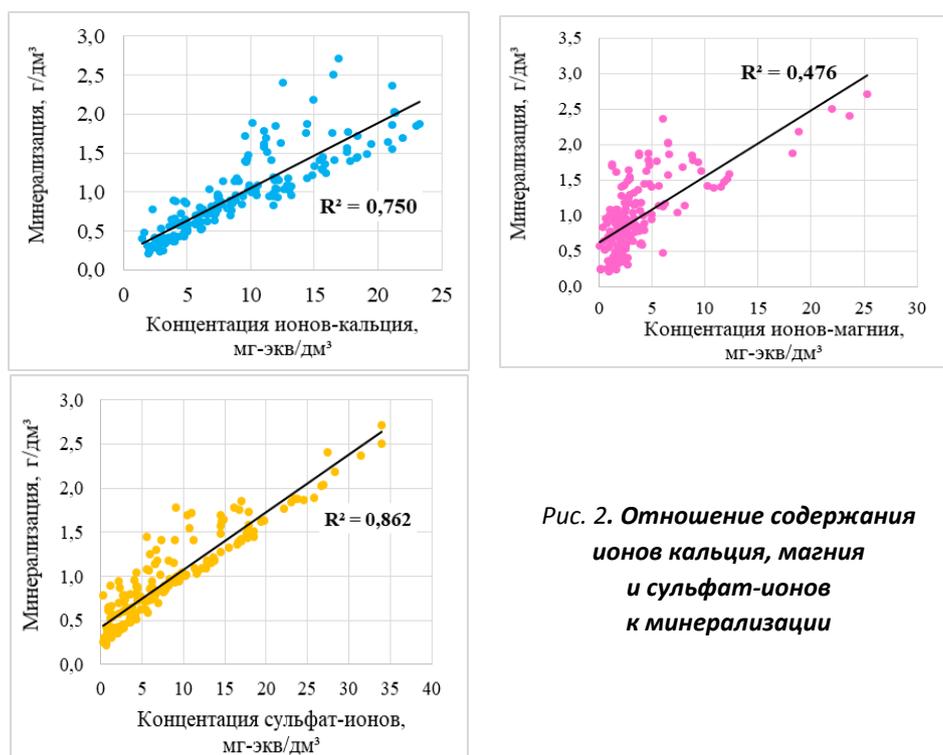


Рис. 2. Отношение содержания ионов кальция, магния и сульфат-ионов к минерализации

Для оценки влияния пород коллекторов на состав подземных вод авторами построены графики отношения величины минерализации от содержания основанных компонентов. По результатам расчетов, наиболее тесная связь прослеживается с ионами кальция и сульфата, коэффициенты детерминации составили 0,750 и 0,862 соответственно (рис. 2).

Слабая линейная взаимосвязь прослеживается с магнием, коэффициент детерминации равен 0,476. По остальным компонентам взаимосвязь не прослеживается. Тесная взаимосвязь ионов магния и сульфатов говорит об их накоплении в подземных водах в результате выщелачивания из горных пород водорастворимых солей (гипс, доломит) [5]. Таким образом, формирование подземных вод межмерзлотного талика происходит при тесной взаимосвязи системы вода — порода.

С целью оценки динамики основных компонентов химического состава подземных вод авторами статьи проведен сравнительный анализ данных. По результатам анализа, химический состав отличается своей стабильностью во времени (рис. 3), а в слабосолоноватых отмечается увеличение содержания хлоридов с 2018 года (рис. 4).

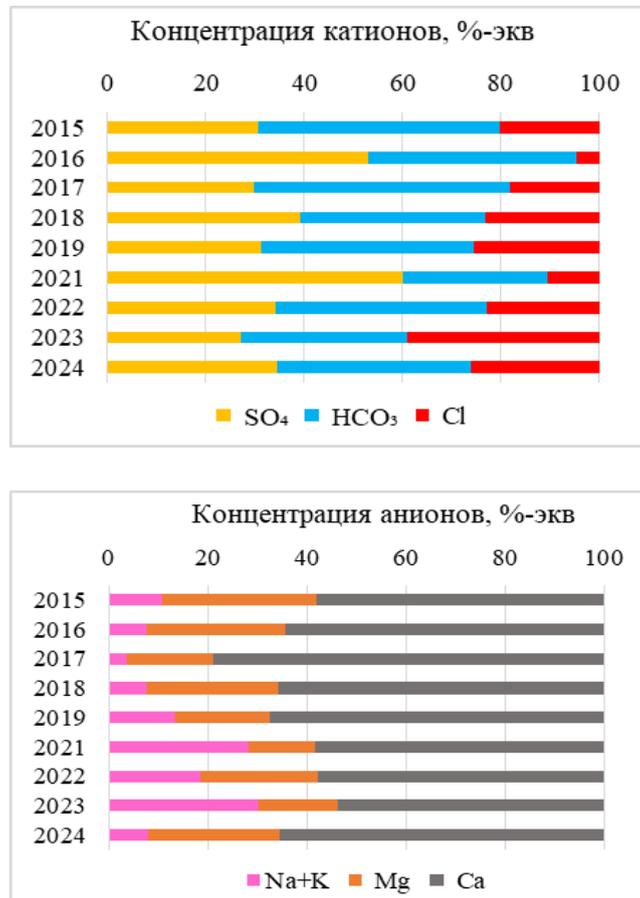


Рис. 3. Динамика изменения химического состава пресных подземных вод

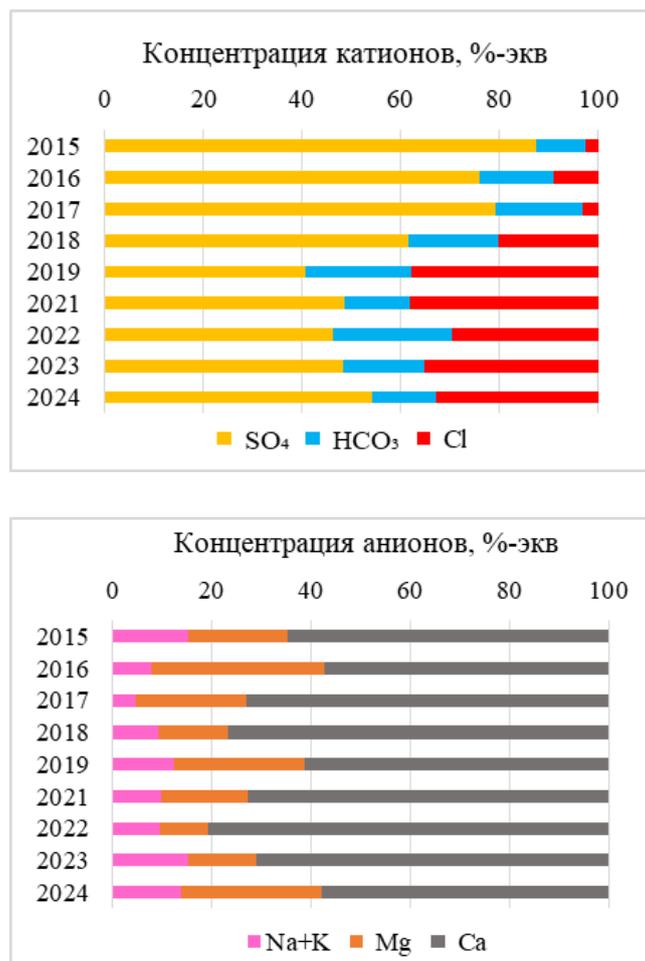


Рис. 4. Динамика изменения химического состава слабосоленых подземных вод

Повышение содержания хлорид-иона, вероятно, связано с антропогенным фактором при интенсивной разработке месторождения УВС. На месторождении кустовые площадки отсыпаны общераспространенными полезными ископаемыми, которые, в свою очередь, при взаимодействии с атмосферными осадками образуют перенасыщенный солями раствор. Это подтверждается данными по экологическому мониторингу почвенного состава территории. Фоновые значения по данному району зафиксированы для хлоридов 1,22 мг/кг. Впоследствии интенсивной разработки месторождения концентрация увеличилась до 7,5–433,1 мг/кг. Также увеличение концентрации хлорид-иона может говорить о межпластовых перетоках по трещинам.

Содержание общего железа по пробам составило 0,09–4,1 мг/дм³.

Из микрокомпонентов в пробах подземных вод средневерхнекембрийского ЛВК определены в следующих концентрациях: алюминий — до < 0,01 мг/дм³, бериллий — до < 0,0001 мг/дм³, бор —

от < 0,001 до 0,37 мг/дм³, кадмий — до < 0,0001 мг/дм³, кобальт — до < 0,0001 мг/дм³, марганец — от < 0,0001 до 0,6 мг/дм³, медь — до < 0,001 мг/дм³, молибден — до < 0,001 мг/дм³, мышьяк — до < 0,001 мг/дм³, никель — до < 0,001 мг/дм³, свинец — до < 0,001 мг/дм³, селен — до < 0,005 мг/дм³, фосфаты — от < 0,5 до 2 мг/дм³, фтор — от 0,25 до 0,32 мг/дм³, хром — до < 0,001 мг/дм³, цинк — до < 0,005 мг/дм³.

Содержание механических примесей составляет от 3,3 до 73 мг/дм³. Содержание нефтепродуктов незначительно и колеблется от нижнего порога определения (< 0,005 мг/дм³) до 0,014 мг/дм³.

По результатам определения, концентрация растворенного кислорода варьирует в пределах 0,4–2,16 мг/дм³ при нормативном значении не более 0,5 мг/дм³. Теоретически растворенный кислород должен отсутствовать в подземных водах. Вероятно, высокие концентрации связаны с нарушением методики отбора проб воды.

Содержание сероводорода находится ниже порога определения лабораторной установки (< 0,002 мг/дм³), что говорит об его отсутствии.

Сульфатовосстанавливающие бактерии отсутствуют.

Выводы

Таким образом, формирование подземных вод межмерзлотного водоносного горизонта в основном происходит под влиянием геокриологических, геологических, геохимических и техногенных факторов. Повышение минерализации обусловлено процессами вымораживания и выщелачивания солей из горных пород, которые, в свою очередь происходят за счет тепляющего эффекта недр при разработке месторождения УВС.

Локальное техногенное воздействие, а именно отсыпка территории общераспространенных полезных ископаемых (ОПИ) со временем приводит к повышению хлорид-иона, что ведет к трансформации гидрогеохимического облика подземных вод.

Список источников

1. Карта гидрогеологического районирования территории Российской Федерации масштаба 1:2 500 000 и Унифицированные схемы объектов гидрогеологической стратификации территории Российской Федерации (протокол Роснедра от 07.02.2012 г. № 18/83-пр). – Москва : Гидроспецгеология, 2011. – 47 с. – Текст : непосредственный.

2. Abdrashitova, R. N. Causes of variability in groundwater salinity of the Lower Jurassic sediments in the Talinskoye oilfield of West Siberia / R. N. Abdrashitova, M. A. Kadyrov. – DOI 10.3390/su14137675. – Direct text // Sustainability. – 2022. – Vol. 14, Issue 13. – P. 7675.

3. Киреева, Т. А. Нефтегазопромысловая гидрогеохимия и гидрогеодинамика. Ч. 1. Нефтегазопромысловая гидрогеохимия : учебное пособие / Т. А. Киреева. – Москва : МГУ. – 2016. – 217 с. – Текст : непосредственный.

4. Посохов, Е. В. Общая гидрогеохимия / Е. В. Посохов. – Ленинград : Недра, 1975. – 208 с. – Текст : непосредственный.
5. Климентов, П. П. Общая гидрогеология : учебник / П. П. Посохов. – Москва : Высшая школа, 1971. – 224 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Karta gidrogeologicheskogo rajonirovaniya territorii Rossijskoj Federacii masshtaba 1:2 500 000 i Unificirovanny`e sxemy` ob`ektov gidrogeologicheskoy stratifikacii territorii Rossijskoj Federacii (protokol Rosnedra ot 07.02.2012 g. № 18/83-pr). (2011). Moscow, FGUGP «Gidrospezhgeologiya» Publ., 47 p. (In Russian).
2. Abdrashitova, R. N., & Kadyrov, M. A. (2022). Causes of Variability in Groundwater Salinity of the Lower Jurassic Sediments in the Talinskoye Oilfield of West Siberia. *Sustainability*, 14(13). (In English). DOI: 10.3390/su14137675
3. Kireeva, T. A. (2016). Neftegazopromy`slovaya gidrogeoximiya i gidrogeodinamika. Ch.1 Neftegazopromy`slovaya gidrogeoximiya. Moscow, MGU Publ., 217 p. (In Russian).
4. Posoxov, E. V. (1975). *Obshhaya gidrogeoximiya*. Leningrad, Nedra Publ., 208 p., (In Russian).
5. Klimentov, P. P. (1971). *Obshhaya gidrogeologiya*. Moscow, Vy`sshaya shkola Publ., 224 p. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Шульгина Ангелина Аркадьевна, аспирант кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, shulginaaa@std.tyuiu.ru

Angelina A. Shulgina, post-graduate student of the Department of Geology of Oil and Gas Field, Industrial University of Tyumen, shulginaaa@std.tyuiu.ru

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

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

Статья поступила в редакцию 01.11.2024; одобрена после рецензирования 13.11.2024; принята к публикации 15.11.2024.

The article was submitted 01.11.2024; approved after reviewing 13.11.2024; accepted for publication 15.11.2024.

Повышение эффективности разработки пластов с низконапорным природным газом с применением эжектирующих устройств

**Р. Т. Апасов¹, М. В. Сивкова^{1*}, И. И. Елизаренко¹, Э. Х. Нигматуллин¹,
Ш. Б. Эралиев¹, Ю. К. Зинченко¹, Н. А. Першин²**

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

*sivkovamv@gmail.com

Аннотация. Анализ текущего состояния разработки уникальных месторождений природного газа Западной Сибири свидетельствует о вступлении настоящих активов в завершающий период разработки, что сопровождается критически низкими величинами давлений, недостаточными для транспортировки газа до устья скважины. На сегодняшний день доля таких запасов низконапорного газа (ННГ) увеличивается, но существующие техники и технологии не обеспечивают эффективную и рентабельную добычу. Цель настоящей работы — разработка универсального решения по совершенствованию процесса извлечения запасов низконапорного природного газа истощенного сеноманского продуктивного горизонта на основе промышленного внедрения газового эжектора, устройства, в котором полное давление газового потока увеличивается за счет турбулентного смешения с более высоконапорным потоком. Это обуславливает анализ трех вариантов установки эжектора: в добывающей газовой скважине, на устье добывающей газовой скважины, в газосборной сети. В ходе комплексного анализа определены оптимальные геометрические параметры и рабочие характеристики эжектора на основе численных расчетов. Выполнено моделирование процесса работы эжектора в гидродинамическом симуляторе и рассчитаны технологические показатели разработки объектов. Представлено технико-экономическое обоснование проектных решений и выбран оптимальный вариант размещения газового эжектора на объектах ННГ.

Ключевые слова: газовый эжектор, эжектирующие устройства, низконапорный природный газ, высоконапорный природный газ, сеноманские газовые залежи, ачимовские газовые залежи

Для цитирования: Повышение эффективности разработки пластов с низконапорным природным газом с применением эжектирующих устройств / Р. Т. Апасов, М. В. Сивкова, И. И. Елизаренко [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-6-99-114 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 6. – С. 99–114.

Increasing the efficiency of development of reservoirs with low-pressure natural gas using ejector devices

**Renat T. Apasov¹, Ilya I. Elizarenko^{1*}, Eldar H. Nigmatullin¹,
Sherzodbek B. Eraliev¹, Mariia V. Sivkova¹, Julia K. Zinchenko¹,
Nikita A. Pershin²**

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²University of Tyumen, Tyumen, Russia

*sivkovamvv@gmail.com

Abstract. An analysis of the current conditions of development of unique natural gas fields in Western Siberia reveals that these resources are entering the final development phase. This phase is characterized by critically low pressures insufficient to transport gas to the wellhead. At present time, the share of low-pressure gas reserves increases, but techniques and technologies do not provide efficient and cost effective production. The aim of this study is to develop a universal decision to enhance the extraction process of low-pressure natural gas from the depleted Cenomanian production horizon based on commercial introduction a gas ejector. A gas ejector is device in which the total pressure of the gas flow boosts through turbulent mixing with a higher-pressure flow. This necessitates an analysis of three installation options for the ejector: in the production gas well, at the wellhead, and in the gas collection network. A comprehensive analysis has determined the optimal geometric parameters and operating characteristics of the ejector based on numerical calculations. Modelling of the ejector operation process in hydrodynamic simulator was performed and technological indicators of object development were calculated. Additionally, a technical and economic justification for the design solution has been provided, and the most effective placement of the gas ejector in low-pressure gas fields has been selected.

Keywords: gas ejector, ejecting devices, low-pressure natural gas, high-pressure natural gas, Cenomanian gas reservoirs, Achimov gas reservoirs

For citation: Apasov, R. T., Elizarenko, I. I., Nigmatullin, E. H., Eraliev, Sh. B., Sivkova, M. V. ...& Pershin, N. A. (2024). Increasing the efficiency of development of reservoirs with low-pressure natural gas using ejector devices. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 99-114. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-6-99-114

Введение

Низконапорным природным газом (ННГ) называется газ с низкой величиной давления на устье, недостаточном для подачи его на компрессорную станцию или установку подготовки газа [1]. В разрезе структуры запасов уникальных месторождений Западной Сибири (Медвежье, Уренгойское, Заполярное, Ямбургское) низконапорный природный газ представлен газом истощенных залежей сеноманского продуктивного горизонта, энергетический потенциал которых достиг критических значений. ННГ составляет 30 % от общих запасов природного газа в Западной Сибири, причем ожидаемый прирост к запасам ННГ составит более 9 трлн м³ к 2035 году.

С учетом небольшого пластового давления сеноманского пласта (1,5–2 МПа) повышение коэффициента извлечения газа (КИГ) при существующих технологиях и техниках добычи газа затруднено. Извлечение природного газа возможно с использованием альтернативных методов увеличения эффективности добычи ННГ, к которым относятся ввод дожимной компрессорной станции (ДКС), применение мобильных компрессорных установок (МКУ) [2]. Однако зачастую это сопровождается высоким уровнем капиталовложений, низкой рентабельностью и технологическими рисками. Поэтому газодобывающие компании вынуждены прибегать к отказу от разработки пластов низконапорного газа ввиду отсутствия эффективных и экономически целесообразных решений.

Месторождения севера Западной Сибири характеризуются многослойностью, что означает наличие природного газа в более глубоких горизонтах (валанжинский, ачимовский, юрский). При эксплуатации нижележащих залежей газ избыточного давления (35–40 МПа) подвергается дросселированию на устье добывающей скважины. Это давление высоконапорного потока может быть использовано для увеличения газового потока низконапорного потока. Для того чтобы обеспечить передачу энергии от одного потока к другому, следует в процессе добычи высоконапорного газа (ВНГ) осуществить турбулентное смешение с ННГ. В результате смешанный поток будет устремляться к устью скважины и отбирать газ истощенных сеноманских залежей. Данный принцип реализуется в газовом эжекторе. За счет простого технического исполнения и малой себестоимости эжектор активно применяется в качестве универсального решения в различных промышленных отраслях, в том числе газодобывающей.

Анализ отечественного и зарубежного промышленного опыта показал технологическую эффективность эжектора в обвязке устья газодобывающих скважин и системе внутринефтепромыслового сбора газа Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, а также шельфового газоконденсатного месторождения Ячэн (Китай) [3, 4]. Внедрение эжектора позволило продлить срок работы скважины, увеличить общую величину давления, что повысило суммарную добычу газа на месторождениях.

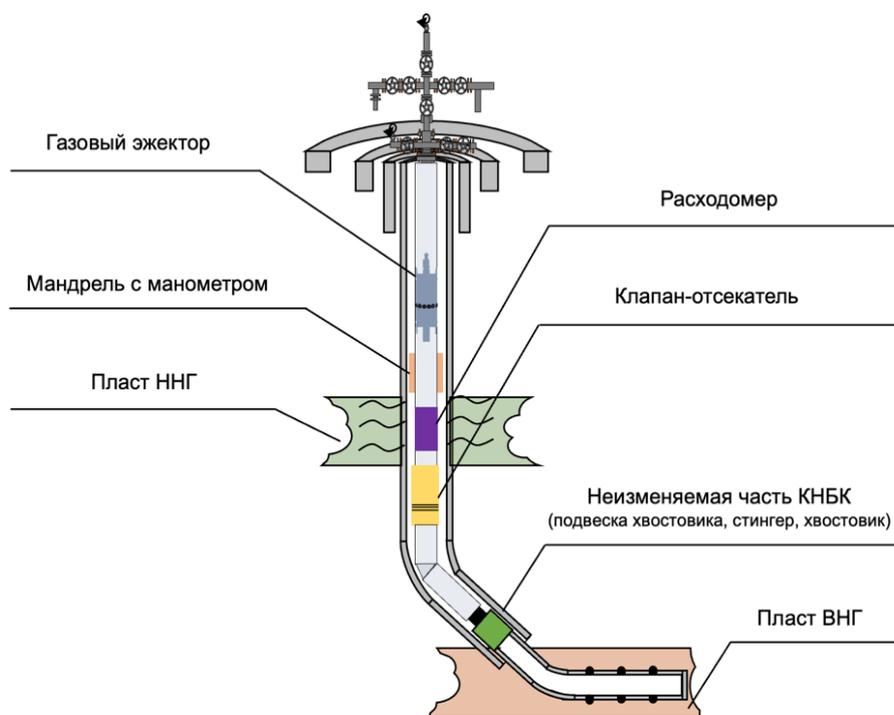


Рис. 1. Концептуальная схема установки газового эжектора в скважине

В настоящей работе газовый эжектор рассматривается как технология повышения давления на объектах ННГ, что обуславливает анализ трех вариантов установки эжектора.

- Эжектор в добывающей газовой скважине (эксплуатация объектов ННГ и ВНГ осуществляется по насосно-компрессорным трубам (НКТ)) (рис. 1).

Отметим, что данный вариант установки реализуется за счет специальной конструкции эжектора, позволяющей осуществлять селективное воздействие (ОПЗ) или доступ к интервалам ННГ и ВНГ при проведении промыслово-геофизических (ПГИ) или гидродинамических (ГДИ) исследований. Конструкция основана на уже существующих на рынке нефтегазового оборудования решениях и предусматривает установку двух вставок, замена которых осуществляется с помощью канатной техники или использования гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ).

В настоящее время авторским коллективом ведутся работы по оформлению заявки на государственную регистрацию и выдачу патента на изобретение.

- Эжектор на устье добывающей газовой скважины (эксплуатация объекта ННГ осуществляется по затрубному пространству скважины, в то время как эксплуатация объекта ВНГ осуществляется по НКТ) (рис. 2);

- Эжектор в газосборной сети (ГСС) (скважина, эксплуатирующая объект ННГ, подключается в линию скважины, работающей на объект ВНГ) (рис. 3).

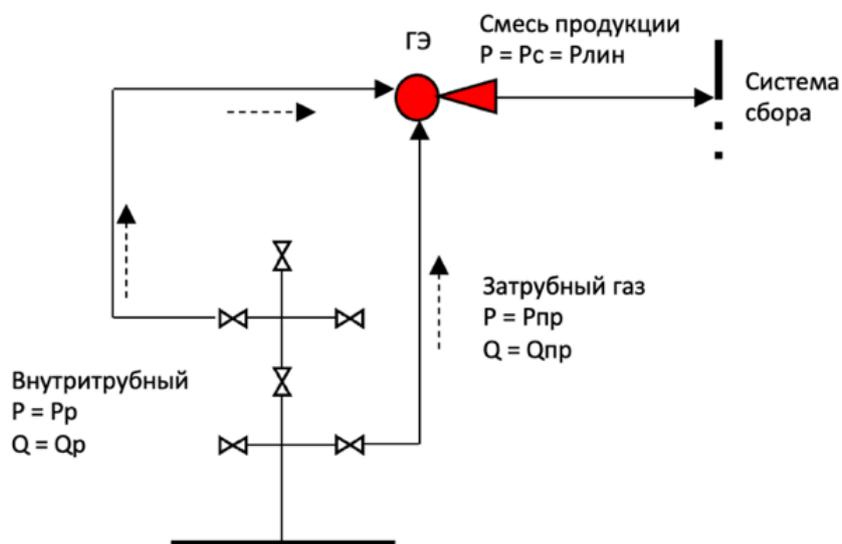


Рис. 2. Концептуальная схема установки газового эжектора на устье скважины

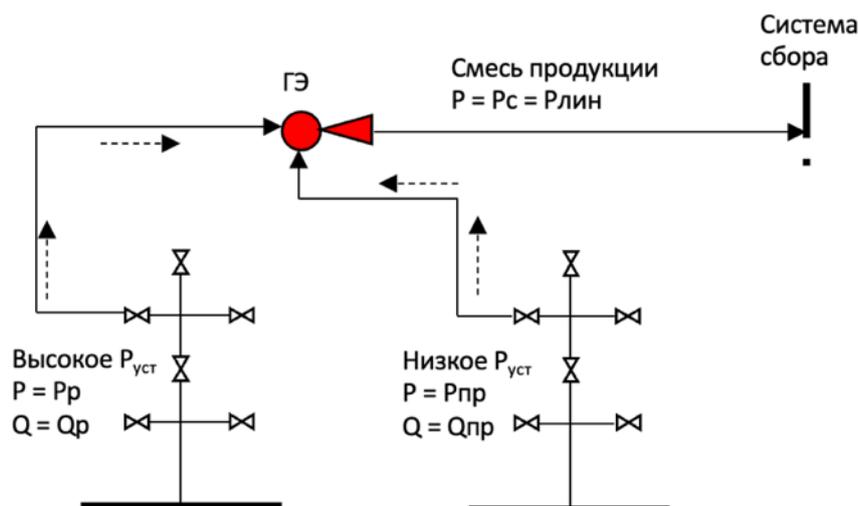


Рис. 3. Концептуальная схема установки газового эжектора в ГСС

Для комплексной оценки эффективности промышленного внедрения газового эжектора по каждому рассматриваемому варианту предлагается определение оптимальных геометрических параметров и рабочих характеристик эжектора на основе численных расчетов, в том числе влияние воды на эффективность эжектора; моделирование процесса работы эжектора в гидродинамическом симуляторе; выбор схемы размещения; технико-экономическое обоснование.

Объект и методы исследования

Газовый эжектор — это устройство, в котором полное давление газового потока увеличивается под действием струи другого, более высоконапорного потока за счет обмена кинетической энергией.

Газовый эжектор состоит из сопел низконапорного и высоконапорного потоков, камеры смешения, диффузора (рис. 4).

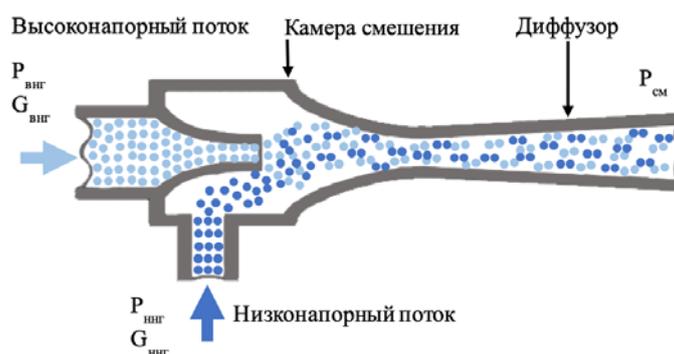


Рис. 4. Принципиальная схема газового эжектора

Геометрические параметры основных конструктивных элементов влияют на эффективность работы эжектора, характеризующуюся коэффициентом эжекции и степенью сжатия [5]:

Под коэффициентом эжекции подразумевается отношение массового расхода низконапорного потока к величине расхода высоконапорного потока:

$$n = \frac{G_{\text{ННГ}}}{G_{\text{ВНГ}}}, \quad (1)$$

где $G_{\text{ННГ}}$ – массовый расход низконапорного потока, кг/с; $G_{\text{ВНГ}}$ — массовый расход высоконапорного потока, кг/с.

Степень сжатия показывает отношение давления смеси на выходе из эжектора к давлению низконапорного потока:

$$\varepsilon = \frac{P_{\text{см}}}{P_{\text{ННГ}}}, \quad (2)$$

где $P_{\text{см}}$ — полное давление смеси, МПа; $P_{\text{ННГ}}$ — давление низконапорного потока, МПа.

Для определения оптимальных значений коэффициента эжекции и степени сжатия были вычислены геометрические параметры и рабочие характеристики эжектора на 3D-модели газового эжектора и рассчитаны значения давлений ВНГ и ННГ в ПО ANSYS (табл. 1).

Таблица 1

Геометрические параметры эжектора

Наименование	Значение, мм
Радиус камеры смешения	12
Длина камеры смешения	900
Радиус сопла ВНГ	3
Радиус ВНГ	10
Радиус ННГ	10

Численные расчеты были организованы с помощью библиотеки Fluid Flow (CFX), состоящей из элементарных модулей: Geometry, Mesh, Setup, Solution, Results.

Первый модуль Geometry представляет собой инструмент по созданию 3D-модели эжектора. При моделировании гидрогазодинамики в ANSYS нужно учесть, что необходимо создавать не твердое тело, а вычитать это твердое тело из объема, то есть моделировать объем газа.

Второй модуль Mesh был использован для построения сетки эжектора, то есть набора ячеек, в пределах которого ведутся расчеты эжектора. Задаваемые параметры данного модуля представлены в таблице 2.

Таблица 2

Параметры модуля Mesh

Наименование	Значение
Max Size	0,01
Element Size	0,007
Curvature Min Size	0,00007
Growth Rate	Linear
Inflation	On
Maximum Layers	5
Growth Rate	1,2
Inflation Option	Smooth Transition
Boundary	Wall

Третий модуль Setup нужен для задания граничных условий построенной сетки: давление или расход газов на входе и выходе из эжектора при помощи функции Boundary.

В настоящей работе граничные параметры на двух входах в эжектор задаются давлением (Total Pressure (stable)) с определенным диапазоном (табл. 3). Типы входов в эжектор задаются как Inlet, на выходе — Opening. Такой тип граничного условия на выходе обусловлен более достоверным результатом в ходе расчетов.

Таблица 3

Граничные параметры модуля Setup

Наименование	Значение
Материал	CH4 Ideal Gas
Reference Pressure	10 Bar
Max. Iterations	150
Residual Target	RMS 0.00001
Диапазон ВНГ	100–300 шаг 50 бар
Диапазон ННГ	10–60 шаг 5 бар
Диапазон давления на выходе	10–60 шаг 10 бар
Flow Regime	Subsonic

Четвертый модуль Solution рассчитывает заданную модель. На рисунке 5 представлены графики сходимости решения: чем меньше значение Variable Value, тем достовернее результат.

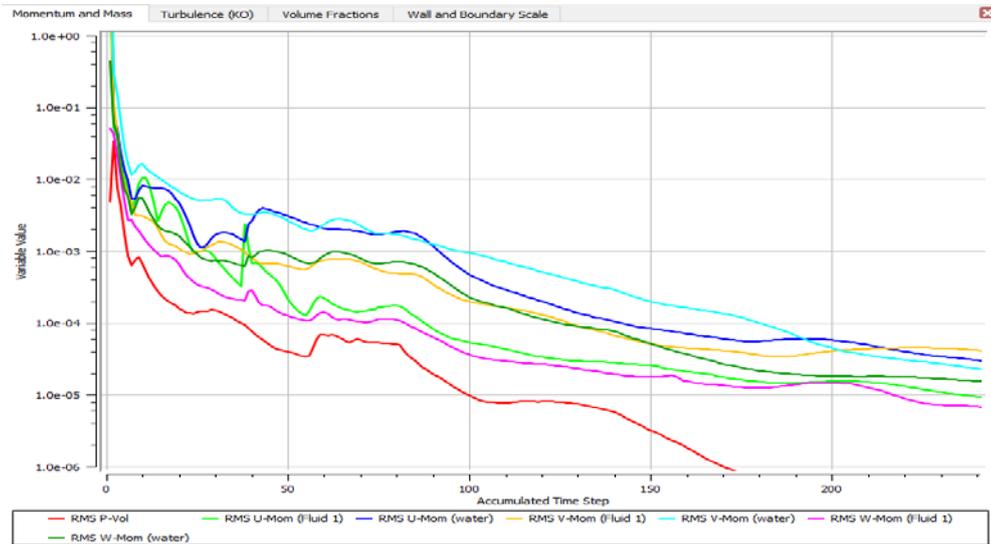


Рис. 5. График расчета в модуле Solution

Пятый и последний модуль Solution демонстрирует результаты расчетов. Здесь имеется возможность наглядно узнать вектора скоростей потоков флюида и рассчитанные параметры в любой точке геометрии с помощью вкладки Calculators (рис. 6).

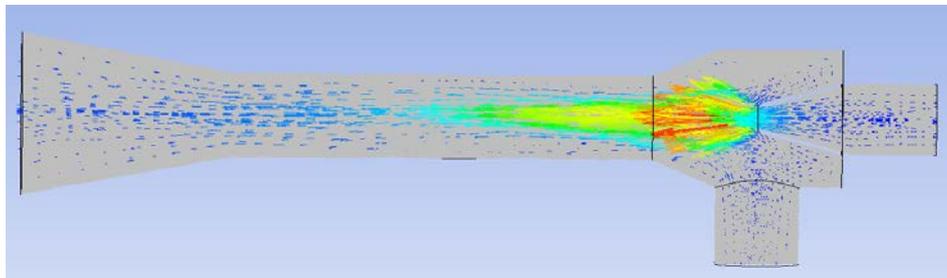


Рис. 6. Распределение векторов скоростей в эжекторе

Далее была создана матрица пяти варьируемых параметров: давление ВНГ, давление ННГ, давление на выходе из эжектора, радиус сопла, радиус камеры смешения. На выходе были определены массовые расходы ННГ на выходе из эжектора для расчета критического потока, степени сжатия и коэффициента эжекции.

На рисунке 7 в качестве примера представлена зависимость коэффициента эжекции от степени сжатия при равном 300 бар давлении ВНГ.

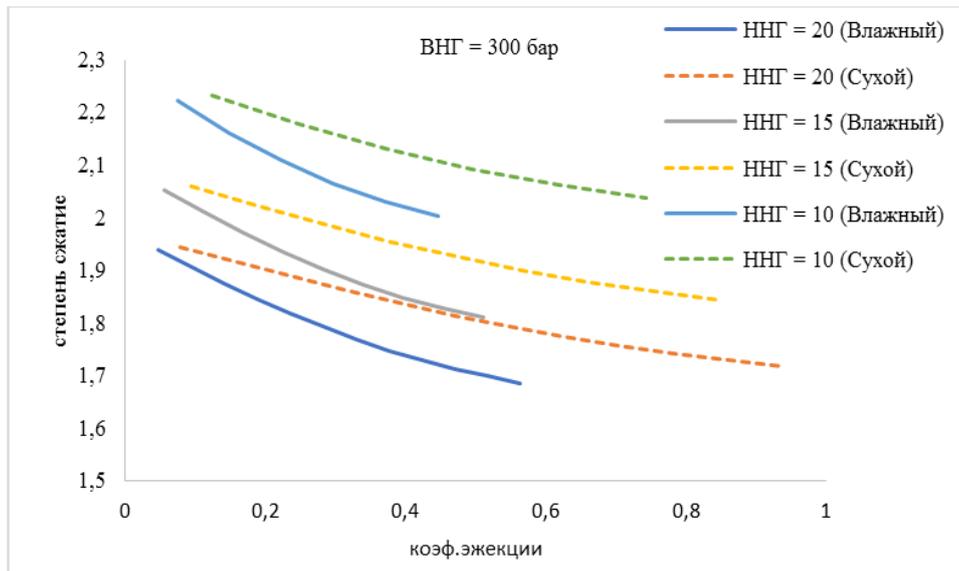


Рис. 7. График зависимости массового расхода ННГ от давления ННГ

Ввиду отсутствия в открытых источниках информации о влиянии наличия капельной жидкости в потоке на эффективность работы эжектора данная оценка была выполнена с помощью численного решения в ANSYS. Например, при увеличении доли воды на 10 % (при ВГФ = 0,0002864 м³/м³) массовый расход ННГ уменьшается в среднем на 13 % или 45 тыс. м³/сут.

Итоговые результаты численного моделирования геометрических параметров и рабочих характеристик газового эжектора были представлены в виде матрицы, после аппроксимации которой были сформированы VFR таблицы для дальнейшего моделирования и оценки эффективности рассматриваемых вариантов на базе гидродинамической модели объекта-аналога с помощью гидродинамического симулятора tНавигатор (опция Network).

Для создания полномасштабной гидродинамической модели были рассмотрены геолого-физические характеристики месторождений-аналогов с наличием пластов ННГ и ВНГ (Уренгойское, Ямбургское) (табл. 2) [6]. На основе изученных данных была построена секторная геологическая модель пластов ПК₁, соответствующая объекту ННГ, и Ач, соответствующая объекту ВНГ, в ПО Petrel.

Геолого-физические характеристики залежей

Параметр	Ямбургское месторождение			Уренгойское месторождение		
	Сеноман	Неоком	Ачимовские отложения	Сеноман	Неоком	Ачимовские отложения
Глубина пласта, м	1 000–1 200	2 500–3 200	3 417–4 080	1 000–1 700	1 700–3 200	3 500–4 100
Q, млрд м ³	590	1 000	–	804	–	1 трлн (газ), 400 млн т (конденсат)
Объем ННГ, млрд м ³	206,5	–	291,7	–	–	–
Пластовое давление МПа	5,8	28–32	52–76	2–5	30	50–69
Пластовая температура, °С	28	65–87	90–110	34	75–80	100–110
Пористость, %	27–38	13,7–16,8	14	25–30	–	12–20
Газонасыщенная толщина, м	30–35	22	1,4–12	45	–	8–10
Проницаемость, мкм ²	0,056	0,03–0,32	0,02–0,03	0,7–1,1	–	0,01

Далее были определены основные параметры гидродинамической модели для пластов ННГ и ВНГ с целью достоверного моделирования потенциальных условий внедрения газового эжектора.

Схемой расчета служит модель равновесной инициализации, при которой определяется начальное равновесное состояние пластовой системы. Тип модели — Black Oil, что корректно моделирует процессы фильтрации несмешивающихся потоков, учитывает упругие силы породы и флюидов.

Общее количество ячеек модели составило 1 019 200. Размеры ячеек по оси X — 70 м, по оси Y — 80 м и оси Z — 182 м. Газонасыщенная толщина в купольной части залежи пласта ПК₁ может достигать 35 м, Ач — 12 м. ГВК залежи ПК₁ проходит на глубине 1 053 м, Ач — 3 690 м (рис. 8).

Ввиду малых значений фильтрационно-емкостных свойств истощенной залежи сеноманского продуктивного горизонта и незначительной газонасыщенной толщины пласта Ач было принято решение об эксплуатации объектов моделирования горизонтальными скважинами. По модели пласта ПК₁ были расставлены 9 скважин, сгруппированные в кусты по 3 скважины, с длиной горизонтального ствола, равной 300 м. На объекте Ач по треугольной равномерной сетке расставлены 39 горизонтальных скважин с длиной ствола, равной 1 000 м и пяти стадийным гидроразрывом пласта.

На основе созданной гидродинамической модели пластов ПК₁ и Ач были инициализированы три варианта применения газового эжектора (в скважине, на устье) и определены значения таких технологических показателей

разработки, как дебит скважины, накопленная добыча газа для обоснования эффективности использования эжектора на объектах ННГ.

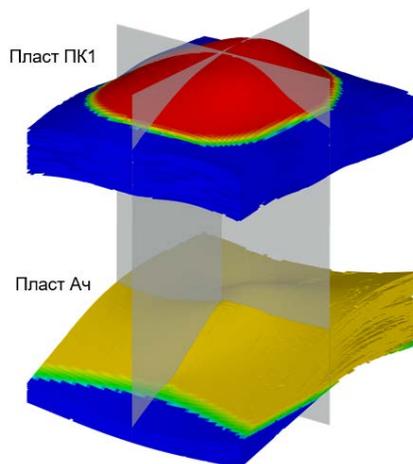


Рис. 8. Куб газонасыщенности пластов ПК₁ и Ач

Для учета истощения сеноманской газовой залежи предварительно выполнен расчет на 67 лет с девятью добывающими скважинами (рис. 9,10).

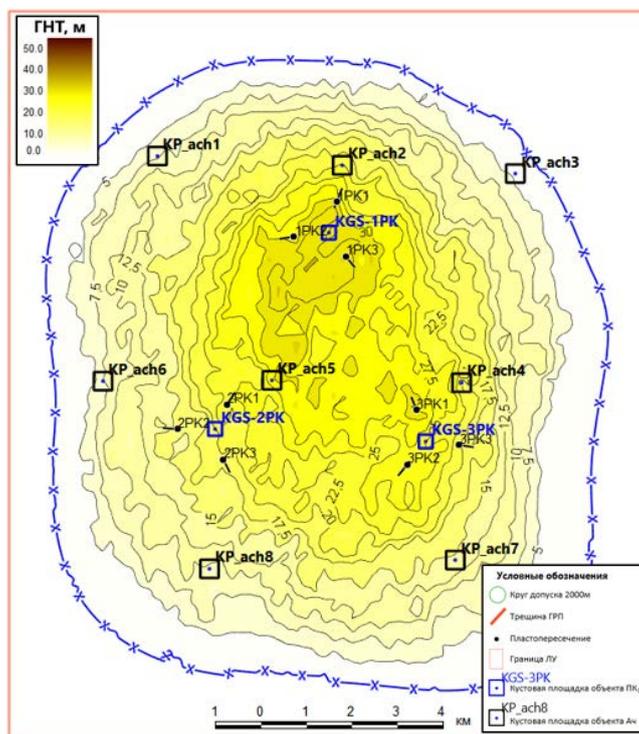


Рис. 9. Карта газонасыщенных толщин объекта ПК₁

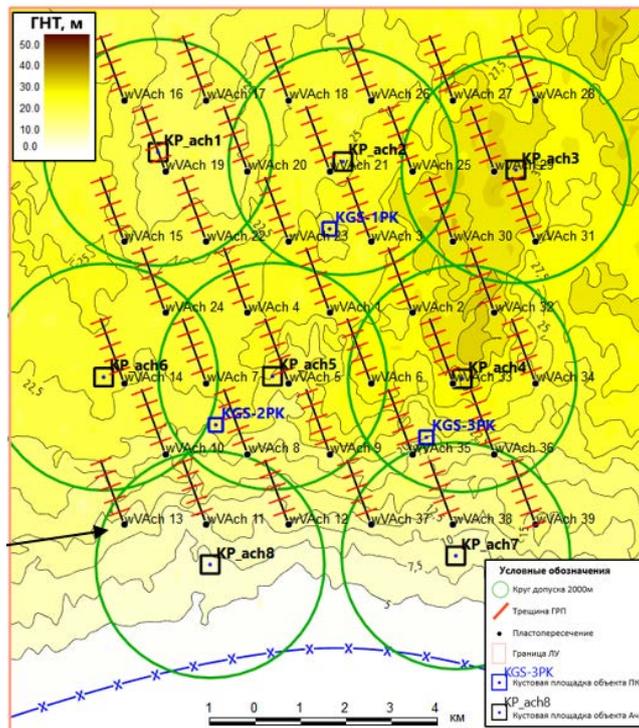


Рис. 10. Карта газонасыщенных толщин объекта Ач

Результаты

Результаты моделирования (расчетный период — 100 лет) показали, что на 30 год разработки осуществлено отключение трех скважин по причине недостижения критического дебита газа при среднем давлении в зонах отбора, равным 25–35 бар, а на 37 год произошло отключение скважин северной части. Таким образом, принято решение об установке трех эжекторов в 30 году и одного эжектора в 37 году.

Далее были построены профили добычи газа по объекту ПК₁ по первому варианту внутрискважинного размещения газового эжектора и второму — установка эжектора на устье скважины (рис. 11).

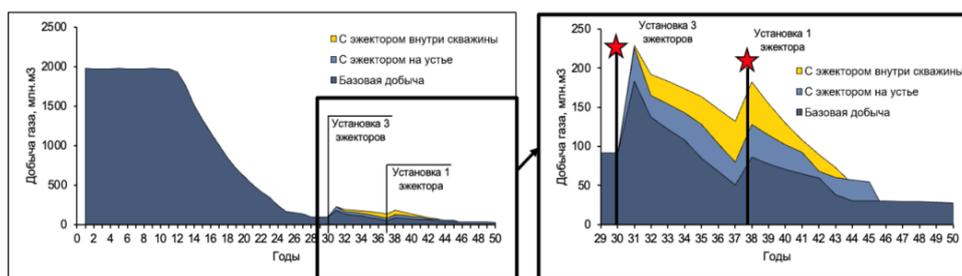


Рис. 11. Сравнительный график добычи газа по объекту ПК₁

На графике видно, что величина общей добычи с объекта ПК₁ выросла на 660,2 млн м³ по сравнению с базовым вариантом (в среднем на одну скважину 165 млн м³), а по второму варианту общая добыча с ПК₁ увеличилась на 293,9 млн м³ (в среднем на одну скважину 73,5 млн м³).

Для выбора оптимального варианта установки газового эжектора проведен анализ технико-экономических показателей, выступающих в качестве экономических критериев:

- капитальные затраты (CAPEX);
- эксплуатационные затраты (OPEX);
- выручка от реализации;
- прибыль от реализации;
- чистый дисконтированный доход (NPV);
- внутренняя норма рентабельности (IRR);
- индекс доходности (PI);
- срок окупаемости капитальных вложений (DPBP).

Данная система показателей позволяет обосновать выбор реализации оптимального варианта размещения газового эжектора для повышения эффективности разработки объектов ННГ.

По варианту установки газового эжектора в скважине капитальные затраты учтены в размере 427 млн руб. на 4 скважины и рассчитаны по основным направлениям выполнения работ: мероприятия по спуску-подъему подземного оборудования, глушение скважины, временная приостановка работ на скважине, сервисное сопровождение на посадку стингера, свинчивания эксплуатационных НКТ с контролем момента свинчивания, техническое дежурство, итоговое освоение, установка дополнительных датчиков (глубинный манометр, расходомер и т. д.).

По варианту размещения эжектора на устье скважины величина капитальных затрат на 4 скважины составила 280 млн руб., что включает монтаж комплекса оборудования, установку задвижек и клапанов, сооружение технологических эстакад.

Эксплуатационные затраты по двум вариантам установки эжектора представлены стоимостью сервиса по эксплуатации и обслуживанию газового эжектора. По первому варианту OPEX составил 80 млн руб., по второму варианту — 20 млн руб.

Величина чистого дисконтированного дохода была определена по формуле:

$$NPV = \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+r)^t} = -IC + \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+r)^t}, \quad (3)$$

где CF — денежный поток за период времени t ; IC — первоначальные инвестиции, r — ставка дисконтирования (принята в качестве 0,20); t — количество лет/иных временных промежутков (22 года с момента ввода эжектора).

Величина NPV по варианту установки эжектора в скважине составила 873,17 млн руб., в то время как на устье — 273,13 млн руб. (табл. 3).

Таблица 3

Экономический анализ проектных решений

Показатель	Газовый эжектор в скважине	Газовый эжектор на устье
CAPEX, млн руб	426,88	279,62
OPEX, млн руб	80	20
IRR, %	49	36
PI	2,72	1,91
DPBP, лет	2,78	3,24
NPV, млн руб	873,17	273,13

По величине определенных технико-экономических показателей оптимальным является вариант установки газового эжектора в скважине.

Обсуждение

С целью формирования комплексной оценки промышленного внедрения газового эжектора для разработки объектов ННГ предполагается организация дальнейших вычислений технологического эффекта при установке эжектора в ГСС.

Полученные результаты необходимы для сравнительного анализа вариантов размещения газового эжектора и обоснования наиболее оптимального.

Выводы

На основе результатов исследований по двум вариантам установки газового эжектора (в скважине, на устье) можно сделать заключение о целесообразности промышленного внедрения газового эжектора на объектах ННГ с целью увеличения доли извлечения запасов истощенного сеноманского продуктивного горизонта.

Главные факторы технологической эффективности:

- увеличение давления ННГ на выходе из эжектора за счет оптимальных геометрических параметров и рабочих характеристик устройства;
- увеличение величины дополнительной добычи природного газа по объекту ННГ и продление эксплуатационного периода скважины;
- высокие значения финансово-экономических показателей, свидетельствующих об инвестиционной привлекательности реализации решения.

В ходе сравнительного анализа подтверждено, что наибольшая технологическая эффективность обеспечивается за счет внутрискважинного размещения газового эжектора. Большая эффективность данного варианта по сравнению с вариантом установки на устье объясняется более длительной эксплуатацией объекта ННГ за счет установки эжектора в скважине и выноса потенциальной жидкости на поверхность смешанным потоком. В случае установки эжектора на устье поток ННГ, двигаясь по затрубному пространству, в определенный момент времени становится не способен выносить жидкость на поверхность и самозадавливается. Кроме этого, в данном варианте необходимо учитывать преодоление потерь давления в затрубном пространстве. Дальнейший детальный поиск и проработка решений подземного оснащения компоновки газодобывающей скважины, а также технического исполнения газового эжектора станет заключительным этапом для реализации опытно-промышленных испытаний.

Список источников

1. ЭНЕРГАЗ: опыт подготовки и компримирования низконапорного ПНГ / Пресс служба Группы компаний ЭНЕРГАЗ. – Текст : электронный // Neftegaz.RU. – 2020. – № 3 (99). – С. 80–87. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/archive/536375/>.
2. Миллер, И. Я. Технические возможности добычи низконапорного газа / И. Я. Миллер, А. И. Апенькина. – Текст : непосредственный // Международный журнал наука плюс. – 2020. – № 2. – С. 5–9.
3. Сулейманов, М. А. Повышение эффективности эксплуатации газовых скважин путем использования устьевых газоструйных аппаратов / М. А. Сулейманов, А. Э. Федоров, О. А. Цой. – Текст : непосредственный // Территория Нефтегаз. – 2020. – № 1–2. – С. 20–28.
4. Ping, W. Giving a boost to low pressure gas well by installing gas ejector. / W. Ping, M. Brian Macdonald. – Text : electronic // SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, 25 October, Bali, Indonesia. – 2020. – URL: <https://doi.org/10.2118/196440-MS>.
5. Мазилевский, И. И. Исследование характеристик газо-газовых бездиффузорных струйных аппаратов : специальность 05.08.05 «Судовые энергетические установки и их элементы (главные и вспомогательные)» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Мазилевский Илья Игоревич. – Санкт-Петербург, 2016. – 230 с. – Текст: непосредственный.
6. Ли, Г. С. Опыт газоконденсатных исследований скважин Ачимовской толщи Уренгойского месторождения / Г. С. Ли, О. А. Шигидин, А. С. Голованов. – Текст : непосредственный // Экспозиция нефть газ. – 2017. – № 5(58). – С. 60–62.

References

1. ENERGAZ: experience in the preparation and compression of low-pressure APG. (2020). Press Service of the ENERGAZ Group of Companies. Neftegaz.RU, 3 (99). (In Russian). Available at: <https://magazine.neftegaz.ru/archive/536375>
2. Miller, I. Ya., & Apenkina, A. I. (2020). Technical possibilities of production of low-pressure gas. International journal science plus, (2), pp. 5-9. (In Russian).
3. Suleymanov, M. A., Fedorov, A. Je., & Tsoy, O. A. (2020). Improving the efficiency of gas well exploitation through the use of gas. Territorija Neftegaz, (1-2), pp. 20-28. (In Russian).

4. Ping, W., & Brian, M. (2020). Giving a Boost to Low Pressure Gas Well by Installing Gas Ejector. In SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition (p. D022S005R007). Available at: <https://doi.org/10.2118/196440-MS>.
5. Mazilevskij, I. I. (2016). Issledovanie harakteristik gazo-gazovyh bezdif-fuzornyz strujnyh apparatov. Diss. ... kand. techn. nauk. Saint-Petersburg, 230 p. (In Russian).
6. Li, G. S., Shigidin, O. A., & Golovanov, A. S. (2017). Gas condensate tests of wells in the Achimovskaya strata of the Urengoyskoe field. Exposition oil gas, 5(58), pp. 60-62. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Апасов Ренат Тимергалеевич, кандидат технических наук, эксперт Центра проектного обучения Высшей инженерной школы ЕГ, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Сивкова Мария Владимировна, студент Высшей инженерной школы ЕГ, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, sivkovamvv@gmail.com

Елизаренко Илья Игоревич, студент Высшей инженерной школы ЕГ, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Нигматуллин Эльдар Халимович, студент Высшей инженерной школы ЕГ, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Эралиев Шерзодбек Бахтиерович, студент Высшей инженерной школы ЕГ, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Зинченко Юлия Константиновна, студент Института геологии и нефтегазодобычи, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Першин Никита Андреевич, студент Физико-технического Института, Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Renat T. Apasov, Candidate of Engineering, Expert of Project-Based Learning Center of Higher School of Engineering EG, Industrial University of Tyumen

Mariia V. Sivkova, Student of Higher School of Engineering EG, Industrial University of Tyumen, sivkovamvv@gmail.com

Ilya I. Elizarenko, Student of Higher School of Engineering EG, Industrial University of Tyumen

Eldar H. Nigmatullin, Student of Higher School of Engineering EG, Industrial University of Tyumen

Sherzodbek B. Eraliev, Student of Higher School of Engineering EG, Industrial University of Tyumen

Julia K. Zinchenko, Student of Institute of Geology and Oil and Gas Production, Industrial University of Tyumen

Nikita A. Pershin, Student of Institute of Physics and Technology, University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 12.04.2024; одобрена после рецензирования 29.04.2024; принята к публикации 14.05.2024.

The article was submitted 12.04.2024; approved after reviewing 29.04.2024; accepted for publication 14.05.2024.

УДК ДК 622.24.063

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-6-115-126

К вопросу о перспективах применения сапропелевых растворов при бурении и ремонте нефтяных и газовых скважин

Д. С. Леонтьев*, А. Ф. Семенов

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**leontevds@tyuiu.ru*

Аннотация. Западная Сибирь содержит, помимо значительных запасов нефти и газа, огромные ресурсы сапропеля и торфа, которые составляют примерно 40 % от мировых. В международной практике имеется положительный опыт применения буровых и тампонажных растворов с добавкой сапропеля при строительстве скважин.

Цель работы — исследовать влияние сапропелей на свойства буровых и тампонажных растворов.

Для достижения цели нами, с использованием экспериментального метода, были проведены лабораторные исследования по изучению влияния сапропелей на свойства буровых и тампонажных растворов. В результате чего выяснено, что сапропель можно использовать в буровых растворах в качестве утяжелителя, загустителя, ингибитора коррозии, бактерицида, стабилизатора глин, смазывающей добавки. Рассчитаны плотность разработанных сапропелевых буровых растворов, пластическая вязкость, водоотдача. Оценены перспективы применения сапропелей в производстве.

По мнению авторов, в Западной Сибири исследования сапропелей в области бурения и ремонта скважин изучены крайне слабо, чем и обуславливается необходимость их дальнейшего развития. На основании рассмотренных научных трудов предшественников и лабораторных исследований нами разработан эффективный способ строительства скважин в условиях аномально-низкого пластового давления, который должен способствовать оптимизации технологии бурения в Западной Сибири. В этом и заключается практическая значимость работы.

Ключевые слова: сапропель, буровые растворы, тампонажные растворы, бурение скважин, строительство скважин в условиях АНПД

Для цитирования: Леонтьев, Д. С. К вопросу о перспективах применения сапропелевых растворов при бурении и ремонте нефтяных и газовых скважин / Д. С. Леонтьев, А. Ф. Семенов. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-6-115-126 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 6. – С.115–126.

On the prospects of using sapropel solutions in drilling and repairing oil and gas wells

Dmitry S. Leontiev*, Anastasia F. Semenenko

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**leontevds@tyuiu.ru*

Abstract. Western Siberia, in addition to its significant oil and gas reserves, also has huge resources of sapropel and peat, which are estimated at 40 % of the world's total. In world practice,

there is a positive experience with using drilling and plugging fluids that incorporate sapropel additives in well construction.

The aim of this article is to investigate the impact of sapropel on the properties of drilling and plugging fluids.

To achieve this goal, we conducted laboratory studies using experimental methods to examine the effects of sapropel on the properties of drilling and plugging fluids. Our results indicate that sapropel can serve various roles in drilling fluids. These roles are weighting agent, thickener, corrosion inhibitor, biocide, clay stabilizer, and lubricating additive. We calculated the density of the developed sapropel drilling fluids, plastic viscosity, and fluid loss. Also, we assessed the prospects for using sapropel in production.

The authors believe that the research of sapropels in drilling and well repair in Western Siberia has been studied extremely poorly. This is the reason for the need for further exploration in this area. Based on the the scientific works reviewed and laboratory research, we have developed an effective method for constructing wells under abnormally low reservoir pressure. This method should help to optimize drilling technology in Western Siberia. This is the importance of the practical significance of our article.

Keywords: sapropel, drilling fluids, plugging fluids, well drilling, well construction under conditions of abnormally low pressure

For citation: Leontiev, D. S., Semenenko, A. F. (2024). On the prospects of using sapropel solutions in drilling and repairing oil and gas wells. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 115-126. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-6-115-126

Введение

Согласно Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года топливно-энергетический комплекс России включает нефтегазовую, угольную и торфяную отрасли, а также теплоснабжение и электроэнергетику [1].

В настоящее время в региональных топливно-энергетических балансах такие виды топлива как торф, отходы сельского хозяйства и лесной промышленности занимают незначительное место [1].

Западная Сибирь содержит, помимо крупных запасов нефти и газа, колоссальные ресурсы сапропеля и торфа, которые оценены как 40 % от мировых [2].

На рассматриваемой территории идут процессы болотообразования, и по статистике [2, 3] ежегодное накопление торфа составляет около 10 млн тонн в год. Сапропели здесь представлены двумя типами: образующиеся как самостоятельные озерные и как располагающиеся под залежами торфа. Ресурсы сапропелей только юга Западной Сибири составляют около 650 млн тонн [2, 3].

Внешне сапропели похожи на желеобразную массу, консистенция которой приближается к «сметанной» преимущественно в верхних слоях и становится более плотной в нижних. Сапропели почти не имеют запаха [4], однако существуют некоторые разновидности с запахом сероводорода. Цвет сапропелей зависит от состава их минеральных примесей и органического вещества. Так, бурый, коричневый цвет обусловлен наличием гуминовых веществ; зеленый, темно-оливковый — кремнекислот и хлорофилла;

розовый — каротина; темно-серый — карбонатов; голубой — закислого фосфорнокислого железа или марганца [4].

В 2016 году в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Тюменский индустриальный университет» (ТИУ) была опубликована обзорная статья [5], в которой рассматривался белорусский опыт применения сапропелей в качестве структурообразующих добавок в буровых растворах, использование сапропелевых растворов в качестве эмульсий, буферных жидкостей, а также в качестве добавки в тампонажные растворы.

В 80-х годах XX века И. И. Лиштваном был сделан вывод о том, что добавление даже небольшого объема сапропелей в глинистые растворы благоприятно сказывается на их структурно-реологических и технологических свойствах. Впоследствии Белорусская геолого-разведочная экспедиция Управления геологии БССР впервые провела испытания естественных дисперсий сапропелей в качестве буровых растворов [5, 6].

Под руководством В. К. Галабурды в Белорусском научно-исследовательском геологоразведочном институте (в настоящее время — Республиканское унитарное предприятие «Белорусский научно-исследовательский геологоразведочный институт») были разработаны рецептуры цементно-торфяных и цементно-сапропелевых растворов. Добавление в состав цементных растворов сапропелей и торфа дает возможность получить облегченные тампонажные растворы, пригодные для цементирования в условиях аномально-низких пластовых давлений. Добавление сапропелей и торфа различной плотности позволяет регулировать плотность тампонажных растворов в довольно широких пределах. Им было отмечено, что тампонажные цементы при водозатворении в первый момент дают коагуляционно-кристаллизационные структуры небольшой прочности. В дальнейшем в результате срастания и твердения цементных частиц прочность кристаллизационной структуры нарастает, тем самым образуется прочный цементный камень [6, 7].

Также ученым разработан защищенный авторским свидетельством № 876960 [8] тампонажный раствор, который относится к облегченным тампонажным растворам для крепления нефтяных и газовых скважин в условиях пластовых давлений близких к гидростатическому. Цель изобретения — снижение сроков схватывания и увеличения прочности сформированного цементного камня.

Предложенный В. К. Галабурдой тампонажный раствор содержит следующие ингредиенты, вес. ч.: портландцемент — 51,6–46,4; сапропель — 24,2–26,8; вода — остальное. Сапропель применяется в качестве облегчающей добавки.

Отметим, что в 1984 году в Белоруссии была защищена кандидатская диссертация на тему «Структурообразование в водных дисперсиях сапропелей и составы буровых растворов на их основе» (автор

И. В. Косаревич) [9], в которой было исследовано влияние дисперсности и концентрации твердой фазы на структурно-реологические свойства дисперсий сапропелей различных генетических типов.

Лабораторные исследования реологических свойств буровых растворов на основе торфа, сапропелей и торфосапропелей позволили разработать рекомендации по применению гуматов в качестве дисперсной фазы для буровых растворов.

В 1986 году в журнале «Нефтяное хозяйство» была опубликована научная статья [10], в которой изложены результаты исследования кольматирующей способности сапропелевых дисперсных систем и процессов восстановления проницаемости закольматированных сапропелевым веществом пористых образцов путем физико-химического воздействия, а также приведены результаты анализа промысловых данных по испытанию продуктивных пластов, вскрытых с использованием сапропелевого раствора. Для исследований авторами были выбраны суспензии различных типов сапропелей. Для сравнения ими изучались глинистые суспензии на основе иджеванского бентонита.

По результатам экспериментов был сделан следующий вывод: анализ характера воздействия сапропелевых буровых растворов на пористые образцы различной начальной проницаемости показывает, что проницаемость их резко уменьшается, иногда до полного прекращения фильтрации через породу. В то же время четко прослеживается обратная зависимость степени кольматации от начальной проницаемости образцов. По своему кольматирующему действию на проницаемые породы сапропелевые растворы либо не уступают бентонитовым суспензиям, либо их воздействие несколько ниже.

Антифильтрационные свойства сапропелевых растворов связаны с кольматирующей способностью их органического вещества. Это прежде всего доказывается тем, что сапропелевые суспензии аналогично глинистым растворам, обработанным углещелочным реагентом, образуют на границе с пористой средой малопроницаемые осадки. При этом частицы натриевых солей гуминовых кислот сапропелей выполняют роль активных клеев, связывают и уплотняют минеральные и органические частицы сапропелей, нерастворимые в щелочах, и образуют таким образом плотную малопроницаемую корку. Немаловажное значение имеет присутствие в растворе глинистых частиц, особенно бентонитовых. В результате обменной адсорбции происходит их поглощение осадком глины с образованием органоминеральных комплексов, что также снижает проницаемость фильтрационной корки вследствие кольматации пор органоминеральными частицами. Как показали лабораторные исследования, сапропелевые суспензии образуют на фильтре малопроницаемые корки, фильтрация воды через которые не превышает $1,1 \cdot 10^{-3}$ см³/с. При фильтрации суспензий сапропелей через пористую среду вблизи фильтрующей поверхности формируется малопроницаемая фильтрационная корка, препятствующая проник-

новению твердой фазы раствора на значительные расстояния. Размер данного экрана определяется пористостью материала, размером, однородностью и концентрацией частиц бурового раствора и не зависит от перепада давления, температуры, времени контакта раствора с материалом. Глубину проникновения в пористую среду твердой фазы исследуемых сапропелевых растворов авторы статьи оценивали для каждой серии опытов визуально. При этом для высокопроницаемых образцов ($k_0 > \text{мкм}^2$) она не превышала 2–2,5 мм, а для менее проницаемых — равнялась 0 [10].

Экспериментальные исследования, представленные в статье [10], показали, что уменьшение проницаемости пористой среды под действием сапропелевых растворов связано главным образом с образованием на фильтрующей поверхности тонкой малопроницаемой корки.

Дальнейшие исследования авторы проводили с целью разработки эффективных методов восстановления проницаемости пористых образцов, закольматированных сапропелевыми растворами путем физико-химического воздействия.

Для восстановления проницаемости пористых образцов, закольматированных исследуемыми растворами, их обрабатывали 12 %-ной соляной кислотой в течение тридцати минут с последующей промывкой водой. Коэффициент восстановления проницаемости закольматированных сапропелевым раствором образцов после кислотной обработки возрастает до 80 % в зависимости от типа сапропелевой суспензии и начальной проницаемости. Наиболее высокий коэффициент восстановления проницаемости соответствует образцам, закольматированным известковистым сапропелем вследствие растворения HCl его карбонатной составляющей. Так же ведут себя и сапропелевые растворы с кислоторастворимыми наполнителями. Коэффициент восстановления проницаемости после кислотной обработки образцов, закольматированных такими растворами, достигает 85-ти %.

В результате проведенных исследований авторы пришли к выводу, что сапропелевые буровые растворы отвечают одному из важнейших требований, предъявляемых к растворам для вскрытия продуктивных пластов. С одной стороны, они временно надежно кольматируют проницаемые породы, изолируя их от вредного влияния фильтрата и твердых частиц, с другой — после обработки соляной кислотой в условиях репрессивных и депрессионных воздействий легко восстанавливают естественную проницаемость пласта-коллектора, что полностью соответствует условиям создания управляемой кольматации.

В 2015 году в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ) были проведены исследования применения сапропеля в качестве добавки к буровым растворам [11]. Результаты работ доказали перспективность применения сапропелей в качестве дисперсной фазы буровых промывочных жидкостей.

Объект и методы исследования

В 2024 году стенах ТИУ были проведены лабораторные исследования по разработке сапропелевых буровых растворов. Элементный состав исследуемых сапропелей представлен в таблице 1.

Таблица 1

Элементный состав сапропелей

Спектр	Элемент											
	C	O	Na	Mg	Al	Si	P	S	K	Ca	Ti	Fe
Макс.	5,54	48,47	0,76	0,60	5,25	15,40	15,35	1,98	48,67	3,01	0,92	6,43
Мин.	0,00	18,86	0,37	0,42	0,63	2,18	8,01	0,27	22,09	1,92	0,32	0,51

Экспериментальная часть/постановка эксперимента

Объектом исследования выступили свойства сапропелей и их гуматов (рисунок). Всего было исследовано шесть рецептов:

- 1) 20 % сапропель + 1,5 % каустическая сода + вода остальное;
- 2) 30 % сапропель + 1,5 % каустическая сода + вода остальное;
- 3) 40 % сапропель + 1,5 % каустическая сода + вода остальное;
- 4) 20 % гумат + 1,5 % каустическая сода + вода остальное;
- 5) 30 % гумат + 1,5 % каустическая сода + вода остальное;
- 6) 40 % гумат + 1,5 % каустическая сода + вода остальное.



а)



б)



в)

Рисунок. Сапропелевые растворы: а) сапропелевые растворы; б) измерение водоотдачи; в) фильтрационные корки

Результаты исследований. Плотности разработанных сапропелевых буровых растворов — 1020–1040 кг/м³, пластическая вязкость — 1–7 сП, ДНС — 1–5 дПа, СНС — 1–2 дПа, водоотдача — 12–25 мл/30 мин, УВ — 23–25 с.

Стоит отметить, что данные параметры, безусловно, регулируются путем ввода дополнительных химических реагентов, например для снижения водоотдачи, повышения пластической вязкости.

К примеру, в ТПУ при проведении экспериментов для снижения показателя водоотдачи применяли метод термической обработки суспензий. Водоотдача снизилась в 2,5 раза [11].

Исследованные сапропелевые растворы, обработанные каустической содой, стабильны в течение 24 часов, осадок не образуется.

Были проведены и лабораторные исследования по разработке цементных растворов с добавлением сапропелей.

Были исследованы четыре рецептуры цементных растворов:

1. Базовый цементный раствор в соотношении В : Ц = 0,5.
2. Цементный раствор: 95 %Ц + 5 % сухой гумат сапропеля (порошок).
3. Цементный раствор: 95 %Ц + 5 % гумат сапропеля.
4. Цементный раствор: 95 %Ц + 5 % сапропель.

Результаты

При проведении исследований наблюдались следующие эффекты:

1. Добавление сапропеля в цементный раствор в любом виде (сапропель, гумат или сухой гумат) облегчают тампонажные растворы, пригодные для цементирования в условиях аномально-низких пластовых давлений. Так, если плотность базового цементного раствора (вода + цемент) составляет 1,82 г/см³, при добавлении сухого гумата в дозировке 5 % от сухой смеси плотность раствора снижается на 0,09 г/см³, при добавлении сапропеля — на 0,14 г/см³, при добавлении гумата — на 0,12 г/см³. Хотя, безусловно, показатели влияния на плотности цементных смесей сапропелей других месторождений могут отразить другие результаты.

2. Отмечено, что тампонажные цементы при водозатворении в первый момент дают коагуляционно-кристаллизационные структуры небольшой прочности. В дальнейшем в результате срастания и твердения цементных частиц прочность кристаллизационной структуры нарастает, и тем самым образуется прочный цементный камень. Согласно исследованиям, прочность базового раствора на изгиб теряется, в то время как на сжатие она вырастает практически в три раза.

Исследования образца с добавкой сухого гумата показали лучшие результаты. Через двое суток твердения на тестере произошла аварийная остановка в связи с тем, что сформированный тампонажный камень не сформировал надежную прочность. Через семь дней прочность его на изгиб равна порядка 3,6 МПа и близка к прочности камня базового через двое

суток твердения. Прочность на сжатие через двое суток твердения равна 4,2 МПа, через семь суток — 19 МПа, то есть выросла почти в 4,7 раза.

Тампонажные составы с добавлением гумата и сапропеля как через двое, так и через семь суток дали низкие показатели. Прочность не превышает 1 МПа. Прочности на сжатие в какой-то степени стали меньше, но не существенно. Это говорит о том, что со временем она начинает снижаться.

3. Растекаемость тампонажных растворов повышается, это показывает, что прокачивание таких растворов через насосы в процессе крепления скважин или проведения водоизоляционных работ облегчается в разы. Почти по всем добавкам (5 % от сухой смеси) растекаемость — полная.

4. Интересны результаты по пластической вязкости растворов. Пластическая вязкость базового состава составляет 68,9 сП. Наибольшей пластической вязкостью обладает раствор с 5 % добавкой сухого гумата — 130 сПз, он имеет некие вязкоупругие свойства. При добавлении гумата и сапропеля пластическая вязкость снижается на 23 и 12,7 сПз соответственно.

5. По результатам изучения литературных источников установлено, что цементные растворы с добавлением сапропеля обладают высокой коррозионной стойкостью к действию пластовых вод, тем самым увеличивая долговечность скважин. Таким образом, эти растворы можно рекомендовать для ликвидации заколонных перетоков пластовых вод в добывающих скважинах.

Применение сапропеля вместо бентонитовых глин в буровых растворах может быть эффективным решением для увеличения производительности и снижения затрат на производство. Сапропель является природным материалом, который образуется из органических отходов растительного происхождения, таких как листья, ветки и другие растительные отходы. Он обладает высокой вязкостью и способностью удерживать воду, что делает его идеальным для использования в буровых растворах.

Изучив научные работы предшественников и проведя лабораторные исследования, предлагаем технологию строительства скважин в условиях аномально-низкого пластового давления (АНПД), реализуемую следующим образом.

В процессе строительства скважины компоновкой низа буровой колонны буровым раствором на сапропелевой основе вскрывается продуктивный нефтенасыщенный пласт с аномально-низким пластовым давлением. При этом в процессе циркуляции раствора на стенке горной породы пласта образуется фильтрационная корка.

Далее извлекается инструмент, спускается эксплуатационная колонна, которая оснащена растворимыми алюминиевыми легкоплавкими вставками с учетом перекрытия всей толщины продуктивного пласта и муфтой ступенчатого цементирования и заколонным пакером манжетного цементирования, который устанавливают в интервале кровли продуктивного пласта с аномально низким пластовым давлением.

После цементирования скважины и затвердевания цемента в скважину осуществляется спуск компоновки с фрезой, проводится разбуривание пакера манжетного цементирования. Циркуляцию при этом осуществляют на 3 %-ном растворе CaCl_2 .

Затем осуществляют закачивание в скважину 20 %-ной соляной кислоты HCl , которая позволит разрушить легкоплавкие вставки в обсадной колонне. Закачивать кислоту необходимо с небольшой репрессией с целью дополнительного разрушения сапропелевого кольматирующего экрана.

После обработки соляной кислотой в условиях репрессийных и депрессионных воздействий легко восстанавливают естественную проницаемость пласта-коллектора, что полностью соответствует условиям создания управляемой кольматации.

После этого скважина осваивается любым известным способом и выводится на режим.

По мнению авторов, исследования сапропелей в области бурения и ремонта скважин в Западной Сибири изучены крайне слабо.

По результатам изучения научных трудов предшественников был сделан вывод о том, что сапропель можно использовать в буровых растворах в качестве:

- утяжелителя (может быть добавлен в раствор для увеличения его плотности и улучшения устойчивости стенок скважины);
- загустителя (может сгущать раствор, что помогает удерживать частицы грязи и предотвращать их оседание на дно скважины);
- ингибитора коррозии (содержит природные антиоксиданты, которые могут защитить буровое оборудование от коррозии);
- улучшителя реологических свойств (может улучшить вязкоупругие свойства раствора, что делает его более стабильным и контролируемым);
- бактерицида (обладает антибактериальными свойствами, что может помочь предотвратить развитие бактерий в растворе);
- стабилизатора глин (может стабилизировать глины в растворе, предотвращая их разрушение и оседание).

Однако все это зависит от состава самих сапропелей, что важно учитывать при разработке и исследовании буровых промывочных жидкостей. Согласно классификации А. П. Пидопличко, выделяется семь типов сапропелей: глинистые, известковистые, кремнеземистые, смешанные, тонкодетритовые, грубодетритовые, торфосапропели.

Поэтому направление в области исследований сапропелей Западной Сибири и применение их для бурения и ремонта скважин на месторождениях необходимо развивать и дальше.

Выводы

1. Сапропелевые буровые растворы отвечают одному из важнейших требований, предъявляемых к растворам для вскрытия продуктивных пластов. С одной стороны, они временно надежно кольматируют проницаемые породы, изолируя их от вредного влияния фильтрата и твердых частиц, с другой — после обработки соляной кислотой в условиях репрессивных и депрессионных воздействий легко восстанавливают естественную проницаемость пласта-коллектора, что полностью соответствует условиям создания управляемой кольматации.

2. Добавление сапропелей и торфа в цементные растворы позволяет получить облегченные растворы с пониженной плотностью, пригодные для условий АНПД. Установлено, что тампонажные цементы с добавкой сапропеля при водозатворении в первый момент дают коагуляционно-кристаллизационную структуры небольшой прочности. Однако в дальнейшем прочность кристаллизационной структуры формирующихся тампонажных растворов растет, образуя прочный цементный камень.

3. Перспективны применения сапропелей в качестве структурообразующих добавок в буровые растворы, применение сапропелевых растворов в качестве эмульсий, буферных жидкостей, а добавки сапропеля — в тампонажные растворы.

4. Сапропель можно использовать в буровых растворах в качестве: утяжелителя, загустителя, ингибитора коррозии, бактерицида, стабилизатора глин, смазывающей добавки.

5. Авторами статьи предлагается технология строительства скважин в условиях АНПД. Результат заключается в разработке эффективного способа заканчивания добывающей скважины, вскрывшей продуктивный пласт с аномально-низким пластовым давлением.

Список источников

1. Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года : Распоряжение Правительства РФ от 09.06.2020 N 1523-р: – Текст : электронный // Гарант. ру : информационно-правовой портал : [сайт]. – 2024. – URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/74148810/?ysclid=m2ljlglroa386226104>.

2. Никитина, Е. И. Торфяные ресурсы юга Западной Сибири: минерагенический потенциал, направления использования / Е. И. Никитина, М. В. Попова. – Текст : непосредственный // Вестник Сибирского государственного университета путей сообщения. – 2014. – № 30. – С. 85–91.

3. Никитина, Е. И. Сапропели юга Западной Сибири: состав, ресурсы, направления использования / Е. И. Никитина // Modern Science. – 2019. – № 4–2. – С. 44–47.

4. Геохимия сапропелей голоценовых разрезов из малых озер юга Западной Сибири и Восточного Прибайкалья : монография / А. Е. Мальцев, Г. А. Леонова, В. А. Бобров, С. К. Кривоногов. – Новосибирск : Академическое издательство «Гео», 2019. – 444 с. – DOI 10.21782/B978-5-6041446-9-5. – Текст : непосредственный.

5. Леонтьев, Д. С. Перспективы применения сапропелевых растворов при бурении и ремонте нефтяных и газовых скважин / Д. С. Леонтьев, А. В. Кустышев, Н. С. Цедрик. – DOI 10.31660/0445-0108-2016-3-84-89. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 3(117). – С. 84–89.

6. Косаревич, И. В. Сапропелевые буровые растворы: монография / И. В. Косаревич, Н. Н. Битюков, В. Ш. Шмавоняц ; под ред. И. И. Лиштвана. – Минск : Наука и техника, 1987. – 191 с. – Текст : непосредственный.

7. Особенности технологии строительства нефтяных скважин в Белоруссии : сборник научных трудов / Белорусский научно-исследовательский геологоразведательный институт ; Крицук А. А. (отв. ред.). – Минск : БелНИГРИ, 1980. – 183 с. – Текст : непосредственный.

8. Авторское свидетельство № 876960 СССР, МПК E21B33/138. Тампонажный раствор для нефтяных и газовых скважин : № 2821767722-03 : заявл. 20.09.79 : опубл. 30.10.81 / В. К. Галабурда, И. И. Лиштван, Г. С. Евтушенко (СССР). – Бюл. № 40. – С. 7.

9. Косаревич, И. В. Структурообразование в водных дисперсиях сапропелей и составы буровых растворов на их основе : специальность 05.15.05 «Технология и комплексная механизация торфяного производства» : диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Ирина Васильевна Косаревич; АН БССР. – Минск, 1984. – 305 с. – Текст : непосредственный.

10. Влияние сапропелевых буровых растворов на фильтрационные свойства продуктивных пластов / И. И. Лиштван, А. А. Гонцов, В. И. Ложеницына [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1986. – № 2. – С. 22–26.

11. Сагитов, Р. Р. Исследование сапропели в качестве дисперсионной фазы буровых растворов (озеро Кирек) / Р. Р. Сагитов, К. М. Минаев. – Текст : непосредственный // Проблемы геологии и освоения недр : труды XIX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской Германией. – Томск, 06–10 апреля 2015 года / Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Институт природных ресурсов; Студенческий чептер международного общества инженеров-нефтяников. – Томск : Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – 2015. – С. 363–366.

References

1. Ob utverzhenii Energeticheskoy strategii Rossijskoj Federacii na period do 2035 goda. (2020). (In Russian). Available at: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/74148810/?ysclid=m2ljlgloa386226104>.

2. Nikitina, E. I. & Popova, M. V. (2014). Torfyany`e resursy` yuga Zapadnoy Sibiri: mineragenicheskiy potentsial, napravleniya ispol'zovaniya. The Siberian Transport University Bulletin, (30), pp.85-91. (In Russian).

3. Nikitina, E. I. (2019). Sapropeli yuga Zapadnoy Sibiri: sostav, resursy`, napravleniya ispol'zovaniya. Modern Science, (4-2), pp. 44-47. (In Russian)

4. Maltsev, A. E., Leonova, G. A., Bobrov, V. A., & Krivonogov, S. K. (2019). Geochemistry of holocene sapropels from small lakes of the southern Western Siberia and Eastern Baikal regions. Novosibirsk, Akademicheskoe izdatel'stvo "Geo" Publ., 444 p. (In Russian).

5. Leontev, D. S., Kustyshev, A. V., & Cedric, N. S. (2016). Rospects of sapropelic fluids use for oil and gaswells drilling and repair. *Oil and gas studies*, 3(117), pp. 84-89 (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2016-3-84-89
6. Kosarevich, I. V., Bitukov, N. N., & Shmavonyanc V. Sh. (1987). *Sapropel'evye burovye rastvory*. Minsk, Nauka i tekhnika Publ., 191 p. (In Russian).
7. *Osobennosti tekhnologii stroitel'stva neftyanykh skvazhin v Belorussii*. (1980). Minsk, BelNIGRI Publ., 183 p. (In Russian).
8. Galaburda, V. K., Lishtvan, I. I., & Evtushenko, G. S. Tamponazhnyj rastvor dlya neftyanykh i gazovykh skvazhin. No. 2821767722-03, 1981. (In Russian).
9. Kosarevich, I. V. (1984). *Strukturoobrazovanie v vodnykh dispersiyah sapropel'evykh i sostavy burovnykh rastvorov na ih osnove*. Diss. ... kand. tekhn. nauk . Minsk, 305 p. (In Russian).
10. Lishtvan, I. I., Gontsov, A. A., Lozhenitsy`na, V. I., Zazulyak, O. M., Demyanenko, N. A., & Mineev, B. P. (1986). Vliyanie sapropel'evy`kh burovny`kh rastvorov na fil'-tratsionny`e svoystva produktivny`kh plastov. *Oil industry*, (2), pp. 22-26. (In Russian).
11. Sagitov, R. R., & Minaev, K. M. (2015). *Issledovanie sapropeli v kachestve dispersionnoj fazy burovnykh rastvorov (ozero Kirek)*. Problemy geologii i osvoeniya neдр : trudy XIX Mezhdunarodnogo simpoziuma imeni akademika M. A. Usova studentov i molodykh uchenykh, posvyashchennogo 70-letnemu yubileyu Pobedy sovetskogo naroda nad fashistskoj Germaniej. Tomsk, Nacional'nyj issledovatel'skij Tomskij politekhnicheskij universitet Publ., pp. 363–366. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Леонтьев Дмитрий Сергеевич, *Dmitry S. Leontiev*, Candidate of кандидат технических наук, доцент Engineering, Associate Professor at the кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный Industrial University of Tyumen, leontevs@tyuiu.ru университет, г. Тюмень, leontevs@tyuiu.ru

Семенов Анастасия Федоровна, *Anastasia F. Semenenko*, Senior старший преподаватель кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень lecturer at the Department of Oil and Gas Drilling, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 07.06.2024; одобрена после рецензирования 24.06.2024; принята к публикации 05.07.2024.

The article was submitted 07.06.2024; approved after reviewing 24.06.2024; accepted for publication 05.07.2024.

**Аналитическое и численное решения задачи влияния патрубков приема
и раздачи на напряженно-деформированное состояние стенки резервуара**

П. В. Чепур*, А. А. Тарасенко, В. А. Иванов

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**chepur_p_v@mail.ru*

Аннотация. В статье рассматривается проблема определения напряженно-деформированного состояния стенки в зоне узла сопряжения с прямо-раздаточным патрубком (ПП). Указано, что одним из существенных факторов, влияющих на общее напряженно-деформированное состояние стенки резервуара, являющейся тонкой оболочкой согласно основным законам строительной механики, выступает наличие или отсутствие осадок оснований и фундаментов конструктивных элементов резервуара.

В статье использованы классические методы строительной механики (существующие аналитические решения), а также применены численные методы, в частности — метод конечных элементов с реализацией в программном комплексе ANSYS.

Разработанная численная модель резервуара РВСП-20000 с применением метода конечных элементов в ПК ANSYS позволила определить перемещения, деформации и напряжения в конструкциях в зоне узла сопряжения прямо-раздаточного патрубка и стенки РВСП.

Как показал численный расчет в настоящей статье с применением МКЭ-комплекса, ППП, имеющий соединение с резервуаром на уровне максимальных радиальных смещений стенки от гидростатического давления хранимой жидкости, создает очень опасное измененное напряженно-деформированное состояние в контактной зоне стыка. Это свидетельствует о необходимости контроля над наличием несовместных деформаций фундаментов ППП и самого резервуара и, при необходимости, принятия соответствующих мер инженерно-технического характера.

Ключевые слова: резервуар, РВС, РВСП, напряженно-деформированное состояние, патрубок, напряжения, деформации, осадка

Для цитирования: Чепур, П. В. Аналитическое и численное решения задачи влияния патрубков приема и раздачи на напряженно-деформированное состояние стенки резервуара / П. В. Чепур, А. А. Тарасенко, В. А. Иванов. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-6-127-135 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 6. – С.127–135.

**Analytical and numerical solutions to the problem of the influence
of pipes for receipt and distribution on the stress-strain state of the tank wall**

Petr V. Chepur*, Alexander A. Tarasenko, Vadim A. Ivanov

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**chepur_p_v@mail.ru*

Abstract. The article considers the problem of determining the stress-strain state of the tank wall in the area where it connects with receiving and dispensing pipes (PRP). One of the significant factors influencing the overall stress-strain state of the tank wall, which is a thin shell according to fundamental laws of structural mechanics, is the presence or absence of settlement of the bases and foundations of the structural elements of the tank.

The article uses both classical structural mechanics methods, and existing analytical solutions. In addition to applying numerical methods, particularly the finite element method (FEM), implemented through the ANSYS software package. The developed numerical model of the RVSP-20000 tank using the finite element method in ANSYS PC allowed to determine the displacements, deformations, and stresses in the structures in the junction area of the receiving and dispensing pipe and the RVSP tank wall. The numerical calculations revealed. As the numerical calculation in this article using the FEM complex has shown, the PRP, which has a connection with the reservoir at the level of maximum radial displacements of the wall from the hydrostatic pressure of the stored liquid, creates a significantly altered and potentially hazardous stress-strain state in the contact zone. This highlights the necessity of monitoring potential incompatible deformations in the foundations of both the PRP and the reservoir itself, and, if needed, implementing appropriate engineering measures.

Keywords: tank, vertical steel structure, vertical steel structure, stress-strain state, branch pipe, stress, deformation, settlement

For citation: Chepur, P. V., Tarasenko, A. A. & Ivanov V. A. (2024). Analytical and numerical solutions to the problem of the influence of pipes for receipt and distribution on the stress-strain state of the tank wall. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 127-135. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-6-127-135

Введение

Вертикальные стальные резервуары объемом свыше 20 000 м³ являются сооружениями повышенного уровня ответственности [1], что предполагает наличие особых подходов к контролю и обеспечению их работоспособного состояния. Хранящиеся в подобных резервуарах горючие жидкости при аварийных ситуациях могут приводить к катастрофическим последствиям. Во избежание инцидентов, связанных с нарушением целостности конструкций резервуаров, необходимо детально рассматривать случаи, приводящие к изменению напряженно-деформированного состояния (НДС). В особенности, научный и практический интерес вызывают нестандартные и экстремальные режимы эксплуатации, возникающие по различным причинам: природные климатические изменения и катаклизмы, накопительный эффект от ошибок на этапах проектирования и строительства, несанкционированные внешние антропогенные воздействия.

Одним из существенных факторов, влияющих на общее напряженно-деформированное состояние стенки резервуара, являющейся тонкой оболочкой согласно основным канонам строительной механики, выступает наличие или отсутствие осадок оснований и фундаментов конструктивных элементов резервуара. В работах А. А. Тарасенко [2, 4, 5] и Е. Е. Семина [3] рассмотрены проблемы влияния осадки на НДС резервуаров. В труде [6] сделан акцент на неравномерную осадку наружного контура днища, а в работе [7] проанализированы случаи с наличием зон локальных неоднородностей. Однако большой практический интерес вызывают также случаи изменения НДС стенки в зонах наличия элементов локальной жесткости, чем могут яв-

ляться люки и патрубки, технологические трубопроводы и подключаемое оборудование. В настоящей статье авторы постарались рассмотреть проблему появления зон с повышенными локальными напряжениями вокруг массивного узла примыкания трубопровода приема и раздачи нефти, присоединенного к стенке наиболее распространенного типоразмера РВСП-20000.

Объект и методы исследования

Объект исследования — технологический узел примыкания патрубка приема и раздачи нефти к стенке вертикального стального резервуара с понтоном РВСП-20000. Приемо-раздаточный патрубок ППР является технологическим оборудованием вертикальных цилиндрических резервуаров. Патрубок — комплектующее изделие приемо-раздаточного устройства ПРУ, которое служит для подсоединения запорной арматуры, сливно-наливного оборудования и др. Приемо-раздаточный патрубок ППР устанавливается на стенке в нижнем поясе резервуара и имеет отдельный от резервуара фундамент (рис. 1). Как следствие, при появлении осадки основания и фундамента резервуара или опоры ПРП (в данной статье причины появления и развития осадок не рассматриваются) развиваются несовместные перемещения. Именно это явление и приводит к появлению опасных напряжений и деформаций в узле присоединения ПРП к стенке.



Рис. 1. Узел приема и раздачи нефти РВСП-20000

В работах [9] представлены зависимости, иллюстрирующие влияние ПРП на напряженно-деформированное состояние стенки резервуара при изменении горизонтальной оси патрубка на варьируемый угол ϕ . Для оценки влияния жесткого сопряжения патрубка со стенкой была рассмотрена задача изгиба длинной оболочки под воздействием сосредоточенной радиально направленной силы [9]. В настоящей статье предлагается с исполь-

зованием численных методов расширить результаты существующих исследований: помимо зависимости эквивалентных напряжений от высоты стенки угла отклонения оси ϕ , получить эпюры распределения перемещений и напряжений по криволинейным поверхностям резервуара и самого трубопровода (патрубка).

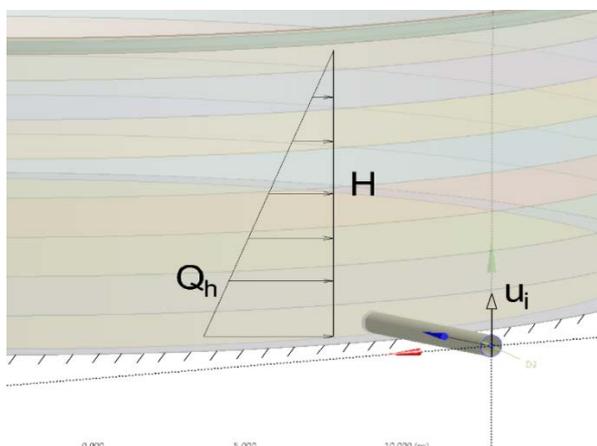


Рис. 2. Расчетная схема РВС-20000 и трубопровода ПРУ

В расчетную схему входят следующие параметры: сооружение РВСП-20000, 8 поясов стенки, толщина 1-го пояса $\delta = 0,013$ м; радиус стенки $r = 22,8$ м; высота $H = 12$ м; уровень налива нефти $h = 11,4$ м; плотность нефти $\rho = 865$ кг/м³; диаметр наружный трубопровода $d_t = 0,82$ м; толщина стенки трубопровода $\delta_t = 6$ мм; высота оси трубопровода при врезке в 1-й пояс стенки $h_{от} = 0,71$ м.

Граничные условия учитывают жесткое закрепление резервуара по всей площади опирания. Однако несовместность деформаций отдельных фундаментов (РВС и трубопровода ПРУ) учитывается поэтапным подъемом незакрепленного конца патрубка в интервале от 0,01 до 0,1 метра, что, согласно работам и тестовым расчетам [8], можно считать оптимальным значением.

Дополнительная непроектная нагрузка, связанная с несовместным перемещением резервуара и трубопровода, задается поэтапно и включает в себя восемь интервалов в соответствии с графиком на рисунке 3.

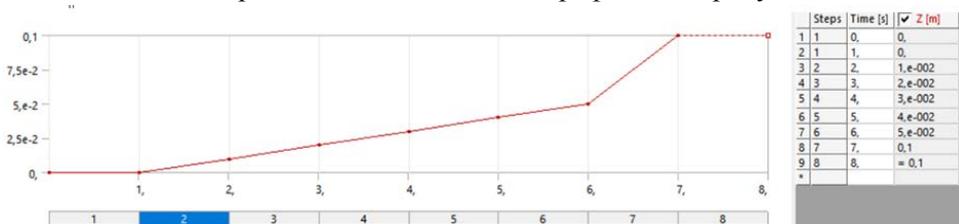


Рис. 3. Шаги приращения вертикального перемещения патрубка

Подходы, связанные с использованием численного метода и реализацией в ПК ANSYS, представлены в статьях авторов [4–8], опубликованных ранее.

Результаты, полученные с помощью предложенной расчетной схемы, предлагается сравнить с аналитическим решением [9], согласно которому соответствующие напряжения в стенке определялись следующим образом:

$$\sigma_x = \frac{E\mu}{1-\mu^2} \left(\frac{dv}{d\varphi} + \frac{w}{r} \right) + \frac{6M_x}{\delta^2} + \gamma_{ст}(h_p - x) + \frac{G_{кр}}{2\pi r \delta}; \quad (1)$$

$$\sigma_\varphi = \frac{E\mu}{1-\mu^2} \left(\frac{dv}{d\varphi} + \frac{w}{r} \right) \pm \frac{6M_\varphi}{\delta^2};$$

$$\sigma_{эКВ} = \sqrt{\sigma_x^2 + \sigma_\varphi^2 - \sigma_x \sigma_\varphi},$$

где E — модуль упругости стали 09Г2С, $E = 200000$ МПа; μ — коэффициент Пуассона, $\mu = 0,25$; h_p — высота стенки резервуара, м; W — радиальные смещения оболочки, м; $G_{кр}$ — вес крыши с учетом всех дополнительных нагрузок, Н.

Результаты исследования

Согласно результатам, а именно, эпюрам распределения эквивалентных напряжений по фон Мизесу, установлено, что резкий рост напряжений наблюдается при перемещении $u = 10$ мм, при величине осадки $u_{\max} = 100$ мм действующие эквивалентные напряжения по фон Мизесу $\sigma_{эКВ}$ имеют очень близкое значение к пределу текучести резервуарной стали 09Г2С, что вполне коррелирует с результатами, полученными в статье [9].

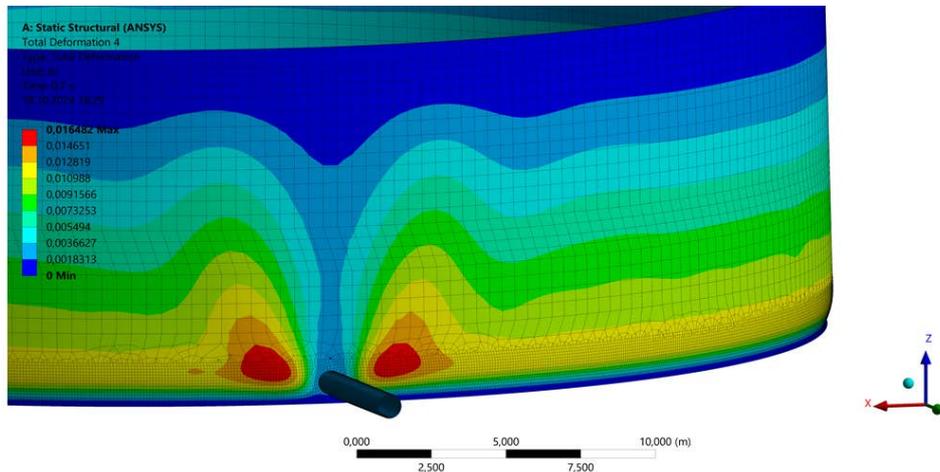


Рис. 4. Эпюра перемещений элементов конструкций при величине осадки $u = 0,01$ м

На рисунке 4 показана эпюра перемещений конструкций РВСП-20000 и прямо-раздаточного патрубка, полученная с помощью программного комплекса ANSYS, реализующего метод конечных элементов.

На рисунке 5 представлена эпюра эквивалентных напряжений в зоне контакта трубопровода ПРУ со стенкой. В данном случае действующие напряжения представлены для случая, при котором параметр осадки $u = 100$ мм.

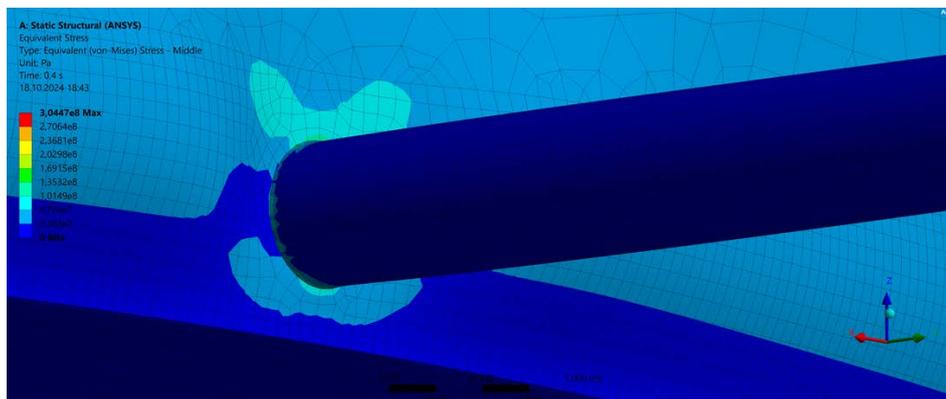


Рис. 5. Эпюра эквивалентных напряжений в стенке при величине осадки $u = 0,1$ м

Полученные эпюры могут быть сгенерированы в рамках постпроцессинговой обработки результатов численного расчета для всех величин осадки в интервале u от 0,01 до 0,1 м с любыми шагом. В данной статье представлены только отдельные иллюстрации с эпюрами.

Обсуждение

Полученные авторами результаты имеют хорошую качественную и количественную корреляцию с результатами, полученными в классическом труде [9]. Действительно, согласно приведенной в нем гипотезе [9], условия деформации реальной конструкции не могут рассматриваться осесимметричными. Жесткое соединение стенки резервуара с патрубками приема и раздачи определяет неосесимметричность радиальной жесткости стенки.

Как показал численный расчет, выполненный авторами с применением МКЭ-комплекса, ПРП, имеющий соединение с резервуаром на уровне максимальных радиальных смещений стенки от гидростатического давления хранимой жидкости, создает очень опасное измененное напряженно-деформированное состояние в контактной зоне стыка. Это свидетельствует о необходимости контроля над наличием несовместных деформаций фундаментов ПРП и самого резервуара и, при необходимости, принятия соответствующих мер инженерно-технического характера.

Выводы

1. Разработанная численная модель резервуара РВСП-20000 с применением метода конечных элементов в ПК ANSYS позволила определить перемещения, деформации и напряжения в конструкциях в зоне узла сопряжения приемо-раздаточного патрубка и стенки РВСП.

2. Установлено, что отклонение величины действующих напряжений в стенке РВСП-20000 в настоящей статье с применением МКЭ отличается от значений напряжений, полученных в статье [9], не более чем на 5 %, причем в меньшую сторону. Это связано в том числе с наличием современных вычислительных возможностей, позволяющих создавать значительно более точную геометрию сооружения с минимальным количеством допущений и упрощений.

3. Также полностью подтверждается полученный тезис [9] о том, что с ростом величины осадки резервуара расчетное максимальное эквивалентное напряжение остается практически неизменным, но происходит перераспределение и рост напряжений в стенке в направлении «сверху вниз».

Список источников

1. ГОСТ 31385-2023. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия: утв. и введ. в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 июня 2023 г. 2023-08-01. № 462-ст: дата введ. 2023-08-01. – Москва : Российский институт стандартизации. – 2023. – 118 с.

2. Тарасенко, А. А. Закономерности деформирования металлоконструкций крупногабаритного вертикального сварного резервуара при наличии зон проседания основания / А. А. Тарасенко, А. А. Грученкова, П. В. Чепур. – Текст : непосредственный // Трубопроводный транспорт : теория и практика. – 2016. – № 1 (53). – С. 32–37.

3. Тарасенко, А. А. Напряженно-деформированное состояние верхнего опорного кольца резервуара при неосесимметричных деформациях корпуса / А. А. Тарасенко, П. В. Чепур. – Текст : непосредственный // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 11–3. – С. 525–529.

4. Семин, Е. Е. Использование программных комплексов при оценке технического состояния и проектирование ремонтов вертикальных стальных резервуаров / Е. Е. Семин, А. А. Тарасенко. – Текст : непосредственный // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2006. – № 4 (6). – С. 85–87.

5. Тарасенко, А. А. Оценка работоспособности крупногабаритного резервуара РВСПК-100000 при образовании зоны неоднородности грунтового основания / А. А. Тарасенко, П. В. Чепур, Ю. Гуань. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 4. – С. 134–136.

6. Тарасенко, А. А. Особенности совместной работы кольцевого фундамента и грунтового основания при наличии зон неоднородности / А. А. Тарасенко, П. В. Чепур. – Текст : непосредственный // Основания, фундаменты и механика грунтов. – 2016. – № 4. – С. 9–13.

7. Тарасенко, А. А. Определение действующих напряжений в полотно-щах днищ резервуаров отечественных типоразмеров при локальных просадках оснований / А. А. Тарасенко, П. В. Чепур, А. А. Грученкова. – Текст : непосредственный // *Фундаментальные исследования*. – 2015. – № 2–8. – С. 1665–1670.
8. Чепур, П. В. Оценка воздействия приемо-раздаточного патрубка при развитии осадки резервуара / П. В. Чепур, А. А. Тарасенко. – Текст : непосредственный // *Фундаментальные исследования*. – 2014. – № 11–3. – С. 540–544.
9. Исследование влияния приемораздаточных патрубков на напряженно-деформированное состояние стенки вертикальных цилиндрических резервуаров / А. А. Тарасенко, Н. В. Николаев, Г. Г. Хоперский [и др.]. – Текст : непосредственный // *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. – 1998. – № 1. – С. 59–68.

Reference

1. GOST 31385-2023. (2023). Vertical cylindrical steel tanks for oil and oil products. General specifications. Moscow, Rossijskij institut standartizacii Publ., 2023, 118 p. (In Russian).
2. Tarasenko, A. A., Gruchenkova, A. A., & Chepur, P. V. (2016). The regularities of large vertical tank's metal structures deformations in the presence of subsidence foundation zones. *Pipeline transport: theory and practice*, (1 (53)), pp. 32-37. (In Russian).
3. Tarasenko, A. A., & Chepur, P. V. (2014). Stress-strain state of the upper support ring with non-axisymmetric deformations. *Fundamental research*. (11-3). pp. 525-529. (In Russian).
4. Semin, E. E., & Tarasenko, A. A. (2006). The use of software systems in assessing the technical condition and designing repairs of vertical steel tanks. *Pipeline transport: theory and practice*, (4 (6)), pp. 85-87. (In Russian).
5. Tarasenko, A. A., Chepur, P. V., & Guan, Yu. (2016). Performance evaluation of large tank RVSPK-100000 in development of differential settlement area. *Oil industry*, (4), pp. 134-136. (In Russian).
6. Tarasenko, A. A., & Chepur, P. V. (2016). Aspects of the joint operation of a ring foundation and a soil bed with zones of inhomogeneity present. *Soil Mechanics and Foundation Engineering*, 53(4). pp. 238-243. (In Russian).
7. Tarasenko, A. A., Chepur, P. V., & Gruchenkova, A. A. (2015). Determine the magnitude of stresses in the structure of the central part of bottom with differential settlement for russian tank sizes. *Fundamental research*, (2-8), pp. 1665-1670. (In Russian).
8. Chepur, P. V. & Tarasenko, A. A. (2014). Impact assessment reception dispensers nozzle in the development of settlements tank. *Fundamental research*. (11-3), pp. 540-544. (In Russian).
9. Tarasenko, A. A., Nikolaev, N. V., Khoperskiy, G. G. Ovchar, Z. M., & Sayapin, M. V. (1998). Study of the influence of receiving and dispensing pipes on the stress-strain state of the wall of vertical cylindrical tanks. *Oil and gas studies*, (1), pp. 59-68. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Чепур Петр Владимирович, кандидат технических наук, заведующий кафедрой строительной механики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, chepur_p_v@mail.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6722-459X>

Тарасенко Александр Алексеевич, доктор технических наук, профессор кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3903-0632>

Иванов Вадим Андреевич, доктор технических наук, профессор, консультант кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Petr V. Chepur, Candidate of Engineering, Head of the Department of building mechanics, Industrial University of Tyumen, chepur_p_v@mail.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6722-459X>.

Alexander A. Tarasenko, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Hydrocarbon Resources Transport, Tyumen Industrial University, Russia, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3903-0632>

Vadim A. Ivanov, Doctor of Engineering, Professor, Consultant of the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 07.10.2024; одобрена после рецензирования 18.10.2024; принята к публикации 29.10.2024.

The article was submitted 07.10.2024; approved after reviewing 18.10.2024; accepted for publication 29.10.2024.

Влияние точечных дефектов на межкристаллитное разрушение стали

Ю. В. Пахаруков, А. М. Чехунова*, А. В. Морев

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**chekhunovaam@tyuiu.ru*

Аннотация. К настоящему времени установлено, что процесс старения трубной стали является многостадийным. Первая стадия выражается в выделении атомов углерода из зерен металла. Вторая стадия определяется выносом междоузельных атомов к границам зерен. Механизм выноса связан с диффузией углерода по междоузельному пространству с участием точечных дефектов — вакансий. Самые оптимистические оценки дают нереально большое время процесса старения стали. Таким образом, механизм диффузии остается неясным.

Цель исследования заключается в построении такого механизма, который бы адекватно описывал явление. По мнению авторов, такой механизм должен быть связан с точечными дефектами.

Ведущим методом избран теоретический анализ, в результате которого предложен эффективный путь влияния точечных дефектов на межкристаллитное коррозионное разрушение стали. В условиях восходящей диффузии в линейном приближении массоперенос развивается медленно и не может обогатить прилегающие слои границ зерен примесями. Присутствие дефектов делает диффузию нелинейной. В работе рассматривались термодиффузия, генерированные градиентом температуры. По изменению магнитных свойств образцов сделаны выводы о формировании структуры с участием примесей углерода, вытесненных в процессе внедрения водорода.

Результаты работы могут быть использованы в разработке методов повышения сроков эксплуатации трубных сталей.

Ключевые слова: граница зерен, разрушение стали, точечные дефекты, примеси, внедрение углерода

Для цитирования: Пахаруков, Ю. В. Влияние точечных дефектов на межкристаллитное разрушение стали / Ю. В. Пахаруков, А. М. Чехунова, А. В. Морев. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-6-136-145 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 6. – С. 136–145.

Influence of point defects on intergranular fracture of steel

Yuri V. Pakharukov, Anna M. Chekhunova*, Aleksandr V. Morev

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**chekhunovaam@tyuiu.ru*

Abstract. At present, it has been established that the ageing process of pipe steel is multistage. The first stage is characterized by the release of carbon atoms from the metal grains. The second stage is determined by the removal of inter-nodal atoms to the grain boundaries. This removal mechanism is related to the diffusion of carbon through the inter-domain space, facilitated by point defects such as vacancies. The most optimistic estimates give an unrealistically long time of the ageing process of steel. Thus the diffusion mechanism remains unclear.

The aim of this study is to construct a mechanism that would adequately describes this phenomenon. The authors believe such a mechanism should be related to point defects (vacancies).

The leading method used in this research is theoretical analysis, which has led to the proposal of an effective way of influence of point defects in intergranular corrosion failure of steel is proposed. Under conditions of uphill diffusion in the linear approximation, mass transfer develops slowly and cannot enrich the adjacent grain boundary layers with impurities. The presence of defects makes the diffusion nonlinear. This study considers thermodefects generated by a temperature gradient. Based on changes in the magnetic properties of the samples, conclusions about the formation of the structure with the participation of carbon impurities displaced in the process of hydrogen introduction were made.

The results of this study can be used in the development of methods of increase of service life of pipe steels.

Keywords: grain boundary, steel fracture, point defects, impurities, carbon embedding

For citation: Pakharukov, Yu. V., Chekhunova, A. M., & Morev, A. V. (2024). Influence of point defects on intergranular fracture of steel. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 136-145. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-6-136-145

Введение

Современный уровень экономики характеризуется высокой потребностью в энергоносителях. Добывание углеводородов является самым энергоемким процессом. Одна из причин высокой затратности в нефтяной и газовой отрасли на стадии транспортировки заключается в разрушении трубопроводов из-за постоянного контакта с агрессивной средой. Анализ показывает, что разрушение промысловых трубопроводов определяется коррозионной стойкостью и показателями прочности трубных сталей. Вторая по значимости проблема — водородное охрупчивание металлических материалов. Последнее связано с определенными элементами микроструктуры, с сегрегационными и диффузионными процессами на внутренних фазовых поверхностях — границе зерен. Особая роль в этих процессах принадлежит дефектам [1, 2]. Механизмы этих процессов малоизучены. Следовательно, необходимы фундаментальные исследования механизмов водородной деградации и разрушение металлов.

В настоящее время можно констатировать, что выделенные проблемы решаются распределением примесей в зернах и на их границах. Внедрение труб с покрытием позволило частично предотвратить развитие процессов коррозии, приводящих к многометровым разрывам труб.

Другой метод повышения стойкости трубных сталей базируется на использовании легирующих добавок, благодаря которым меняется морфология границ, дисперсность неметаллических включений и т. д. Развитие такого направления требует более тщательного изучения комплекса проблем механической деградации [1, 3, 4], в основе которой лежат физико-

химические аспекты межкристаллитного разрушения. Как известно, кроме равномерного окисления поверхности металлического материала, наблюдается локализация процессов разрушения на отдельных участках. В частности, между кристаллами происходит разъедание металла. Это приводит к потере прочности материала, несмотря на небольшую потерю веса. Таким образом, можно констатировать, что протекание разрушительных процессов стимулируется агрессивным воздействием среды, в частности, наводороживанием в результате распада сероводорода.

Объект и методы исследования

Исследования проводились в том числе на сталях, используемых для изготовления трубопроводов. Для объяснения процесса диффузии примесей к границам зерен был проведен анализ распределения атомов примесей в присутствии дефектов при формировании диффузионных границ зерен. Для того чтобы судить об изменении структуры материала, были использованы методы магнитной диагностики, в частности для образцов были определены зависимости коэрцитивной силы и остаточной намагниченности от температуры отпуска.

Результаты

Диффузия — основной метод легирования. Она может развиваться по междоузельному механизму, когда атомы в кристаллической решетке перемешиваются из одного междоузельного состояния в другое; вакансионному, когда перескок примесей происходит по вакансиям; диссоциативному, но это в случае, если возбужденный атом примеси вытесняется в междоузлие, а на его месте появляется вакансия либо междоузельный атом матрицы. При этом роль дефектов является определяющей [5]. Атом водорода обладает высокой подвижностью и его распределение в кристаллической решетке образует дефектно способную конфигурацию. В результате атом углерода оказывается в междоузельном состоянии, а на его месте образуется вакансия.

Следовательно, эффективность влияния внешнего воздействия (температура, упругие деформации) может быть сведена к изменению коэффициента диффузии, что, в сущности, обуславливает линейный вид уравнения диффузии.

При анализе перераспределения углерода используется предположение о высоком коэффициенте диффузии междоузельного атома С, а также то, что вакансии и междоузельные атомы С значительно более подвижны, чем атомы других примесей. Тогда можно считать, что концентрация междоузельных атомов С достигает стационарного значения. Это значительно упрощает систему уравнений двухпоточковой модели диффузии [6, 7]

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial C_i}{\partial t} &= D_i \frac{\partial^2 C_i}{\partial x^2} - \frac{C_i}{\tau_i} + G C_S \\ \frac{\partial C_S}{\partial t} &= D_S \frac{\partial^2 C_S}{\partial x^2} + \frac{C_i}{\tau_i} - G C_S \\ 0 &= D_1 \frac{\partial^2 C_S}{\partial x^2} - \frac{C_i}{\tau(x)} - G \end{aligned} \right\}$$

где $G = \left(\frac{\Phi\sigma N}{t}\right) t\alpha_1$, $G^0 = \frac{\Phi\sigma N}{t}$, $\tau^{-1} = \alpha_2 V$, $N = 10^{22} \text{см}^{-3}$, C_i, C_S — концентрация примеси в узлах и междоузлии, σ -сечение дефектообразования, Φ — доза генерации дефектов, V — концентрации вакансий и междоузельных атомов матрицы I; α_1, α_2 — рекомбинационные константы прямой и обратной реакций вытеснения углерода и аннигиляции междоузельных атомов C_i с вакансией, D — коэффициент диффузии.

Время жизни $\tau(x)$ дефекта, состоящего из междоузельного атома и $A1$, связано с их концентрацией соотношением

$$\tau^{-1}(x) = KI(1 + \gamma C_S^0),$$

где C_S^0 — концентрация дефектов, образовавших комплекс с атомами примеси ($I + C_S \rightarrow C_i$); K — кинетический коэффициент для процесса бимолекулярной рекомбинации.

Если концентрация междоузельных атомов примеси определяется главным образом их взаимодействием с атомами железа, то можно предположить, что концентрация примесей в междоузлии будет пропорциональна концентрации дефектов

$$C_i(x) = \alpha I(C_i + C_S),$$

где α — коэффициент пропорциональности.

Поэтому систему уравнений можно свести к одному уравнению:

$$\frac{\partial C}{\partial t} = \left[\frac{\alpha D_i G}{KI(1 + \gamma C_S^0)} \right] \frac{\partial^2 C_i}{\partial x^2} = D_{\text{эф}} \frac{\partial^2 C_i}{\partial x^2},$$

где $D_{\text{эф}} = \frac{D_i G}{KI(1 + \gamma C_S^0)}$ эффективный коэффициент диффузии примеси.

Предположим, что распределение углерода постоянно по всей толщине образца. Следовательно, в этом случае эффективный коэффициент диффузии можно считать постоянной величиной. Таким образом, мы имеем задачу с переменными граничными условиями

$$C(0, t) = C_0, \quad 0 < t \leq \tau, \quad \left. \frac{\partial C}{\partial x} \right|_{x=0} = 0,$$

где $1 \geq \tau$, с начальными условиями вида

$$C(0, t) = C_0(1 - \operatorname{erf}(\frac{x}{2\sqrt{D_0\tau_0}})),$$

где τ_0 — время предварительной тепловой диффузии. Решением уравнения при этих начальных условиях будет

$$C_S(x) \approx C_0 \left\{ \left[1 - \operatorname{erf}\left(\frac{\chi\gamma}{2\sqrt{D_0\tau_0}}\right) \right] - \frac{2}{\pi} \sqrt{\frac{t}{\tau}} \exp\left(-\frac{x^2}{4Dt}\right) + \right. \\ \left. + \frac{2}{\pi} \exp\left(-\frac{x^2}{4Dt}\right) \frac{x}{2\sqrt{D_0\tau_0}} \left[1 - \operatorname{erf}\left(\frac{x}{2\sqrt{D_{\text{эф}}t}}\right) \right] \right\},$$

$$\text{где } \gamma = \frac{1}{\sqrt{1+tD_{\text{эф}}/\tau_0D_0}}.$$

Используя последнюю формулу, с учетом $C_i/C_s = 0,5-0,1$ получаем, что для диффузионных границ зерен смещение профиля распределения при $C_S \approx 10^{16} \text{ см}^{-3}$ составило 2–4 мкм.

Рассмотрим другой случай, когда атомы примеси диффундируют главным образом по вакансиям, которые генерированы градиентом температуры или упругими напряжениями. Подобный пример нами уже рассматривался выше, где было показано, что эффективный коэффициент диффузии может описываться выражением

$$D(x) \approx (\alpha + \beta)D_V C_V \sim \alpha D_V C_V,$$

где C_V — неоднородное распределение вакансий, α, β — коэффициенты пропорциональности.

Будем считать, что стационарное распределение вакансий устанавливается значительно быстрее процесса диффузии, следовательно, C_V можно получить из уравнения

$$D_V \frac{\partial^2 C_V}{\partial x^2} - \frac{C_V}{\bar{\tau}_V} + G(x) = 0,$$

где $\bar{\tau}_V$ — среднее время жизни вакансий, $G(x)$ — скорость генерации вакансий при облучении.

В результате несложных вычислений для C_V и $D(x)$ имеем

$$\left. \begin{aligned} C_V &\approx C_V^0 \exp\left(-\frac{x}{L_V}\right); L_V^2 \approx D_V \bar{\tau}_V \\ D(x) &\approx D_0 \exp\left(-\frac{x}{L_V}\right) \end{aligned} \right\},$$

где D_0 — эффективный коэффициент диффузии, не зависящий от координаты x .

Распределение концентрации диффузанта с учетом термической диффузии находим из решения уравнения

$$\frac{\partial C}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left[D_0 \exp\left(-\frac{x}{L_V}\right) + D_T \right] \frac{\partial C}{\partial x}$$

с начальными и граничными условиями

$$\begin{aligned} C(x, t = 0) &= 0, \quad x > 0, \\ C(x = 0, t) &= C_0, \quad t > 0. \end{aligned}$$

После преобразования Лапласа по временной переменной из уравнения получаем

$$C(x, S) = \frac{C_0}{S} \left(\frac{1 + \frac{D_0}{D_T}}{1 + \left(\frac{D_0}{D_T}\right)Z} \right)^\alpha \left[2F_1 \left(\begin{matrix} \alpha, \alpha \\ 1 + 2\alpha \end{matrix} \middle| \frac{1}{1 + \frac{ZD_0}{D_T}} \right) \right] 2F_1 \left(\begin{matrix} \alpha, \alpha \\ 1 + 2\alpha \end{matrix} \middle| \frac{1}{1 + \frac{D_0}{D_T}} \right),$$

где F_1 — гипергеометрическая функция, S — параметр Лапласа,

$\alpha = L_V \sqrt{\frac{S}{D_T}}$, $Z = e^{x/L_V}$, D_T — коэффициент термической диффузии.

При больших временах и $D_0 \gg D_T$ для $C(x, t)$ справедливо приближенное выражение

$$C(x, t) = c_0 \operatorname{erfc} \left\{ \frac{L_V^2}{4D_T t} \ln \left[\frac{1 + \left(\frac{D_0}{D_T}\right) \left(1 + \frac{x^2}{D_V \bar{\tau}_V}\right)}{1 + \frac{D_0}{D_T}} \right] \right\} \approx c_0 \operatorname{erfc} \left\{ \frac{x \sqrt{\tau_V D_V}}{4D_T t} \right\}.$$

Таким образом, в обоих рассмотренных случаях распределение атомов примеси при диффузии носит экспоненциальный характер. Это означает, что процессы диффузии практически распространяются бесконечно. Поэтому на конечном расстоянии от границы зерна можно встретить примесный атом углерода. Существование глубоколежащих от границы «хвостов» приводит к значительному увеличению вероятности разрушения стали вдоль границы зерна (границы расширяются).

На рисунке 1 показано образование микрогальваноэлементов граница — зерно металла.

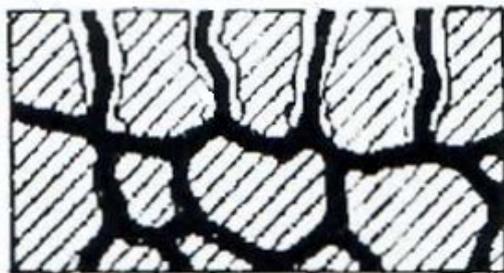


Рис. 1. Уширение межзеренной границы при диффузионном выносе углерода

На рисунке 1 явно выражено уширение межзеренного пространства за счет диффузионного выноса примесей к границам зерен.

На рисунке 2 приведена зависимость коэрцитивной силы от температуры нагрева при отпуске закаленной при 950 °С стали 10ХСНД.

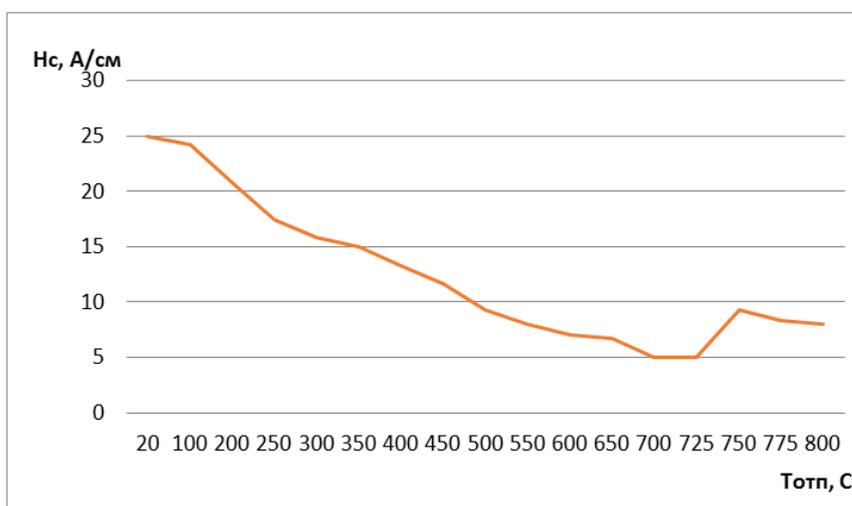


Рис. 2. Зависимость коэрцитивной силы от температуры нагрева при отпуске закаленной при 950 °С стали 10ХСНД

На рисунке 2 отмечается уменьшение коэрцитивной силы с увеличением температуры нагрева при отпуске вплоть до 725 °С, после чего наблюдается второй максимум значений. Увеличение коэрцитивной силы для образцов наблюдается при температурах отпуска 725–750 °С, здесь возникают термоупругие напряжения поскольку материал подвергается деформации при охлаждении. При дальнейшем увеличении температуры отпуска коэрцитивная сила уменьшается, так как параллельно этому механизму начинает превалировать механизм отжига точечных дефектов, который компенсирует деформацию.

Выводы

Проведен анализ распределения атомов примесей в присутствии дефектов при формировании диффузионных границ зерен. В присутствии дефектов диффузный перенос примесей становится нелинейным, вследствие чего обогащение примесями граничной зоны становится более эффективным. По данным, полученным коэрцитиметрическим методом, можно судить о наличии дефектов, по остаточной намагниченности — об образовании структуры в диффузной зоне и уширении границ зерен. В результате увеличивается вероятность межкристаллитного разрушения по границам зерен по микрогальваноскопическому механизму, то есть по границам зерен и в самом зерне усиливаются анодно-катодные свойства.

Список источников

1. Коннов, Д. В. Прогнозирование коррозионных дефектов в нефтяных трубопроводах / Д. В. Коннов. – DOI 10.32743/UniTech.2023.115.10.16180. – Текст : непосредственный // Universum: технические науки. – 2023. – № 10–5(115). – С. 22–32.
2. Мардамшин, В. Р. К вопросу оценки опасности стресс-коррозионных трещин в металле стального газопровода / В. Р. Мардамшин. – DOI 10.33285/1999-6934-2022-3(129)-51-56. – Текст : непосредственный // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2022. – № 3(129). – С. 51–56.
3. Применение метода коэрцитиметрии для оценки уровня остаточных напряжений, возникающих при термической обработке железнодорожных колес / В. И. Криворотов, С. А. Шмелев, А. В. Богданов [и др.]. – DOI 10.34641/SP.2021.1039.6.028. – Текст : непосредственный // Сварочное производство. – 2021. – № 6. – С. 42–50.
4. Чехунова, А. М. Неравномерное распределение углерода при мартенситном превращении / А. М. Чехунова, Ю. В. Пахаруков. – DOI 10.24411/2500-0101-2019-14412. – Текст : непосредственный // Челябинский физико-математический журнал. – 2019. – Т. 4, № 4. – С. 487–493.
5. Мониторинг напряжений (деформаций) протяженной металлоконструкции в динамически напряженных зонах / А. В. Радченко, В. Ф. Новиков, К. Р. Муратов [и др.]. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010. – № 2(80). – С. 11–18.
6. Пахаруков, Ю. В. Дефекты в конденсированных средах и проблем старения трубных сталей : учебное пособие / Ю. В. Пахаруков. – Тюмень : Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2015. – 74 с. – Текст : непосредственный.
7. Назаров, В. В. Математическая модель коррозии при осесимметричном плоском деформировании цилиндрической стальной трубы под воздействием внутреннего давления водородосодержащей среды и высокой температуры / В. В. Назаров. – Текст : непосредственный // Лазерные, плазменные исследования и технологии. ЛАПЛАЗ-2022 : сборник научных трудов VIII Международной конференции, посвященной 100-летию со дня рождения лауреата нобелевской премии по физике Басова Н. Г., Москва, 22–25 марта 2022 г. – Москва: Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ», 2022. – С. 111.

8. Савенок, О. В. Анализ коррозионно-механических разрушений конструкционных материалов нефтегазопромыслового оборудования / О. В. Савенок, А. Н. Горпинченко, П. П. Порывкин. – Текст : непосредственный // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 3. – С. 133–147.
9. Совершенствование методов контроля и диагностики свойств металлоконструкций в условиях коррозионного воздействия / М. Н. Ерофеев, А. И. Чмыхало, В. В. Спирыгин [и др.]. – DOI 10.31044/1684-2499-2022-0-7-40-53. – Текст : непосредственный // Технология металлов. – 2022. – № 7. – С. 40–53.
10. Прохоров, А. П. Анализ влияния низкотемпературного нейтронного облучения на межкристаллитное разрушение аустенитной нержавеющей стали 08X18H10T / А. П. Прохоров. – Текст : непосредственный // Инновационный потенциал развития общества : взгляд молодых ученых : сборник научных статей 2-й Всероссийской научной конференции перспективных разработок, Курск, 01 декабря 2021 г. Том 5. – Курск : Юго-Западный государственный университет, 2021. – С. 125–127.
11. Нечаев, Ю. С. Физические комплексные проблемы старения, охрупчивания и разрушения металлических материалов водородной энергетики и магистральных газопроводов / Ю. С. Нечаев. – Текст : непосредственный // Успехи физических наук. – 2008. – Т. 178, № 7. – С. 709–726.

References

1. Konnov, D. V. (2023). Prediction of corrosion defects in oil pipelines / D. V. Konnov // *Universum: Technical Sciences*, 10-5(115), pp. 22-32. (In Russian). DOI: 10.32743/UniTech.2023.115.10.16180.
2. Mardamshin, V. R. (2022). On the issue of assessing the risk of stress-corrosion cracks in the metal of a steel gas pipeline. *Equipment and technologies for oil and gas complex*, 3(129), pp. 51-56. (In Russian). DOI: 10.33285/1999-6934-2022-3(129)-51-56.
3. Krivorotov, V. I. Shmelev, S. A., Bogdanov, A. V., Muratov, R. Ch., Grezev, N. V., & Zaitsev, L. V. (2021). Application of the method of coercimetry for assessing the level of residual stresses arising during the heat treatment of railway wheels. *Svarochnoe Proizvodstvo*, (6), pp. 42-50. (In Russian). DOI: 10.34641/SP.2021.1039.6.028.
4. Chekhunova, A. M., & Pakharukov Yu. V. (2019). Carbon maldistribution during the martensitic transformation // *Chelyabinsk Physical and Mathematical Journal*, 4 (4), pp. 487-493. (In Russian). DOI: 10.24411/2500-0101-2019-14412.
5. Radchenko, A. V., Novikov, V. F., Muratov, K. R., Martynov, O. S., & Loginov, V. V. (2010). Onitoring of stresses (deformations) of the extended metal construction in dynamically tense zone (DTZ). *Oil and gas studies*, 2(80), pp. 11-18. (In Russian).
6. Pakharukov, Yu. V. Defekty v kondensirovannykh sredakh i problem stareniya trub-nykh staley. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University, 74 p. (In Russian).
7. Nazarov, V. V. (2022). Matematicheskaya model' korrozii pri osesimmetrich-nom ploskom deformirovanii tsilindricheskoy stal'noy trubyy pod vozdeystviem vnutrennego davleniya vodorodosoderzhashchey sredy i vysokoy temperatury. *Lazernye, plazmennye issledovaniya i tekhnologii. LAPLAZ-2022: sbornik nauchnykh trudov VIII Mezhdunarodnoy konferentsii, posvyashchennoy 100-letiyu so dnya rozhdeniya laureata nobelevskoy premii po fizike Basova N. G. Moscow, Natsional'nyy issledovatel'skiy yadernyy universitet "MIFI"*, p. 111. (In Russian).

8. Savenok, O. V. Gorpichenko, A. N., & Poryvkin, P. P. (2022). Analysis of corrosion-mechanical fault of structural materials of oil and gas production equipment. Science. Engineering. Technologie (Polytechnic Bulletin), (3), pp. 133-147. (In Russian).

9. Erofeev, M. N., Chmykhalo, A. I., Spiryagin, V. V., Kravchenko, I. N., Galinovsky, A. L., & Velichko, S. A. (2022) Improvement of methods for monitoring and diagnostics of properties of metal structures under corrosion. Tehnologiya metallov, (7), pp. 40-53. (In Russian). DOI: 10.31044/1684-2499-2022-0-7-40-53.

10. Prokhorov, A. P. (2021). Analiz vliyaniya nizkotemperaturnogo neytronnogo oblucheniya na mezhkristallitnoe razrushenie austenitnoy nerzhaveyushchey stali 08KH18N10T. Innovatsionnyy potentsial razvitiya obshchestva: vzglyad molodykh uchenykh: sbornik nauchnykh statey 2-y Vserossiyskoy nauchnoy konferentsii perspektivnykh razrabotok, Tom 5. Kursk, Yugo-Zapadnyy gosudarstvennyy universitet, pp. 125-127. (In Russian).

11. Nechaev, Yu. S. (2008). Metallic materials for the hydrogen energy industry and main gas pipelines: complex physical problems of aging, embrittlement, and failure. Physics Uspekhi, (51(7)), pp. 681-697. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Пахаруков Юрий Вавилович, доктор физико-математических наук, профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Yuri V. Pakharukov, Doctor of Physics and Mathematics, Professor at the Department of Physics, Methods of Control and Diagnostics, Industrial University of Tyumen

Чехунова Анна Михайловна, старший преподаватель, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, chekunovaam@tyuiu.ru

Anna M. Chekhunova, Senior lecturer, Industrial University of Tyumen, chekunovaam@tyuiu.ru

Морев Александр Валентинович, доктор физико-математических наук, профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Aleksandr V. Morev, Doctor of Physics and Mathematics, Professor at the Department of Physics, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 01.11.2024; одобрена после рецензирования 13.11.2024; принята к публикации 15.11.2024.

The article was submitted 01.11.2024; approved after reviewing 13.11.2024; accepted for publication 15.11.2024.

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. Подрисуночные 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.

- информация об авторах (полные Ф.И.О., должность, ученая степень, звание, место работы, e-mail, ORCID (при наличии)) — на русском и английском языках.

8. **Структура статьи** должна включать следующие рубрики (согласно стандарту IMRAD): Введение; Объект и методы исследования; Экспериментальная часть/постановка эксперимента (опционально); Результаты; Обсуждение; Выводы; Список источников. Объем текста статьи (без учета таблиц, графического материала и библиографического списка) — от 5 до 10 страниц.

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

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

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

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

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

- **Выводы.** Подводятся итоги научного исследования. Заключение содержит выводы, кратко формулирующие основные научные результаты статьи. Выводы должны логически соответствовать поставленным в начале статьи задачам, содержать краткие итоги разделов статьи без повторения формулировок, приведенных в них. В разделе «Выводы» не должно быть ссылок на источники литературы.

- **Список источников.** Авторы несут ответственность за достоверность каждой ссылки. Все источники должны быть последовательно пронумерованы. Ссылки на литературу заключаются в квадратные скобки (например, «как описано в [9, 10]»). Список источников должен быть представлен на русском (Список источников, оформляется согласно ГОСТ Р 7.0.100–2018) и английском

(References, оформляется в соответствии с APA 6th Edition) языках. Список источников и References необходимо разделить на две независимые части, расположенные друг под другом.

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

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

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

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

12. Плата за опубликование рукописей не взимается.

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

Manuscripts presentation requirements

1. The manuscript presented to the editorial staff must have:
 - a cover letter from the management of organization, from where the manuscript comes; a recommendation from the relevant department of the higher education institution (a certified abstract of minutes of the department meeting);
 - an expert judgment about a possibility of publication in the open press (it is issued in the organization, from where the manuscript comes);
 - the author's statement about the publication of the work and the transfer of exclusive rights to the editorial office of the journal;
 - an accompanying letter from the author to the editor-in-chief of the journal, where it is confirmed that the article has not published anywhere before.
2. In order to ensure the quality of published materials and the observance of copyrights, all manuscripts entering the editorial staff are checked for matching content and only then they are sent for review. Articles containing less than 75 % of the original text are not published in the journal.
3. All manuscripts coming to the editorial staff and corresponding to the subject area go through the reviewing procedure for their evaluation by experts. All reviewers are respected specialists in the subject matter of the materials to be reviewed. The reviews are stored at the editorial staff during 5 years.
4. **Technical requirements.** Authors have to send manuscripts to the editorial staff through the journal's website (tumnig.tyuiu.ru); they can also duplicate documents, which are submitted for publication, through e-mail (shuvaevanv@tyuiu.ru).
 - Margins: top — 2.8 cm; bottom — 5.07 cm; left — 4.2 cm; right — 4.2 cm; cover — 0. From the edge to the headline: top — 1.25 cm; bottom — 4.1 cm. Font size — 11 pt (Times New Roman), interline interval — 1. Paragraph indention — 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 — В. И. Карашлийска
Редактор, дизайнер — Н. В. Шуваева

Тираж 500 экз. Заказ № 2962.
Дата выхода в свет 22.12.24. Формат 70x108/16.
Уч.-изд. л. 8,46. Усл. печ. л. 13,3.

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 — Valeriya I. Karashliyska
Editor, designer — Natalya V. Shuvaeva

Number of copies 500. Order No 2926.
Date of publishing 22.12.24. Sheet size 70x108/16.
Published sheets 8,46. Conventional printed sheets 13,3.
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.