

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ

OIL AND GAS STUDIES

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

2 (146)
Март — апрель 2021

2 (146)
March — April 2021

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
нефтяной институт

Редакция

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

The Journal Founders

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

Editorial office

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

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

© Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Тюменский индустриальный университет», 2021

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, работников научно-исследовательских и проектных институтов, инженерно-технический персонал нефтегазовых объединений и предприятий.

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

- **05.02.22** Организация производства (по отраслям) (технические науки)
- **25.00.07** Гидрогеология (геолого-минералогические науки)
- **25.00.10** Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых (геолого-минералогические науки)
- **25.00.12** Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений (геолого-минералогические науки)
- **25.00.15** Технология бурения и освоения скважин (технические науки)
- **25.00.17** Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки)
- **25.00.19** Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ (технические науки)

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

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

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

- **05.02.22** Production Engineering (by sectors) (technical sciences)
- **25.00.07** Hydrogeology (geological and mineralogical sciences)
- **25.00.10** Geophysics, Geophysical Prospecting (geological and mineralogical sciences)
- **25.00.12** Geology, Prospecting and Exploration of Oil and Gas Fields (geological and mineralogical sciences)
- **25.00.15** Drilling and Well Development Technology (technical sciences)
- **25.00.17** Development and Operation of Oil and Gas Fields (technical sciences)
- **25.00.19** Construction and Operation of Oil and Gas Pipelines, Distribution Depots and Storages (technical sciences)

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

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

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

Быков Игорь Юрьевич, д. т. н., профессор кафедры машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

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

Дмитриев Аркадий Николаевич, д. г.-м. н., профессор кафедры прикладной геофизики, 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

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

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

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

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

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

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

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

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

Панг Чанг Вей, PhD, профессор, Китайский нефтяной университет, г. Пекин (Китай)

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

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

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

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 (Китай)

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

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

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

Череповичин Алексей Евгеньевич, д. э. н., декан экономического факультета, заведующий 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

EDITORIAL BOARD

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

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

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

Igor Yu. Bykov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Machines and Equipment of the Oil and Gas Industry, Ukhta State Technical University, Ukhta

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

Arkadiy N. Dmitriev, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Applied Geophysics, 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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Pang Chang Wei, PhD, Professor, China University Of Petroleum, Beijing (China)

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

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

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

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 (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

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

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

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

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Арсеньев А. А., Леонтьев Д. С., Заватский М. Д., Салтыков В. В. Нефть и газ Курганской области	9
Босиков И. И., Мазко А. И., Майер А. В., Гагарина О. В. Комплексный анализ условий и особенностей нефтегазоносности в пределах Ахловской структурной зоны (Северный Кавказ)	25
Дмитриев А. Н., Пахаруков Ю. В. Термоэлектрическая модель магнитного поля Земли	39

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Огорельцев В. Ю., Леонтьев С. А., Дягилев В. Ф., Спасилов В. М. Лабораторные исследования нефтевытесняющих характеристик растворов эмульсий в поровом пространстве пород-коллекторов	53
Шаляпина А. Д., Шаляпин Д. В., Бакиров Д. Л., Фаттахов М. М., Бабушкин Э. В., Кузнецов В. Г. Разработка стабилизирующей глинисто-аргиллитовые породы ванны с помощью планирования эксперимента по методу Бокса — Бенкена	66
Шумко В. С., Мамчистова Е. И., Кузовлев С. С. Оценка извлекаемых запасов нефти с применением интегральных характеристик вытеснения на основе вероятностной методики	78

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Голик В. В., Земенков Ю. Д., Земенкова М. Ю., Чижевская Е. Л., Воронин К. С. Имитационное моделирование нестационарных теплофизических процессов при мониторинге надежности магистральных нефтепроводов Арктики	89
---	----

Дерюгина О. П., Трапезников Е. А. Проблема «несовместимости» при компаундировании нефтей в процессах добычи, сбора, подготовки и транспортировки углеводородного сырья	104
Игнатик А. А. Расчетно-экспериментальная оценка напряженного состояния трубопровода под воздействием изгибающей нагрузки и внутреннего давления	114
Шуваев А. Н., Панова М. В., Пронозин Я. А. Физические основы упаковки мерзлых комьев грунта в грунтовых массивах в транспортных и гидротехнических сооружениях	127

ХИМИЯ И ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Козлов В. В., Алтунина Л. К., Стасьева Л. А., Чернова У. В., Шолидодов М. Р. Лабораторные исследования нефтевытесняющей способности многофункциональной химической композиции на основе поверхностно-активных веществ	136
Таранова Л. В., Глазунов А. М., Землянский Е. О., Мозырев А. Г. Разработка и исследование ингибиторов коррозии на основе таллового масла	147

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке)	159
Правила подготовки рукописи (на английском языке)	162

ПОМНИМ

Памяти известного российского ученого Аркадия Романовича Курчикова (03.03.1954–22.03.2021)	165
---	------------

CONTENTS

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Arsenyev A. A., Leontiev D. S., Zavatsky M. D., Saltykov V. V. Oil and gas in Kurgan region	9
Bosikov I. I., Mazko A. I., Mayer A. V., Gagarina O. V. A comprehensive analysis of conditions and features of oil-and-gas content within the Akhlovskaya structural zone (the North Caucasus)	25
Dmitriev A. N., Pakharukov Yu. V. Thermoelectric model of the Earth's magnetic field	39

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

Ogoreltsev V. Yu., Leontiev S. A., Diaghilev V. F., Spasibov V. M. Laboratory studies of oil-displacing characteristics of emulsion solutions in the pore space of reservoir rocks	53
Shalyapina A. D., Shalyapin D. V., Bakirov D. L., Fattahov M. M., Babushkin E. V., Kuznetsov V. G. Developing stabilizing clay-mudstone bath by planning an experiment using the Box — Behnken method	66
Shumko V. S., Mamchistova E. I., Kuzovlev S. S. Estimating recoverable oil reserves using integral displacement characteristics based on probabilistic methodology	78

DESIGNING, CONSTRUCTION AND OPERATION OF PIPELINE TRANSPORT SYSTEM

Golik V. V., Zemenkov Yu. D., Zemenkova M. Yu., Chizhevskaya E. L., Voronin K. S. Simulation modeling of non-stationary thermophysical processes when monitoring the reliability of main oil pipelines in the Arctic	89
--	----

Deryugina O. P., Trapeznikov E. A. The issue of "oil shrinkage" during the compounding of oils in the processes of production, collection, preparation and transportation of hydrocarbon raw materials	104
Ignatik A. A. A computational and experimental assessment of the pipeline stress state under bending load and internal pressure	114
Shuvaev A. N., Panova M. V., Pronozin Ya. A. Physical bases of packing of frozen clods of soil in ground massifs in transport and hydraulic structures	127

CHEMISTRY AND CHEMICAL TECHNOLOGIES

Kozlov V. V., Altunina L. K., Stasyeva L. A., Chernova U. V., Sholidodov M. R. Laboratory studies of the oil-displacing capacity of multifunctional chemical composition based on surfactants	136
Taranova L.V., Glazunov A. M., Zemlyanskiy E. O., Mozyrev A. G. Development and study of corrosion inhibitors based on tall oil	147

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian)	159
Manuscripts presentation requirements (In English)	162

IN MEMORIAM

In memory of Arkadiy R. Kurchikov, the famous Russian scientist (03.03.1954–22.03.2021)	165
--	------------

А. А. Арсеньев¹, Д. С. Леонтьев^{2*}, М. Д. Заватский², В. В. Салтыков²

¹Тюменский филиал ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Уральскому федеральному округу», г. Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: leontevds@tyuiu.ru

Аннотация. В статье проведен анализ перспектив нефтегазоносности Курганской области. Актуальность работы обусловлена высокой степенью освоенности традиционных для добычи нефти и газа районов Западной Сибири, что приводит к необходимости организации поисковых мероприятий на территориях с малой плотностью ресурсов углеводородов (УВ). Проведен анализ результатов поискового бурения в районе р. Алабуги Курганской области, а также изучена история обнаружений наземных нефтепроявлений. По результатам ретроспективного анализа был определен район исследований, выполнены полевые работы по определению состояния поисковых скважин на местности, также была отобрана коллекция геохимических проб грунта и жидкости. В результате анализа проб выяснилось, что все они содержат метан и его гомологи до пентана включительно. Генезис легких гомологов метана связан с процессами катагенеза рассеянного органического вещества, их обнаружение на поверхности говорит об активных процессах генерации и миграции нефтяных УВ. На основании проведенного анализа архивных материалов и оценочных наземных геохимических исследований сформулирован вывод о перспективах нефтегазоносности в Курганской области.

Ключевые слова: нефтегазоносность; наземные нефтепроявления; Курганская область; палеозойские отложения; бурение; нефть; река Алабуга

Oil and gas in Kurgan region

Alexey A. Arsenyev¹, Dmitry S. Leontiev^{2*}, Mikhail D. Zavatsky², Vladimir V. Saltykov²

¹Tyumen Branch of Federal State Institution "Territorial Fund of Geological Information in the Ural Federal District", Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: leontevds@tyuiu.ru

Abstract. This article analyzes the prospects of petroleum potential in Kurgan region. The relevance of the work is due to the high degree of development of the traditional oil and gas recovery areas of Western Siberia, which leads to the need to organize search activities in areas with a low density of hydrocarbon resources. We have analyzed the results of exploratory drilling in the area of the Alabuga river in Kurgan region, and have studied the history of detections of onshore oil occurrences there. Based on the results of the retrospective analysis, the research area was determined, field work was performed to determine the state of search wells in the area, and a collection of geochemical soil and liquid samples was selected. The analysis of the samples revealed that all of them contain methane and its homologues up to and including pentane. The genesis of light methane homologs is related to the processes of catagenesis; their detection on the surface indicates active processes of generation and migration of petroleum hydrocarbons. Based on the analysis of archival materials and estimated ground-based geochemical studies, a conclusion is made about petroleum potential in Kurgan region.

Key words: oil-and-gas content; onshore oil occurrences; Kurgan region; Paleozoic deposits; drilling; oil; Alabuga river

Введение

Основная ресурсная база Уральского федерального округа по углеводородам (УВ) — Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция — характеризуется неравномерностью по степени освоения. Территории с высокой плотностью ресурсов, приуроченные в основном к центральным областям осадочного мегабассейна, находятся в процессе интенсивной разведки и разработки с середины прошлого столетия. К текущему моменту степень выработанности начальных ресурсов углеводородного сырья (УВС) превышает по нефти — 40 %, по газу — 32 %, по конденсату — 14 % [1]. Ряд крупных месторождений УВ, являвшихся долгое время основой Западно-Сибирского топливно-энергетического комплекса, находятся на завершающей стадии разработки. К таким месторождениям можно отнести Приобское, Самотлорское, Федоровское и другие месторождения.

В сложившейся ситуации проблема восполнения запасов углеводородного сырья крайне актуальна, и решается она несколькими путями:

- доразведка разрабатываемых месторождений;
- разведка малоисследованных потенциально нефтегазоносных горизонтов (палеозой, верхняя юра и т. п.);
- освоение малоисследованных краевых областей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Последний путь можно подразделить на два, совершенно разных по стратегии, направления: освоение территорий с высокой плотностью ресурсов, но недоисследованных в силу удаленности, сложных климатических и инфраструктурных условий (Гыдан, Енисей-Хатангский прогиб, шельф Карского моря), и детальные исследования территорий с малой плотностью ресурсов, которые даже считаются бесперспективными. Именно к таким территориям относят Курганскую область (рис. 1). Однако, учитывая такие факторы, как ландшафтно-инфраструктурные условия, близость к потребителю, можно предположить, что даже

относительно небольшие по запасам залежи УВС могут рентабельно разрабатываться, как, например, Тевризское и Прирахтовое месторождения Омской области.

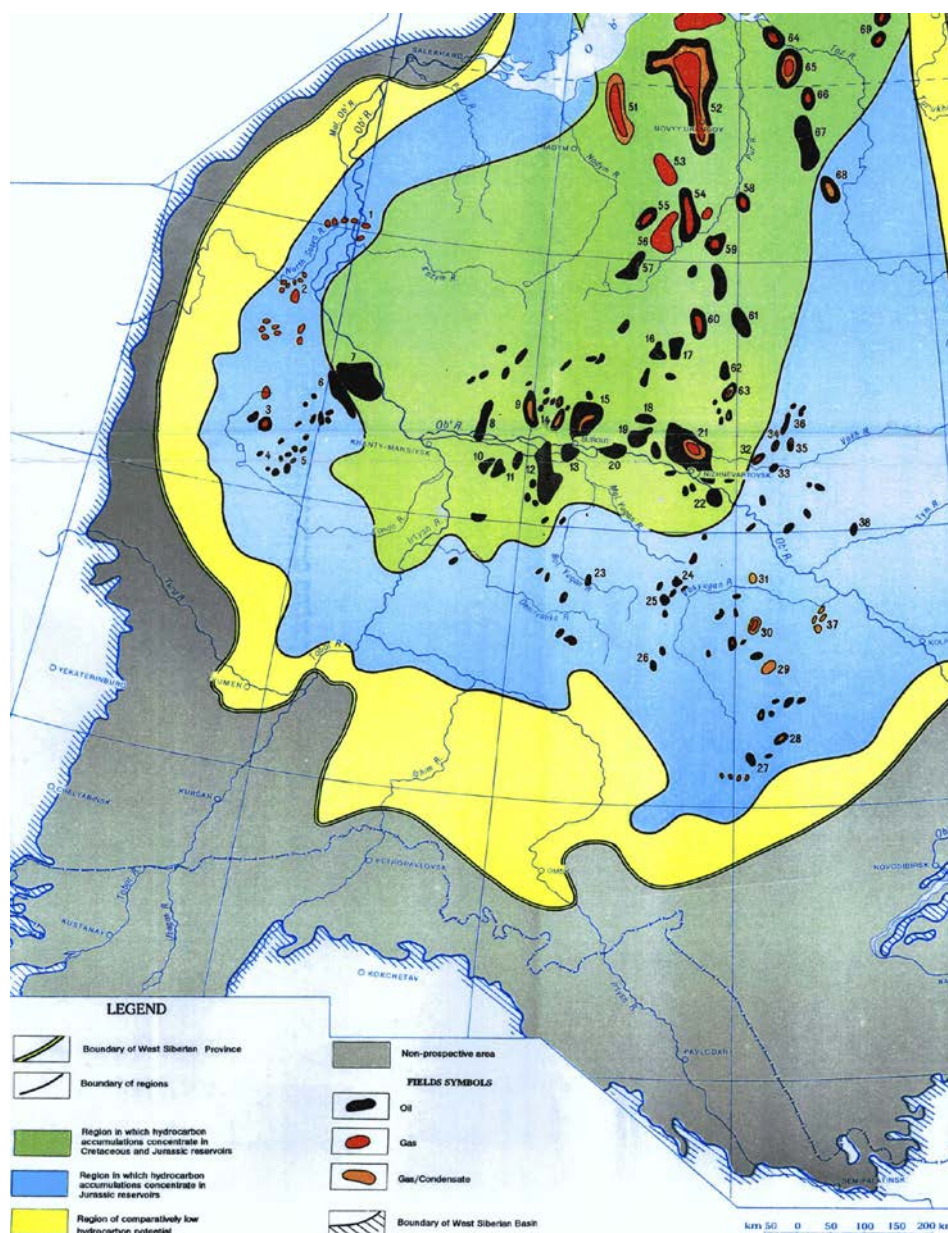


Рис. 1. Фрагмент обзорной карты нефтегазоносности Западно-Сибирского осадочного бассейна (по Л. В. Смирнову и В. С. Суркову, СНИИГГиМС, 1995 г.)

Объект и методы исследования

Как правило, бесперспективные территории характеризуются низкими значениями пластовых температур и газонасыщенности подземных вод, отсутствием битуминозных глин, выклиниванием отложений средней юры,

отсутствием нефтепроявлений. К таким территориям можно отнести крайнюю южную часть Тюменской области и Курганскую область в целом. В настоящее время здесь не просматриваются перспективные объекты, как в силу неблагоприятных термобарических условий, так и в связи с выклиниванием и фациальными изменениями юрского и неокомского комплексов, которые на данных территориях не могут быть отнесены к нефтегазоперспективным. Такое мнение на текущий момент сложилось об этих районах в определенных кругах геологов.

Однако большое количество фактов нахождения в южной части Тюменской и в целом Курганской областях не только признаков, но и непосредственно нефти и газа говорит об обратном. В силу того, что «вектор» поисков в 60–70-е годы прошлого века переместился в Среднее Приобье и на Ямал, эти районы остались почти без финансирования и, как следствие, без поисково-разведочных работ на нефть и газ. Но даже на бесперспективных землях необходимо планировать проведение поисковых работ: бурение поисковых и разведочных скважин; маршрутные, регионально-поисковые геофизические и геохимические съемки^{1,2}. Таким образом, реализация множественных предложений по проведению на территории Курганской области комплексных региональных геофизических работ позволит получить фактические данные о геологическом строении недр, выявить перспективные зоны, участки и дать обоснованный ответ на вопрос о целесообразности продолжения геолого-разведочных работ на нефть и газ. Положительный ответ на этот вопрос позволит, в свою очередь, привлечь не только федеральные средства, но и частных инвесторов для производства поисковых работ. Так, в пределах некогда бесперспективных Свердловской и Омской областей открыты промышленные запасы нефти и газа [2–15].

Осенью 2020 года группа авторов организовала краткосрочную экспедицию по скважинам и естественным выходам нефтей в Курганской области. Целью экспедиции в том числе была проверка местонахождения скважин, а именно состояние их устья, так как в подавляющей части случаев скважины на текущий момент ликвидированы и их фактическое состояние, а зачастую и местоположение не известны. Ниже представлен краткий отчет по ранее проведенным работам по поискам нефти и газа и результатам экспедиции 2020 года.

Естественные выходы нефти на реке Алабуге

Согласно историческим данным, жители некогда существовавшей деревни Беспалово (в настоящее время деревня ликвидирована) Звериноголовского района Курганской области на реке Алабуге с 1927 года отмечали нефтепроявления в виде желтых маслянистых пятен, которые поднимались со дна реки.

¹ Цимбалюк Ю. А., Воронов В. Н., Хомицкий Е. Н. Обобщение и анализ результатов геолого-разведочных работ с целью уточнения геологического строения доюрского и плитного комплексов на базе нового фактического материала и выявление наиболее перспективных зон и объектов нефтегазонакопления в юго-западных районах Западно-Сибирской геосинеклизы (юг Тюменской области и сопредельные территории). Книга 1. Отчет по государственному контракту № 70-154-05 от 01.09.2005 г. – Тюмень: ФГУП «ЗапСибНИИГТ», 2007. – 269 с.

² Решения Межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины / Под ред. В. И. Краснова. – Новосибирск: СНИИГиМС, 1999. – 80 с.

Спустя некоторое время, в 1936 году, геологами Уральского геологического управления В. Г. Чернышевым и А. А. Ершовым была произведена проверка заявки на нефть в районе д. Беспалово по реке Алабуге. В результате проверки было установлено, что на отдельных участках реки наблюдается выделение со дна «капелек маслянистого вещества, которое по выходе его на поверхность воды дает расплывчатые пятна, характерные для нефти». Поднятый со дна реки ил при растирании дает маслянистую ирризирующую пленку. В последующие годы изучением признаков нефти на р. Алабуге занимался ряд геологов.

Через год, в 1937 году, этот район посетил Н. П. Тутаев. Он отмечал, что периодическое появление жирной желтой пленки местные жители наблюдали на участке реки, расположенном в 150 метрах ниже моста у д. Беспалово. Однако во время посещения этого места Н. П. Тутаевым пленки на поверхности воды не было. При раскопке дна реки появилась маслянистая желтоватая ирризирующая пленка. По данным анализа, выполненным В. А. Успенским, элементарный состав этой «маслянистой жидкости» следующий: С — 83,95 %, Н — 11,77 %, S — 0,91 %, О + N — 3,3 %.

Н. П. Тутаев считал пленку нефтяной, связанной с естественным выходом нефти из недр.

В этом же году изучением проявлений нефти на реке Алабуге занималась регистрационная партия Западно-Сибирского геологического управления под руководством Н. В. Цитенко. Партией были зарегистрированы нефтепроявления на Алабуге и в районе п. Красная Слободка. Н. В. Цитенко подтвердил описанный Н. П. Тутаевым характер нефтепроявлений на Алабуге и пришел к аналогичному выводу о связи ирризирующей пленки с естественными выходами нефти из глубины.

Еще через год, в 1938 году, р. Алабугу посетил Н. Г. Кассин, который также подтвердил наличие маслянистой ирризирующей пленки, но по-иному подошел к оценке этого явления. Он считал, что образование пленки генетически связано с донным илом³.

В 1942–1943 гг. р. Алабугу дважды посетил геолог Западно-Сибирской экспедиции ВНИГРИ К. Н. Миронов, при этом признаков нефти им замечено не было даже при раскапывании донного ила [16–19].

Результаты

Как было отмечено выше, члены экспедиции в 2020 году обследовали данный район. В настоящее время поселение д. Беспалово уже не существует. На этом месте местными аграриями распахано поле и высажены злаковые культуры (рис. 2).

Членами экспедиции было найдено то самое место, где раньше находился деревянный мост через реку, его действительное присутствие было определено по остаткам деревянных свай, которые в симметричном порядке располагались на дне реки.

³ Нагаев Н. А., Дядюк Н. П., Ишмаев А. П. Отчет о результатах структурно-поискового бурения на р. Верхней Алабуге в р-не д. Беспалово и в р-не д. Криволапово Звериноголовского (Усть-Уйского) района Курганской области / ТКГРЭ. – Тюмень, 1962. – 283 с.



Рис. 2. Фотография места, где ранее находилась деревня Беспалово

По описанию именно этот мост и являлся ориентиром места естественного нефтепроявления на реке Алабуге для предыдущих исследователей (рис. 3 и 4).



Рис. 3. Река Алабуга



Рис. 4. Место исследования на реке Алабуге

Как и было указано, в 150 метрах от моста располагался выход «курганской» нефти, который описывали более 80 лет назад Н. П. Тутаев и В. А. Успенский.

На фото (рис. 5) зафиксирован выход в виде ирризирующей пленки нефти, образующейся от периодически всплываемых со дна нефтяных пузырьков и постоянно относимой течением от места проявления.



Рис. 5. Одна из радужных пленок на реке Алабуге

Членами экспедиции были отобраны 6 проб грунта с водой и пленкой нефти в подготовленные пластиковые бутылки объемом по 0,5 литра.

По приезду в г. Тюмень все отобранные пробы были переданы в специализированную геохимическую лабораторию при Тюменском индустриальном университете. Исследования заключались в определении углеводородных компонентов в геохимических пробах грунта.

Анализ проводился парофазным хроматографическим методом.

Методика анализа рассчитана на определение следующих компонентов: метан (CH_4), этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10}), пентан (C_5H_{12}), гексан (C_6H_{14}), гептан (C_7H_{16}), с возможностью определения изо-алканов и непредельных УВ.

Перед анализом бутылка нагревалась до 60°C на водяной бане. Отбиралась внутренняя атмосфера в бутылке шприцем. Объем пробы — 1 мл.

Для определения углеводородов был использован хроматограф «Хром-5» со следующими характеристиками:

- предел определения по УВ-газам — $1 \cdot 10^{-7}$ % об.;
- определяемые компоненты — УВ-газы от метана (CH_4) до гептана (C_7H_{16});
- колонка — набивная, длиной $3 \times 3\,000$ мм, сталь;
- сорбент — модифицированная окись алюминия 0,25–0,5 мм;
- температурный режим — изотерма 110°C ;

- детектирование — детектором ионизации в пламени;
- газ-носитель — гелий;
- программа обработки хроматограмм — «Хроматэк-Аналитик».

Калибровка аппаратуры проводилась по поверочной газовой смеси ГСО 10611-2015 (паспорт ПГС № ГС-842).

Результаты исследований представлены в таблице.

**Результаты исследований углеводородных компонентов
в геохимических пробах грунта**

Дата и время	Номер пробы	Лито-логия	Концентрация УВ в % об.						
			Метан	Этан	Этилен	Пропан	Пропилен	Бутаны	и-пентан
19.01.2021 13:06:48	2-Л	грунт	0,00013	0	4,6E-07	5,01E-06	4,5949E-07	1,27E-05	1,319E-05
19.01.2021 13:13:30	1-Л	грунт	0,00016	0	9,6E-07	1,64E-06	4,2789E-07	4,33E-06	8,529E-06
19.01.2021 13:18:57	3-Л	грунт	5,2E-05	0	7,2E-07	1,59E-06	3,5907E-07	5,31E-06	6,086E-06
19.01.2021 13:25:01	4-Л	грунт	0,00013	0	1,3E-06	4,33E-06	3,4241E-07	1,46E-05	1,466E-05
19.01.2021 13:31:35	5-Л	грунт	0,0004	0	3,1E-07	1,68E-06	0	8,69E-06	1,017E-05
19.01.2021 13:40:22	6-Л	вода	1,7E-05	0	2,6E-07	6,4E-07	0	8,62E-07	4,589E-06

В пробах наблюдается наличие предельных и непредельных УВ от метана до пентана. Этан не определен ни в одной пробе. Содержание олефинов на порядок ниже, чем их предельных аналогов. Содержание метана значительно превышает атмосферное (0,00014 %) только в одной пробе, хотя он может быть и микробиологического генезиса. Природным источником пропана, бутанов и пентанов могут быть только катагенетические преобразования рассеянного органического вещества в глубокопогруженных отложениях. То есть на исследованной территории наблюдаются процессы миграции УВ нефтегазового ряда. Территорию можно отнести к разряду перспективных, но утверждать о промышленной продуктивности на основании приведенных данных нельзя. Источником УВ могут быть нефтегазоматеринские толщи, водорастворенные УВ или скопления не промышленного характера. Для локализации наиболее перспективных объектов необходимо анализировать вариации показателей наземных геохимических полей на больших площадях. В дальнейшем рекомендуется детальная геохимическая съемка площадного характера с плотностью наблюдений 4 п.н. на км².

Более того, стоит отметить, что в 1953–1959 гг. Первая Восточная Уральская партия Уральского геологического управления под руководством А. П. Сигова проводила геологическую съемку в масштабе 1:500 000 на площади листов N-41-A и N-41-B. При выполнении этих работ А. П. Сиговым было вновь зафиксировано появление нефтяной пленки на р. Алабуге, о чем была сделана заявка в Тюменское геологическое управление (ТГУ).

По результатам геологической съемки в районе нефтепроявления были заложены две скважины — 1-К и 2-К. Скв. 1-К бурилась с 02.09.1959 по

28.10.1959, фактический забой 462,7 м; а скв. 2-К бурилась с 17.11.1959 по 03.12.1959, фактический забой 396,0 м.

Заложение скважин 1-К и 2-К произведено точно по проекту. Глубина колонковых скважин проектировалась из того расчета, чтобы вскрыть породы фундамента не менее чем на 80 м.

Данные скважины были заложены и бурились с целью изучения литологического состава, нефтеносности пород фундамента и платформенного чехла. Кроме того, была поставлена задача выяснить природу поверхностных проявлений нефти на реке Алабуге.

До начала бурения каждой скважины буровой бригаде был выдан геолого-технический наряд, в котором указывались режим бурения, возможные проявления и осложнения в скважине.

Проходка скважин осуществлялась буровой установкой УРБ-ЗАМ, промывка производилась грязевыми насосами 11-гр. В качестве бурильного инструмента были использованы штанги диаметром 60,3 мм. Проходка производилась победитовыми коронками диаметром 92 мм, а в интервалах без отбора керна — трехшарошечными долотами диаметром 5 3/4" и 3 3/4".

Конструкция скважин была простой. В скважину 2-К спускалось только 6" направление на глубину 8,5 м. Скв. 1-К закреплена шестидюймовыми трубами с цементом до глубины 36,7 м, кроме того, для испытания скважины на глубину 255 м была спущена колонна труб диаметром 108 мм, которая зацементирована до устья. Скважины вскрыли красноцветные породы пермо-триаса, которые содержали в себе включения нефти, но не в значительном количестве.

Скв. 1-К на глубине 302 метра вскрыла толщу красноцветных пород пермо-триасового возраста. В аргиллитах из интервала 454,7–460,25 м по трещинам наблюдается значительное количество включений нефти, которая дает выпоты на поверхности керна. Ниже и выше указанного интервала видимых глазу проявлений нефти не отмечено, но под люминоскопом породы из интервала 397–458 м по трещинам имеют яркое, характерное для нефти желто-бурое свечение [20].

В процессе бурения в скв. 2-К на глубине 429 м произошел обрыв инструмента, голова обрыва установлена на глубине 294 м. Аварию ликвидировать не удалось, в результате чего часть разреза осталась не прокарантированной.

В скв. 1-К производилось опробование пород на приток жидкости и газа.

По данным люминесцентного анализа, содержание хлороформенного битума в породах пермо-триаса, вскрытых скважиной, в целом невысокое — менее одной тысячной процента. Только в отдельных интервалах концентрация битума (нефти) повышается до 0,02–0,04 %. Наиболее высокое содержание битума (нефти) 0,8 % установлено в песчаниках из интервала 294,65–299,95 м. В скв. 1-К было испытано 2 интервала: 255–462,7 и 212–216 м, в обоих интервалах были получены притоки воды 4,5 и 2,4 м³/сут соответственно. Растворенный газ азотного состава 96–98 %, остальное — метан до 0,5 % и углекислота до 4 %. На глубине 16–67 м (люлинворская свита эоценового возраста) был встречен водонасыщенный пласт, суточный дебит которого при бурении скважины составил до 500 м³/сут.

Принципиально важное значение имеют обнаруженные в скв. 1-К признаки нефти пермо-триасовых пород. Эти нефтепроявления представляют интерес еще и в том отношении, что они выявлены в районе, где наблюдаются выходы нефти на поверхность.

Члены экспедиции посетили ряд пробуренных скважин на территории Курганской области, одна из них — Курган-Успенская-1 (рис. 6), пробуренная в 2008 году на юге Западно-Сибирской плиты, в юго-восточной части Курганской области [21].

На фото представлено современное состояние устья скважины за истекшие 10 лет с момента ее ликвидации: цементная тумба, обычно устанавливаемая при проведении работ по ликвидации, согласно действующему положению, разрушилась полностью, устье скважины открыто, часть обсадной трубы (около 20 см) выходит над поверхностью земли.



Рис. 6. Устье скв. Курган-Успенской-1, осень 2020 года

Скважина параметрическая Михайловская 2

Скв. параметрическая Михайловская 2 была пробурена до глубины 2 897 м силами компании ООО «Нефтепереработка» в Мокроусовском районе. Максимальная толщина осадочного чехла, представленного терригенными отложениями мезозоя, вскрытого скв. Михайловской 2, составляет 800 м. Далее до глубины 2 400 м располагаются метаморфизованные породы, относимые к терригенно-карбонатными отложениям средне- и верхнепалеозойского возраста Вагай-Ишимского бассейна, а начиная с 2 400 м и ниже вскрыты 300 м гранитов и 100 м гнейсов, которые относятся к нижнепалеозойскому — протерозойскому возрасту, соответствующему кристаллическому фундаменту Западно-Сибирского квазикратона.

При бурении скв. Михайловской 2, которая в Курганской области самая глубокая — забой скважины 2 897 м, с глубин 2 400 и 2 450 м (кровля гранитов), было отмечено несколько значительных выходов метана в процессе бурения, а в интервале 2 350–2 370 м был вскрыт водогазовый пласт со следами миграции нефти в виде битуминозных остатков.

Испытания перспективных интервалов не проводились, несмотря на факт наличия углеводородов, что расценивается как существенная ошибка ООО «Нефтепереработка» в поисковых работах на нефть на Михайловской площади.

Не обнаружив значимого месторождения нефти или газа на данной площади, ООО «Нефтепереработка» прекратило финансирование данного проекта по поиску углеводородов, работы прекращены. Скважина ликвидирована (рис. 7 и 8).



Рис. 7. Скважина параметрическая Михайловская 2



Рис. 8. Скважина параметрическая Михайловская 2 (табличка)

Скважина Мокроусовская 2

Членами экспедиции также была обнаружена скв. Мокроусовская 2. На ее месте стоит неразрушившаяся бетонная тумба, правда без соответствующих табличек о ее предназначении (рис. 9).



Рис. 9. Скважина Мокроусовская 2

Ввиду продолжающегося карантина, а затем и похолодания, активная фаза деятельности экспедиции на время была отложена до наступления весенне-летнего периода 2021 года. Кроме обследованных скважин и нефтепроявлений в Курганской области есть еще объекты, которые заслуживают нашего внимания, процесс их обследования и описание будут приведены позже, после возобновления деятельности.

Выводы

Проблемой нефтегазоносности южных районов Западно-Сибирского осадочно-породного бассейна занимались многие исследователи. Первым предположение о нефтегазоносности восточного склона Урала высказал И. М. Губкин в тридцатых годах прошлого столетия. Почти за шестьдесят лет геолого-разведочных работ на юге Тюменской области накоплен огромный геолого-геофизический материал (результаты геофизических исследований скважин (ГИС), исследования керна, испытания скважин, сейсмо-гравитно-магнитные исследования и многое другое). В связи с этим требуются обобщение и всесторонний анализ имеющейся геолого-геофизической информации и, прежде всего, ГИС, исследований керна и испытаний.

Курганская область является связующим звеном между югом Тюменской области и Республикой Казахстан. Во всех этих регионах ведутся поиски нефти в палеозойских отложениях. Новые скважины, пробуренные в последние 10–15 лет, лишь количественно улучшают изученность палеозоя в этом регионе, так как бурились во внеструктурных условиях и при слабой разработке вопросов стратиграфии девона.

В региональном плане можно сказать, что проблема нефтеносности Курганской области решена: основное направление — это восточная часть краевого прогиба и Вагай-Ишимская депрессия, задача — детализировать этот регион с выделением новых поисковых объектов с помощью сейсморазведки и применения современных методов поиска нефти и газа.

В последние годы в Западно-Сибирском осадочно-породном бассейне, как и в целом в нашей стране, наметилась отчетливая тенденция к снижению темпов прироста разведанных запасов нефти, газа и конденсата.

Между тем стоимость метра проходки с каждым годом растет при одновременном увеличении числа пустых пробуренных скважин. Поэтому крайне важной является проблема предварительного выявления нефтегазовых залежей на основе геолого-геофизических и геохимических данных, полученных до начала глубокого поисково-разведочного бурения.

Библиографический список

1. Брехунцов, А. М. Современное состояние и перспективы освоения ресурсов нефти и газа юрских горизонтов Западной Сибири в свете прогнозов академика И. М. Губкина / А. М. Брехунцов, И. И. Нестеров (мл.), Л. А. Нечипорук. — DOI 10.15372/GiG20170308. — Текст : непосредственный // Геология и геофизика. — 2017. — Т. 58, № 3–4. — С. 445–454.
2. Стратегический потенциал Курганской области : монография / В. М. Александров, А. А. Арсеньев, Н. Н. Закиров [и др.] ; под ред. Н. Н. Закирова, В. В. Салтыкова ; Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет. — Тюмень : ТИУ, 2020. — 330 с. — (University). — Текст : непосредственный.
3. Ехлаков, Ю. А. Новые данные о геологическом строении палеозойского фундамента юга Курганской области (по данным изучения Курган-Успенской параметрической скважины) / Ю. А. Ехлаков, А. Н. Угрюмов, С. С. Санфирова. — Текст : непосредственный // Горные ведомости. — 2010. — № 5 (72). — С. 34–51.
4. Кирда, Н. П. Девонские и каменноугольные отложения Тургайского прогиба и перспективы их нефтегазоносности / Н. П. Кирда. — Текст : непосредственный // Известия АН Казахской ССР. — 1971. — № 1. — С. 24–35.
5. Кирда, Н. П. К проблеме нефтегазоносности доюрских комплексов в центральных районах Западной Сибири и Южном Зауралье / Н. П. Кирда. — Текст : непосредственный // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. — 2013. — № 3 (15). — С. 39–49.
6. Кирда, Н. П. Перспективы нефтегазоносности доюрских комплексов Зауралья / Н. П. Кирда. — Текст : непосредственный // Горные ведомости. — 2013. — № 10. — С. 20–39.
7. Кирда, Н. П. Перспективы открытия месторождений углеводородов в доюрских комплексах Западной Сибири и Южном Зауралье / Н. П. Кирда. — Текст : непосредственный // Труды Международной конференции геофизиков и геологов, Тюмень, 4–7 декабря 2007. — Тюмень, 2007. — С. 1–5.
8. Рыльков, А. В. Нефтяная геология и условия формирования залежей углеводородов : избранные труды / А. В. Рыльков ; под ред. А. Э. Конторовича ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет, Объединенный Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа (ЗапСибИПНГ), Западно-Сибирский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт (ЗапСибИПНГИ). — Тюмень : Альфа-СТАМП, 2016. — 487 с. — Текст : непосредственный.

9. Рыльков, А. В. Распределение и перспективы нефтегазоносности локальных структур юга Тюменской области / А. В. Рыльков, Н. Х. Кулахметов. – Тюмень : ЗапсибНИГНИ, 2004. – 96 с. – Текст : непосредственный.
10. Стратиграфия палеозойского разреза, вскрытого параметрической скважиной Курган-Успенская-1 (юго-западная окраина Западной Сибири) / Т. И. Степанова, Н. А. Кучева, Г. А. Мизенс [и др.]. – Текст : непосредственный // Литосфера. – 2011. – № 3. – С. 3–21.
11. Кирда, Н. П. Особенности геологического строения, перспективы нефтегазоносности Тургайского прогиба и задачи региональных геолого-геофизических работ / Н. П. Кирда, П. И. Краев, С. К. Курманов. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1971. – № 7. – С. 29–33.
12. Пумпянский, А. М. Каменноугольные отложения Курганского Зауралья / А. М. Пумпянский. – Текст : непосредственный // Топорковские чтения. – Рудный : Рудненский индустриальный ун-т, 1999. – Вып. IV. – С. 55–62.
13. Геохронологические исследования Западно-Сибирского нефтегазосного мегабассейна ; итоги 50 лет изучения / К. С. Иванов, Ю. Н. Федоров, Ю. Л. Ронкин, Ю. В. Ерохин. – Текст : непосредственный // Литосфера. – 2005. – № 3. – С. 117–135.
14. Геодинамические обстановки формирования каменноугольных вулканических комплексов Южного Урала и Зауралья / А. В. Тевелев, П. Л. Тихомиров, К. Е. Дегтярев [и др.]. – Текст : непосредственный // Очерки по региональной тектонике. Т. 1. Южный Урал. – Москва : Наука, 2005. – С. 213–247.
15. К стратиграфии верхнего девона на восточном склоне Среднего Урала / В. А. Наседкина, М. В. Постоялко, А. А. Плюсина [и др.]. – Текст : непосредственный // Проблемы стратиграфии Урала. Девонская система. – Свердловск : ИГиГ УрО РАН, 1990. – С. 22–35.
16. Арсеньев, А. А. Нефтегазопрооявления глубоких скважин Курганской области / А. А. Арсеньев, С. Ф. Мулявин. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-2-7-16. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 2. – С. 7–16.
17. Арсеньев, А. А. История изучения юга Западно-Сибирской нефтегазосной провинции и Зауралья / А. А. Арсеньев, С. Ф. Мулявин. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-1-8-18. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 1. – С. 8–18.
18. Арсеньев, А. А. Нефтегазосность Курганской области, перспективы и факты / А. А. Арсеньев, Д. С. Леонтьев, В. В. Салтыков. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы науки и техники — 2019 : сборник статей и докладов на XII Международной научно-практической конференции молодых ученых. (Уфа, 1 июня 2019 г.) : в 2 т. Том 1. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – С. 77–79.
19. Анализ и перспективы поисково-разведочных работ на нефть и газ в Курганской области : монография / А. А. Арсеньев, В. М. Александров, А. Ю. Белоносов [и др.] ; под ред. А. Р. Курчикова. – Тюмень : ТИУ, 2019. – 339 с. – Текст : непосредственный.
20. Ростовцев, Н. П. Звериноголовское месторождение газа в Челябинской области / Н. П. Ростовцев. – Ленинград, 1938. – 7 с. – Текст : непосредственный.
21. Арсеньев, А. А. Результаты бурения Курган-Успенской-1 параметрической скважины и перспективы поиска нефти и газа в восточной части Курганской области / А. А. Арсеньев, А. Ю. Белоносов, С. Ф. Мулявин. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-4-32-38. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 4. – С. 32–38.

References

1. Brekhuntsov, A. M., Nesterov, I. I. (Jun.), & Nechiporuk, L. A. (2017). Oil and gas resources of the jurassic horizons of West Siberia: the current state and prospects for exploration in the context of the predictions by academician I. M. Gubkin. Russian Geology and Geophysics, 58(3-4), pp. 362-370. (In Russian). DOI: 10.15372/GiG20170308
2. Aleksandrov, V. M., Arsenyev, A. A., Zakirov, N. N., Mulyavin, S. F., & Solodovnikov, A. Yu. (2020). Strategicheskii potentsial Kurganskoy oblasti. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 330 p. (In Russian).

3. Ekhlakov, Yu. A., Ugryumov, A. N., & Sanfirova, S. S. (2010). Novye dannye o geologicheskom stroenii paleozoyskogo fundamenta yuga Kurganskoy oblasti (po dannym izucheniya Kurgan-Uspenskoy parametricheskoy skvazhiny). *Gornye vedomosti*, (5(72)), pp. 34-51. (In Russian).
4. Kirda, N. P. (1971). Devonskie i kamennougol'nye otlozheniya Turgayskogo progiba i perspektivy ikh neftegazonosnosti. *Izvestiya AN Kazakhskoy SSR*, (1), pp. 24-35. (In Russian).
5. Kirda, N. P. (2013). About the petroleum potential problem in Pre-Jurassic complexes of the central Western Siberia and Southern Trans-Urals. *Geology and mineral resources of Siberia* (3(15)), pp. 39-49. (In Russian).
6. Kirda, N. P. (2013). Perspektivy neftegazonosnosti doyruskikh kompleksov Zaural'ya. *Gornye vedomosti*, (10), pp. 20-39. (In Russian).
7. Kirda, N. P. (2007). Perspektivy otkrytiya mestorozhdeniy uglevodorodov v doyruskikh kompleksakh Zapadnoy Sibiri i Yuzhnom Zaural'e. *Trudy Mezhdunarodnoy konferentsii geofizikov i geologov*, Tyumen, December, 4-7. Tyumen, pp. 1-5. (In Russian).
8. Rylkov, A. V. (2016). *Neftyanaya geologiya i usloviya formirovaniya zalezhey uglevodorodov: izbrannye trudy*. Tyumen, Al'fa-STAMP Publ., 487 p. (In English).
9. Rylkov, A. V., & Kulakhmetov, N. Kh. (2004). Raspredelenie i perspektivy neftegazonosnosti lokal'nykh struktur yuga Tyumenskoy oblasti. Tyumen, *ZapSibNIGNI Pibl.*, 96 p. (In Russian).
10. Stepanova, T. I., Kucheva, N. A., Mizens, G. A., Ivanova, R. M., Mizens, L. I., Tolokonnikova, Z. A., & Rylkov, S. A. (2011). Stratigraphy of Palaeozoic section uncovered by Kurgan-Uspenskaya-1 key borehole (Western Siberia southwest margin). *Lithosphere*, (3), pp. 3-21. (In Russian).
11. Kirda, N. P., Kraev, P. I., & Kurmanov, S. K. (1971). Osobennosti geologicheskogo stroeniya, perspektivy neftegazonosnosti Turgayskogo progiba i zadachi regional'nykh geologo-geofizicheskikh rabot. *Oil and gas geology*, (7), pp. 29-33. (In Russian).
12. Pumpyanskiy, A. M. (1999). Kamennougol'nye otlozheniya Kurganskogo Zaural'ya. *Torpokovskie chteniya. Vyp. IV. Rudny*, Rudny Industrial University Publ., pp. 55-62. (In Russian).
13. Ivanov, K. S., Fedorov, Yu. N., Ronkin, Yu. L., & Erokhin, Yu. V. (2005). Geochronological researches of the West-Siberian oil and gas-bearing megabasin's basement; results of 50-year studying. *Lithosphere*, (3), pp. 117-135 (In Russian).
14. Tevelev, A. V., Tikhomirov, P. L., Degtyarev, K. E., Kosheleva, I. A., Moseychuk, V. M., Pravikova, N. V., & Surin, T. N. (2005). Geodinamicheskie obstanovki formirovaniya kamennougol'nykh vulkanicheskikh kompleksov Yuzhnogo Urala i Zaural'ya. *Ocherki po regional'noy tektonike. Tom 1. Yuzhnyy Ural*. Moscow, Nauka Publ., pp. 213-247. (In Russian).
15. Nasedkina, V. A., Postoyalko, M. V., Plyusnina, A. A., Zenkova, G. G., Petrova, L. G., Stepanova, T. I.,... Shirshova, D. I. (1990). K stratigrafii verkhnego devona na vostochnom sklone Srednego Urala. *Problemy stratigrafii Urala. Devonskaya sistema*. Sverdlovsk, IGIG UrO RAN Publ., pp. 22-35. (In Russian).
16. Arsenyev, A. A., & Mulyavin, S. F. (2019). Showing of oil and gas in deep wells in the territory of Kurgan region. *Oil and gas studies*, (2), pp. 7-16. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-2-7-16
17. Arsenyev, A. A., & Mulyavin, S. F. (2020). History of studying the south of the West Siberian oil and gas province and the Trans-Urals. *Oil and gas studies*, (1), pp. 8-18. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-1-8-18
18. Arsenyev, A. A., Leontiev, D. S., & Saltykov, V. V. (2019). Neftegazonosnost' Kurganskoy oblasti, perspektivy i fakty. Aktual'nye problemy nauki i tekhniki - 2019: sbornik statey i dokladov na XII Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii molodykh uchenykh. (Ufa, June, 1, 2019): v 2 tomakh. Tom 1. Ufa, Ufa State Petroleum Technological University Publ., pp. 77-79. (In Russian).
19. Arsenyev, A. A., Aleksandrov, V. M., Belonosov, A. Yu., Zakirov, N. N., Mamyashev, V. G., Mulyavin, S. F.,... Kurchikov, A. R. (2019). Analiz i perspektivy poiskovo-razvedochnykh rabot na nef't' i gaz v Kurganskoy oblasti. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 339 p. (In Russian).
20. Rostovtsev, N. P. (1938). Zverinogolovskoe mestorozhdenie gaza v Chelyabinskoy oblasti. Leningrad, 7 p. (In Russian).
21. Arsenyev, A. A., Belonosov, A. Yu., & Mulyavin, S. F. (2019). The results of drilling the parametric Kurgan-Uspenskaya-1 well and the prospecting for oil and gas in the eastern part of Kurgan region. *Oil and gas studies*, (4), pp. 32-38. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-4-32-38

Сведения об авторах

Арсеньев Алексей Аркадьевич, заместитель начальника отдела первичной геологической информации, эксперт, Тюменский филиал ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Уральскому федеральному округу», г. Тюмень

Леонтьев Дмитрий Сергеевич, к. т. н., ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: leontevds@tyuiu.ru

Заватский Михаил Дмитриевич, к. г.-м. н., доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Салтыков Владимир Валентинович, д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Alexey A. Arsenyev, Deputy Head of the Department of Primary Geological Information, Expert, Tyumen Branch of Federal State Institution "Territorial Fund of Geological Information in the Ural Federal District"

Dmitry S. Leontiev, Candidate of Engineering, Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: leontevds@tyuiu.ru

Mikhail D. Zavatsky, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Vladimir V. Saltykov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

Комплексный анализ условий и особенностей нефтегазоносности в пределах Ахловской структурной зоны (Северный Кавказ)

И. И. Босиков^{1*}, А. И. Мазко¹, А. В. Майер², О. В. Гагарина²

¹Северо-Кавказский горно-металлургический институт (государственный технологический университет), г. Владикавказ, Россия

²Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

*e-mail: igor.boss.777@mail.ru

Аннотация. На современном этапе развитие нефтяной промышленности Российской Федерации невозможно без пополнения ресурсной базы, и поэтому актуальной задачей являются анализ и оценка условий и особенностей нефтегазоносности неизученных районов.

Цель исследования — анализ и оценка фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов аптского горизонта P_{1+2} – K_2 в пределах Ахловской структуры.

По результатам анализа графиков распределения показателей в скважинах Р-212 и Р-213 на Ахловском участке можно сделать вывод, что пласт неоднороден, встречаются прослои аргиллитов с другими фильтрационно-емкостными и геофизическими характеристиками. Значимой положительной корреляционной связью обладают следующие пары параметров: коэффициент пористости и нефтенасыщенная толщина пород, удельное сопротивление пород и коэффициент пористости, удельное сопротивление и нефтенасыщенная толщина. Изучив распределение показателей на Ахловском участке по двум скважинам (Р-212 и Р-213) по одному горизонту, можно сделать вывод, что эти показатели различаются очень слабо, что свидетельствует об однородности свойств пласта. Качественные показатели остаются без изменения. Таким образом, на территории Ахловского участка можно ожидать схожие показатели в пределах всего участка разведываемого пласта P_{1+2} – K_2 .

Ключевые слова: нефтегазоносность; Ахловская структура; фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов; коэффициент пористости; коэффициент проницаемости; удельное сопротивление породы

A comprehensive analysis of conditions and features of oil-and-gas content within the Akhlovskaya structural zone (the North Caucasus)

Igor I. Bosikov^{1*}, Alexander I. Mazko¹, Andrey V. Mayer², Oksana V. Gagarina²

¹North Caucasian Institute of Mining and Metallurgy (State Technological University), Vladikavkaz, Russia

²Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russia

*e-mail: igor.boss.777@mail.ru

Abstract. At the present stage, the development of the oil industry of the Russian Federation is impossible without replenishing the resource base, and therefore an urgent task is to analyze and assess the conditions and characteristics of oil-and-gas content in unexplored regions.

Purpose of the study is an analysis and an assessment of reservoir properties of rocks of the Aptian horizon P_{1+2} – K_2 within the Akhlovskaya structure.

We analyzed the graphs of the distribution of indicators in wells R-212 and R-213 in the Akhlovsky area and concluded that the reservoir is heterogeneous, and there are interlayers of mudstones with other reservoir properties and geophysical characteristics. The following pairs of parameters (porosity coefficient and oil-saturated thickness of rocks, rock resistivity and porosity coefficient, rock resistivity and oil-saturated thickness of rocks) have a significant positive correlation. Having studied the distribution of indicators in the Akhlovsky area for wells R-212 and R-213 along one horizon, we concluded that these indicators differ very slightly, which indicates the homogeneity of the reservoir properties. Qualitative indicators don't change. Thus, we can expect similar indicators within the entire area of the explored layer $P_{1+2}-K_2$ in the territory of the Akhlovsky area.

Key words: oil-and-gas content; Akhlovskaya structure; reservoir properties of rocks; porosity coefficient; permeability coefficient; rock resistivity

Введение

На современном этапе развитие нефтяной промышленности Российской Федерации невозможно без пополнения ресурсной базы, и поэтому актуальной задачей являются оценка и выявление перспектив нефтегазонасности районов предполагаемых месторождений [1–5].

Цель исследований — изучение и оценка фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов аптского горизонта $P_{1+2}-K_2$ в пределах Ахловского участка.

Объект и методы исследования

В геологическом строении Ахловского участка участвуют породы кристаллического фундамента и осадочные отложения палеозойской, мезозойской и кайнозойской групп.

В строении Ахловского участка принимают участие отложения мезокайнозойского комплекса. Залежи нефти приурочены к пласту нижнемеловых отложений.

Продуктивная часть разреза довольно полно освещена керновым материалом, палеонтологическими, петрографическими и геофизическими исследованиями, поэтому расчленение разреза и корреляция его по скважинам не вызывают особых затруднений.

Триасовые отложения. Литологически представлены в основном аргиллитами темно-серыми, серыми и зеленовато-серыми, слюдистыми, слоистыми и известняками пелитоморфными от светло-серых до коричневых, участками вишнево-красными сильноглинистыми, перекристаллизованными с редкими прослоями доломитов зеленовато-серых и песчаников светло-серых с розоватым оттенком, мелкозернистых. Вскрытая максимальная мощность — 295 м.

Юрские отложения. В пределах Ахловского участка фаунистическое подтверждение получили все три отдела юры — верхний, средний и нижний. Верхняя юра выделяется ниже $XIII_{2+3}$ пласта по схеме, принятой в производственных организациях, осуществляющих разведочные работы. В отложениях средней юры выделяются пять песчано-алевритовых пачек с прослоями аргиллитов темно-серых, почти черных. Отложения нижнеюр-

ского возраста выделены по фаунистическим находкам. Суммарная мощность юрских отложений составляет 191–200 м.

Меловые отложения. Подразделяются на два отдела — нижний и верхний, вскрыты и полностью пройдены всеми разведочными скважинами.

Нижнемеловые отложения представлены всеми своими ярусами. Для них характерен терригенный (песчано-глинистый) состав пород. Суммарная мощность — около 674 м.

Верхнемеловые отложения выделяются в объеме турон-коньякского, сантонского, кампанского, маастрихтского и датского ярусов. Литологически представлены в основном известняками светло-серыми, почти белыми, крепкими, глинистыми, оскольчатыми с хорошо выраженными сутуро-стиллолитовыми швами. Суммарная мощность верхнемеловых отложений изменяется в пределах 191–204 м.

Палеоген. Литологически свиты представлены глинами темно-зелеными и зеленовато-серыми плотными, с прослоями аргиллитов и мергелей зеленовато-серых плотных, массивных. Общая мощность толщи составляет 60–69 м.

Эоцен. Кумско-Керестинская + Белоглинская свиты. Отложения представлены в основном мергелями светло-коричневыми и желтыми (Кумско-Керестинская свита) и светло-серыми, почти белыми с зеленоватым оттенком (Белоглинская свита) с прослоями мергелистых глин и аргиллитов. По содержанию карбонатов мергели иногда приближаются к известнякам. Общая мощность — 49–51 м.

Олигоцен — нижний миоцен. Включает отложения хадумского горизонта и майкопскую серию.

Хадумский горизонт. Литологически представлен глинами и мергелистыми глинами черными и темно-коричневыми плотными. Внутри горизонта выделяется четкий геоэлектрический репер, прослеживаемый в пределах всего Прикумского района, так называемый остракодовый пласт, представленный на Ковыльном месторождении мергелистыми глинами и мергелями.

Майкопская серия. Майкопские отложения в пределах Прикумского района имеют широкое распространение. Литологически отложения майкопской серии представлены однообразными глинами, включающими 7 песчано-алевритовых пачек. Песчаные пачки представляют собой чередование прослоев глин, песчаников и алевролитов. Песчаники и алевролиты серые со слабым зеленоватым оттенком.

Средний и верхний миоцен. Отложения средне- и верхнемиоценового возраста вскрыты всеми скважинами и выделяются в объеме чокракского, караганского, конского горизонтов, нижнего и среднего отделов сарматского яруса.

Литологически эти отложения представлены терригенными осадочными образованиями — чередованием глин, алевролитов, песков, песчаников и мергелей. Общая мощность их изменяется в пределах от 200 до 210 м.

Плиоцен. Подразделяется на акчагыльский и апшеронский ярусы, трансгрессивно с большим перерывом перекрывающие отложения сарматского яруса, охарактеризованные керновым материалом. Литологически отложения акчагыльского яруса можно подразделить на две части: ниж-

ною — песчано-глинистую и верхнюю — глинистую. Верхняя — песчано-глинистая часть апшерона представлена чередованием глин, песков и песчаников. Общая мощность плиоцена — 595 м.

Четвертичные отложения. К ним условно отнесена толща пород, залегающая выше фаунистически охарактеризованного апшерона. Выше залегают глины пестроцветные песчанистые, известковистые с включениями и тонкими прослоями серых разнотернистых песков, песчаников и слабосцементированных конгломератов. Самая верхняя часть, мощностью 10–15 м, отнесена к современным отложениям и представлена супесью коричневатого-желтого цвета и глиной пестроцветной, песчанистой. Мощность четвертичных отложений — 70–76 м.

Тектоника

Ахловский участок в тектоническом отношении расположен в пределах Прикумской зоны поднятий Восточного Предкавказья. Современный структурный план Прикумской зоны поднятий характеризуется сложным строением и резко выраженным структурным расчленением. Поверхность фундамента имеет сильно расчлененный рельеф и сложную историю развития. Это обусловило различный стратиграфический объем вышележающих мезозойских отложений и сложный характер контакта с палеозойским фундаментом.

По поверхности фундамента Прикумская зона поднятий представляет собой крупный положительный структурно-тектонический элемент, имеющий широтное простираие и осложненный небольшими нарушениями. В структурном плане осадочного чехла мезокайнозойских отложений вырисовывается обширная трасса, осложненная зонами поднятий и прогибов.

По морфологическому и историческому признакам в пределах Прикумской зоны поднятий выделяют три структурные зоны.

1. Северная (Величаевская) структурная зона характеризуется относительно полным разрезом юрских отложений и зональным развитием горизонтов неокома. В эту зону включаются следующие локальные поднятия: Безводное, Восточное, Зимняя Ставка, Правобережное, Величаевское, Колодезное, Ново-Колодезное, Русский Хутор Северный, Максимокумское и др.

2. Центральная (Озек-Суатская) зона объединяет локальные структуры: Русский Хутор Южный, Курган-Амурскую, Озек-Суатскую, Урожайненскую, Зурмутинскую и др. В пределах этой зоны отмечается наиболее интенсивный размыв юрских отложений, что обуславливает наличие стратиграфического и углового несогласия с вышележащими нижнемеловыми отложениями.

3. Южная (Прасковейско-Мектебская) структурная зона объединяет следующие структуры: Граничную, Мектебскую, Ямангойскую, Ачикулакскую, Прасковейскую и др. Характерной особенностью этой зоны являются отсутствие юрских отложений и нарушенность нижних горизонтов осадочного чехла.

Локальные структуры Прикумской зоны поднятий характеризуются чертами платформенного типа: имеют пологие крылья, небольшие амплитуды, расплывчатые очертания. Вверх по разрезу структуры постепенно выполаживаются, сохраняя в плане положение сводов.

В 1994 году в результате сейсмических исследований партий «Грознефтегеофизика» были открыты погребенные поднятия: Надеждинское, Култайское и Ковыльное. Указанные сейсмические материалы были использованы в первом подсчете запасов. После защиты отчета в ГКЗ в 1969 году на месторождении продолжалось бурение новых скважин, и появлялись новые материалы сейсморазведки на соседних месторождениях с захватом части территории Ковыльного месторождения. В настоящем отчете учтены результаты сейсмических отчетов с/п 7/85 и с/п 1/90 по ОГ «2К».

Согласно указанным отчетам, по ОГ 2К1 Ахловский участок находится в погруженной зоне между двумя крупными поднятиями. На востоке это положительная структура Русского Хутора Северного, на севере и северо-западе — Восточно-Безводненская положительная структура. В пределах погруженной части Ковыльного месторождения локализуются три небольших по размеру положительных аномалии, имеющие форму структурных носов. В восточной части месторождения имеется купол, осложняющий структурный нос, как продолжение складки Русского Хутора Северного.

Еще западнее расположен небольшой куполок, являющийся осложнением западного структурного носа, представляющего собой осложнение Восточно-Безводненской положительной структуры. Наиболее высокая точка западного структурного носа вскрыта скв. Р-212.

На Ахловском участке нефтегазоносность выявлена в отложениях от пермо-триаса до неогена включительно. В пределах данного интервала разреза установлены несколько нефтегазоносных комплексов: пермо-триасовый, юрско-меловой и палеоген-неогеновый.

Пермские отложения самые древние, из которых получены притоки нефти.

В последние годы промышленные притоки нефти получены на трещинно-кавернозных карбонатных коллекторах нижнего триаса, связанных с отложениями нефтекумской свиты (Восточная, Восточно-Безводненская, Пушкарская, Русский Хутор Северный и др.).

Из песчаных пластов среднего триаса получены нефть с газом и газоконденсат на Сухокумской, Вайджановской и других площадях.

Незначительные притоки нефти получены из верхнетриасовых известняков на Закумской и Новоколодезной площадях.

Юрские и меловые отложения регионально нефтегазоносны в пределах всего Восточного Ставрополя.

Промышленные притоки нефти получены из VII пласта юры на Максимокумской площади, из V пласта юры на Полевой, Молодежной, Приграничной, Русский Хутор Южный, Русский Хутор Северный и других площадях.

Из верхней юры нефть получена на Озек-Суатской и Уварской площадях, в III пласте юры выявлена газоконденсатная залежь.

С песчано-алевролитово-карбонатными пластами нижнего мела связаны залежи на площадях Приграничной (К1-IX), Молодежной (К1-ХІІІ, К1-І), Озек-Суате (К1-IX, К1-ХІІІ), Ковыльной (К1-VІІІ, К1-IX), Русский Хутор Северный (К1-VІІІ, К1-IX, К1-ХІІІ), непромышленные притоки нефти получены на Волынской площади (К1-IX); на Манычском участке в скв. 1 Ильменской из VIII пласта нижнего мела получен приток воды с 25 % нефти.

С карбонатными коллекторами верхнего мела связаны притоки нефти на площадях: Восточно-Безводненской, Зимняя Ставка.

Небольшая залежь нефти в палеогеновых отложениях выявлена на месторождении Озек-Суат, там же отмечены нефтепроявления на Восточно-Безводненском месторождении.

Опробование скважин с целью изучения нефтеносности Ахловского участка произведено в значительном стратиграфическом диапазоне от триасовых до майкопских отложений.

Нефтенасыщенные песчаники продуктивного пласта представляют собой нижнюю часть единой залежи в продуктивных пластах. ВНК вскрыт на а.о. –3 100 м, приуроченных к структурному поднятию. Поднятие вскрыто скв. Р-212.

Самостоятельная залежь вскрыта скв. 1 в пределах Ахловского участка. Границы залежи ранее определялись положением ВНК на а.о. –3 100 м. Границы залежи при этом, естественно, несколько расширяются по сравнению с оперативным подсчетом запасов. Учитывая также, что соотношение вскрытых перфорацией нефтенасыщенных и водонасыщенных песчаников составляет 2/3, преобладание в продукции испытания воды вполне объяснимо.

Залежь Ахловского участка имеет округлый вид. Высота залежи в продуктивном пласте — 10 м. Залежь пластовая, сводовая.

Техническая часть

В проведенных исследованиях усовершенствована известная методика оценки перспективности нефтегазоносности рассматриваемых участков.

Новизна проведенных исследований состоит в том, что исследования проводились по усовершенствованной методике, то есть проводились сравнения полученных экспериментальных данных с другим участком, было определено большее количество параметров, связанных с условиями участка, использовались данные геофизических исследований скважин (ГИС) для оценки керна пород-коллекторов.

Все это дало более эффективное определение нефтегазоносности исследуемого участка.

Перспективы отложений пласта связаны в основном с Ахловским участком, где площадь залежи в продуктивном пласте, видимо, больше чем предполагалось.

В проведенных исследованиях фильтрационно-емкостные и геолого-геофизические свойства пород-коллекторов аптского горизонта в пределах Ахловского участка оценивались в сравнении с аналогичными породами Заманкульского месторождения. Для выполнения поставленной задачи были построены графики изменчивости фильтрационных-емкостных и геолого-геофизических параметров и проведен их корреляционный анализ [6–9].

Для этого были использованы данные ГИС и данные лабораторных исследований керна коллекторов, полученные при бурении скважины Р-212 и Р-213 Ахловского участка. Продуктивный аптский горизонт пласта P_{1+2} - K_2 хорошо освещен кернавым материалом. Для всех образцов в лабораторных условиях определены коэффициент пористости, коэффициент проницаемо-

сти, удельное сопротивление и определены эффективные толщины. Результаты лабораторных исследований кернa представлены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты лабораторных исследований кернa по скважинам Р-212/Р-213

Кровля	Нефтенасыщенная толща, м	Коэффициент пористости, д.ед.	Удельное сопротивление, Ом·м	Коэффициент проницаемости, мД
2 075	1,9/1,5	0,132/0,18	1,6/1,6	12,3/12
2 076	1,4/1,2	0,209/0,16	1,5/1,5	24,7/24,7
2 077	0,5/0,9	0,145/0,145	1,5/1,5	2,4/2,4
2 078	1/1,4	0,089/0,089	1,18/3,7	0,3/0,3
2 079	1,4/1,3	0,235/0,14	1,5/1,5	62,2/62,2
2 080	2,3/3,4	0,147/0,27	1,89/5,5	129,2/129,2
2 081	1,9/1	0,162/0,143	1,6/1,5	214/4,5
2 082	2,1/1,2	0,243/0,2	4,2/4,2	128/0,5
2 083	3,15/1,3	0,256/0,173	4,75/1,6	125/14,1
2 084	2,7/1,9	0,258/0,1	5,4/1,7	44,6/25
2 085	2,9/1,2	0,219/0,1	4,4/2	87,5/22
2 086	2,17/1,6	0,246/0,18	4,3/1,9	38,4/4,5
2 087	3,2/1,1	0,278/0,13	3,8/2	65/0,8
2 088	3,4/1,6	0,254/0,17	6,2/2,4	189/32
2 089	3,78/2,1	0,264/0,16	5,6/2	173/0,8
2 090	2,96/1,8	0,294/0,14	4,8/1,9	162/3,6
2 091	3,16/1	0,218/0,15	3,6/2,4	140,1/0,5
2 092	3,1/1,9	0,207/0,14	2,8/2	125,6/22,5
2 093	2,9/1,7	0,249/0,1	3,5/1,9	100,1/16
2 094	2,7/1,5	0,246/0,179	4,2/2	73,2/6,4
2 095	3,4/1,3	0,244/0,1	2,75/3,7	66/0,5
2 096	2,85/1,4	0,232/0,18	3,6/2	88/2
2 097	2,6/2,4	0,162/0,15	3,2/2	62,2/62,2
2 098	2,5/1,9	0,158/0,123	2,4/4,2	84,5/0,8
2 099	1,7/2,2	0,154/0,12	2,2/1,9	77,3/65,8
2 100	1,6/1,2	0,134/0,1	1,5/1,4	100/53
2 101	2,2/1,4	0,126/0,12	0,8/0,8	0,5/0,5
2 102	0,8/0,9	0,123/0,18	1,7/1,7	11,6/11,6
2 103	2,5/1,8	0,145/0,12	1,5/1,5	32,9/32,9
2 104	1,7/1,6	0,118/0,1	1,1/1,1	0,9/0,9
2 105	1,3/1,4	0,116/0,15	0,6/0,6	14,7/14,7

Характеристика литологического состава коллекторов аптского горизонта

Аптский продуктивный горизонт на Ахловском участке литологически представлен толщей переслаивания песчаников светло-серых и зеленовато-серых, мелко- и среднезернистых, кварцево-глауконитовых, нефтенасыщенных, с отпечатками фауны, с аргиллитами темно-серыми, слабо але-

ритистыми, слоистыми с отпечатками фауны и флоры плохой сохранности и алевролитами темно-серыми, глинистыми, слюдистыми массивными, с редкими тонкими прослоями песчаника или темно-серого аргиллита.

В образцах керна наблюдаются вертикальные трещины, выполненные кальцитом. Также встречаются прослои песчаника, разномасштабного, слюдистого, с редкими включениями глауконита и углистого материала.

Известняки в основном мелкозернистой структуры с неровным раковинистым изломом. Встречаются включения сферических органогенных образований, количество которых различно на различных участках — от 10–15 до 25–70 %. Наблюдаются редкие вторичные пустоты выщелачивания, неравномерно расположенные в породе, между собой не связанные, овально-округлой формы, размером 0,02–0,3 мм, образовавшиеся за счет растворения кальцита.

Аллювиальные компоненты песчаника представлены кварцем, полевыми шпатами, слюдистыми минералами и акцессорными минералами. Эксплуатационные объекты соседних месторождений аналогичного возраста имеют сходный вещественный состав [10–15].

Сравнительный анализ коллекторских свойств

В разведочных скважинах Р-212 и Р-213 предусматривается комплекс геолого-геофизических исследований, включающий стандартный каротаж: КС (2 зонда), ПС, КВ+ПР, РК(ГК+НГК), АКП, МБК. Контроль качества цементирования АКЦ, ЦМ. Привязка фактического местонахождения интервала перфорации предусматривается по эталонной кривой РК(ГК+НГК). Контроль интервала перфорации по кривым ЛМ, Т. Использование ВИКИЗ для выявления коллекторов и определения их насыщения. Для выявления характера насыщения и фильтрационно-емкостных свойств перспективных на нефть отложений намечено опробование пластов в процессе газогидродинамических исследований скважин по завершению их строительства.

Перед спуском перфоратора скважину необходимо прошаблонировать. Диаметр и длина шаблона должны быть не менее размеров, соответствующих спускаемым в скважину геофизическим приборам и стреляющим аппаратам.

Перфорация объектов запланирована на газовом конденсате, плотностью 0,8 г/см³. Данным проектом предусмотрено использование зарядов ЗПРК-42С, бескорпусные, каркасные, с герметическим зарядом. Перфоратор имеет гибкую конструкцию, хорошую проходимость через колонну НКТ и обеспечивает вскрытие за один спуск до 10 погонных метров интервала. Перфоратор рассчитан на допустимое давление до 80 МПа и температуру до 150 °С. Плотность зарядов перфоратора — 12 отв./пог.м.

Перед вскрытием и освоением продуктивных горизонтов на скважине необходимо иметь запас высококачественной задавочной жидкости не менее однократного объема скважины.

Вскрытие и освоение продуктивных объектов должно проводиться после установки фонтанной арматуры, опрессовки обсадной колонны через НКТ.

Помимо исследования кернов, для оценки коллекторских свойств использовались результаты ГИС, данные гидродинамических исследований скважин на Ахловском участке.

Результаты исследований

На основе данных таблицы 1 были построены графики (рис. 1–4).

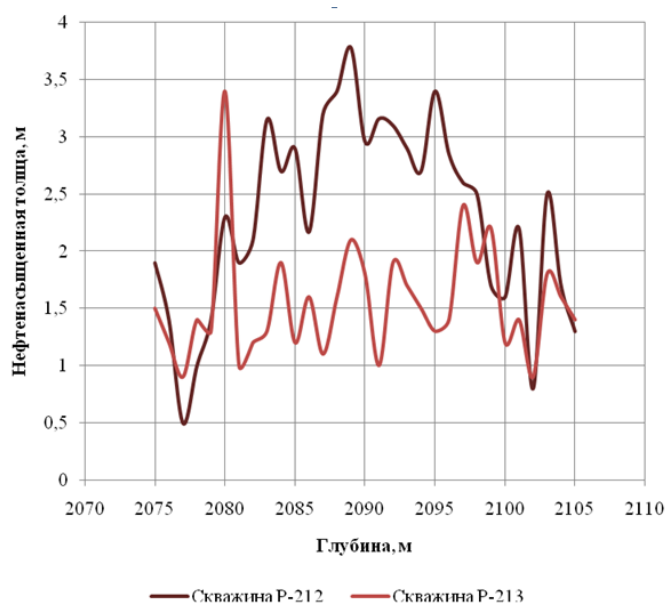


Рис. 1. График изменчивости нефтенасыщенной толщины с изменением глубины по скважинам Р-212, Р-213

На графике коэффициента пористости породы наблюдается увеличение значения в интервале аптского горизонта пласта $P_{1+2}-K_2$ (от 2 080 до 2 095). Максимальное значение наблюдается в интервале 2 085 и 2 091.

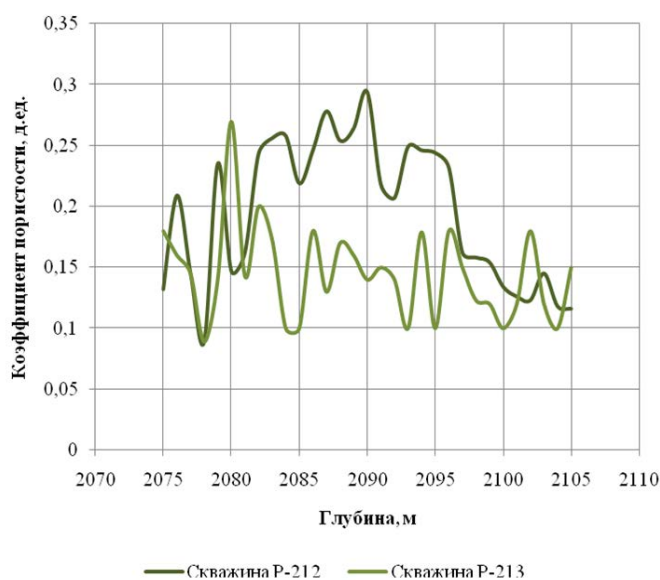


Рис. 2. График изменчивости коэффициента пористости пород с изменением глубины по скважинам Р-212, Р-213

На графике удельного сопротивления породы наблюдается увеличение значения в интервале аптского горизонта пласта $P_{1+2}-K_2$ от 2 084 до 2 097. Максимальное значение замечено на глубине 2 090 м.

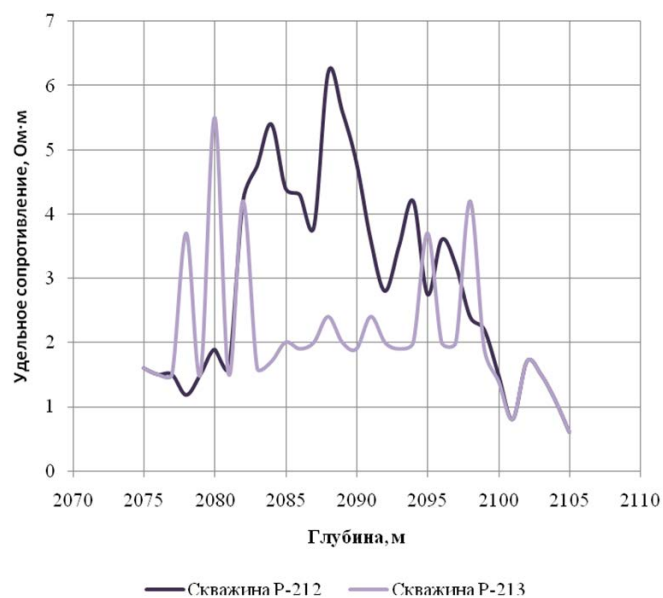


Рис. 3. График изменчивости относительного сопротивления пород с изменением глубины по скважинам Р-212, Р-213

На графике относительного сопротивления породы наблюдается увеличение значения в интервале аптского горизонта пласта $P_{1+2}-K_2$ от 2 086 до 2 098. Максимальное значение замечено на глубине 2 092 м.

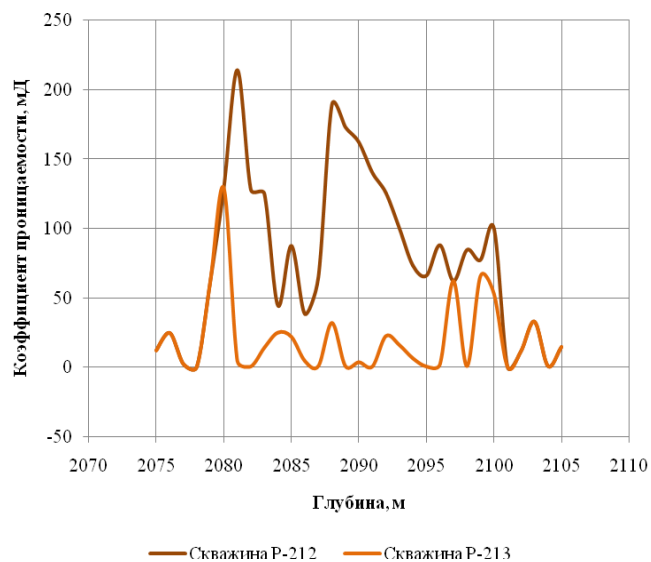


Рис. 4. График изменчивости коэффициента проницаемости с изменением глубины по скважинам Р-212, Р-213

На графике изменчивости коэффициента проницаемости породы наблюдается увеличение значения в интервале аптского горизонта пласта $P_{1+2}-K_2$ от 2 087 до 2 101. Максимальное значение замечено на глубине 2 099 м.

По результатам анализа графиков распределения показателей в скв. Р-212 на Ахловском участке можно сделать вывод, что пласт неоднороден, встречаются прослои аргиллитов с другими фильтрационно-емкостными и геофизическими характеристиками. Интервал 2 080–2 090 является нефтеносным горизонтом, на что указывают повышенные значения относительного сопротивления (табл. 2, 3).

Таблица 2

**Итог корреляционного анализа результатов исследований
по скважине Р-212 на Ахловском участке**

	Нефтенасыщенная толщина, м	Коэффициент пористости, д.ед.	Удельное сопротивление, Ом·м	Коэффициент проницаемости, мД
Нефтенасыщенная толщина, м	1	–	–	–
Коэффициент пористости, д. ед.	0,71	1	–	–
Удельное сопротивление, Ом·м	0,74	0,83	1	–
Коэффициент проницаемости, мД	0,59	0,52	0,57	1

Таблица 3

Корреляционный метод исследования по скважине Р-213 на Ахловском участке

	Эффективная толщина, м	Коэффициент пористости, д.ед.	Удельное сопротивление, Ом·м	Коэффициент проницаемости, мД
Эффективная толщина, м	1	–	–	–
Коэффициент пористости, д.ед.	0,31	1	–	–
Удельное сопротивление, Ом·м	0,43	0,35	1	–
Коэффициент проницаемости, мД	0,67	0,34	0,27	1

Значимой положительной корреляционной связью обладают следующие пары параметров: коэффициент пористости и нефтенасыщенная толщина пород, удельное сопротивление пород и коэффициент пористости, удельное сопротивление и нефтенасыщенная толщина [10–20].

Наблюдается зависимость пористости от сопротивления, так как углеводороды являются диэлектриками, то и с увеличением пористости увеличивается сопротивление, что также наблюдается на графиках.

Выводы

Изучив распределение показателей на Ахловском участке по двум скважинам (Р-212 и Р-213) по одному горизонту, можно сделать вывод, что эти показатели различаются очень слабо, что свидетельствует об однородности свойств пласта. Качественные показатели остаются без изменения. Таким образом, на территории Ахловского участка можно ожидать схожие показатели в пределах всего участка разведываемого пласта $P_{1+2}-K_2$.

Библиографический список

1. Мартынов, В. Н. Формирование нефтяной и газовой — кризис перепроизводства / В. Н. Мартынов. — Текст : непосредственный // Нефть России. — 2004. — № 8. — С. 20–24.
2. Трудноизвлекаемые запасы нефти Российской Федерации. Структура, состояние, перспективы освоения : монография / И. В. Шпуров, А. Д. Писарнический, И. П. Пуртова, А. И. Вариченко ; под редакцией И. В. Шпурова, Ю. П. Беседовского ; Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, Федеральное агентство по недропользованию, Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики. — Тюмень : ЗапСибНИИГГ, 2012. — 254 с. — Текст : непосредственный.
3. Костеневич, К. А. Влияние условий формирования и постседиментационных процессов преобразования отложений на структуру пустотного пространства и фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов продуктивного горизонта тюменской свиты Краснотенинского свода / К. А. Костеневич, О. И. Белоус, С. А. Слюнкина. — Текст : непосредственный // Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге : труды III Всероссийского научно-практического седиментологического совещания, 10–12 апреля 2017 г. — Томск : Изд-во ЦППС НД, 2017. — С. 84–90.
4. Бронскова, Е. И. Комплексный анализ геологического строения Апрельского месторождения для эффективности доразведки и разработки залежей в тюменской свите / Е. И. Бронскова. — Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2016. — № 8. — С. 36–44.
5. Клубков, С. В. Стимулирование разработки ТРИЗ поможет поддержать уровень добычи нефти в России / С. В. Клубков. — Текст : непосредственный // Oil & Gas Journal Russia. — 2015. — № 6. — С. 6–11.
6. Хузин, Р. Р. Геотехнологические основы освоения трудноизвлекаемых запасов мелких сложнопостроенных месторождений нефти / Р. Р. Хузин. — Самара : Нефть. Газ. Новации, 2012. — 384 с. — Текст : непосредственный.
7. Медведев, Н. Я. Геотехнологические основы разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Н. Я. Медведев. — Москва : ВНИИОЭНГ, 1997. — 336 с. — Текст : непосредственный.
8. Ghorbani, Y. Heap Leaching Technology — Current State, Innovations, and Future Directions : A review / Y. Ghorbani, J.-P., Franzidis, J. Petersen. — DOI 10.1080/08827508.2015.1115990. — Текст : непосредственный // Mineral Processing and Extractive Metallurgy Review. — 2016. — Vol. 37, Issue 2. — P. 73–119.
9. Коваленко, И. В., Моделирование разработки нефтяных оторочек многопластового залегания / И. В. Коваленко, С. К. Сохошко. — DOI 10.31660/0445-0108-2018-3-50-54. — Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2018. — № 3. — С. 50–54.
10. Поднебесных, А. В. Перспективы промышленной разработки проявлений битумов рифтовых впадин на территории Забайкалья / А. В. Поднебесных. — DOI 10.31660/0445-0108-2017-1-38-42. — Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2017. — № 1. — С. 38–42.
11. Фролов, В. Т. Наука геология : философский анализ / В. Т. Фролов. — Москва : Изд-во МГУ, 2004. — 128 с. — Текст : непосредственный.
12. Бембель, Р. М. Поиски и разведка месторождений углеводородов на базе геосоли-тонной концепции дегазации Земли / Р. М. Бембель, В. М. Мегеря, С. Р. Бембель. — Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. — 2006. — № 2. — С. 2–7.

13. Acid leaching of a copper ore by sulphur-oxidizing microorganisms / D. M. de Oliveira, L. G. S. Sobral, G. J. Olson, S. B. Olson – DOI 10.1016/j.hydromet.2014.05.019. – Текст : непосредственный // Hydrometallurgy. – 2014. – Vol. 147–148. – P. 223–227.
14. Sinclair, L. In situ leaching of copper : Challenges and future prospects / L. Sinclair, J. Thompson. – DOI 10.1016/j.hydromet.2015.08.022. – Текст : непосредственный // Hydrometallurgy. – 2015. – Vol. 157. – P. 306–324.
15. Der Braunkohlentagebau : Bedeutung, Planung, Betrieb, Technik, Umwelt / Ch. Niemann-Delius, R. D. Stoll, C. Drebenstedt, K. Müllensiefen. – DOI 10.1007/978-3-540-78401-2. – Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 2009. – 605 p. – Текст : непосредственный.
16. Паникаровский, Е. В. Опыт разработки Ванкорского месторождения / Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский, А. Е. Анашкина. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-1-47-51. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 1. – С. 47–51.
17. Бембель, Р. М. Пути повышения геологической эффективности освоения месторождений углеводородов в Западной Сибири / Р. М. Бембель, Л. А. Сухов, И. А. Щетинин. – DOI 10.31660/0445-0108-2017-6-6-10. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 6. – С. 6–10.
18. System analysis of power consumption by nonferrous metallurgy enterprises on the basis of rank modeling of individual technocenosis castes / R. V. Klyuev, I. I. Bosikov, O. A. Gavrina, V. Ch. Revazov. – DOI 10.1051/mateconf/201822604018. – Текст : непосредственный // MATEC Web of Conferences. – Vol. 226. – P. [1–5].
19. Оценка использования эффективных технологий для повышения устойчивого развития природно-технической системы нефтегазового комплекса / Е. В. Егорова, Р. В. Ключев, И. И. Босиков, Б. С. Цидаяев. – DOI 10.21177/1998-4502-2018-10-3-392-403 – Текст : непосредственный // Устойчивое развитие горных территорий. – 2018. – Т. 10, № 3 (37). – С. 392–403.
20. Bosikov, I. I. Method for determining of the ventilation object transfer function according to normal operation (by the example of mining and processing complex) / I. I. Bosikov, R.V. Klyuev, V. B. Kelekhsaev. – Текст : электронный // 2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM) (16–19 May 2017). – URL: <https://doi.org/10.1109/icieam.2017.8076113>.

References

1. Martynov, V. N. (2004). Formirovanie neftyanoy i gazovoy - krizis pereproizvodstva. Neft' Rossii, (8), pp. 20-24. (In Russian).
2. Shpurov, I. V., Pisarnitskiy, A. D., Purtova, I. P., & Varichenko, A. I. (2012). Trudnoizvlekaemye zapasy nefti Rossiyskoy Federatsii. Struktura, sostoyanie, perspektivy osvoeniya. Tyumen, ZapSibNIGG Publ., 254 p. (In Russian).
3. Kostenevich, K. A., Belous, O. I., & Slyunkina, S. A. (2017). Vliyanie usloviy formirovaniya i postsedimentatsionnykh protsessov preobrazovaniya otlozheniy na strukturu pustotnogo prostranstva i fil'tratsionno-emkostnye svoystva porod-kollektorov produktivnogo gorizonta tyumenskoy svity Krasnoleninskogo svoda. Sovremennye problemy sedimentologii v neftegazovom inzhiniringe: trudy III Vserossiyskogo nauchno-prakticheskogo sedimentologicheskogo soveshchaniya, April, 10-12, 2017. Tomsk, TSPPS ND Publ., pp. 84-90. (In Russian).
4. Bronskova, E. I. (2016). Comprehensive analysis of April field geological structure to provide effective additional exploration and development of Tyumen suite deposits. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (8), pp. 36-44. (In Russian).
5. Klubkov, S. V. (2015). Stimulirovanie razrabotki TRIZ pomozhet podderzhat' uroven' dobychi nefti v Rossii. Oil & Gas Journal Russia, (6), pp. 6-11. (In Russian).
6. Khuzin, R. R. (2012). Geotekhnologicheskie osnovy osvoeniya trudnoizvlekaemykh zapasov melkikh slozhnopostroennykh mestorozhdeniy nefti. Samara, Neft'. Gaz. Novatsii Publ., 384 p. (In Russian).
7. Medvedev, N. Ya. (1997). Geotekhnologicheskie osnovy razrabotki zalezhey s trudnoizvlekaemymi zapasami nefti, Moscow, VNIIOENG Publ., 336 p. (In Russian).
8. Ghorbani, Y., Franzidis, J.-P., & Petersen, J. (2016). Heap Leaching Technology - Current State, Innovations, and Future Directions: A review. Mineral Processing and Extractive Metallurgy Review, 37(2), pp. 73-119. (In English). DOI: 10.1080/08827508.2015.1115990
9. Kovalenko, I. V., & Sokhoshko, S. K. (2018). Modeling of the oil rims development of multi-zone oil rim reservoir. Oil and Gas Studies, (3), pp. 50-54. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2018-3-50-54

10. Podnebesnykh, A. V. (2017). Perspectives of developing bitumen seeps of the Baikal rift valley. *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 38-42. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2017-1-38-42
11. Frolov, V. T. (2004). *Nauka geologiya: filosofskiy analiz*. Moscow, Moscow State University Publ., 128 p. (In Russian).
12. Bembel, R. M., Megeria, V. M., & Bembel, S. R. (2006). HC reservoirs exploration on the basis of geosoliton conception of the Earth's degassing. *Oil and gas geology*, (2), pp. 2-7. (In Russian).
13. De Oliveira, D. M., Sobral, L. G. S., Olson, G. J., & Olson, S. B. (2014). Acid leaching of copper ore by sulphur-oxidizing microorganisms. *Hydrometallurgy*, 147-148, pp. 223-227. (In English). DOI: 10.1016/j.hydromet.2014.05.019
14. Sinclair, L., & Thompson, J. (2015). In situ leaching of copper: Challenges and future prospects. *Hydrometallurgy*, 157, pp. 306-324. (In English). DOI: 10.1016/j.hydromet.2015.08.022
15. Niemann-Delius, Ch., Stoll, R. D., Drebenstedt, C., & Müllensiefen, K. (2009). *Der Braunkohlentagebau: Bedeutung, Planung, Betrieb, Technik, Umwelt*. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 605 p. (In German). DOI: 10.1007/978-3-540-78401-2
16. Panikarovskii, E. V., Panikarovskii, V. V., & Anashkina, A. E. (2019). Vankor oil field development experience. *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 47-51. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-1-47-51
17. Bembel, R. M., Sukhov, V. A., & Schetinin, I. A. (2017). Ways of increasing geological efficiency of hydrocarbon fields development in Western Siberia. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 6-10. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2017-6-6-10
18. Klyuev, R. V., Bosikov, I. I., Gavrina, O. A., & Revazov, V. Ch. (2018). System analysis of power consumption by nonferrous metallurgy enterprises on the basis of rank modeling of individual technocenosis castes. *MATEC Web of Conferences*, 226, pp. [1-5]. (In English). DOI: 10.1051/mateconf/201822604018
19. Yegorova, E. V., Klyuev, R. V., Bosikov, I. I., & Tsidaev, B. S. (2018). Evaluation of use of effective technologies for increasing sustainable development of natural and technical system of oil and gas complex. *Sustainable development of mountain territories*, 10(3(37)), pp. 392-403. (In Russian). DOI: 10.21177/1998-4502-2018-10-3-392-403
20. Bosikov, I. I., Klyuev, R. V., & Kelekhsaev, V. B. (2017). Method for determining of the ventilation object transfer function according to normal operation (by the example of mining and processing complex). *2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)* (May, 16-19, 2017). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1109/icieam.2017.8076113>

Сведения об авторах

Босиков Игорь Иванович, к. т. н., доцент кафедры нефтегазового дела, Северо-Кавказский горно-металлургический институт (государственный технологический университет), г. Владикавказ, e-mail: ig-or.boss.777@mail.ru

Мазко Александр Игоревич, к. т. н., доцент кафедры нефтегазового дела, Северо-Кавказский горно-металлургический институт (государственный технологический университет), г. Владикавказ

Майер Андрей Владимирович, к. т. н., директор высшей нефтяной школы института нефти и газа, Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск

Гагарина Оксана Валерьевна, преподаватель высшей нефтяной школы института нефти и газа, Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск

Information about the authors

Igor I. Bosikov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Business, North Caucasian Institute of Mining and Metallurgy (State Technological University), Vladikavkaz, e-mail: ig-or.boss.777@mail.ru

Alexander I. Mazko, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Business, North Caucasian Institute of Mining and Metallurgy (State Technological University), Vladikavkaz

Andrey V. Mayer, Candidate of Engineering, Director of the Higher Oil School of the Institute of Oil and Gas, Yugra State University, Khanty-Mansiysk

Oksana V. Gagarina, Lecturer at the Higher Oil School of the Institute of Oil and Gas, Yugra State University, Khanty-Mansiysk

Термоэлектрическая модель магнитного поля Земли

А. Н. Дмитриев*, Ю. В. Пахаруков

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: dmitriev38@inbox.ru

Аннотация. Рассмотрен вариант термоэлектрической модели дипольного магнитного поля Земли. Ее основой являются присутствующие в ядре планеты геотермоэлектрические токи. Последние циклически изменяют свое направление, что со временем приводит либо к потеплению на Земле, если их движение направлено в сторону земной коры, либо к похолоданию — при движении в сторону внутреннего ядра. При каждой смене направления движения термоотоков одновременно происходят инверсии полюсов магнитного поля Земли (МПЗ). Процесс инверсии мгновенный (в масштабах планетарного времени) и не является результатом постепенного разворота на 180° земной магнитной оси. В моменты инверсий термоотоков в ядре суммарное геомагнитное поле уменьшается до уровня $4,6 \cdot 10^{-6}$ Тл, постоянно поддерживаемого термоотоками полупроводящих пород нижней мантии. Рассмотренный вариант термоэлектрической модели МПЗ может оказаться перспективным для изучения магнитных полей планет Солнечной системы.

Ключевые слова: геотермоэлектрические токи; инверсия магнитных полюсов; магнитное поле Земли; магнитное поле нижней мантии; термоэлектрическая модель магнитного поля Земли

Thermoelectric model of the Earth's magnetic field

Arkadiy N. Dmitriev*, Yuriy V. Pakharukov

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: dmitriev38@inbox.ru

Abstract. A variant of the thermoelectric model of the Earth's dipole magnetic field is considered. It is based on geothermoelectric currents present in the planet's core. The currents cyclically change their direction, which leads over time either to warming on the Earth, if their movement is directed towards the Earth's crust, or to cooling, when moving towards the inner core. With each change in the direction of movement of the thermal currents, the poles of the Earth's magnetic field are inverted simultaneously. The inversion process is instantaneous (on the scale of planetary time) and is not the result of a gradual reversal on the 180° Earth's magnetic axis. At the moment of inversions of thermal currents in the core, the total geomagnetic field decreases to the level of $4.6 \cdot 10^{-6}$ T, which is constantly supported by thermal currents of semi-conducting rocks of the lower mantle. The considered version of the thermoelectric model of the Earth's magnetic field may be promising for studying the magnetic fields of planets in the Solar system.

Key words: geothermoelectric currents; inversion of magnetic poles; the Earth's magnetic field; magnetic field of the lower mantle; thermoelectric model of the Earth's magnetic field

Введение

В настоящее время в основе наиболее развитой теории по обоснованию генерации электрических токов в металлическом ядре планеты лежит гидромагнитное динамо, работающее по принципу самовозбуждения. Обоснованию этой модели посвящено большое количество научных публикаций теоретического и экспериментального характера [1–6]. Однако для эффективной работы этой модели, способной не только создавать, но длительно и полноценно поддерживать существующее магнитное поле Земли, требуется предварительное удовлетворение ряда условий:

- наличие затравочного магнитного поля;
- знание числа Рейнольдса Re_m (оно должно быть всегда $Re_m \gg 1$) и одновременно характера движения проводящей жидкости (плазмы) в ядре, соответствующего турбулентному;
- знание величины вязкости этой плазмы;
- доказательность присутствия течений жидкости дифференциального вращения и меридиональной циркуляции в ядре планеты;
- знание скоростного поля течения проводящей жидкости (плазмы) в ядре и т. д.

Например, если строго доказывается (экспериментально, измерениями, наблюдениями других полей) существование течения расплава внешнего ядра с его дифференциальным вращением, то «...образование магнитного поля с помощью механизма динамо должно иметь характер некоторой неустойчивости» [6]. Предполагается, что последняя может проявляться через механизм постепенного растяжения (растяжения и разрыва [7]) замороженных в проводящую среду магнитных петель, и при изменении характера течения (турбулентного) возможно перекручивание и сложение их в восьмерки с последующим наложением половинок друг на друга. В результате может достигаться двойное увеличение магнитного потока, пересекающего эти половинки. Далее, по аналогии следует ожидать, что механизм продолжит работать с половинками, учетверяя магнитный поток. И так далее, «...что приводит к экспоненциальному росту магнитного поля» [6]. Однако рассмотренный механизм возможен лишь при условии преобладания индукционных эффектов над диссипативными [6, 8].

Но чтобы это условие выполнялось — наличие течения с его турбулентным характером — необходимо точно знать скоростное поле течения проводящей жидкости (плазмы) внешнего расплавленного ядра. Оказывается, для выполнения этого условия, в свою очередь, необходимо выполнить новое условие — проводящий расплав ядра должен иметь очень низкую вязкость. К настоящему времени по поводу информации о последней известно следующее.

На протяжении долгого времени в модели динамо на основе теоретических и лабораторных исследований считалось, что внешнее металлическое расплавленное ядро имеет низкую вязкость η , в среднем равную 10^{-2} Па·с [9–11]. Поэтому если исходить из различия динамического сжатия ε ядра и мантии, то представляется возможным считать, что ядро обладает собственной скоростью вращения вплоть до $1 \text{ см} \cdot \text{с}^{-1}$ [8]. Однако в последние годы на основе новых методик определения вязкости [12, 13] и современного анализа сейсмических волн [14, 15] появляются новые дан-

ные об ультравысокой вязкости внешнего ядра $\eta > 10^{11}$ Па·с. Эти данные явно указывают на невозможность существования какой-либо заметной и автономной скорости его вращения. С этим вполне согласуется и тот факт, что до сих пор пока не установлены свободные колебания внутреннего ядра (в расплавленном внешнем ядре) в результате взаимодействия Земли с Луной, тогда как для возбуждения и поддержания этих колебаний, как показывают расчеты, достаточно даже энергии землетрясений [16].

Следовательно, из рассмотренных двух условий, даже не обращаясь к другим, и исходя из просмотренных профессиональных обзоров и работ [2–6, 8, 17, 18] становится очевидным, что для модели гидромагнитного динамо пока не найден принципиальный и эффективный механизм, порождающий дипольное магнитное поле Земли.

Однако ростки этого механизма начинали пробиваться уже в первой половине прошлого столетия. Так, например, первая и блестящая на сегодняшний день попытка объяснить магнитное поле Земли существованием в ядре термоэлектродвижущих сил, обусловленных турбулентными конвективными движениями жидкости ядра, была предпринята В. М. Эльзассером [19]. Затем к геотемпературному градиенту, приводящему к разности температур между холодной мантией и горячим ядром, с привлечением эффекта Холла обратился Е. Х. Вестайн [20]. Практически одновременно С. К. Ранкорном [21] был рассмотрен вариант заряженной границы раздела между мантией и ядром. Однако следует заметить, что этот вариант менее удачен в сравнении с первыми гипотезами, так как уже прямые расчеты показывают, что суммарный заряд сферической поверхности в сопоставлении с объемным зарядом ядра планеты ничтожно мал, чтобы сгенерировать современное геомагнитное поле. Что касается первых двух гипотез, то Т. Рикитаки [1] рассматривает их, к сожалению, как маловероятные термоэлектрические эффекты, обосновывая отсутствием определенности термоэлектрической мощности ядра. Именно это мнение оказалось решающим и в дальнейшем все исследования, связанные с земными термоэлектрическими эффектами, в теории динамо не принимались во внимание.

Второе напоминание о роли термоэлектрических токов в формировании магнитных полей горячих Ср-звезд и, возможно, планет рассматривается в работе А. З. Долгинова, где им получено уравнение генерации поля [17]:

$$\frac{\partial \mathbf{B}}{\partial t} = [\nabla, [\mathbf{v}\mathbf{B}]] + \frac{c^2}{4\pi} \left[\nabla, \left(\frac{1}{\sigma} [\nabla, \mathbf{B}] \right) \right] - \left[\nabla, \frac{[\mathbf{j}\mathbf{B}]}{en_e} \right] - c[\nabla\eta, \nabla T], \quad (1)$$

где η — термоэлектрический коэффициент.

Он полагал, что четвертый справа член $[\nabla\eta, \nabla T]$ отличен от нуля и порождает магнитное поле звезды, тогда как первыми тремя членами можно пренебречь из-за их малости или невыполнимости в рассматриваемой модели движущейся немагнитной плазмы. Из его расчетов следовало, что дипольное поле звезды на ее поверхности может составлять порядка 10^{-4} Тл. К сожалению, в последующие годы А. З. Долгинов так и не представил развернутую теорию по созданию магнитных полей космических объектов с помощью термоэлектрических токов, присущих «горячим» объектам.

Ниже делается третья попытка реанимации термоэлектрических токов, которые при движении внутри проводящих оболочек космических объек-

тов под воздействием разности температур, обусловленной планетарными и звездными температурными градиентами, способны создавать не затравочные, а сильные реальные магнитные поля у «горячих» планет и звезд. Первой публикацией на эту тему является статья [22].

В этой статье расчеты магнитных полей построены на известных законах физики и на не выходящих за пределы, также известных научных данных о внутреннем строении и физических свойствах космических объектов без каких-либо для них предварительных условий или искусственных ограничений. Механизм расчетов является достаточно понимаемым, так как он базируется на известной квантовой теории электропроводности металлов и полупроводников. Интенсивность магнитных полей космических объектов, как показывают расчеты и для других планет, в принципе определяется тремя основными формирующими параметрами: температурным градиентом (разностью температур ΔT), электропроводностью (электронной и(или) полупроводниковой) сферических оболочек (или слоев) σ и размерами этих оболочек, пропорциональными своим радиусам R .

Предлагаемый механизм расчетов магнитных полей на основе термоэлектрических токов ниже тестируется с использованием современных данных для планеты Земля. Тестирование выполняется в два этапа. На первом этапе рассматривается внутри планеты физическая картина термических процессов, объективно порождающих, на основе физических законов, электрические и магнитные явления. На втором этапе, понимая логику физических процессов, производятся непосредственно математические расчеты порожденных электрических и магнитных элементов Земли.

О термоэлектрических явлениях во внутренних оболочках Земли

В работах [23–25] доказана ведущая роль геотемпературного градиента в формировании дополнительного термоэлектрического потенциала, наложенного на природные электронные проводники (металлические руды, графитистые породы). Между концами последних всегда существует разность температур, которая, согласно эффекту Зеебека, является причиной возникновения термоэлектрического потенциала [26, 27]:

$$\Delta\varphi_T = \int_{T_1}^{T_2} \beta dT, \quad (2)$$

где β — температурный коэффициент, для чистых металлов составляет $0,0001 \text{ В} \cdot \text{град}^{-1}$, тогда как для некоторых полупроводников — $0,0015 \text{ В} \cdot \text{град}^{-1}$ [27].

В этой связи, рассматривая геотемпературный градиент в планетарном масштабе, представляется возможным построить непротиворечивую законам физики динамическую модель магнитного поля Земли (МПЗ). Для решения задачи исходим из известных научно обоснованных данных о физических свойствах ее оболочек и их геометрических параметрах [28–33].

Во-первых, большинство исследователей придерживаются следующих реперных температур в теле нашей планеты: на глубине около 100 км температура близка $+1\ 800 \text{ К}$, на глубине $\sim 400 \text{ км}$ (зона фазовых переходов, слой С) — $+1\ 900 \text{ К}$, на границе «мантия — ядро» — $+4\ 000 \dots +5\ 000 \text{ К}$ и в центре ядра — $+5\ 000 \dots +6\ 230 \pm 500 \text{ К}$.

Во-вторых, расплавленная металлическая оболочка Земли Е (внешнее ядро) является самой горячей областью планеты. В то же время внутреннее также металлическое ядро G находится в твердом состоянии, а, значит, его температура несколько ниже внешнего ядра.

В-третьих, породы нижней мантии D по электропроводности относятся к полупроводникам, свойствами которых также может обладать внутренняя половина переходного слоя С. Его внешняя половина и верхняя мантия В считаются диэлектриками.

Отсюда следует предположение о реальном существовании противоположно направленных геотемпературных градиентов относительно оболочки Е, что позволяет, в свою очередь, представить схематические термоэлектрические процессы внутри планеты, порождающие дипольное геомагнитное поле (рисунок: 1 — электрон; 2 — траектории электронов; 3 — ожидаемая трасса (след) электрона металлического ядра при вращении планеты; 4 — ожидаемая трасса (след) электрона нижней мантии при вращении планеты; 5 — магнитные силовые линии).

В данном случае земной шар может быть представлен сферическим геотермоэлектрическим элементом (СГТЭ) (рис. а, б), к концам которого: центральной части металлического ядра и оболочке С (к ее середине) приложена разность температур порядка $3200 \div 4500$ °С. Тогда, исходя из (2), минимальная разность потенциалов $\Delta\varphi_T$ для СГТЭ составит 0,45 В, а напряженность электрического поля для него может быть найдена из равенства

$$E_T = \Delta\varphi_T / l_{\text{СГТЭ}}, \text{ В/м;} \quad (3)$$

где $l_{\text{СГТЭ}}$ — радиус СГТЭ, равный расстоянию от центра планеты до средней части оболочки С и определяемый в 5 438 км или 5 650 км до верхней мантии. Следовательно, электрическое поле E_T , порожденное существующей разностью температур ΔT , вынуждает планетарные потоки «горячих» электронов направленно двигаться от центра планеты вдоль по радиусам к ее внешним оболочкам. При этом в сферическом проводнике возникает замкнутое сферическое магнитное поле, которое по всем признакам является тороидальным полем. Это значит, что полоидальное дипольное магнитное поле Земли должно отсутствовать.

Этот случай возможен для не вращающейся Земли. Однако в реальной ситуации Земля вращается вокруг своей оси с угловой скоростью $7,29 \cdot 10^{-5} \text{ с}^{-1}$ и линейной на экваторе $465,1 \text{ м} \cdot \text{с}^{-1}$ (или $1\,674,4 \text{ км} \cdot \text{час}^{-1}$). Эти данные указывают, что скорость вращения Земли достаточна, чтобы потоки свободного электронного газа в металлическом ядре и нижней мантии (полупроводнике) испытывали заметное воздействие, помимо центробежной силы $F_{\text{ЦС}}$ и термоэлектрической э.д.с. F_E , еще и инерционной силы Кориолиса F_K (см. рис. б). В частности, первые две силы $F_{\text{ЦС}}$ и F_E действуют в вертикальной плоскости (при мгновенном срезе через ось по меридиану), заставляя электроны все более удаляться от центра ядра и оси вращения планеты в направлении их суммарного вектора $F_{\text{ЦСЕ}}$.

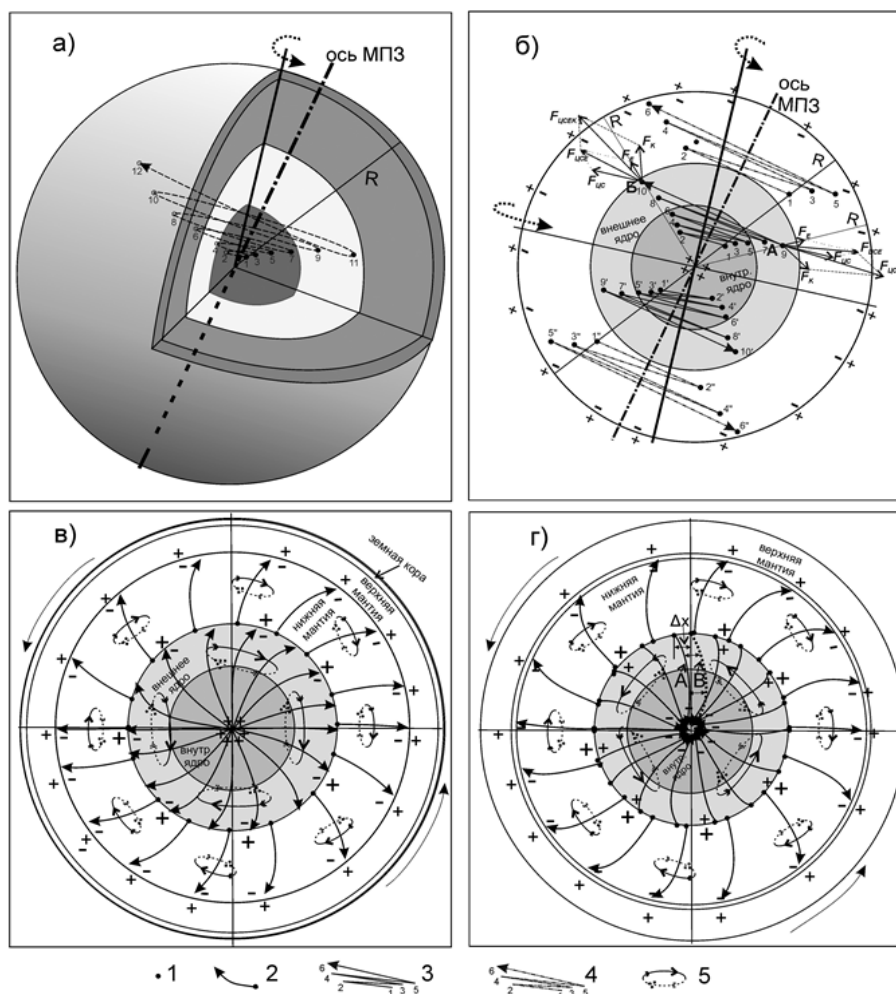


Рисунок. Схема движения потоков электронов в границах сферического металлического ядра и сферического кольца нижней мантии:

а) схематическое 3D-изображение трассы вращения отдельного электрона в отрезке времени; б) проекции на меридианную плоскость трасс (следов) вращающихся электронов в металлическом ядре и нижней мантии; в) проекции на экваториальную плоскость трасс (следов) одинаково движущихся электронов металлического ядра и нижней мантии к земной поверхности; г) проекции на экваториальную плоскость трасс (следов) противоположно движущихся электронов металлического ядра (к центру ядра) и нижней мантии (к земной поверхности)

Инерционная сила F_K , имея по существу величину планетарного масштаба, вынуждает электроны смещаться от своих радиальных направлений в сторону, противоположную вращению Земли, то есть в горизонтальной плоскости (если не учитывать угол наклона земной оси) (см. рис. в, г). Однако наклон оси вынуждает след вектора F_K в восточном полушарии «уходить» под плоскость, тогда как в западном полушарии его след проходит над плоскостью. Результатом совместного действия трех сил, с учетом $F_{ЦСЕ}$, является суммарный вектор $F_{ЦСЕК}$ (см. рис. б). Последний в западной полусфере, исходя из разнонаправленности в обеих полусферах

вектора $\mathbf{F}_K$, всегда находится на новом более высоком уровне, чему также способствует увеличение длины траектории электрона на $\Delta A_i B_{i+1}$ за время каждого оборота (оборотов) планеты Δt . Следовательно, именно центробежная и кориолисова силы постепенно изменяют ориентировку плоскости круговых траекторий электронов. Эта плоскость на начальном этапе (с момента формирования ядра) нормальна к земной оси, тогда как на современном этапе плоскость изменила положение, нормаль к которой составляет порядка 11° относительно земной оси. То есть эта нормаль соответствует современной оси дипольного магнитного поля Земли (см. рис. а, б). Одновременно с этим центробежная и кориолисова силы «отжимают» электроны от магнитной оси в виде двухстороннего воронкообразного отверстия. Электронное разуплотнение в последнем является причиной нарушения замкнутости тороидального поля, которое, за счет этого нарушения, и порождает полноценное полоидальное магнитное поле планеты.

Термоэлектрическая модель магнитного поля Земли

Рассмотрим цикл 1, когда устремляющиеся потоки термотоков I_{low} от оболочки Е к центру Земли из-за отсутствия стоков (по существу закрытая система), а следовательно, и отсутствия явной диссипации электрической энергии постепенно увеличивают концентрацию электронов во внутреннем ядре (см. рис. г). Это приводит к росту плотности тока $\mathbf{j}$ и, как следствие, к возрастанию джоулева тепла Q . В результате температура внутреннего ядра (T_i) достигает температуры расплавленного ядра (T_0), то есть $T_i = T_0$. С этого момента электрические токи I_{low} стремятся к нулю, а знак зарядов в центре ядра изменяется на обратный. В данном случае не рассматривается существующая турбулентность джоулева тепла Q , которая способствует знакопеременной пульсации температуры T_i в оболочке Е, и на уровне более высокого порядка кратковременно и до нескольких раз может происходить смена знаков зарядов.

В течение цикла 1, за счет постепенного оттока электронов из внешнего ядра, на Земле развивается похолодание, в ряде случаев соответствующее ледниковому периоду.

Из-за инерционности теплового процесса температура внутреннего ядра некоторое время нарастает и достигает устойчивого состояния $T_i > T_0$, что немедленно приводит к возникновению термотоков I_{low} противоположного направления и смене знаков поляризованных зарядов (см. рис. в). С этого момента начинает развиваться цикл 2 — электроны постепенно покидают внутреннее ядро, перетекая во внешнее ядро и частично в нижнюю мантию. Земля входит в режим потепления. В то же время вслед за снижением концентрации электронов во внутреннем ядре происходит его остывание. Это согласуется с известными исследованиями об остывании внутреннего ядра порядка $50 \text{ K} \cdot 10^{-9} \text{ лет}$, то есть $7,2 \text{ }^\circ\text{C} \cdot 10^{-9} \text{ лет}$ [34]. При наступлении устойчивого состояния $T_i < T_0$ развивается новый и противоположный процесс движения термотоков, то есть цикл 2 сменяется циклом 1. Земля снова вступает в режим похолодания.

Следовательно, одновременно с циклической сменой во внутреннем ядре направлений термотоков, сопровождаемых сменой знаков зарядов в центре планеты и на границе внешнего ядра с нижней мантией, происходит

и периодическая смена полюсов геомагнитного поля. В частности, схема смены полярности МПЗ следующая:

- начало цикла 1 — полюсы NS, на Земле похолодание;
- завершение цикла 1 и переход в цикл 2 — полюсы SN, на Земле потепление;
- завершение цикла 2 и переход в цикл 1 — полюсы NS, на Земле похолодание.

Становится очевидным, что смена полюсов МПЗ происходит дважды: в момент начала любого цикла и при его завершении.

Теперь перейдем к расчетам электрических и магнитных характеристик Земли, которые обусловлены циклическими циркуляциями термоотоков ядра I_{low} и нижней мантии I_{top} . Для вычисления основной характеристики магнитного поля — магнитной индукции B (далее: B_{TT}^{low} — для ядра, B_{TT}^{top} — для нижней мантии) найдена, исходя из теоремы циркуляции, формула типа Био — Савара — Лапласа для нестандартного сферического источника тока, движущего эти токи из центра сферы (к центру сферы) по радиальным направлениям

$$B_{TT}^{low} = \frac{3\mu_0\mu_{Fe}I_{low}R_{\Sigma}}{4\pi R_Z^2} \sin\alpha, \quad (4)$$

где $\mu_0\mu_{Fe} = \mu_0$, так как $\mu_{Fe} = 1$ при температуре Fe ядра выше точки Кюри, и равно $1,26 \cdot 10^{-6}$ Гн·м⁻¹; $R_{\Sigma} = R_G + \Delta R_F + \Delta R_E$ — суммарный радиус ядра, равен $3,65 \cdot 10^6$ м; R_Z — радиус Земли, равен $6,37 \cdot 10^6$ м.

Величина I_{low} находится из известного закона Ома

$$I_{low} = j \cdot S_G = j \cdot 4\pi R_G^2, \text{ А} \quad (5)$$

где S_G — сферическая поверхность внутреннего ядра радиусом $R_G = 1,4 \cdot 10^6$ м.

В свою очередь, воспользовавшись квантовой теорией электропроводности металлов и полупроводников [27, 35–39], найдем плотность термоотоков горячего ядра:

$$j = e^2 n E_T \frac{l}{p_F}, \text{ А} \cdot \text{м}^{-2} \quad (6)$$

где e — заряд электрона, $1,6 \cdot 10^{-19}$ Кл; n — концентрация электронов в ед. объема металла (Fe), м⁻³, вычисляется по формуле, учитывающей давление в ядре $p = 3,59 \cdot 10^{11}$ Па:

$$n = (5 \frac{m_e}{\hbar^2} (3\pi^2)^{-2/3})^{3/5} p^{3/5}, \quad (7)$$

где m_e — масса электрона, $9,1 \cdot 10^{-31}$ кг; $\hbar$ — постоянная Планка, $1,05 \cdot 10^{-34}$ Дж·с; p_F — импульс Ферми, м·кг/с, вычисляется из

$$p_F = \hbar (3\pi^2 n)^{1/3}. \quad (8)$$

Напряженность термополя E_T ядра Земли при разности температур $\Delta T = 10^\circ\text{C}$ и радиусе R_Σ находится с помощью формулы (3)

$$E_T = \beta \cdot \Delta T / R_\Sigma, \text{ где } \beta = 0,0001 \text{ В} \cdot \text{град}^{-1}. \quad (9)$$

Предварительно подставив константы в формулы (5–9) и определив основные электрические характеристики ядра I_{low} , j и E_T , окончательно найдем из (4) величину магнитной индукции B_{TT}^{low} на дневной поверхности, равную $3,49 \cdot 10^{-5}$ Тл. Последняя практически совпадает с известной величиной магнитной индукции B_0 , замеренной на экваторе Земли и равной $3,4 \cdot 10^{-5}$ Тл.

Следовательно, термоэлектрические токи ядра создают не ничтожно малое затравочное поле, а основное дипольное магнитное поле Земли. Из расчетов также следует, что внутреннее ядро металлическое, так как в формуле (9) использован температурный коэффициент β , равный $0,0001 \text{ В} \cdot \text{град}^{-1}$ для чистых металлов, от величины которого зависят и все основные параметры ядра: E_T , j , I_{low} .

Кроме того, рассматриваемая термоэлектрическая модель МПЗ позволяет объяснить наклон магнитной оси относительно земной за счет одновременного воздействия на потоки электронов центробежной и кориолисовой инерционных сил. Этим же может быть объяснен отступ центра магнитной оси от центра земной оси на величину, близкую $\Delta X \approx 0,07 \cdot R_z$ (см. рис. г).

В свою очередь, всегда движущиеся в одном направлении потоки термотоков из нижней мантии в сторону оболочек С, В и А создают в этих оболочках объемное положительное электрическое поле (см. рис. б). Последнее поддерживается на уровне, превышающем его диссипацию за счет постоянной разности температур ΔT между оболочками Е и В в пределах $4\,000^\circ\text{C}$. Согласно расчетам по формуле (2), с учетом констант и параметров, характерных для нижней мантии, ее магнитное поле B_{TT}^{top} составляет $\sim 4,6 \cdot 10^{-6}$ Тл, то есть почти на порядок ниже B_{TT}^{low} . Следовательно, поле термотоков нижней мантии не способно к генерации необходимой интенсивности геомагнитного поля по следующим причинам: а) породы — полупроводники, б) удельная проводимость пород колеблется в интервале $0,1 \div 10 \text{ См} \cdot \text{м}^{-1}$ [40], в) концентрация электронов в полупроводниках в среднем не превышает 10^{20} м^{-3} .

Важно отметить, что рассмотренная модель МПЗ позволяет более корректно подойти к объяснению причин малости или отсутствия магнитных полей у соседних планет Солнечной системы. В частности, любая остывшая планета с холодным металлическим ядром будет иметь только реликтовое магнитное поле.

Для примера выполним расчеты дипольного магнитного поля планеты Марс. При этом исходим, что планета Марс является остывшей, ее металлическое ядро однородное по составу и холодное. Учитывая малую интенсивность магнитного поля Марса, можно предположить, что разность температур ΔT между центром ядра и его внешней поверхностью, очевидно, менее 1°C (условно примем равной $0,17^\circ\text{C}$). В этом случае на марсианской поверхности магнитное поле составит $6,07 \cdot 10^{-8}$ Тл или порядка 61γ

(1 Тл = 10^9 γ), что близко к данным, измеренным магнитометрами АМС Марс-2 и Марс-3: 60–64 γ на экваторе и порядка 100–120 γ на полюсе [41]. Расчеты показывают, что марсианское магнитное поле в 575 раз слабее земного. Поэтому, несмотря на схожесть в составе ядра Марса с земным и близких скоростях вращения этих планет, Марс и ему подобные планеты с холодными металлическими ядрами не способны, из-за отсутствия поля E_T и термоэлектрических токов, породить интенсивные магнитные поля. Отсюда следует вывод, что Марс является холодной планетой с давно прекратившимися какими-либо тектоно-магматическими процессами.

Выводы

Основу термоэлектрической модели магнитного поля Земли составляет реально существующий и постоянно действующий в металлическом ядре источник термоэлектрической энергии — разность геотемператур. В результате в металлическом ядре постоянно присутствуют циклически циркулирующие термоэлектрические токи, обязанные геоявлению Зеебека. Цикличность термотоков обуславливается периодической сменой знака разности температур на концах сферического проводника «внутреннее твердое ядро — внешнее расплавленное ядро», что одновременно сопровождается инверсией полюсов геомагнитного поля.

С физической точки зрения термоэлектрические процессы протекают внутри нашей планеты в соответствии с известными законами физики, которые не требуют для удовлетворения условий модели каких-либо умозрительных ограничений или дополнений. Рассмотренная упрощенная (линейная) модель МПЗ, в сопоставлении с множеством других известных моделей, включая и магнитное динамо Земли, тем не менее позволяет дать физически и логически обоснованные ответы на широкий круг вопросов, связанный с особенностями поведения геомагнитного поля в пространстве и времени.

В частности, термоэлектрическая модель магнитного поля Земли корректно объясняет причину инверсий магнитных полюсов и циклическую смену периодов потеплений и похолоданий, а использованные при расчетах величина электропроводности ядра и его состав находятся в соответствии с известными данными науки относительно ядра Земли. Примененный механизм математического расчета магнитного поля Земли, в случае его дальнейшего успешного развития, в перспективе может быть использован для предварительного или углубленного анализа электрических и магнитных характеристик «горячих» планет Солнечной системы.

Возрастание объективного понимания магнитного поля Земли позволит в ближайшее время ученым мира приступить к разработке эффективного механизма по преодолению наступающей глобальной катастрофы, связанной с нарастающим планетарным потеплением.

Особо следует отметить, что рассмотренный механизм расчета термоэлектрических параметров Земли может оказаться весьма полезным для совершенствования модели магнитодинамо Земли.

Библиографический список

1. Rikitake, T. Electromagnetism and the Earth's interior / T. Rikitake. – Amsterdam – London – New York, Elsevier Publishing Company, 1966. – 308 p. – Текст : непосредственный.
2. An iterative study of time independent induction effects in magnetohydrodynamics / M. Bourgoin, P. Odier, J.-F. Pinton, Y. Ricard. – DOI 10.1063/1.1739401. – Текст : непосредственный // Physics of Fluids. – 2004. – Vol. 16, Issue 7. – P. 2529–2547.
3. Electromagnetic induction in non-uniform domains / A. Giesecke, C. Nore, F. Stefani [et al.]. – DOI 10.1080/03091929.2010.507202. – Текст : непосредственный // Geophysical & Astrophysical Fluid Dynamics. – 2010. – Vol. 104, Issue 5–6. – P. 505–529.
4. The Riga dynamo experiment / A. Gailitis, O. Lielausis, E. Platadis, G. Gerbeth, F. Stefani. – DOI 10.1023/A:1024851818821. – Текст : непосредственный // Surveys in Geophysics. – 2003. – Vol. 24. – P. 247–267.
5. Laboratory Dynamo Experiments / G. Verhille, N. Plihon, M. Bourgoin [et al.]. – DOI 10.1007/s11214-009-9546-1. – Текст : непосредственный // Space Science Reviews. – 2010. – Vol. 152, Issue 1–4. – P. 543–564.
6. Соколов, Д. Д. Динамо : на пути от астрофизических моделей к лабораторному эксперименту / Д. Д. Соколов, Р. А. Степанов, П. Г. Фрик. – DOI 10.3367/UFNr.0184.201403g.0313. – Текст : непосредственный // Успехи физических наук. – 2014. – Т. 184, № 3. – С. 313–335.
7. Alfvén, H. Electric currents in cosmic plasma / H. Alfvén. – DOI 10.1029/RG015i003p00271. – Текст : непосредственный // Reviews of Geophysics. – 1977. – Vol. 15, Issue 3. – P. 271–284.
8. Зельдович, Я. Б. Гидромагнитное динамо как источник планетарного, солнечного и галактического магнетизма / Я. Б. Зельдович, А. А. Рузмайкин. – DOI 10.3367/UFNr.0152.198706c.0263. – Текст : непосредственный // Успехи физических наук. – 1987. – Т. 152, Вып. 6. – С. 263–284.
9. First principles calculations on the diffusivity and viscosity of liquid Fe-S at experimentally accessible conditions / L. Vocadlo, D. Alfe, G. D. Price, M. J. Gillan. – DOI 10.1016/s0031-9201(00)00151-5. – Текст : непосредственный // Physics of the Earth and Planetary Interiors. – 2000. – Vol. 120, Issue 1–2. – P. 145–152.
10. Минеев, В. Н. Об измерении вязкости расплавов металлов при высоких давлениях и расчетах вязкости применительно к ядру Земли / В. Н. Минеев, А. И. Фунтиков. – Текст : непосредственный // Успехи физических наук. – 2004. – Т. 174, № 7. – С. 727–742.
11. Фунтиков, А. И. Об измерениях вязкости жидких железа и его соединений с серой при высоких давлениях и состоянии ядра Земли / А. И. Фунтиков. – Текст : непосредственный // Физика экстремальных состояний вещества – 2004 : [сборник] / Под редакцией В. Е. Фортова, В. П. Ефремова и др. – Черноголовка, 2004. – С. 18–19.
12. Бражкин, В. В. Универсальный рост вязкости металлических расплавов в мегабарном диапазоне давлений : стеклообразное состояние внутреннего ядра Земли / В. В. Бражкин, А. Г. Ляпин. – DOI 10.3367/ufnr.0170.200005c.0535. – Текст : непосредственный // Успехи физических наук. – 2000. – Т. 170, № 5. – С. 535–551.
13. Смайли, Д. Е. Прямые наблюдения вязкости внешнего ядра Земли и экстраполяция измерений вязкости жидкого железа / Д. Е. Смайли, В. В. Бражкин, А. Палмер. – Текст : непосредственный // Успехи физических наук. – 2009. – Т. 179, № 1. – С. 91–105.
14. Бурмин, В. Ю. Скорость распространения продольных сейсмических волн в мантии Земли / В. Ю. Бурмин. – Текст : непосредственный // Физика земли. – 2004. – № 8. – С. 34–40.
15. Бурмин, В. Ю. Вязкость земного ядра по сейсмическим данным / В. Ю. Бурмин. – Текст : непосредственный // Доклады академии наук. – 2008. – Т. 418, № 6. – С. 825–828.
16. Пасынок, С. Л. Свободные колебания внутреннего ядра Земли для неравновесной модели Земли / С. Л. Пасынок. – Текст : непосредственный // Вестник Московского университета. Серия 3. Физика, Астрономия. – 1997. – № 4. – С. 43–46.
17. Долгинов, А. З. О происхождении магнитных полей Земли и небесных тел / А. З. Долгинов. – DOI 10.3367/UFNr.0152.198706b.0231. – Текст : непосредственный // Успехи физических наук. – 1987. – Т. 152, Вып. 2. – С. 231–262.
18. Арсеньев, С. А. Теоретическое моделирование главного магнитного поля Земли и планет / С. А. Арсеньев. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук. – 2015. – № 4–2. – С. 313–321.

19. Elsasser, W. M. On the origin of the Earth's magnetic field / W. M. Elsasser. – DOI 10.1103/PhysRev.55.489. – Текст : непосредственный // Physical Review. – 1939. – Vol. 55, Issue 5. – P. 489–498.
20. Vestine, E. H. The Earth's core / E. H. Vestine. – Текст : непосредственный // Trans. Am. geophys. union. – 1954. – Vol. 35. – P. 63–72.
21. Runcorn, S. K. The Earth's core / S. K. Runcorn. – DOI 10.1029/TR035i001p00049. – Текст : непосредственный // Transactions, American Geophysical Union. – 1954. – Vol. 35, Issue 1. – P. 49–63.
22. Dmitriev, A. N. A New Look On the Nature of the Earth's Magnetic Field / A. N. Dmitriev. – DOI 10.1088/1755-1315/44/2/022001. – Текст : непосредственный // IOP Conference Series : Earth and Environmental Science. – 2016. – Vol. 44, Issue 2. – P. [1–5].
23. Дмитриев, А. Н. О возможной причине существования двух полюсов у природных поляризованных проводников / А. Н. Дмитриев. – Текст : непосредственный // Разведочная геофизика. – 1980. – Вып. 88. – С. 125–129.
24. Дмитриев, А. Н. Геолого-геофизические основы поисков электрически поляризованных объектов — нефтяных и рудных залежей (на примере Западной Сибири) / А. Н. Дмитриев. – Тюмень : Изд-во ТГУ. – 2007. – 226 с. – Текст : непосредственный.
25. Дмитриев, А. Н. Решение прямой и обратной задач на основе уточненной модели природы естественного электрического поля / А. Н. Дмитриев. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2012. – Т. 53. № 6. – С. 797–812.
26. Калашников, С. Г. Электричество / С. Г. Калашников. – Москва : Наука, 1977. – 592 с. – Текст : непосредственный.
27. Савельев, И. В. Курс общей физики. Том II. Электричество и магнетизм. Волны. Оптика / И. В. Савельев. – Москва : Наука, 1970. – 336 с. – Текст : непосредственный.
28. Жарков, В. Н. Внутреннее строение Земли и планет / В. Н. Жарков. – Москва : Наука, 1983. – 416 с. – Текст : непосредственный.
29. Магницкий, В. А. Внутреннее строение и физика Земли / В. А. Магницкий. – Москва : Наука, 2006. – 389 с.
30. Кузнецов, В. В. Физика Земли / В. В. Кузнецов. – Новосибирск, 2011. – 842 с. – Текст : непосредственный.
31. Uffen, R. J. A method of estimating the melting point gradient in the Earth's mantle / R. J. Uffen. – DOI 10.1029/TR033i006p00893. – Текст : непосредственный // Transactions, American Geophysical Union. – 1952. – Vol. 33, Issue 6. – P. 893–896.
32. Tozer, D. C. The electrical properties of the Earth's interior / D. C. Tozer. – DOI 10.1016/0079-1946(59)90010-2. – Текст : непосредственный // Physics and Chemistry of the Earth. – 1959. – Vol. 3. – P. 414–436.
33. Melting of Iron at Earth's Inner Core Boundary Based on Fast X-ray Diffraction / S. Anzellini, A. Dewaele, M. Mezouar [et al.]. – DOI 10.1126/science.1233514. – Текст : непосредственный // Science. – 2013. – Vol. 340, Issue 6131. – P. 464–466.
34. Loper, D. E. Structure of the core and lower mantle / D. E. Loper. – DOI 10.1016/S0065-2687(08)60243-5. – Текст : непосредственный // Advances in Geophysics. – 1984. – Vol. 26. – P. 1–34.
35. Лифшиц, И. М. Электронная теория металлов / И. М. Лифшиц, М. Я. Азбель, М. И. Каганов. – Москва : Наука, 1971. – 416 с. – Текст : непосредственный.
36. Матвеев, А. Н. Электричество и магнетизм / А. Н. Матвеев. – Москва : Высшая школа, 1983. – 464 с. – Текст : непосредственный.
37. Тюшев, А. Н. Курс лекций по физике. Часть 5. Квантовая физика / А. Н. Тюшев. – Новосибирск : СГГА, 2011. – 167 с. – Текст : непосредственный.
38. Павлов, П. В. Физика твердого тела : учебник / П. В. Павлов, А. Ф. Хохлов. – Москва : Высшая школа, 2000. – 494 с. – Текст : непосредственный.
39. Журавлев, В. А. Лекции по квантовой теории металлов / В. А. Журавлев. – Москва : Институт компьютерных исследований, 2002. – 240 с. – Текст : непосредственный.
40. Кузнецов, В. В. Введение в физику горячей Земли / В. В. Кузнецов ; отв. ред. А. В. Николаев ; Российская академия наук, Дальневосточное отделение, Институт космофизических исследований и распространения радиоволн. – Петропавловск-Камчатский : Изд-во Камчатского государственного ун-та им. Витуса Беринга, 2008. – 366 с. – Текст : непосредственный.
41. Бронштэйн, В. А. Планета Марс / В. А. Бронштэйн. – Москва : Наука, 1977. – 96 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Rikitake, T. (1966). *Electromagnetism and the Earth's interior*. Amsterdam - London - New York, Elsevier Publishing Company, 308 p. (In English).
2. Bourgoin, M., Odier, P., Pinton, J.-F., & Ricard, Y. (2004). An iterative study of time independent induction effects in magnetohydrodynamics. *Physics of Fluids*, 16(7), pp. 2529-2547. (In English). DOI: 10.1063/1.1739401
3. Giesecke, A., Nore, C., Stefani, F., Gerbeth, G., Léorat, J., Luddens, F., & Guermond, J. (2010). Electromagnetic induction in non-uniform domains. *Geophysical & Astrophysical Fluid Dynamics*, 104(5-6), pp. 505-529. (In English). DOI: 10.1080/03091929.2010.507202
4. Gailitis, A., Lielausis, O., Platācis, E., Gerbeth, G., & Stefani, F. (2003). The Riga dynamo experiment. *Surveys in Geophysics*, 24, pp. 247-267. (In English). DOI: 10.1023/A:1024851818821
5. Verhille, G., Plihon, N., Bourgoin, M., Odier, P., & Pinton, J. F. (2010). Laboratory Dynamo Experiments. *Space Science Reviews*, 152(1-4), pp. 543-564. (In English). DOI: 10.1007/s11214-009-9546-1
6. Sokolov, D. D., Stepanov, R. A., & Frick, P. G. (2014). Dynamos: from an astrophysical model to laboratory experiments. *Uspekhi Fizicheskikh Nauk*, 184(3), pp. 292-311. (In English). DOI: 10.3367/UFNr.0184.201403g.0313
7. Alfven, H. (1977). Electric currents in cosmic plasma. *Reviews of Geophysics*, 15(3), pp. 271-284. (In English). DOI: 10.1029/RG015i003p0027
8. Zeldovich, Ya. B., & Ruzmaikin, A. A. (1987). The hydromagnetic dynamo as the source of planetary, solar, and galactic magnetism. *Uspekhi Fizicheskikh Nauk*, 152(6), pp. 263-284. (In Russian). DOI: 10.3367/ufnr.0152.198706c.0263
9. Vocado, L., Alfe, D., Price, G. D., & Gillan, M. J. (2000). First principles calculations on the diffusivity and viscosity of liquid Fe-S at experimentally accessible conditions // *Physics of the Earth and Planetary Interiors*, 120(1-2), pp. 145-152. (In English). DOI: 10.1016/s0031-9201(00)00151-5
10. Mineev, V. N., & Funtikov, A. I. (2004). Viscosity measurements on metal melts at high pressure and viscosity calculations in relation to the Earth's core. *Uspekhi Fizicheskikh Nauk*, 174(7), pp. 727-742. (In English).
11. Funtikov, A. I. (2004). Ob izmereniyakh vyazkosti zhidkikh zheleza i ego soedineniy s seroy pri vysokikh davleniyakh i sostoyanii yadra Zemli. *Fizika ekstremal'nykh sostoyaniy veshchestva - 2004*. Chernogolovka, pp. 18-19. (In Russian).
12. Brazhkin, V. V., & Lyapin, A. G. (2000). Universal viscosity growth in metallic melts at megabar pressures: the vitreous state of the Earth's inner core. *Uspekhi Fizicheskikh Nauk*, 170(5), pp. 535-551. (In Russian). DOI: 10.3367/ufnr.0170.200005c.0535
13. Smylie, D. E., Brazhkin, V. V., & Palmer, A. (2009). Direct observations of the viscosity of Earth's outer core and extrapolation of measurements of the viscosity of liquid iron. *Physics-Uspekhi*, 52(1), pp. 79-92. (In English).
14. Burmin, V. Yu. (2004). P wave velocities in the mantle. *Physics of the Earth. Izvestiya. Physics of the Solid Earth*, 40(8), pp. 641-646. (In English).
15. Burmin, V. Yu. (2008). Vyazkost' zemnogo yadra po seismicheskim dannym. *Doklady akademii nauk*, 418(6), pp. 825-828. (In Russian).
16. Pasynok, S. L. (1997). Svobodnye kolebaniya vnutrennego yadra Zemli dlya neravnovesnoy modeli Zemli. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 3. Fizika, Astronomiya*, (4), pp. 43-46. (In Russian).
17. Dolginov, A. Z. (1987). Origin of the magnetic fields of the earth and celestial bodies. *Soviet Physics Uspekhi*, 30(6), pp. 475-493. (In English). DOI: 10.1070/PU1987v030n06ABEH002851
18. Arsen'ev, S. A. (2015). Teoreticheskoe modelirovanie glavnogo magnitnogo polya Zemli i planet. *Aktual'nye problemy gumanitarnykh i estestvennykh nauk*, (4-2), pp. 313-321. (In Russian).
19. Elsasser, W. M. (1939). On the origin of the Earth's magnetic field. *Physical Review*, 55(5), pp. 489-498. (In English). DOI: 10.1103/PhysRev.55.489
20. Vestine, E. H. (1954). The Earth's core. *Trans. Am. geophys. union*, (35), pp. 63-72. (In English).
21. Runcorn, S. K. (1954). The Earth's core. *Transactions, American Geophysical Union*, 35(1), pp. 49-63. (In English). DOI: 10.1029/TR035i001p00049
22. Dmitriev, A. N. (2016). A New Look On the Nature of the Earth's Magnetic Field. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 44(2), pp. [1-5]. (In English). DOI: 10.1088/1755-1315/44/2/022001

23. Dmitriev, A. N. (1980). O vozmozhnoy prichine sushchestvovaniya dvukh polyusov u prirodnykh polarizovannykh provodnikov. *Razvedochnaya geofizika*, (88), pp. 125-129. (In Russian).
24. Dmitriev, A. N. (2007). *Geologo-geofizicheskie osnovy poiskov elektricheskikh polarizovannykh ob"ektov - neftyanykh i rudnykh zalezhey (na primere Zapadnoy Sibiri)*. Tyumen, Tyumen State University Publ., 226 p. (In Russian).
25. Dmitriev, A. N. (2012). Forward and inverse self-potential modeling: a new approach. *Russian Geology and Geophysics*, 53(6), pp. 611-622. (In English).
26. Kalashnikov, S. G. (1977). *Elektrichestvo*. Moscow, Nauka Publ., 592 p. (In Russian).
27. Savel'ev, I. V. (1970). *Kurs obshchey fiziki. Tom II. Elektrichestvo i magnetizm. Volny. Optika*. Moscow, Nauka Publ., 336 p. (In Russian).
28. Zharkov, V. N. (1983). *Vnutrennee stroenie Zemli i planet* Moscow, Nauka Publ., 416 p. (In Russian).
29. Magnitskiy, V. A. (2006). *Vnutrennee stroenie i fizika Zemli*. Moscow, Nauka Publ., 389 p. (In Russian).
30. Kuznetsov, V. V. (2011). *Fizika Zemli*. Novosibirsk, 842 p. (In Russian).
31. Uffen, R. J. (1952). A method of estimating the melting point gradient in the Earth's mantle. *Transactions, American Geophysical Union*, 33(6), pp. 893-896. DOI: 10.1029/TR033i006p00893
32. Tozer, D. C. (1959). The electrical properties of the Earth's interior. *Physics and Chemistry of the Earth*, 3, pp. 414-436. (In English). DOI: 10.1016/0079-1946(59)90010-2
33. Anzellini, S., Dewaele, A., Mezouar, M., Loubeyre, P., & Morard, G. (2013). Melting of Iron at Earth's Inner Core Boundary Based on Fast X-ray Diffraction. *Science*, 340(6131), pp. 464-466. (In English). DOI: 10.1126/science.1233514
34. Loper, D. E. (1984). Structure of the core and lower mantle. *Advances in Geophysics*, 26, pp. 1-34. (In English). DOI: 10.1016/S0065-2687(08)60243-5
35. Lifshits, I. M., Azbel, M. Ya., & Kaganov, M. I. (1971). *Elektronnaya teoriya metallov*. Moscow, Nauka Publ., 416 p. (In Russian).
36. Matveev, A. N. (1983). *Elektrichestvo i magnetizm*. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 464 p. (In Russian).
37. Tyushev, A. N. (2011). *Kurs lektsiy po fizike. Chast' 5. Kvantovaya fizika*. Novosibirsk, SGA Publ., 167 p. (In Russian).
38. Pavlov, P. V., & Khokhlov, A. F. (2000). *Fizika tverdogo tela*. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 494 p.
39. Zhuravlev, V. A. (2002). *Lektsii po kvantovoy teorii metallov*. Moscow, Institut komp'yuternykh issledovaniy Publ., 240 p. (In Russian).
40. Kuznetsov, V. V. (2008). *Vvedenie v fiziku goryachey Zemli*. Petropavlovsk-Kamchatsky, 366 p. (In Russian).
41. Bronshtein, V. A. (1977). *Planeta Mars*. Moscow, Nauka Publ., 96 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Дмитриев Аркадий Николаевич, д. г.-м. н., профессор кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: dmitriev38@inbox.ru

Пахаруков Юрий Вавилович, д. ф.-м. н., профессор кафедры физики, методов контроля и диагностики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Arkadiy N. Dmitriev, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, e-mail: dmitriev38@inbox.ru

Yury V. Pakharukov, Doctor of Physics and Mathematics, Professor at the Department of Physics, Monitoring and Diagnostic Methods, Industrial University of Tyumen

Бурение скважин и разработка месторождений

Drilling of wells and fields development

25.00.17 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
(технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2021-2-53-65

УДК 622.276.4

Лабораторные исследования нефтewытесняющих характеристик растворов эмульсий в поровом пространстве пород-коллекторов

В. Ю. Огорельцев¹, С. А. Леонтьев^{2*}, В. Ф. Дягилев³, В. М. Спасибов²

¹Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», г. Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

³Филиал Тюменского индустриального университета, г. Нижневартовск, Россия

*e-mail: leontevsa@tyuiu.ru

Аннотация. При разработке нефтяных месторождений широко применяются химические методы увеличения нефтеотдачи. Одним из методов выравнивания приемистости являются технологии на основе эмульсий (ЭС). Механизм данной технологии заключается в создании повышенного фильтрационного сопротивления в наиболее выработанных интервалах пласта. Для установления фактических нефтewытесняющих характеристик принятых к испытанию марок эмульгаторов в поровом пространстве нефтесодержащих пород-коллекторов проведен комплекс лабораторных фильтрационных исследований на керновых образцах горизонта АС₁₂ Нижне-Сортымского месторождения.

Обработка лабораторных данных после фильтрации готовых к применению эмульсий через керновые образцы дает прирост коэффициента вытеснения нефти водой от 1,31 до 10,79 %. Построение их корреляционной зависимости позволяет выявить оптимальный для наиболее эффективного применения на группах пластов АС диапазон конечной динамической вязкости составов технологии ЭС, который составляет от 5 до 9 мПа·с.

На основании выполненных лабораторных исследований пород установлено, что проведение геолого-технических мероприятий с применением зарекомендовавшего себя по высокой эффективности от обработок скважин эмульгатора Нефтенол-НЗ даст большой объем дополнительной добычи нефти, в сравнении с применяемым в настоящее время эмульгатором Синол-ЭМ.

Ключевые слова: вязко-эмульсионный состав; химические методы увеличения нефтеотдачи пласта; нефтewытесняющие характеристики; фильтрационные испытания; керновые модели

Laboratory studies of oil-displacing characteristics of emulsion solutions in the pore space of reservoir rocks

Vadim Yu. Ogoreltsev¹, Sergey A. Leontiev^{2*}, Valery F. Diaghilev³,
Victor M. Spasibov²

¹Tyumen Branch of SurgutNIPIneft, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

³Nizhnevartovsk branch of Industrial University of Tyumen, Nizhnevartovsk, Russia

*e-mail: leontevsa@tyuiu.ru

Abstract. Chemical enhanced oil recovery methods are widely used in field development. One of the methods for leveling injectivity is emulsion-based technologies. The mechanism of this technology is to create an increased filtration resistance of the most depleted reservoir intervals. To establish the actual oil-displacing characteristics of the emulsifier grades accepted for testing in the pore space of oil-containing reservoir rocks, a set of laboratory filtration studies was carried out on high-permeability core models at the AS₁₂ horizon of the Nizhne-Sortymenskoye oil field.

Processing laboratory data after filtration of ready-to-use emulsions through core samples gives an increase in the oil displacement coefficient by water from 1.31 to 10.79 %. When constructing their correlation dependence, it is possible to identify the range of the final dynamic viscosity (from 5 to 9 mPa·s) of the compositions of the emulsion-based technology, which is optimal for the most effective application on groups of AS formation.

Based on the laboratory studies of rocks, it was established that carrying out geological and technical measures using the emulsifier Neftenol-NZ, which has proven itself in high efficiency from well treatments, will give a large volume of additional oil production, in comparison with the currently emulsifier Sinol-EM.

Key words: viscous-emulsion composition; chemical enhanced oil recovery methods; oil-displacing characteristics; filtration tests; core models

Введение

Под выравниванием профиля приемистости подразумеваются технологии, которые направлены на распределение закачиваемой воды в разрезе ближней зоны нагнетательной скважины, как первый шаг по обеспечению равномерности выработки запасов нефти. Способ решения этой задачи для всех без исключения методов выравнивания профиля приемистости заключается в выравнивании фильтрационных сопротивлений по разрезу пласта путем избирательного действия тех или иных технологий воздействия [1–16].

К методам, выравнивающим профиль приемистости, относятся технологии на основе эмульсий. Данная группа технологий является одной из наиболее массовых по объему внедрения в ПАО «Сургутнефтегаз»¹ (29,2 % всех обработок в 1991–2017 гг.) [17–20].

ВЭС — вязко-эмульсионный состав. Технология применения ВЭС является основной эмульсионной технологией и базовой для всех эмульсионных технологий. Она реализовывалась в двух модификациях: закачка ВЭС с КНС (2 900 скважино-операций) и адресная закачка ВЭС индивидуально в конкретную нагнетательную скважину (6 800 скважино-операций). Объем закачки раствора в одну нагнетательную скважину лежал в диапазоне от 50 до 500 м³. Основным используемый реагент — эмульгатор (нефтенол, эмультерм и т. д.) с рабочей концентрацией 1–5 % вес.

¹ Отчет о НИР. Результаты применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз» / СургутНИПИнефть, Тюмень, 2011. — 98 с.

Механизм действия технологии заключается в следующем: создать в наиболее проницаемых, наиболее выработанных интервалах пласта, в которые преимущественно поступает состав, повышенное фильтрационное сопротивление и за счет этого подключить к процессу фильтрации слабодренлируемые и неработающие интервалы пласта, что приведет к выравниванию профиля приемистости (ВПП) и увеличению охвата пласта заводнением. Кроме того, ВЭС, обладающий повышенными вязкостными свойствами, способствует увеличению коэффициента вытеснения нефти по сравнению с традиционным заводнением. Эффект завершается после разрушения эмульсии, которое при правильном обосновании объема и концентрации основного компонента — нефтеноса может наступить через 10–12 месяцев после закачки ВЭС.

Наиболее эффективно применение ВЭС на средних стадиях разработки (2–3 стадия) при средней текущей обводненности на участках воздействия 40–80 %. В целом применение закачки ВЭС за всю историю было эффективно (накопленная удельная эффективность 500 т/скв.-опер. при закачке с КНС и 1 800 т/скв.-опер. при адресной закачке), но дальнейшие объемы ее применения в ближайшие годы будут заметно увеличиваться в связи с необходимостью ее массового применения на активно разбухающих пластах ЮС₂. Основные перспективы применения технологии² связаны с пластами группы АС, и пластами ЮС₂ и БС₁₀ [17, 18].

Объект и методы исследования

Лабораторные исследования составов на основе эмульсий по измерению коэффициента проницаемости и вытеснения нефти из образцов керна соответствуют требованиям нормативной документации^{3, 4, 5, 6}.

В качестве образцов породы-коллектора используются правильной формы цилиндры, которые были выбурены из полноразмерного керна горизонта АС₁₂ Нижне-Сортымского месторождения. В ходе лабораторного эксперимента поддерживались барометрические параметры, которые соответствуют пластовым значениям давления и температуры. В качестве продавочной жидкости использовалась модель воды, соответствующая по химическому составу рабочему агенту, применяемому при разработке месторождений.

Пропускная способность образцов керна при фильтрации флюидов (воды, нефти или их моделей) оценивается до и после ее обработки химическим составом на основе эмульсии. Сущность метода заключается в исследовании доотмыва остаточной нефти из керновых образцов горизонта АС₁₂

² Отчет о НИР...

³ ГОСТ 26450.0-85. Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств [Электронный ресурс]. – Введ. 1986-07-01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200023986>.

⁴ ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением [Электронный ресурс]. – Введ. 1986-07-01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200023987>.

⁵ ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при фильтрации [Электронный ресурс]. – Введ. 1986-07-01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200023988>.

⁶ ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях [Электронный ресурс]. – Введ. 1987-01-01. – Режим доступа: <http://www.gost.rf.com/normadata/1/4293836/4293836586.pdf>

Нижне-Сортымского месторождения на основе определения изменения нефтепроводимости.

При изучении процесса фильтрации исследуемых флюидов (нефти, воды и раствора эмульсии) через образцы керна поддерживался постоянный расход в течение всего опыта, который определяется из линейной скорости течения флюидов⁷ в пластовых условиях (1) [18]:

$$V = \frac{864 \cdot Q}{F \cdot m \cdot (1 - S_{в.ост} - S_{н.ост})}, \quad (1)$$

где V — линейная скорость фильтрации, м/сут; Q — расход фильтруемой жидкости, см³/с; F — площадь поперечного сечения модели пласта, см²; m — пористость модели пласта, д.ед.; $S_{в.ост}$, $S_{н.ост}$ — остаточная водо- и нефте-насыщенность модели пласта в пластовых условиях соответственно, д.ед.

В соответствии с методикой проведения лабораторных исследований коэффициента проницаемости образцов керна по нефти и воде через модель пласта прокачивалось не менее 4–6 поровых объемов при постоянном градиенте давления.

Лабораторный эксперимент

С целью установления фактических нефтевытесняющих характеристик растворов эмульсий, стабилизированных принятыми к испытанию марками эмульгаторов, в поровом пространстве пород-коллекторов выполнен комплекс лабораторных исследований, включавший определение их типа, агрегативной устойчивости и реологических свойств, а также проведение фильтрационных испытаний на керновых моделях пласта [18].

Представлены восемь образцов контрольных проб различных марок эмульгаторов для проведения входного контроля их качества и выбора наиболее кондиционных из них по результатам лабораторных испытаний (табл. 1).

Таблица 1

Организации-поставщики товарных марок эмульгаторов

Товарная марка эмульгатора	Организация-поставщик
РХП-60	ЗАО Группа компаний «РусХимПром»
Алдинол-10	ЗАО НПП «НефтеСервисКомплект»
Синол-ЭМ	ООО «Скоропусковский Синтез»
БФАН-1М	АН РБ «Центр химической механики нефти»
ЭКС-ЭМ	ЗАО «Полиэкс»
Нефтенол-НЗ	ЗАО «Химеко-ГАНГ»
Эмультерм, марка А	ЗАО «НПП ХимПластРазработка»
Эмультерм, марка Б	ЗАО «НПП ХимПластРазработка»

В качестве высокоэффективного и занимающего лидирующее положение по количеству скважино-операций среди эмульсеобразующих композиций на продуктивных пластах месторождений определен базовый состав

⁷ ОСТ 39-195-86...

технологии ЭС, затворяемый на технической воде с концентрацией эмульгатора в растворе от 3 до 5 % масс. и не требующий дополнительного приношения в свою рецептуру углеводородной фазы (газовый конденсат, дизельное топливо и др.). Выбор для проведения фильтрационных испытаний породы пласта АС₁₂ Нижне-Сортымского месторождения обусловлен повсеместным развитием отложений мелового возраста на территории деятельности ПАО «Сургутнефтегаз», нефтяные залежи которых по структуре и условиям залегания активных запасов углеводородов относятся к рентабельным объектам по уровням добычи нефти. При этом большая часть пластов группы АС пребывает в настоящее время на завершающей стадии разработки, характеризующейся высокой обводненностью (около 90–95 %) продукции скважин, что требует своевременного и регулярного проведения мероприятий повышения нефтеотдачи пластов за счет применения потокоотклоняющих составов технологий, в частности на основе эмульгирующих реагентов.

Условия испытания и наблюдаемые параметры приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2

Условия проведения лабораторных испытаний эмульсионных составов на керновых образцах горизонта АС₁₂ Нижне-Сортымского месторождения

Температура опыта, °С	64
Всестороннее давление обжима, МПа	33
Внутрипоровое давление, МПа	7
Расход закачки флюида, см ³ /ч	1,8
Вязкость модели пластовой нефти, мПа·с	2,09
Вязкость модели пластовой воды, мПа·с	0,49
Минерализация модели пластовой воды, г/л	14

Таблица 3

Наблюдаемые параметры лабораторных испытаний эмульсионных составов на керновых образцах горизонта АС₁₂ Нижне-Сортымского месторождения

Градиент давления (grad P) при насыщении модели пласта нефтью, МПа/м	0,147
Фазовая проницаемость по нефти при K _{нн} , мкм ² ·10 ⁻³	10,02
Градиент давления (grad P) при вытеснении нефти водой до фильтрации составов технологий физико-химических МУН, МПа/м	0,254
Фазовая проницаемость по воде до обработки при K _{он} , мкм ² ·10 ⁻³	1,36

На основании полученных результатов экспериментальных исследований по определению типа эмульсионных составов ($C_{э} = 5\%$ масс.), приготовленных на модели подтоварной воды ($C_{NaCl} = 5\text{ г/л}$), качественными методами анализа (индикаторного окрашивания непрерывной фазы, разбавления в избытке воды, пропитки фильтровальной бумаги) установлено, что использование в качестве эмульгаторов товарных продуктов (Эмультерм марки А и Б, БФАН-1М, ЭКС-ЭМ, Синол-ЭМ, РХП-60 и Нефтенол-НЗ) приводит к образованию прямых (масло в воде) дисперсионных систем. Исключение составляет эмульгатор Алдинол-10, который, несмотря на преобладающее содержание водной фазы в объеме рабочей композиции, обеспечивает появление углеводородной дисперсионной среды с образованием инвертной эмульсии (вода в масле).

По данным от проведения опытных работ (рис. 1, 2) по определению стойкости эмульсионных составов к расслоению выявлено, что все подвергнутые испытанию эмульгирующие реагенты не способны обеспечить сохранение стабильности лиофобных эмульсий (расслоение не более 5–10 % об. на одну из фаз) во времени (не менее 8–12 часов) как при комнатной (20–25 °С), так и при пластовой температуре (64 °С). При этом потеря агрегативной устойчивости эмульсий в основном обусловлена возникновением в грубодисперсных системах поверхностных явлений коагуляции (слипания) или коалесценции (слияния) отдельных капель эффективности довытеснения остаточной нефти при лабораторном испытании составов технологии ЭС на моделях пласта АС₁₂ Нижне-Сортимского месторождения.

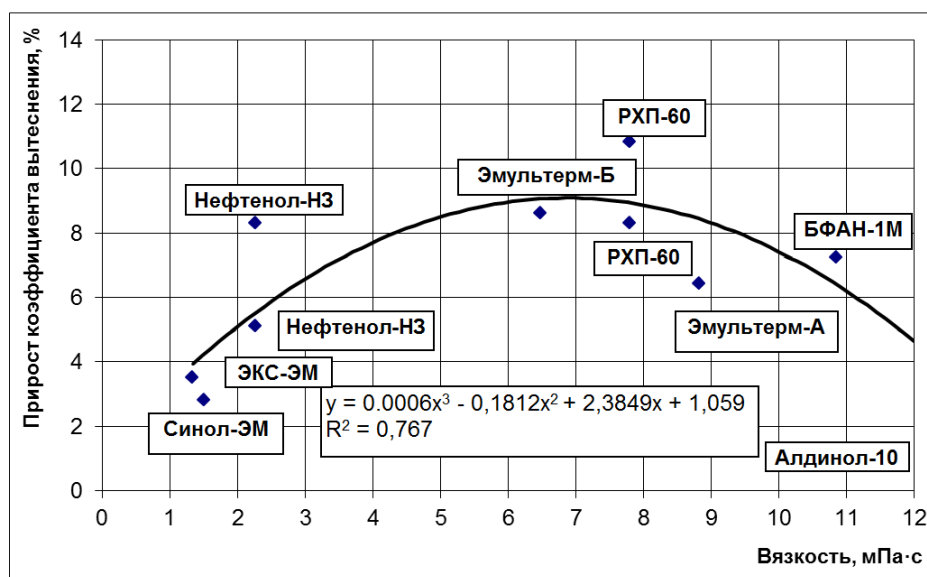


Рис. 1. Зависимость изменения прироста довытесненной нефти от конечной вязкости эмульсионных составов, приготовленных на модели подтоварной воды ($C_{NaCl} = 5\text{ г/л}$) и прокаченных через образцы керна пласта АС₁₂ Нижне-Сортимского месторождения

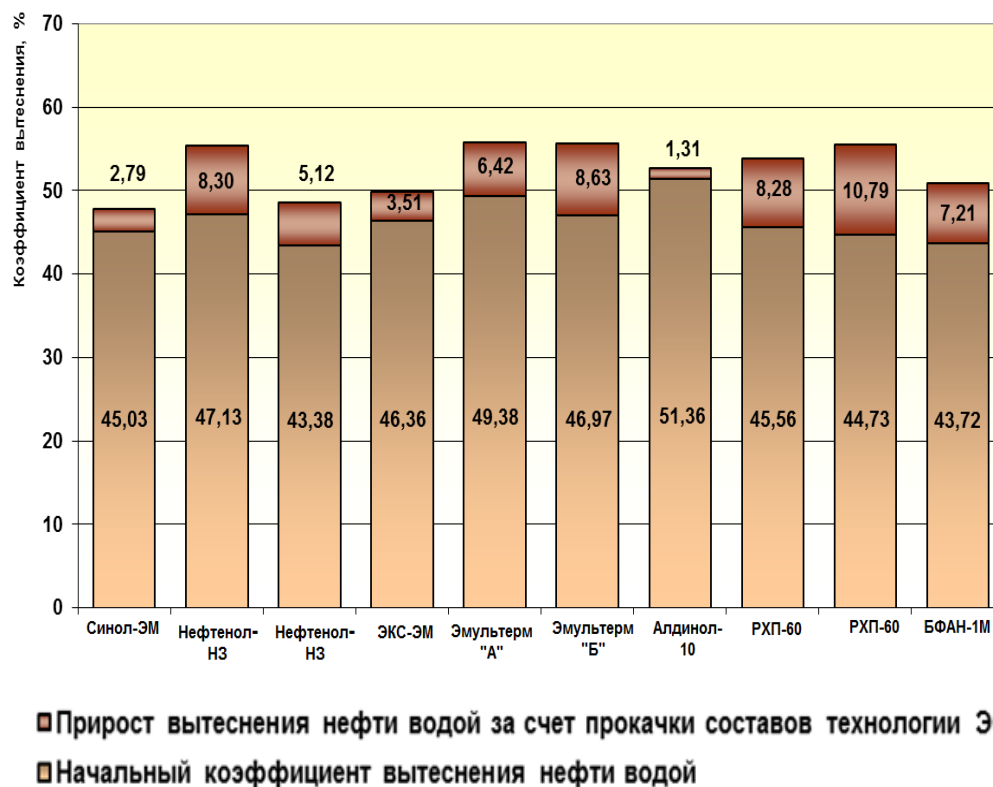


Рис. 2. Сопоставление эффективности довытеснения остаточной нефти при лабораторном испытании составов технологии ЭС на керновых образцах пласта АС₁₂ Нижне-Сортымского месторождения

Проведение реологических тестовых испытаний составов технологии ЭС выполнено в соответствии с параметрами технологического процесса приготовления рабочего раствора на устье скважины и его закачки в пласт. При проведении экспериментов учитывалось фактическое время приготовления (10–20 мин) и продавки эмульсионного состава по НКТ до забоя скважины (20–30 мин).

Нагрев образцов эмульсии осуществлялся в два этапа: первый соответствовал закачке эмульсионного состава в призабойную зону пласта — это повышение температуры от 20 до 40 °С в течение 30 минут; второй этап моделирует продвижение эмульсии в пласте с образованием нефтяного вала — равномерное повышение температуры до 63–64 °С в течение 24 часов, что соответствует прогреву эмульсионного состава в пластовых условиях (табл. 4).

Таблица 4

Результаты определения остаточной нефтенасыщенности образцов керна пласта АС₁₂ Нижне-Сортимского месторождения при вытеснении нефти водой и довытеснения остаточной нефти оторочкой эмульсионного состава (C_э = 5 % масс.), стабилизированных принятыми к испытанию товарными марками эмульгаторов

Технология	Номер образца	Газопроницаемость, мкм ² · 10 ⁻³	Пористость, %	Начальная нефтенасыщенность, %	До прокачки эмульсионного состава		После прокачки эмульсионного состава		Снижение остаточной нефтенасыщенности модели пласта после фильтрации эмульсионного состава, %	Прирост вытеснения нефти водой после фильтрации эмульсионного состава, %	Скорость линейная по ОСТ 39-195-86, м/сут
					Остаточная нефтенасыщенность модели пласта (сепарационный метод), %	Коэффициент вытеснения нефти водой, %	Остаточная нефтенасыщенность модели пласта (ретортный метод), %	Коэффициент вытеснения нефти водой, %			
ЭС (Синол-ЭМ)	6779-91	30,00	22,70	67,25	36,45	45,03	33,92	49,56	1,86	2,79	0,87
	14197-91	29,00	22,70	63,68			33,90	46,76			0,99
	6784-91	29,00	23,40	68,61			36,72	46,48			0,81
	ср.взв.знач	29,40	22,87	66,31	36,45	45,03	34,59	47,82	1,86	2,79	0,90
ЭС (Нефтенол-НЗ)	8901-00	33,70	22,30	64,35	34,25	47,13	27,82	56,77	5,38	8,30	0,96
	6789-91	31,00	22,50	64,41			30,14	53,20			0,94
	4428-93	30,00	21,10	65,47			28,81	56,00			0,97
	ср.взв.знач	31,54	21,92	64,78	34,25	47,13	28,87	55,42	5,38	8,30	0,96
ЭС (Нефтенол-НЗ)	8893-00	43,30	23,70	63,35	37,19	43,38	31,84	49,75	3,35	5,12	1,00
	8897-00	40,70	22,40	65,84			34,38	47,79			0,97
	8902-00	38,30	23,80	67,90			35,36	47,93			0,85
	ср.взв.знач	40,78	23,31	65,68	37,19	43,38	33,84	48,50	3,35	5,12	0,94
ЭС (Эмультерм "А")	8899-00	26,50	22,90	64,49	32,12	49,38	27,56	57,26	4,08	6,42	0,86
	8894-00	26,50	23,00	63,17			29,05	54,02			0,89
	4422-93	26,00	21,50	62,72			27,53	56,11			0,97
	ср.взв.знач	26,33	22,46	63,46	32,12	49,38	28,04	55,80	4,08	6,42	0,90
ЭС (Эмультерм "Б")	14174-91	22,00	21,00	64,88	34,34	46,97	28,25	56,46	5,59	8,63	0,93
	14189-91	22,00	20,70	65,30			28,84	55,83			0,94
	8890-00	21,80	22,40	64,04			29,18	54,43			0,90
	ср.взв.знач	21,94	21,34	64,75	34,34	46,97	28,75	55,59	5,59	8,63	0,92
ЭС (Алдинол-10)	8891-00	21,71	22,50	64,40	31,90	51,36	32,69	49,24	0,88	1,31	0,84
	4423-93	20,00	21,00	65,93			29,30	55,57			0,86
	14180-91	20,00	20,40	66,32			31,27	52,86			0,88
	ср.взв.знач	20,53	21,26	65,59	31,90	51,36	31,02	52,67	0,88	1,31	0,86
ЭС (РХП-60)	4425-93	39,00	22,00	64,85	35,57	44,73	27,74	57,23	6,95	10,79	1,01
	10322-91	38,00	25,20	63,78			29,80	53,28			0,91
	8896-00	37,90	22,50	64,45			28,26	56,16			1,00
	ср.взв.знач	38,30	23,27	64,35	35,57	44,73	28,62	55,52	6,95	10,79	0,97

Технология	Номер образца	Газопроницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	Пористость, %	Начальная нефтенасыщенность, %	До прокачки эмульсионного состава		После прокачки эмульсионного состава		Снижение остаточной нефтенасыщенности модели пласта после фильтрации эмульсионного состава, %	Прирост вытеснения нефти водой после фильтрации эмульсионного состава, %	Скорость линейная по ОСТ 39-195-86, м/сут
					Остаточная нефтенасыщенность модели пласта (сепарационный метод), %	Коэффициент вытеснения нефти водой, %	Остаточная нефтенасыщенность модели пласта (ретортный метод), %	Коэффициент вытеснения нефти водой, %			
ЭС (РХП-60)	5135-88	55,00	23,20	64,44	34,91	45,56	29,19	54,71	5,30	8,28	0,89
	5134-88	51,00	22,80	64,60			30,57	52,67			0,91
	8892-00	43,50	22,60	63,33			29,00	54,21			0,95
	ср.взв.знач	49,83	22,86	64,13	34,91	45,56	29,60	53,84	5,30	8,28	0,92
	4420-93	37,00	19,00	66,88	37,67	43,72	34,82	47,94	4,79	7,21	1,14
ЭС (БФАН-1М)	11239-89	37,00	22,30	65,23			28,95	55,61			1,03
	8898-00	36,30	24,70	68,58			34,38	49,87			0,83
	ср.взв.знач	36,77	21,89	66,93	37,67	43,72	32,88	50,93	4,79	7,21	1,01
ЭС (ЭКС-ЭМ)	4424-93	23,00	19,50	64,03	35,09	46,36	31,84	50,27	2,28	3,51	1,09
	14173-91	23,00	19,80	65,35			31,06	52,48			1,03
	288-89	23,00	20,00	67,02			35,70	46,73			0,96
	ср.взв.знач	23,00	19,76	65,42	35,09	46,36	32,81	49,87	2,28	3,51	1,03

Результаты лабораторных испытаний

Согласно результатам от проведения серии реологических испытаний составов технологии ЭС установлено, что при соблюдении регламентированной концентрации испытуемых эмульгаторов в слабоминерализованном водном растворе наблюдается получение различных по характеру поведения кривых их вязкостно-температурных зависимостей. Эмульсионные составы, за исключением эмульсии стабилизированной Алдинол-10, демонстрируют низкие значения начальной динамической вязкости (от 0,67 до 6,37 мПа·с), конечные значения которых по достижении пластовой температуры (63–64 °С) остаются на почти неизменном уровне или становятся несколько выше (от 1,34 до 10,84 мПа·с), что может быть вызвано частичным расслаиванием изначально гомогенной дисперсной системы и повышением ее вязкости в верхней части роторного стакана вискозиметра за счет отделения на его донной части водной фазы. При этом также не исключается протеканием процессов загущения эмульсий с повышением температуры или при длительном времени на их отстаивание (от 1–2 и более сут) с повторным диспергированием систем за счет прерывистого встряхивания.

Определены различия в поведении реологических кривых эмульсионных составов при использовании различных марок эмульгаторов, которые

имеют согласованность с результатами их фильтрационных испытаний, проведенных на моделях пласта АС₁₂ Нижне-Сортымского месторождения. Обработка лабораторных данных после фильтрации готовых к применению эмульсий через керновые образцы дает прирост коэффициента вытеснения нефти водой от 1,31 до 10,79 %. Построение их корреляционной зависимости позволяет выявить оптимальный для наиболее эффективного применения на группах пластов АС диапазон конечной динамической вязкости составов технологии ЭС, который составляет от 5 до 9 мПа·с. Установленное при проведении фильтрационных испытаний относительное снижение остаточной нефтенасыщенности моделей пласта после обработки эмульсионными композициями составило: Нефтенол ИЗ — 3,35 и 5,38 %, Синол-ЭМ — 1,86 %, Алдинол-10 — 0,88 %; Эмультерм марка «А» — 4,08 %, Эмультерм марка «Б» — 5,59 %; РХП-60 — 5,30 и 6,95 %; БФАН-1М — 4,79 % и ЭКС-ЭМ — 2,28 %. Отмеченное при этом использование в качестве эмульгаторов Синол-ЭМ и Алдинол-10 демонстрировало при прокачке оторочек их эмульсионных составов резкое повышение градиента давления по длине керновых моделей за счет закрепления вязкой системы на принимающей испытуемый раствор торцевой поверхности керна в виде «корки», осложняющей нефтевытеснение из пустотного пространства флюидопроводящих коллекторов и свидетельствующей о кратном снижении (в десятки раз) их фильтрационных характеристик.

В свою очередь, при проведении фильтрационных опытов других эмульгаторов также наблюдалось снижение проникающей способности составов технологии ЭС в поровом пространстве породы пласта. Однако последующая вслед за фильтрацией эмульсионных составов оторочка модели подтоварной воды приводила к обратному снижению градиента давления за счет частичного разрушения (размытия) дисперсных систем в поровом пространстве горной породы с окончательной его стабилизацией на торцевых концах составных колонок в области значений, свидетельствующих об увеличении остаточного фактора сопротивления от 2,29 до 8,90 раза.

Выводы

Таким образом, на основании выполненных лабораторных испытаний составов технологии ЭС, а также с учетом не до конца изученного механизма действия подвергнутых анализу товарных форм эмульгаторов в поровом пространстве нефтесодержащих пород-коллекторов считаем, что проведение геолого-технических мероприятий с применением зарекомендовавшего себя по высокой эффективности от обработок скважин эмульгатора Нефтенол-ИЗ даст большой объем дополнительной добычи нефти, в сравнении с применяемым в настоящее время эмульгатором Синол-ЭМ.

Библиографический список

1. Сургучев, М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи / М. Л. Сургучев. — Москва : Недра, 1985. — 308 с. — Текст : непосредственный.
2. Сургучов, М. Л. Обзор третичных методов увеличения нефтеотдачи / М. Л. Сургучов. — Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. — 2001. — № 5. — С. 50–54.
3. Амелин, И. Д. Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии / И. Д. Амелин, М. Л. Сургучев, А. В. Давыдов. — Москва : Недра, 1994. — 308 с. — Текст : непосредственный.

4. Бойко, В. С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений / В. С. Бойко. – Москва : Недра, 1990. – 427 с. – Текст : непосредственный.
5. Алварато, В. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения / В. Алварато, Э. Манрик ; пер. с англ. Б. Л. Фалалеев, под ред. А. О. Палия. – Москва : Премииум Инжиниринг, 2011. – 220 с. – (Промышленный инжиниринг). – Текст : непосредственный.
6. Ильина, Г. Ф. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири : учебное пособие / Г. Ф. Ильина, Л. К. Алтунина ; Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического ун-та, 2006. – 166 с. – Текст : непосредственный.
7. Алтунина, Л. К., Микробиологические аспекты комплексного физико-химического метода увеличения нефтеотдачи / Л. К. Алтунина, Л. И. Сваровская, В. С. Овсянникова. – Текст : непосредственный // Нефтехимия. – 2008. – Т. 48, № 3. – С. 233–237.
8. Перспективы освоения трудноизвлекаемых запасов высоковязких нефтей в карбонатных коллекторах / Ш. Х. Султанов, Ю. А. Котенев, В. Е. Андреев [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 1. – С. 15–20.
9. Ленченкова, Л. Е. Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами = Increasing oil fields productivity with physical and chemical methods / Л. Е. Ленченкова. – Москва : Недра, 1998. – 394 с. – Текст : непосредственный.
10. Рогачев, М. К. Новые химические реагенты и составы технологических жидкостей для добычи нефти / М. К. Рогачев. – Уфа : Гилем, 1999. – 75 с. – Текст : непосредственный.
11. Пономарев, А. И. Повышение эффективности разработки залежей углеводородов в низкопроницаемых и слоисто-неоднородных коллекторах / А. И. Пономарев ; отв. ред. А. Э. Конторович ; Открытое АО «Газпром», ООО «Уренгойгазпром». – Новосибирск : СО РАН, 2007. – 236 с. – Текст : непосредственный.
12. Муслимов, Р. Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения : проектирование, оптимизация и оценка эффективности : учебное пособие / Р. Х. Муслимов ; Академия наук Республики Татарстан. – Казань : ФЭН, 2005. – 688 с. – Текст : непосредственный.
13. Муслимов, Р. Х. Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии / Р. Х. Муслимов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 3. – С. 30–35.
14. Шпуров, И. В. Дифференцированный анализ степени вовлечения и выработанности запасов юрских залежей в пределах Западно-Сибирской НГП / И. В. Шпуров, В. А. Захаренко, А. Я. Фурсов. – Текст : непосредственный // Недропользование XXI век. – 2015. – № 1 (51). – С. 12–19.
15. Закиров, С. Н. Совершенствование технологий разработки месторождений нефти и газа / С. Н. Закиров, А. И. Брусиловский, Э. С. Закиров ; под общ. ред. С. Н. Закирова. – Москва : Грааль, 2000. – 643 с. – Текст : непосредственный.
16. Севастьянов, А. А. Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти : учебное пособие / А. А. Севастьянов, К. В. Коровин, О. П. Зотова ; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2017. – 92 с. – Текст : непосредственный.
17. Сонич, В. П. Методические рекомендации по применению физико-химических методов воздействия на пласты через нагнетательные скважины с целью регулирования разработки нефтегазовых месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» / В. П. Сонич, В. А. Мишарин, С. В. Гусев. – Тюмень : СургутНИПИнефть, 2008. – 79 с. – Текст : непосредственный.
18. Лабораторные исследования влияния реологических характеристик сшитых полимерных систем на коэффициенты проницаемости и вытеснения нефти / В. Ю. Огорельцев, С. А. Леонтьев, В. А. Коротенко [и др.]. – DOI 10.15593/2224-9923/2020.2.6. – Текст : непосредственный // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т. 20, № 2. – С. 162–174.
19. Дягилев, В. Ф. Апробация методик прогнозирования технологической эффективности выработки и оценки запасов нефти при подборе скважин-кандидатов на проведение мероприятий по обработке призабойной зоны скважин на примере Северо-Ореховского месторождения / В. Ф. Дягилев. – DOI 10.18799/24131830/2019/10/2296. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов – 2019. – Т. 330, № 10 – С. 33–48.

20. Efficiency analysis of hydrodynamic enhanced oil recovery methods on the example of Las-Eganskoye field / V. Dyagilev, N. Lazutin, T. Dyagileva, V. Baksheev. DOI 10.1088/1757-899X/663/1/012062. – Текст : непосредственный // IOP Conference Series : Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 663. – P. [1–9].

References

1. Surguchev, M. L. (1985). Vtorichnye i tretichnye metody uvelicheniya nefteotdachi. Moscow, Nedra Publ., 308 p. (In Russian).
2. Surguchov, M. L. (2001). Obzor tretichnykh metodov uvelicheniya nefteotdachi. Oil Industry, (5), pp. 50-54. (In Russian).
3. Amelin, I. D., Surguchev, M. L., & Davydov, A. V. (1994). Prognoz razrabotki neftyanykh zalezhey na pozdney stadii. Moscow, Nedra Publ., 308 p. (In Russian).
4. Boyko, V. S. (1990). Razrabotka i ekspluatatsiya neftyanykh mestorozhdeniy. Moscow, Nedra Publ., 427 p. (In Russian).
5. Alvarado, V., & Manrique, E. (2010). Enhanced oil recovery. Field planning and development strategies. Amsterdam [etc.], Elsevier. (In English).
6. Il'ina, G. F., & Altunina L. K. (2006). Metody i tekhnologii povysheniya nefteotdachi dlya kollektorov Zapadnoy Sibiri. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 166 p. (In Russian).
7. Altunina, L. K., Svarovskaya, L. I., & Ovsyannikova, V. S. (2008). Microbiological aspects of a combined physicochemical process for enhanced oil recovery. Petroleum Chemistry, 48(3), pp. 233-237. (In Russian).
8. Sultanov, Sh. Kh., Kotenev, Yu. A., Andreev, V. E., Fedorov, K. M., Sklyarov, V. R., & Ismagilov, O. Z. (2005). Perspektivy osvoeniya trudnoizvlekaemykh zasobov vysokovyazkikh neftey v karbonatnykh kollektorakh. Oilfield Engineering, (1), pp. 15-20. (In Russian).
9. Lenchenkova, L. E. (1998). Increasing oil fields productivity with physical and chemical methods. Moscow, Nedra Publ., 394 p. (In Russian).
10. Rogachev, M. K. (1999). Novye khimicheskie reagenty i sostavy tekhnologicheskikh zhidkostey dlya dobychi nefi. Ufa, Gilem Publ., 75 p. (In Russian).
11. Ponomarev, A. I. (2007). Povyshenie effektivnosti razrabotki zalezhey uglevodorodov v nizkopronitsaemykh i sloisto-neodnorodnykh kollektorakh. Novosibirsk, SO RAN Publ., 236 p. (In Russian).
12. Muslimov, R. Kh. (2005). Sovremennye metody povysheniya nefteizvlecheniya: proektirovanie, optimizatsiya i otsenka effektivnosti. Kazan, FEN Publ., 688 p. (In Russian).
13. Muslimov, R. Kh. (2008). Methods of increasing an oil fields development efficiency at a late stage. Oil industry, (3), pp. 30-35. (In Russian).
14. Shpurov, I. V., Zakharenko, V. A., & Fursov, A. Ya. (2015). A differentiated analysis of the degree of involvement and the depletion of stocks of Jurassic deposits in the Western Siberian oil-and-gas province. Nedropol'zovaniye XXI vek, (1(51)), pp. 12-19. (In Russian).
15. Zakirov, S. N., Brusilovskiy, A. I., & Zakirov, E. S. (2000). Sovershenstvovanie tekhnologiy razrabotki mestorozhdeniy nefi i gaza. Moscow, Graal' Publ., 643 p. (In Russian).
16. Sevast'yanov, A. A., Korovin, K. V., & Zotova, O. P. (2017). Razrabotka mestorozhdeniy s trudnoizvlekaemyimi zasobami nefi. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 92 p. (In Russian).
17. Sonich, V. P., Misharin, V. A., & Gusev, S. V. (2008). Metodicheskie rekomendatsii po primeneniyu fiziko-khimicheskikh metodov vozdeystviya na plasty cherez nagnetatel'nye skvazhiny s tsel'yu regulirovaniya razrabotki neftegazovykh mestorozhdeniy OAO "Surgutneftegaz". Tyumen, SurgutNIPIneft Publ., 79 p. (In Russian).
18. Ogoreltsev, V. Y., Leontiev, S. A., Korotenko, V. A., Grachev, S. I., Diaghilev, V. F., & Fominykh, O. V. (2020). Laboratory studies of the influence of rheological characteristics of cross-linked polymer systems on oil permeability and displacement coefficients. Bulletin of the Perm national research polytechnic university, 20(2), pp. 262-274. (In Russian). DOI: 10.15593/2224-9923/2020.2.6
19. Diaghilev, V. F. (2019). Approbation of methods for predicting oil reserves production and estimate technological efficiency when selecting wells-candidates for bottom-hole zone processing by the example of the Severo-Orekhovskoe field. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering, 330(10), pp. 33-48. (In Russian). DOI: 10.18799/24131830/2019/10/2296

20. Dyagilev, V., Lazutin, N., Dyagileva, T., & Baksheev, V. (2019). Efficiency analysis of hydrodynamic enhanced oil recovery methods on the example of Las-Eganskoye field. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 663, pp. [1-9]. (In English). DOI: 10.1088/1757-899X/663/1/012062

Сведения об авторах

Огорельцев Вадим Юрьевич, заведующий лабораторией, Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», г. Тюмень

Леонтьев Сергей Александрович, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: leontevsa@tyuiu.ru

Дягилев Валерий Федорович, д. ф.-м. н., доцент кафедры нефтегазового дела, филиал Тюменского индустриального университета, г. Нижневартовск

Спасибов Виктор Максимович, д. т. н., профессор кафедры кибернетических систем, руководитель образовательной программы «Автоматизация технологических процессов нефтегазодобычи», Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Vadim Yu. Ogoreltsev, Head of Laboratory, Tyumen Branch of SurgutNIPIneft, Tyumen

Sergey A. Leontiev, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: leontevsa@tyuiu.ru

Valery F. Diaghilev, Doctor of Physics and Mathematics, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Business, Nizhnevartovsk branch of Industrial University of Tyumen

Victor M. Spasibov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Cybernetic Systems, Head of the Educational Program "Automation of Technological Processes in Oil and Gas Production", Industrial University of Tyumen

УДК 622.244

**Разработка стабилизирующей глинисто-аргиллитовые породы
ванны с помощью планирования эксперимента
по методу Бокса — Бенкена**

**А. Д. Шаляпина^{1*}, Д. В. Шаляпин², Д. Л. Бакиров^{1, 2}, М. М. Фаттахов²,
Э. В. Бабушкин^{1, 2}, В. Г. Кузнецов¹**

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

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

*e-mail: shaljapinaad@tyuiu.ru

Аннотация. Предотвращение осыпей и обвалов стенок скважин при бурении в глинисто-аргиллитовых горных породах является актуальной научно-производственной задачей для предприятий Западной Сибири. Процесс строительства боковых стволов в интервалах, сложенных глинистыми породами, включает большое количество дополнительных мероприятий, направленных на стабилизацию стенок скважин. Проанализированы скважины, бурение которых было осложнено осыпями и обвалами. Это позволило определить, что до 50 % непроизводительного времени уходит на ликвидацию осложнений, вызванных потерей устойчивости глинистых минералов. Установлено, что для минимизации риска потери стабильности стенок скважины необходимо разработать состав ванны, обладающей высоким ингибирующим действием. Для ускорения процесса создания рецептуры был применен метод планирования эксперимента Бокса — Бенкена, что позволило наиболее полно исследовать синергетическое взаимодействие компонентов и влияние термобарических условий. Результатом работы стала разработка оптимального состава ванны, которая позволяет стабилизировать реактивные глины более чем на 13 часов, что достаточно для проходки осложненных интервалов.

Ключевые слова: целостность ствола скважины; устойчивость стенок; глинисто-аргиллитовые горные породы; закрепляющая пачка; ингибирование

**Developing stabilizing clay-mudstone bath by planning an experiment using
the Box — Behnken method**

**Adelya D. Shalyapina^{1*}, Denis V. Shalyapin², Daniyar L. Bakirov^{1,2},
Marsel M. Fattahov², Eduard V. Babushkin^{1, 2}, Vladimir G. Kuznetsov¹**

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

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

*e-mail: shaljapinaad@tyuiu.ru

Abstract. The actual scientific and production task is the prevention of loss wellbore stability for West Siberia companies. The process of well drilling in clay intervals is consisting of many additional actions for stabilization wellbore. There is analysis of wells with problems due to caving and falling in this article. It was allowed to determine that almost 50 % of drilling time is non-production time, which connects with clay warping. The design of new inhibitory bath compound is necessary to avoid loss wellbore stability. It was applied Box-Behnken method for

planning of experiment and for a mathematical analysis of synergistic effects components and thermo-baric conditions among each other. The result of this work is the development of the optimal composition of the bath to stabilize clay rocks for more than 13 hours, which is enough for drilling complicated intervals.

Key words: safety of wellbore; wellbore stability; claystone rocks; fixing pack; inhibition

Введение

Строительство скважин в горных породах, склонных к пластическому течению при воздействии фильтрата бурового раствора, осложнено потенциальными рисками возникновения осыпей, обвалов и плывунов, что в итоге может привести к потере бурового инструмента и ствола скважины в целом [1, 2].

Объект исследования

Анализ производственного опыта бурения боковых стволов на месторождениях Западной Сибири показал, что строительство скважин в интервалах глинисто-аргиллитовых горных пород зачастую осложнено различными типами аварий и осложнений, на ликвидацию которых уходит до 10 % времени строительства скважин, а на ликвидацию осыпей и обвалов — до 50 % непроизводительного времени [3, 4]. Использование буровых растворов на водной основе приводит к фильтрации свободной воды в уплотненные глинистые минералы, что является причиной набухания, дезинтеграции и в конечном счете обрушения ствола скважины [5, 6].

Бурение боковых стволов с большими значениями зенитных углов в интервалах глинисто-аргиллитовых пород (например, разбуривание покачевско-савуйской пачки глин — пласта БВ₁ Ватъеганского месторождения) является основной зоной возникновения проблем, связанных с потерей стабильности стенок скважин с горизонтальным окончанием на месторождениях Западной Сибири. Наиболее частые осложнения в данных интервалах — это осыпи и обвалы, на ликвидацию которых затрачивается значительное время, включающее такие операции, как шаблонировка и проработка ствола скважины. На сегодняшний день проведение данных операций необходимо для исключения затяжек, посадок и прихватов при бурении и спуске хвостовика [7, 8]. Однако большие запасы нефти и газа в группе пластов БВ₁₋₂ требуют от промышленности искать технологические решения по уменьшению непроизводительного времени строительства скважин путем разработки новых стабилизирующих составов для предотвращения и ликвидации осложнений.

Планирование многофакторного эксперимента и разработка состава стабилизирующей ванны

До начала проведения исследования была сформирована матрица планирования трехуровневого эксперимента по методу Бокса — Бенкена, состоящая из 62 опытов, которые необходимы для наиболее полного определения характеров влияния входных параметров [9, 10]. Итогом математической обработки результатов исследования является функция отклика (1) (уравнение регрессии), состоящая из X_n факторов (n — число влияющих

переменных), связанных линейными, квадратичными или иными взаимодействиями с выходным параметром Y_k (k — количество исследуемых значений) на основе N числа опытов.

$$Y_k = a_{ok} + \sum_{i=1}^n a_{ik} X_i + \sum_{i < j}^n a_{ijk} X_i X_j + \sum_{i=1}^n a_{iik} X_i^2, j = 1 \dots n, \quad (1)$$

где a_i — весовые коэффициенты; X_i — значения входных параметров; i — количество входных параметров; k — целевой параметр.

Матрица планирования эксперимента состоит из закодированных величин: максимальному значению соответствует 1, среднему 0, минимальному –1. Необходимо отметить, что использование метода Бокса — Бенкена позволяет значительно сократить количество проводимых опытов при анализе влияния большого количества факторов в отличие от двухуровневых ортогональных планов, а также включать в выходное уравнение нелинейные зависимости [11, 12].

В таблице 1 представлены уровни варьирования входных факторов, выбор которых происходил с учетом производственного опыта. Значения уровней установлены, исходя из предположения, что оптимальная концентрация реагентов окажется на базовом уровне, а установленные термобарические условия не повлияют на результат.

Таблица 1

Уровни варьирования входных факторов

Фактор	Мин.	Нулевой	Макс.	Интервал варьирования
Структурообразователь	1	2,5	4	1,5
Реагент крепящего действия	3,3	6,3	9,3	3
Солевой ингибитор	8,7	12,7	16,7	4
Угледородный ингибитор	1,2	2,2	3,2	1
Гидрофобизатор	0,1	0,2	0,3	0,1
Давление, МПа	10	15	20	5
Температура, °C	55	70	85	15

Следующий этап — это проведение экспериментов в лаборатории для определения времени стабильного состояния (целевой параметр) глинистого материала при обработке ванной предложенного компонентного состава после воздействия полимер-глинистого бурового раствора, который является основным видом промывочной жидкости при бурении боковых стволов в Вартовском стратиграфическом разрезе. В случайном порядке были проведены 62 опыта для уменьшения влияния субъективного фактора с учетом вовлечения в эксперимент всех факторов на разных уровнях варьирования.

Суть экспериментов заключалась в следующем.

1. Подготавливались спрессованные образцы кернового материала, изготовленные из низкопроницаемого алевролита, отобранного из пласта БВ₁ Ватьеганского месторождения.

2. Приготовленный образец для установки в фильтр-пресс НТНР и для повышения герметичности по периметру заливался эпоксидной смолой (рис. 1).



Рис. 1. Керн в эпоксидной смоле

3. После керновый материал помещался в фильтр-пресс, способный имитировать пластовые давление и температуру. Подавалось давление в верхнюю камеру, и повышалась температура до необходимого уровня.

4. На выходе из нижней камеры устанавливался манометр для контроля давления под керновым образцом и измерялось время устойчивого состояния, то есть время, за которое давление над и под глинистым образцом не менялось.

Таким способом были проанализированы солевой раствор натрия, биополимерный хлоркалийевый раствор, пресная вода и закрепляющая ванна с различным содержанием компонентов. Результаты были добавлены в матрицу планирования эксперимента (рис. 2) для дальнейшей работы в программном обеспечении Statistica.

Входные параметры и результаты лабораторного эксперимента								
	1	2	3	4	5	6	7	8
1	2,5	6,3	12,7	1,2	0,1	10	70	10,996
2	2,5	6,3	12,7	3,2	0,1	10	70	12,812
3	2,5	6,3	12,7	1,2	0,3	10	70	10,996
4	2,5	6,3	12,7	3,2	0,3	10	70	12,812
5	2,5	6,3	12,7	1,2	0,1	20	70	10,996
6	2,5	6,3	12,7	3,2	0,1	20	70	12,812
7	2,5	6,3	12,7	1,2	0,3	20	70	10,996
8	2,5	6,3	12,7	3,2	0,3	20	70	12,812
9	1	6,3	12,7	2,2	0,2	10	55	10,996
10	4	6,3	12,7	2,2	0,2	10	55	12,913
11	1	6,3	12,7	2,2	0,2	20	55	10,996
12	4	6,3	12,7	2,2	0,2	20	55	12,913
13	1	6,3	12,7	2,2	0,2	10	85	10,996
14	4	6,3	12,7	2,2	0,2	10	85	12,913
15	1	6,3	12,7	2,2	0,2	20	85	10,996

Рис. 2. Результирующая матрица

После проведения химических опытов был выполнен статистический анализ с использованием алгоритмов по обработке данных многофакторного эксперимента для получения различных математических параметров: коэффициенты регрессии, весовые коэффициенты, тип взаимодействия

факторов, качество созданной модели и т. д. Отличительная особенность статистической обработки информации в программных комплексах заключается в том, что возможно оперативно находить нелинейные взаимодействия, как между входными параметрами, так и между предикторами и итоговой переменной, поэтому модель учитывает линейные и нелинейные взаимодействия входных параметров на целевой показатель, что повышает качество прогноза [13–15]. Помимо этого, статистическая обработка данных позволяет определить синергетическое взаимодействие переменных и времени стабильного состояния глинистого образца путем создания поверхностей отклика, на которых видно изменение целевой переменной при изменении предикторов [16]. Согласно расчетам, качество модели (коэффициент детерминации скорректированный) составило 97 %.

Для демонстрации результатов проведенных расчетов в программном продукте Statistica используется таблица 2 с итоговыми коэффициентами регрессии, где указывается степень влияния (величина коэффициента) и тип взаимодействия (Л — линейный или Кв. — нелинейный: степенной, логарифмический и т. д.) [17]. Установлено, что термобарические условия осложненных интервалов не оказывают существенного влияния на процесс стабилизации глинисто-аргиллитовых горных пород, таким образом, предлагаемый состав ингибирующей ванны термостабилен в пластовых условиях.

Таблица 2

Таблица результатов регрессионного анализа

Фактор (тип взаимодействия)	$R^2_{\text{приведенный}} = 0,97$	
	Коэффициент регрессии	Уровень значимости
b_0	11,37	
Структурообразователь (Л)	0,319	0,00
Структурообразователь (Кв.)	–0,092	0,00
Реагент крепящего действия (Л)	0,823	0,02
Реагент крепящего действия (Кв.)	0,178	0,04
Ингибитор (Л)	1,513	0,02
Ингибитор (Кв.)	0,184	0,06
УВ ингибитор (Л)	–0,168	0,01
Гидрофобизатор (Кв.)	0,046	0,05
Давление (Кв.)	–0,061	0,07
Температура (Кв.)	0,128	0,06
1Л·2Л	–0,453	0,03
1Л·2Кв.	0,214	0,07
1Кв.·2Л	0,239	0,02
1Л·3Л	0,126	0,03
2Л·3Кв.	0,378	0,04
2Л·3Л	0,189	0,06
2Л·4Л	0,128	0,06

Помимо этого, результаты статистического анализа проверяются с помощью таблицы с весовыми коэффициентами регрессии, которые учиты-

вают только линейную взаимосвязь входного параметра и целевой переменной. Так, согласно расчетам, установлено, что наибольшую значимость имеют следующие параметры: содержание структурообразователя, концентрация реагента крепящего действия и ингибиторов. Такие предикторы, как содержание гидрофобизатора, давление и температура, не оказывают линейного влияния на итоговый результат — время стабильного состояния глинистого минерала.

Для большей информативности используется график (рис. 3), показывающий распределение предсказанных значений относительно наблюдаемых значений с допустимым разбросом в 5 % от фактических данных. Видно, что большинство предсказанных значений находятся в доверительном интервале, характеризуя, таким образом, модель, как точную и подходящую для оптимизации химического состава ванны на ее основе.

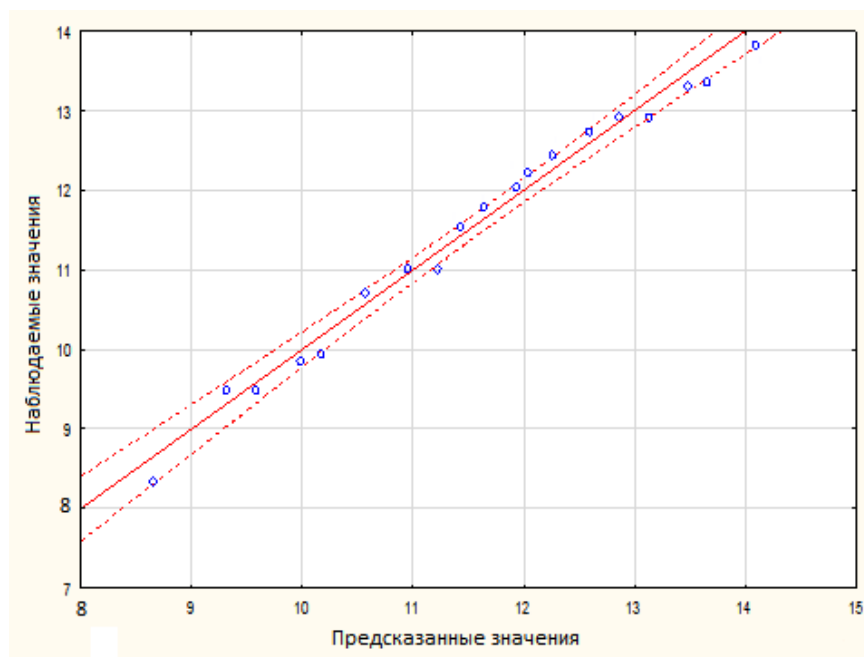


Рис. 3. График соотношения наблюдаемых значений и предсказанных

Как было сказано ранее, наиболее весомые параметры — это структурообразователь, реагент крепящего действия, ингибитор и углеводородный ингибитор, а также их взаимодействие друг с другом, что подтверждается графиком Парето (рис. 4), который показывает степень влияния предиктора на итоговый показатель. Видно, что наибольшее влияние оказывают содержание ингибитора, взаимодействие реагента крепящего действия и ингибитора, а также взаимодействие КМЦ и жидкого стекла. В модели не учитываются такие параметры, как давление и температура, взаимовлияние углеводородного ингибитора и гидрофобизатора с другими переменными, поскольку значения коэффициентов корреляции не достигают уровня значимости.

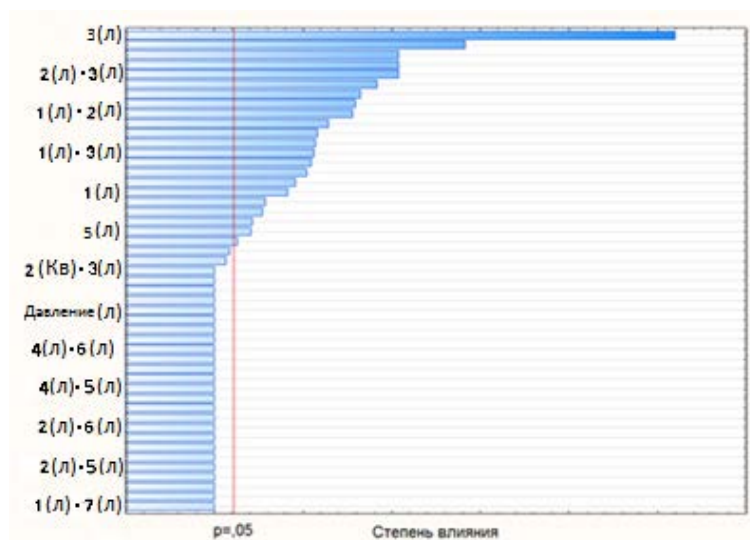


Рис. 4. График Парето

Характер влияния взаимосвязи содержания реагента крепящего действия и ингибитора на время стабильного состояния глинистого минерала показан на поверхности отклика (рис. 5). Отмечено, что при достижении концентрации жидкого стекла, равной 6 %, и концентрации хлорида калия, равной 12,5 %, достигается максимальное значение времени стабильного состояния глинистого образца, после чего график выполаживается, что свидетельствует о достижении оптимального содержания этих компонентов. Для каждой поверхности отклика формируется уравнение, дифференцируя которое, можно получить экстремумы функции — значения переменных, достигнув которых, функция примет наибольшее значение [18, 19].

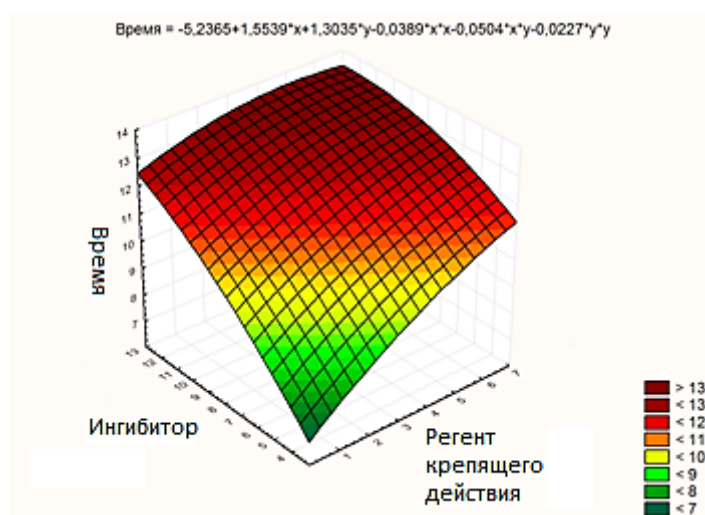


Рис. 5. Поверхность отклика

По остальным значимым параметрам был проведен аналогичный анализ, согласно которому выбран оптимальный компонентный состав стабилизирующей ванны, который состоит из реагентов, обладающих крепящим и блокирующим действиями, ингибиторов и микрокоагулянта.

Выводы

Решением проблемы стабилизации ствола скважины является изучение фактических технологических параметров (параметры промывки, реология промывочной жидкости, механическая скорость проходки и т. д.), при которых возникали осыпи и обвалы, для того чтобы сократить границы варьирования входных переменных при разработке стабилизирующей ванны.

Исследование фактических данных бурения боковых стволов на месторождениях Западной Сибири за 2014–2017 гг. показало, что при строительстве скважин в интервалах, сложенных глинисто-аргиллитовыми горными породами, возникло 876 аварий и осложнений, на ликвидацию которых было затрачено от 12 до 15 % от общего времени строительства скважин. Ингибирующая ванна нового состава позволит своевременно предотвратить набухание и выпучивание глин, а также быстро ликвидировать процесс насыщения свободной водой аргиллитовых минералов.

В качестве практического решения поставленной проблемы стабилизации данных пород Ватъеганского месторождения был разработан состав закрепляющей ванны, а также проведен статистический анализ результатов экспериментов по методу Бокса — Бенкена, что позволило установить наиболее значимые факторы, влияющие на время стабильного состояния глинистого образца в определенных термобарических условиях. Так, наиболее важные предикторы — это ингибитор, синергетическое взаимодействие реагента крепящего действия и ингибитора, а также взаимодействие структурообразователя с реагентом крепящего действия и ингибитором. Необходимо отметить, что в ходе статистической обработки эксперимента установлены низкая значимость таких параметров, как давление и температура, а также их взаимодействие с другими регрессорами.

Библиографический список

1. Проблемы и решения, возникающие при бурении скважин в неустойчивых глинисто-аргиллитовых породах / А. Д. Бакирова, Д. В. Шаляпин, Э. В. Бабушкин [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-2-18-25. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 2. – С. 18–25.
2. Бакирова, А. Д. Исследование технологии закрепления неустойчивых глинисто-аргиллитовых пород в процессе бурения скважин / А. Д. Бакирова, Д. В. Шаляпин. – Текст : непосредственный // Материалы международной научно-практической конференции молодых исследователей им. Д. И. Менделеева (Тюмень, 15 ноября 2019 года) : сборник статей / Отв. ред. А. Н. Халин. – Тюмень : ТИУ, 2020. – С. 292–294.
3. Бакирова, А. Д. Актуальность и возникающие проблемы при бурении скважин в неустойчивых глинисто-аргиллитовых породах / А. Д. Бакирова, Д. В. Шаляпин. – Текст : непосредственный // Проблемы геологии и освоения недр. Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне (Томск, 06–10 апреля 2020 года). – Томск : Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2020. – С. 390–391.

4. Шаляпина, А. Д. Применение методов статистического анализа для создания стабилизирующей глинисто-аргиллитовые породы ванны / А. Д. Шаляпина, Д. В. Шаляпин, В. Г. Кузнецов. – Текст : непосредственный // Нефть и газ : технологии и инновации. Материалы Национальной научно-практической конференции (Тюмень, 19–20 ноября 2020 года). В 3 томах. Том. I. Геология и геофизика месторождений нефти и газа. Бурение нефтяных и газовых скважин. Разработка нефтяных и газовых месторождений. Проблемы и инновации в управлении нефтегазовым сектором экономики: макро-, мезо- и микроуровень / Отв. ред. Н. В. Гумерова. – Тюмень : ТИУ, 2020. – С. 110–112.
5. Повышение энергоэффективности бурения горизонтальных и многоствольных скважин с большим отходом от вертикали / М. М. Фаттахов, Д. Л. Бакиров, Э. В. Бабушкин [и др.]. – DOI 10.30713/0207-2351-2020-10(622)-5-11. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 10 (622). – С. 5–11.
6. Gray, G. R. Composition and Properties of Oil Well Drilling Fluids / G. R. Gray, H. C. H. Darley. – Gulf Publ., 1985. – 509 p. – Текст : непосредственный.
7. Применение методов машинного обучения для повышения качества крепления скважин / Д. В. Шаляпин, Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-5-81-93. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 5. – С. 81–93.
8. Шаляпин, Д. В. Разработка технологических решений по подготовке ствола скважины к цементированию и повышению качества крепления с использованием искусственного интеллекта для Пяяхинского месторождения / Д. В. Шаляпин, А. Д. Бакирова. – Текст : непосредственный // Проблемы геологии и освоения недр. Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне (Томск, 06–10 апреля 2020 года). В 2 томах. Том. 2. Проблемы геологии и освоения недр. – Томск : Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2020. – С. 436–437.
9. Шаляпин, Д. В. Применение методов математического анализа для повышения качества крепления скважин / Д. В. Шаляпин, Э. В. Бабушкин, А. Д. Шаляпина. – Текст : непосредственный // Нефть и газ : технологии и инновации. Материалы Национальной научно-практической конференции (Тюмень, 19–20 ноября 2020 года). В 3 томах. Том. I. Геология и геофизика месторождений нефти и газа. Бурение нефтяных и газовых скважин. Разработка нефтяных и газовых месторождений. Проблемы и инновации в управлении нефтегазовым сектором экономики: макро-, мезо- и микроуровень / Отв. ред. Н. В. Гумерова. – Тюмень : ТИУ, 2020. – С. 107–110.
10. Совершенствование технологии строительства горизонтальных скважин / Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов, Э. В. Бабушкин [и др.]. – DOI 10.30713/0207-2351-2020-1(613)-55-59. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 1 (613). – С. 55–59.
11. Обеспечение безаварийной проводки горизонтальных боковых стволов в интервалах залегания неустойчивых пород / Д. Л. Бакиров, П. П. Подкуйко, Э. В. Бабушкин, М. М. Фаттахов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 46–49.
12. Предупреждение и борьба с дифференциальными прихватами при бурении горизонтальных и субгоризонтальных участков скважин / М. М. Фаттахов, Д. Л. Бакиров, Э. В. Бабушкин, И. К. Ахметшин. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2012. – № 8. – С. 38–41.
13. Использование модифицированного силикатного раствора для установки ванны при заканчивании строительства скважин / Р. И. Катеева, И. М. Абдуллин, Р. И. Катеев [и др.]. – Текст : электронный. – URL : <http://ecoburneft.ru/index.php/2009-10-21-06-55-11/65-2009-10-22-10-40-24> (дата обращения: 01.12.2020).
14. Sokovnin, S. A. Best Practices – Direct Emulsion-Based Drilling Solution as a New Approach to Drilling in Mature Fields with Low Reservoir Pressure / S. A. Sokovnin, E. V. Tikhonov, A. B. Kharitonov [et al.]. – DOI 10.2118/176519-MS. – Текст : непосредственный // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, 2015. – P. 1–9.
15. A Novel Approach to Fluid Selection to Drill Pay Zones in Eastern Siberia : An Engineered Oil-in-Water Emulsion / A. B. Kharitonov, R. Burdukovsky, S. Pogorelova [et al.]. – DOI 10.2118/166851-MS. – Текст : непосредственный // SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition (October, 15–17). Moscow, 2013. – P. 1–9.
16. Анализ применения ингибирующего бурового раствора для повышения эффективности строительства пологих скважин в сложных горно-геологических условиях / М. Г. Буянова, Э. В. Бабушкин, А. Х. Аглиуллин, Г. В. Конесев. – DOI 10.30713/0130-3872-2018-10-29-32. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 10. – С. 29–32.

17. Обеспечение безаварийной проводки горизонтальных боковых стволов в интервалах залегания неустойчивых пород / Д. Л. Бакиров, П. П. Подкуйко, Э. В. Бабушкин, М. М. Фаттахов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 46–49.
18. Ясов, В. Г. Осложнения в бурении : справочное пособие / В. Г. Ясов, М. А. Мыслук. – Москва : Недра, 1991. – 333 с. – Текст : непосредственный.
19. Инженерно-геологическая классификация глинистых пород и гидратообразующие буровые растворы для бурения в них / Е. М. Иносаридзе, З. З. Шарафутдинов, Г. Г. Ишбаев, Р. З. Шарафутдинова. – Текст : электронный // Нефтегазовое дело : сетевое издание. – 2010. – № 2. – URL: <http://ogbus.ru/article/view/inzhenerno-geologicheskaya-klassifikaciya-glinistyx-gornyx-porod-i-gidratobrazuyushhie-burovye-rastvory-dlya-bureniya-v-nix>.

References

1. Bakirova, A. D., Shalyapin, D. V., Babushkin, E. V., Bakirov, D. L. & Kuznetsov, V. G. (2020). Well drilling in weak clay-claystone rocks: challenges and remedies. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 18-25. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-2-18-25
2. Bakirova, A. D., & Shalyapin, D. V. (2020). Issledovanie tekhnologii zakrepleniya neustoychivyykh glinisto-argillitovykh porod v protsesse bureniya skvazhin. *Materialy mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii molodykh issledovateley imeni D. I. Mendeleeva* (Tyumen, November, 15). Tyumen, Industrial University of Tyumen, pp. 292-294. (In Russian).
3. Bakirova, A. D., Shalyapin, D. V. (2020). Aktual'nost' i voznikayushchie problemy pri burenii skvazhin v neustoychivyykh glinisto-argillitovykh porodakh. *Problemy geologii i osvoeniya neдр. Trudy XXIV Mezhdunarodnogo simpoziuma imeni akademika M. A. Usova studentov i molodykh uchenykh, posvyashchennogo 75-letiyu Pobedy v Velikoy Otechestvennoy voyne* (Tomsk, April, 6-10). Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., pp. 390-391. (In Russian).
4. Shalyapina, A. D., Shalyapin, D. V., Kuznetsov, V. G. (2020). Primenenie metodov statisticheskogo analiza dlya sozdaniya sta-biliziruyushchey glinisto-argillitovoye porody vannы. *Neft' i gaz: tekhnologii i innovatsii. Materialy Natsional'noy nauchno-prakticheskoy konferentsii* (Tyumen, November, 19-20). V 3 tomakh. Tom. I. Geologiya i geofizika mestorozhdeniy nefti i gaza. Burenie neftyanykh i gazovykh skvazhin. Razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. *Problemy i innovatsii v upravlenii neftegazovym sektorom ekonomiki: makro-, mezo- i mikrouroven'*. Tyumen, Industrial University of Tyumen, pp. 110-112. (In Russian).
5. Fattakhov, M. M., Bakirov, D. L., Babushkin, E. V., Shcherbakov, A. V., Abdrakhmanov, R. R. & Shalyapin, D. V. (2020). Energy efficiency increase of drilling horizontal and multilateral wells with a large step out from the vertical. *Oilfield Engineering*, (10(622)), pp. 5-11. (In Russian). DOI: 10.30713/0207-2351-2020-10(622)-5-11
6. Gray, G. R., Darley H. C. H. (1985). *Composition and Properties of Oil Well Drilling Fluids*. Gulf Publ., 509 p. (In English).
7. Shalyapin, D. V., Bakirov, D. L., Fattakhov, M. M., Shalyapina, A. D., Melekhov, A. V., Sherbakov, A. V., & Kuznetsov, V. G. (2020). The applying of machine learning methods to improve the quality of well casing. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 81-93. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-5-81-93
8. Shalyapin, D. V., Bakirova, A. D. (2020). Razrabotka tekhnologicheskikh resheniy po podgotovke stvola skvazhiny k tsementirovaniyu i povysheniyu kachestva krepleniya s ispol'zovaniem iskusstvennogo intellekta dlya Pyakhykhinskogo mestorozhdeniya. *Problemy geologii i osvoeniya neдр. Trudy XXIV Mezhdunarodnogo simpoziuma imeni akademika M. A. Usova studentov i molodykh uchenykh, posvyashchennogo 75-letiyu Pobedy v Velikoy Otechestvennoy voyne* (Tomsk, April, 6-10). V 2 tomakh. Tom. 2. *Problemy geologii i osvoeniya neдр. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ.*, pp. 436-437.
9. Shalyapin, D. V., Babushkin, E. V., Shalyapina, A. D. (2020). Primenenie metodov matematicheskogo analiza dlya povysheniya kachestva krepleniya skvazhin. *Neft' i gaz: tekhnologii i innovatsii. Materialy Natsional'noy nauchno-prakticheskoy konferentsii* (Tyumen, November, 19-20). V 3 tomakh. Tom. I. Geologiya i geofizika mestorozhdeniy nefti i gaza. Burenie neftyanykh i gazovykh skvazhin. Razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. *Problemy i innovatsii v upravlenii neftegazovym sektorom ekonomiki: makro-, mezo- i mikrouroven'*. Tyumen, Industrial University of Tyumen, pp. 107-110. (In Russian).
10. Bakirov, D. L., Fattakhov, M. M., Babushkin, E. V., Kovalev, V. N. Shurupov, A. M., Fatikhov, V. V., Teregulov, O. F. (2020). Improvement of technologies for horizontal wells construction. *Oilfield Engineering*, (1(613)), pp. 55-59. (In Russian). DOI: 10.30713/0207-2351-2020-1(613)-55-59

11. Bakirov, D. L. Podkuyko, P. P., Babushkin, E. V., & Fattakhov, M. M. (2011). Ensuring trouble-free construction of horizontal offshoots in the intervals of occurrence of unstable rocks. *Oil Industry*, (8), pp. 46-49. (In Russian).
12. Fattakhov, M. M. Bakirov, D. L., Babushkin, E. V., & Akhmetshin, I. K. (2012). Prevention and elimination of differential sticking during drilling of horizontal and sub-horizontal sections of wells. *Burenie i neft'*, (8), pp. 38-41. (In Russian).
13. Kateeva, R. I., Abdullin, I. M., Kateev, R. I., Nikitin, V. N., & Zagrutdinov, D. A., & Kashapov, S. A. Ispol'zovanie modifitsirovannogo silikatnogo rastvora dlya ustanovki vannы pri zakanchivanii stroitel'stva skvazhin. Available at: <http://ecoburneft.ru/index.php/2009-10-21-06-55-11/65-2009-10-22-10-40-24> (accessed: 01.12.2020). (In Russian).
14. Sokovnin, S. A., Tikhonov, E. V., Kharitonov, A. B., Vian, J., Bakirov, D. L. & Babushkin, E. V. (2015). Best Practices - Direct Emulsion-Based Drilling Solution as a New Approach to Drilling in Mature Fields with Low Reservoir Pressure. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, pp. 1-9. (In English). DOI: 10.2118/176519-MS
15. Kharitonov, A. B., Burdukovsky, R. Pogorelova, S., Rodin, S. V., Kostarev, N. A., Usenko, A. Yu., & Khampiev, E. D. (2013). A Novel Approach to Fluid Selection to Drill Pay Zones in Eastern Siberia: An Engineered Oil-in-Water Emulsion. SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition (October, 15-17). Moscow, pp. 1-9. (In English). DOI: 10.2118/166851-MS
16. Buyanova, M. G. Babushkin, E. V., Agliullin, A. Kh., & Konesev, G. V. (2018). Analysis of inhibiting drilling fluids used to increase the construction efficiency of low-angle wells in complicated geological conditions. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, (10), pp. 29-32. (In Russian). DOI: 10.30713/0130-3872-2018-10-29-32
17. Bakirov, D. L., Podkuyko, P. P., Babushkin, E. V., & Fattakhov, M. M. (2011). Ensuring trouble-free construction of horizontal offshoots in the intervals of occurrence of unstable rocks. *Oil Industry*, (8), pp. 46-49. (In Russian).
18. Yasov, V. G., Myslyuk M. A. (1991). *Oslozhneniya v burenii*. Moscow, Nedra Publ., 333 p. (In Russian).
19. Inosaridze, E. M., Sharafutdinov, Z. Z., Ishbaev, G. G. & Sharafutdinova, R. Z. (2010). Inzhenerno-geologicheskaya klassifikatsiya glinistyx porod i gidratoobrazuyushchie burovye rastvory dlya bureniya v nikh. *Neftgazovoye delo*, (2), Available at: <http://ogbus.ru/article/view/inzhenerno-geologicheskaya-klassifikatsiya-glinistyx-gornyx-porod-i-gidratoobrazuyushhie-burovye-rastvory-dlya-bureniya-v-nix>

Сведения об авторах

Шалыпина Аделя Данияровна, аспирант, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: shalypinaad@tyuiu.ru

Шалыпин Денис Валерьевич, аспирант, Тюменский индустриальный университет, инженер 2 категории управления мониторинга строительства скважин, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Бакиров Данияр Лябинович, к. т. н., и.о. заведующего базовой кафедры ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, заместитель директора филиала, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Фаттахов Марсель Масалимович, начальник отдела буровых и тампонажных растворов, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Information about the authors

Adelya D. Shalyapina, Postgraduate, Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: shalypinaad@tyuiu.ru

Denis V. Shalyapin, Postgraduate, Industrial University of Tyumen, Engineer of 2nd grade of the Well Construction Monitoring Department, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC

Daniyar L. Bakirov, Candidate of Engineering, Acting Head of the Basic Department of KogalymNI-PIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, Assistant Director of Branch, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

Marsel M. Fattahov, Head of the Department of Drilling and Cement Muds, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

Бабушкин Эдуард Валерьевич, к. т. н., доцент базовой кафедры ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, начальник управления проектирования строительства скважин, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Кузнецов Владимир Григорьевич, д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Eduard V. Babushkin, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Basic Department of KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, Chief of the Well Profile Design Department, Kogalym NIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

Vladimir G. Kuznetsov, Doctor of Engineering, Professor of the Drilling Oil and Gas Wells Department, Industrial University of Tyumen

Оценка извлекаемых запасов нефти с применением интегральных характеристик вытеснения на основе вероятностной методики

В. С. Шумко^{1,2*}, Е. И. Мамчистова¹, С. С. Кузовлев²

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²ООО «Проектное бюро «Технологии эффективной разработки месторождений», г. Тюмень, Россия

*e-mail: vlad-to72@mail.ru

Аннотация. Оценка потенциально извлекаемых запасов нефти является актуальной проблемой при разработке месторождений. Один из способов прогноза запасов — это использование характеристик вытеснения нефти водой. Данный метод, в отличие от трехмерного гидродинамического моделирования, не занимает длительного расчетного времени и не требует информации о геологических и фильтрационных свойствах рассматриваемых объектов, а также больших экономических затрат.

В статье рассмотрено применение интегральных характеристик вытеснения на основе вероятностной методики для оценки потенциально извлекаемых запасов нефти. Описан алгоритм прогнозирования запасов данным способом. В ходе сравнительного анализа была продемонстрирована работоспособность метода в зависимости от обводненности в конце интервала аппроксимации. В результате при обводненности менее 90 % обнаружен более качественный прогноз, чем у традиционного способа применения характеристик вытеснения нефти водой.

Ключевые слова: характеристики вытеснения нефти водой; вероятностный подход; потенциально извлекаемые запасы нефти; прогноз

Estimating recoverable oil reserves using integral displacement characteristics based on probabilistic methodology

Vladislav S. Shumko^{1,2*}, Elena I. Mamchistova¹, Sergey S. Kuzovlev²

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²"Design Bureau "Technologies of effective field development" LLC, Tyumen, Russia

*e-mail: vlad-to72@mail.ru

Abstract. Estimation of recoverable oil reserves is an actual problem in field development. One way to estimate reserves is to use the characteristics of oil displacement by water. This method, in contrast to hydrodynamic modeling, doesn't take a long computational time and doesn't require information on the geological and filtration properties of the objects under consideration.

The article discusses the use of integral displacement characteristics based on a probabilistic method for assessing potentially recoverable oil reserves. We describe an algorithm for estimating reserves by this method. In the course of the comparative analysis, the efficiency of the method was demonstrated depending on the watercut at the end of the approximation interval. As a result, with a watercut of less than 90 %, a better forecast was found than in the classical application of the characteristics of oil displacement by water.

Key words: characteristics of oil displacement by water; probabilistic approach; potentially recoverable oil reserves; forecast

Введение

Задача оценки потенциально извлекаемых запасов становится актуальной в связи со вступлением большого числа нефтяных месторождений в Российской Федерации в завершающую стадию разработки, характеризующуюся низкими дебитами, высокой степенью выработки запасов добываемой продукции и высоким уровнем обводненности [1–3]. Характеристики вытеснения нефти водой зарекомендовали себя в качестве удобного инструмента для оценки запасов. Суть метода заключается в том, что по фактическим показателям накопленной или текущей добычи нефти, жидкости, воды и по их комбинациям строится функциональная зависимость [4–8]. Разные авторы предложили более 100 характеристик вытеснения, которые подразделяются на следующие группы: интегральные и дифференциальные характеристики, кривые обводнения и падения, двухпараметрические и многопараметрические (трех- и четырехпараметрические) зависимости.

На первом этапе специалисты ведут поиск неизвестных параметров с помощью аппроксимации данных, а на втором — экстраполируют функцию для получения прогнозных данных показателей разработки месторождений. Прогноз запасов выполняется до предельной обводненности продукции (как правило, 98 %), после достижения которой дальнейшая эксплуатация становится нерентабельной. Достоинством метода характеристик является то, что в качестве исходных данных применяется динамика технологических показателей, а информация о фильтрационных и геологических свойствах объекта не используется [9, 10]. Применение эмпирических функциональных зависимостей позволяет избежать больших экономических и временных затрат, необходимых для построения гидродинамической модели.

Однако метод характеристик вытеснения имеет ряд недостатков: плохая работа при низкой обводненности, отсутствие объективных критериев отбора характеристик и настроек интервала аппроксимации, необходимость в стабильной системе разработки на интервале аппроксимации. Кривые обводнения не рекомендуется применять при обводненности продукции менее 50–60 %. Динамика основных технологических и технико-экономических показателей разработки нефтяных месторождений (суммарная и текущая добыча нефти, жидкости и воды, текущий и накопленный водонефтяной фактор, число скважин, обводненность и другие параметры) может значительно меняться на протяжении времени. Эти изменения тесно связаны с уменьшением/увеличением фонда скважин, проведением геолого-технических мероприятий, изменением режима работы скважин.

Таким образом, нарушается прямолинейный характер у конкретной интегральной характеристики на интервале настройки, необходимый для достоверного прогноза. Большое количество существующих эмпирических зависимостей вносит значительный вклад в расхождение прогнозных значений у разных экспертов. Каждый специалист может применять индивидуальный набор характеристик для прогноза извлекаемых запасов, а также использовать разное количество точек на интервале аппроксимации. Могут

отличаться критерии отбора кривых (минимальная величина суммы квадратов разности между фактическими и аппроксимированными значениями, максимальная величина коэффициента корреляции или детерминации, минимальное значение отклонения в последней точке интервала, различные комбинации вышеперечисленных и других критериев). В некоторых случаях предельная обводненность не является одинаковой даже для одного объекта разработки. Также специалисты могут настраивать все характеристики с различных временных периодов, а для выбора конечного прогнозного значения использовать осреднение по всем зависимостям, по их оптимальному набору или брать только одну кривую.

Таким образом, экстраполированные значения потенциально извлекаемых запасов у разных экспертов могут сильно расходиться из-за огромного количества неоднозначных критериев, связанных с настройкой интервала аппроксимации и с отбором кривых, несмотря на одинаковый набор входных данных.

Очевидно, что различие в прогнозных результатах связано не только с субъективным мнением инженера, но еще и с заложенными программными алгоритмами в используемых продуктах.

При построении эмпирических зависимостей годовые и накопленные показатели по добыче нефти и воды должны выражаться в пластовых условиях, так как характеристики вытеснения отображают процесс фильтрации водонефтяной смеси в пласте. В данной работе рассматриваются исключительно интегральные кривые, так как они менее чувствительны к изменению режима работы залежи, чем дифференциальные [11–16].

Объект и методы исследования

Объектами исследования являются данные динамики добычи нефти, жидкости и других основных технологических показателей ряда крупных месторождений Западной Сибири и других регионов Российской Федерации. Начальные геологические запасы нефти по объектам разработки составляют от 142 000 до 210 000 тыс. т, извлекаемые — от 47 100 до 66 700 тыс. т. За время разработки месторождений отбор от начальных извлекаемых запасов составил минимум 94 % на каждом объекте. Рассматриваемые месторождения находятся в промышленной разработке с 70-х годов прошлого века.

Были разработаны две программы, в которых реализована оценка потенциально извлекаемых запасов нефти с помощью характеристик вытеснения нефти (9 интегральных зависимостей) и с помощью характеристик вытеснения на основе вероятностной методики (6 интегральных зависимостей). Для оценки запасов статистическим способом применяются следующие кривые обводнения: С. Н. Назарова — Н. В. Сипачева, Н. В. Сипачева — Л. Г. Посевича, Б. Ф. Сазонова, Н. И. Абызбаева, Г. С. Камбарова и А. М. Пирвердяна.

Для традиционного прогнозирования используются зависимости М. И. Максимова, В. Д. Лысенко, С. Н. Назарова — Н. В. Сипачева, Н. В. Сипачева — Л. Г. Посевича, Б. Ф. Сазонова, Н. И. Абызбаева, Г. С. Камбарова, А. М. Пирвердяна, Французского института нефти.

Входными данными являются текущая добыча нефти и жидкости в пластовых условиях, переводной коэффициент, начальные балансовые запасы нефти, ожидаемые извлекаемые запасы нефти.

Неизвестные параметры аппроксимации у кривых обводнения были найдены с помощью решения оптимизационной задачи. В качестве целевой функции использовались суммы квадратов разности между действительными и аппроксимируемыми значениями. Решение было найдено с использованием метода обобщенного приведенного градиента [17].

На основе применения разработанных программ было проведено сравнение двух описываемых методов оценки запасов нефти. Постепенно отсекались фактические данные с высокой обводненностью для дальнейшего прогноза, чтобы была возможность сравнить экстраполированные значения с известными извлеченными запасами.

Результаты

Применение вероятностной методики позволит избавиться от недостатков, связанных с настройкой интервала аппроксимации, а также с выбором критериев отбора характеристик. При использовании данного метода извлекаемые запасы нефти рассчитываются по каждой характеристике, по всем историческим точкам, начиная с обводненности 25 %. Начальный интервал аппроксимации постепенно смещается до трех последних точек истории разработки. Далее идет поиск нефизичных прогнозных значений извлекаемых запасов нефти: исключаются значения, относящиеся к кратности остаточных извлекаемых запасов более 25 лет и менее 2 лет. После происходит дополнительное отсеивание результатов по критерию двух сигм. Затем строятся функция распределения и функция плотности распределения оставшихся полученных значений извлекаемых запасов [18].

Вероятностный метод, при котором запасы оцениваются по функциям распределения рассчитанной величины вовлеченных в разработку запасов нефти, позволяет дать интервальную оценку изменения запасов нефти и статистическими методами оценить вероятные вовлеченные в разработку запасы [19]. Необходимо использовать единый набор характеристик, установленный в рамках организации для данного способа прогноза запасов.

Рассмотрено применение статистического метода на примере реального месторождения. На рисунке 1 продемонстрированы фактические данные динамики накопленной добычи нефти и обводненности за 40 лет на изучаемом объекте разработки. На первом этапе было получено распределение потенциально извлекаемых запасов. Расчет кривых обводнения начинался с тринадцатого временного интервала (обводненность 30,28 %). Далее число точек на интервале настройки последовательно сместилось до трех. Второй этап подразумевает отбор нефизичных значений. Максимальное число значений запасов для данного интервала составляло 150 (при использовании шести кривых обводнения). Однако произошло отсеивание некоторых прогнозных значений по критерию кратности запасов и по статистическому критерию.

Пример программного расчета прогнозных значений извлекаемых запасов нефти (пласт БВ6 крупного месторождения Западной Сибири) с помо-

щью интегральных характеристик вытеснения на основе вероятностной методики приведен на рисунке 2.

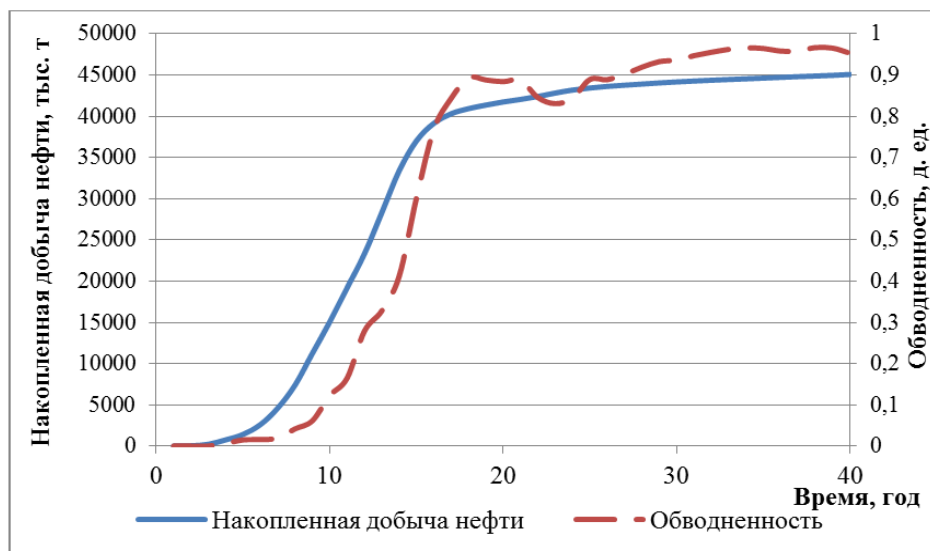


Рис. 1. Динамика фактических значений добычи нефти и обводненности

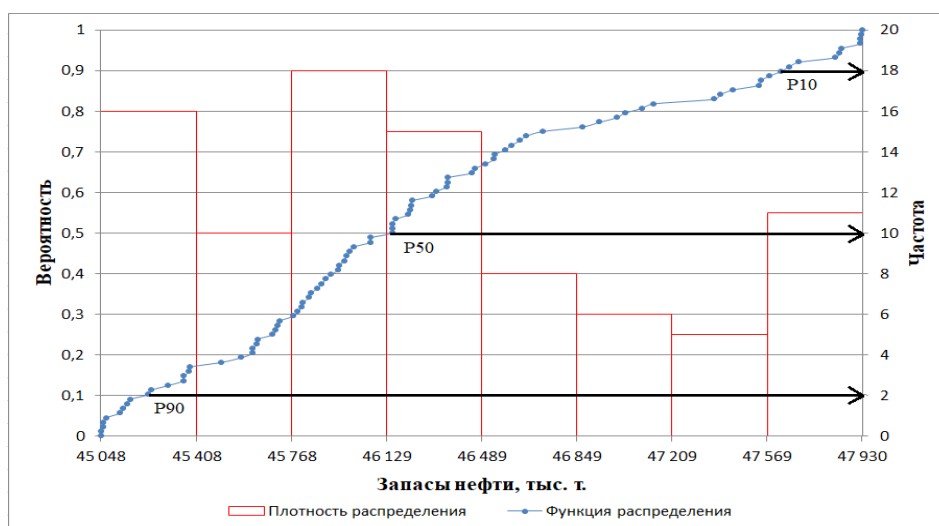


Рис. 2. Плотность распределения и функция распределения потенциально извлекаемых запасов нефти

P10, P50, P90 — вероятности того, что добытое количество нефти не превысит величину отметки с вероятностью 90, 50 и 10 % соответственно [20]. Вероятность P50 используется для определения потенциально извлекаемых запасов нефти. Для рассмотренного объекта разработки величина вероятности извлекаемых запасов P50 составила 46 140 тыс. т, P10 — 47 601 тыс. т, P90 — 45 229 тыс. т.

Обсуждение

Авторы статьи [21] в ходе научно-исследовательской работы анализировали качество оценки запасов на основе вероятностного подхода в зависимости от количества используемых кривых обводнения и интервала аппроксимации. Эксперты сравнивали работоспособность метода при использовании четырех и восьми интегральных характеристик вытеснения и наблюдали за изменением результатов оценки запасов при последовательном смещении начала интервала аппроксимации вплоть до четырех точек. В результате они пришли к тому, что расчетные результаты почти не зависят от числа используемых кривых и от интервала настройки.

В ходе собственных исследований был рассмотрен ряд объектов для сравнения работоспособности характеристик вытеснения на основе вероятностной методики с традиционным применением интегральных характеристик в зависимости от обводненности в конце интервала аппроксимации.

Исходя из фактических значений динамики добычи нефти и жидкости, были спрогнозированы извлекаемые запасы нефти по интегральным кривым и по характеристикам вытеснения на основе вероятностной методики. Для традиционного применения характеристик вытеснения интервал аппроксимации постепенно смещался влево для анализа при разной обводненности. Интервал состоял из четырех точек. После нахождения неизвестных параметров происходил отбор оптимальных характеристик по кратности выработки запасов. За извлекаемые запасы принимается величина, равная среднему значению по оптимальным зависимостям. Алгоритм для характеристик вытеснения на основе вероятностной методики был описан ранее. Оценка запасов с помощью вероятностного подхода осуществлялась по шести интегральным кривым обводнения.

Среднее значение отклонений между прогнозными и фактическими извлекаемыми запасами при разной обводненности на интервале аппроксимации

Обводненность, %	Среднее отклонение от извлекаемых запасов, %		Среднее число рассчитанных значений запасов для вероятностного подхода, шт.
	Характеристики вытеснения	Вероятностный подход (запасы P50)	
95	1,91	2,48	102,3
93	1,08	1,84	96,2
90	1,92	2,77	91,2
88	4,38	2,01	88,8
85	5,91	2,23	80
75	11,67	5,84	71,7
65	13,98	7,68	54
55	15,77	8,44	45,5
45	17,11	9,11	26,5
41	18,29	9,95	18

Полученные прогнозные значения извлекаемых запасов сравнивались с фактическими данными по каждому методу. В качестве отклонения прогнозных показателей от фактических учитывается среднее значение отклонений по всем объектам разработки для различных интервалов обводненности. В таблице и на рисунке 3 приведены результаты расчетов отклонений.

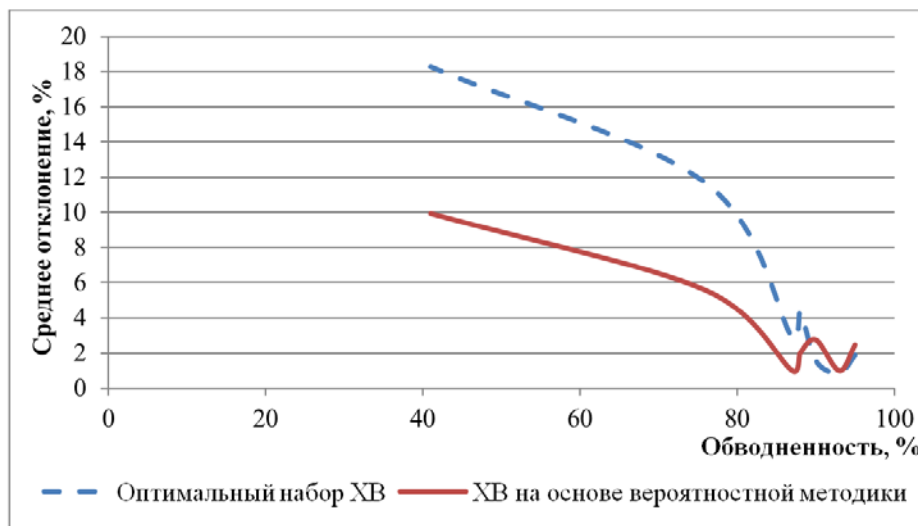


Рис. 3. Среднее значение отклонений между прогнозными и фактическими извлекаемыми запасами при разной обводненности на интервале аппроксимации

Применение интегральных характеристик вытеснения на основе вероятностной методики устраняет проблемы, связанные с плохой работой характеристик вытеснения при небольшой обводненности. При обводненности менее 90 % предлагаемый метод дает более точные результаты. Однако на более поздней стадии разработки статистический метод зачастую может уступать традиционному применению характеристик вытеснения.

Незначительные колебания отклонений на интервале обводненности 88–93 % у каждого метода можно объяснить нестабильным фондом скважин, так как на позднем этапе разработки начинают отключаться высокообводненные скважины.

Сравнивать работоспособность данных методов проблематично. При традиционном использовании характеристик вытеснения результаты прогнозных значений у различных экспертов могут значительно отличаться друг от друга из-за использования разного набора кривых и их количества, а также из-за отличающихся критериев точности (минимальная величина среднеквадратичного отклонения, минимальная величина ошибки аппроксимации, максимальная величина коэффициента корреляции, различные комбинации вышеперечисленных и других критериев).

Таким образом, результаты сравнительного анализа двух подходов могли бы быть другими из-за неоднозначных критериев характеристик вытеснения.

Выводы

Рассмотрен способ оценки извлекаемых запасов нефти с применением интегральных характеристик вытеснения на основе вероятностной методики. Предложенный метод стабильно показывает более точный результат при обводненности менее 90 %. Прогнозные значения почти не зависят от количества используемых кривых обводнения, интервала настройки и обводненности, с которой начинается аппроксимация данных. Результаты расчетов не будут отличаться у разных пользователей программного продукта из-за одинаковых настроек интервала аппроксимации, однозначных критериев отбора характеристик, а также из-за использования единого набора функциональных зависимостей. Применение статистического способа позволяет дать как наиболее вероятную оценку потенциально извлекаемых запасов (вероятность P50), так и максимальную (вероятность P10) и минимальную (вероятность P90).

Данное исследование проводится при поддержке Фонда содействия инновациям по программе «УМНИК» по договору № 619ГУЦЭС8-D3/62126 от 20.10.2020.

Библиографический список

1. Ходанович, Д. А. Экспресс-метод оценки состояния разработки нефтяных месторождений / Д. А. Ходанович, Р. В. Малкош. – DOI 10.24887/0028-2448-2017-6-84-87. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 6. – С. 84–87.
2. Оценка и классификация невовлекаемых запасов по критерию сложности разработки (на примере Салымской группы месторождений) / М. В. Наугольнов, С. И. Габитова, Р. И. Муртазин [и др.]. – DOI 10.24887/2587-7399-2020-1-42-46. – Текст : непосредственный // PRОнефть. Профессионально о нефти. – 2020. – № 1 (15). – С. 42–46.
3. Прогнозирование показателей разработки по характеристикам вытеснения нефти водой / Б. Ш. Акрамов, Т. Х. Наубеев, И. Я. Сапашов [и др.]. – Текст : электронный // Universum : технические науки : электронный научный журнал. – 2016. – № 7 (28). – URL: <http://7universum.com/ru/tech/archive/item/3413>. – Дата публикации: 24 июля 2017.
4. Paryani, M. Decline curve analysis : a comparative study of proposed models using improved residual functions / M. Paryani, M. Ahmadi, O. Awoleke, C. Hanks. – DOI 10.4172/2157-7463.1000362. – Текст : непосредственный // Journal of petroleum & environmental biotechnology. – 2018. – Vol. 9, Issue 1. – P. [1–8].
5. Darwis, S. Robust decline curve analysis / S. Darwis, B. N. Ruchjana, A. K. Permadi. – DOI 10.22342/jims.15.2.50.105-111. – Текст : непосредственный // Journal of the Indonesian Mathematical Society. – 2009. – Vol. 15, Issue 2. – P. 105–111.
6. Методология прогноза запасов нефти и газа : достижения и перспективы / В. Д. Наливкин, М. Д. Белонин, В. С. Лазарев, Г. П. Сверчков. – Текст : непосредственный // Энергия и топливо. – 1981. – № 3. – С. 96–101.
7. Hudson, E. J. Cutting through the mystery of reserve estimates / E. J. Hudson, S. H. Neuse. – Текст : непосредственный // Oil & Gas Journal. – 1985. – Vol. 83, Issue 12. – P. 103–106.
8. Hudson, E. J. Depletion stage determines most effective methods for reserve-estimate integrity / E. J. Hudson, S. H. Neuse. – Текст : непосредственный // Oil & Gas Journal. – 1985. – Vol. 83, Issue 13. – P. 80–90.
9. Соколов, С. В. Математическая модель прогнозирования базовой добычи нефти с учетом неопределенностей на основе метода характеристик вытеснения / С. В. Соколов. – DOI 10.21684/2411-7978-2016-2-1-82-91. – Текст : непосредственный // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2016. – Т. 2, № 1. – С. 82–91.

10. Соколов, С. В. Модификация характеристик вытеснения для краткосрочного прогноза добычи нефти и оценки эффекта от реализации программы геолого-технических мероприятий / С. В. Соколов. – Текст : непосредственный // Материалы международной научно-технической конференции, 17–21 ноября 2014 г. – Ханты-Мансийск, 2014. – С. 284–288.
11. Назаренко, М. Ю. Применение машинного обучения для вероятностного прогнозирования добычи и расчета потенциальных извлекаемых запасов нефти / М. Ю. Назаренко, А. Б. Золотухин – DOI 10.24887/0028-2448-2020-9-109-113. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 9. – С. 109–113.
12. Казаков, А. А. Методическое обеспечение единых подходов оценки эффективности методов ПНП / А. А. Казаков. – Текст : непосредственный // Технологии топливно-энергетического комплекса. – 2003. – № 2. – С. 47–53.
13. Integral Type Curves for Advanced Decline Curve Analysis / J. P. Spivey, J. M. Gatens, M. E. Semmelbeck, W. J. Lee. – DOI 10.2118/24301-MS. – Текст : непосредственный // SPE Mid-Continent Gas Symposium, 13–14 April, 1992. – Amarillo, Texas, 1992. – P. 91.
14. Казаков, А. А. Методы характеристик вытеснения нефти водой / А. А. Казаков. – Москва : Недра, 2020. – 176 с. – Текст : непосредственный.
15. Шумко, В. С. Использование характеристик вытеснения для оценки технологических показателей при базовом варианте разработки / В. С. Шумко, Е. И. Мамчистова. – Текст : непосредственный // Материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии — нефтегазовому региону» (Тюмень, 20–21 мая 2020 г.) : в 2 томах / отв. ред. П. В. Евтин. – Тюмень : ТИУ, 2020. – С. 221–224.
16. Шумко, В. С. Использование интегральных характеристик вытеснения на основе вероятностной методики для оценки извлекаемых запасов нефти при базовом варианте разработки / В. С. Шумко, Е. И. Мамчистова, С. С. Кузовлев. – Текст : непосредственный // Материалы Национальной научно-практической конференции «Нефть и газ : технологии и инновации» (Тюмень, 19–20 ноября 2020 г.) : в 3 томах / отв. ред. Н. В. Гумерова. – Тюмень : ТИУ, 2020. – С. 182–184.
17. Федоренко, Р. П. Приближенное решение задач оптимального управления / Р. П. Федоренко. – Москва : Наука, 1978. – 488 с. – Текст : непосредственный.
18. Шумко, В. С. Применение вероятностного подхода для оценки потенциально извлекаемых запасов / В. С. Шумко, Е. И. Мамчистова. – Текст : непосредственный // Материалы национальной научно-технической конференции (7 декабря 2020 г.). – Тюмень, 2020. – С. 144–147.
19. Ханипов, М. Н. Вероятностная оценка вовлеченных в разработку запасов нефти на основе характеристик вытеснения с применением статистических методов / М. Н. Ханипов, А. В. Насыбуллин, Р. З. Саттаров. – DOI 10.24887/0028-2448-2017-6-37-39. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 6. – С. 37–39.
20. Ручкин, А. А. Вероятностный прогноз извлекаемых запасов по характеристикам вытеснения / А. А. Ручкин, С. А. Левагин. – Текст : непосредственный // Материалы международной научно-технической конференции, 14–18 ноября 2016 г. – Ханты-Мансийск, 2016. – С. 393–401.
21. Ручкин, А. А. Новый подход к оценке извлекаемых запасов по характеристикам вытеснения / А. А. Ручкин, Д. Н. Гусева. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 4. – С. 43–47.

References

1. Khodanovich, D. A., & Malkosh, R. V. (2017). Rapid method for oil-field development assessing. Oil Industry, (6), pp. 84–87. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2017-6-84-87
2. Naugolnov, M. V., Gabitova, S. I., Murtazin, R. I., Klimov, V. Yu., Grishko, F. V., & Edelman, I. Ya. (2020). Evaluation and classification of proved and undeveloped OOIP by reservoir complexity index (in case of Salym brown oil fields). PROneft. Professionals about oil, (1(15)), pp. 42–46. (In Russian). DOI: 10.24887/2587-7399-2020-1-42-46

3. Akramov, B. Sh., Naubeev, T. H., Sapashov, I. Ya., Sanetullaev, E. E., & Eshmuratov, A. B. (2016). Forecasting of indicators of development according to characteristics of replacement of oil by water. *Universum: tekhnicheskie nauki*, (7(28)). (In Russian). Available at: <http://7universum.com/ru/tech/archive/item/3413>
4. Paryani, M., Ahmadi, M., Awoleke, O., & Hanks, C. (2018). Decline curve analysis: a comparative study of proposed models using improved residual functions. *Journal of petroleum & environmental biotechnology*, (9(1)), pp. [1-8]. (In English). DOI: 10.4172/2157-7463.1000362
5. Darwis, M., Ruchjana, B. N., & Permadi, A. K. (2009). Robust decline curve analysis. *Journal of the Indonesian Mathematical Society*, 15(2), pp. 105-111. (In English). DOI: 10.22342/jims.15.2.50.105-111
6. Nalivkin, V. D., Belonin, M. D., Lazarev, V. S., & Svehkov, G. P. (1981). Metodologiya prognoza zapasov nefi i gaza: dostizheniya i perspektivy. *Energiya i toplivo*, (3), pp. 96-101. (In Russian).
7. Hudson, E. J., & Neuse, S. H. (1985). Cutting through the mystery of reserve estimates. *Oil and Gas Journal*, 83(12), pp. 103-106. (In English).
8. Hudson, E. J. & Neuse, S. H. (1985). Depletion stage determines most effective methods for reserve-estimate integrity. *Oil & Gas Journal*, 83(13), pp. 80-90. (In English).
9. Sokolov, S. V. (2016). Mathematical prediction model for base oil production with account of uncertainties based on the method of displacement characteristics. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 2(1), pp. 82-91. (In Russian). DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-1-82-91
10. Sokolov, S. V. (2014). Modifikatsiya kharakteristik vytesneniya dlya kratkosrochnogo prognoza dobychi nefi i otsenki effekta ot realizatsii programmy geologo-tekhnicheskikh mero-priyatiy. *Materialy mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii*, November, 17-21. Khanty-Mansiysk, pp. 284-288. (In Russian).
11. Nazarenko, M. Yu., & Zolotukhin, A. B. (2020). Application of machine learning for probabilistic production forecasting and ultimately recoverable reserves estimation. *Oil industry*, (9), pp. 109-113. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2020-9-109-113
12. Kazakov, A. A. (2003). Metodicheskoe obespechenie edinykh podkhodov otsenki effektivnosti metodov PNP. *Tekhnologii toplivno-energeticheskogo kompleksa*, (2), pp. 47-53. (In Russian).
13. Spivey, J. P., Gatens, J. M., Semmelbeck, M. E., & Lee, W. J. (1992). Integral Type Curves for Advanced Decline Curve Analysis. *SPE Mid-Continent Gas Symposium* (April, 13-14, 1992). Amarillo, Texas, p. 91. (In English). DOI: 10.2118/24301-MS
14. Kazakov, A. A. (2020). *Metody kharakteristik vytesneniya nefi vodoy*. Moscow, Nedra Publ., 176 p.
15. Shumko, V. S., & Mamchistova, E. I. (2020). Ispol'zovanie kharakteristik vytesneniya dlya otsenki tekhnologicheskikh pokazateley pri bazovom variante razrabotki. *Materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh "Novye tekhnologii - neftegazovomu regionu"* (May, 20-21). Tyumen, pp. 221-224. (In Russian).
16. Shumko, V. S., Mamchistova, E. I., & Kuzovlev, S. S. (2020). Ispol'zovanie integral'nykh kharakteristik vytesneniya na osnove veroyatnostnoy metodiki dlya otsenki izvlekaemykh zapasov nefi pri bazovom variante razrabotki. *Materialy Natsional'noy nauchno-prakticheskoy konferentsii "Nef' i gaz: tekhnologii i innovatsii"* (November, 19-20): v 3 tomakh. Tyumen, Industrial University of Tyumen, pp. 182-184. (In Russian).
17. Fedorenko, R. P. (1978). *Priblizhennoe reshenie zadach optimal'nogo upravleniya*. Moscow, Nauka Publ., 488 p. (In Russian).
18. Shumko, V. S., & Mamchistova, E. I. (2020). Primenenie veroyatnostnogo podkhoda dlya otsenki potentsial'no izvlekaemykh zapasov. *Materialy natsional'noy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii* (December, 7). Tyumen, pp. 144-147. (In Russian).
19. Khanipov, M. N., Nasybullin, A. V., & Sattarov, Rav. Z. (2016). Probabilistic estimate of displaced oil reserves based on oil displacement by water characteristics using statistic methods. *Oil Industry*, (1), pp. 37-39. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2017-6-37-39

20. Ruchkin, A. A., & Levagin, S. A. (2016). Veroyatnostnyy prognoz izvlekaemykh zapasov po kharakteristikam vytesneniya. Materialy mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii (November, 14-18). Khanty-Mansiysk, pp. 393-401. (In Russian).

21. Ruchkin, A. A., & Guseva, D. N. (2016). New approach to the assessment of recoverable reserves by displacement characteristics. Oilfield Engineering, (4), pp. 43-47. (In Russian).

Сведения об авторах

Шумко Владислав Сергеевич, Тюменский индустриальный университет, инженер, ООО «ПБ «ТЭРМ», г. Тюмень, e-mail: vlad-to72@mail.ru

Мамчистова Елена Ивановна, к. т. н., доцент, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Кузовлев Сергей Сергеевич, заведующий отделом разработки нефтегазовых месторождений, ООО «ПБ «ТЭРМ», г. Тюмень

Information about the authors

Vladislav S. Shumko, Industrial University of Tyumen, Engineer, "Design Bureau "Technologies of effective field development" LLC, Tyumen, e-mail: vlad-to72@mail.ru

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

Sergey S. Kuzovlev, Head of the Department of Oil and Gas Field Development, "Design Bureau "Technologies of effective field development" LLC, Tyumen

Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта

Designing, construction and operation of pipeline transport system

25.00.19 Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ
(технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2021-2-89-103

УДК 622.692.4-192(985):536.4-027.44

Имитационное моделирование нестационарных теплофизических процессов при мониторинге надежности магистральных нефтепроводов Арктики

**В. В. Голик*, Ю. Д. Земенков, М. Ю. Земенкова, Е. Л. Чижевская,
К. С. Воронин**

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: darkpaint@mail.ru*

Аннотация. Современные условия постоянно развивающегося рынка углеводородов, а также освоение новых северных территорий для большей добычи диктуют необходимость применения современных комплексов для расчета проектируемых трубопроводных систем, а также для прогнозирования их поведения на промежутки времени более десяти лет. Это позволит избежать аварий и экологических катастроф, участившихся в последние годы в связи с износом существующего оборудования. В работе представлен метод мониторинга основных параметров надежности пролегающих подземно нефтепроводов с учетом изменения грунтовых оснований преимущественно в Арктической зоне РФ. Рассматривается участок нефтепровода в качестве объекта мониторинга теплотехнических процессов и влияния их на надежность системы. Описаны основные результаты расчетов участка нефтепровода, смоделированы изменения грунтовых оснований. В качестве примера для повышения надежностных характеристик для расчетов использовалась многослойная труба с пенополиуретановой изоляцией и обетонированием, которая показала наилучшие показатели по итогу моделирования в сравнении с проектной трубой.

Ключевые слова: многолетнемерзлые грунты; растепление; магистральный нефтепровод; механическая безопасность

Simulation modeling of non-stationary thermophysical processes when monitoring the reliability of main oil pipelines in the Arctic

**Vasily V. Golik*, Yuri D. Zemenkov, Maria Yu. Zemenkova,
Elena L. Chizhevskaya, Konstantin S. Voronin**

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: darkpaint@mail.ru*

Abstract. The use of modern complexes for calculating the designed pipeline systems and for predicting their behavior for a period of more than ten years is necessary in modern conditions of the constantly developing hydrocarbon market and the development of new northern territories for greater oil production. It will allow avoiding accidents and environmental disasters that have become more frequent in recent years due to the deterioration of existing equipment. The article presents a method for monitoring the main reliability parameters of underground oil pipelines, taking into account changes in soil foundations, mainly in the Arctic zone of the Russian Federation. An oil pipeline section is considered as an object for monitoring of heat engineering processes and their influence on the reliability of the system. We describe the main results of calculations of the oil pipeline section and simulate changes in soil foundations. We used a multilayer pipe with polyurethane foam insulation and coating for the calculations to improve the reliability characteristics. This pipe has showed the best results of modeling in comparison with the design pipe.

Key words: permafrost soils; thawing; main oil pipeline; mechanical safety

Введение

В современном мире, где темпы добычи возрастают, предъявляются все более высокие требования к строительству и эксплуатации объектов транспорта нефти и нефтепродуктов. Для этого зоны добычи нефти расширяются, разрабатываются новые месторождения, большая часть из которых находится в северной части Западной Сибири и на Арктическом шельфе.

Новые, все более сложные задачи, требования и пути к дальнейшему развитию отрасли отмечены на федеральном уровне в следующих документах: Энергетическая стратегия России на период до 2035 г.: утв. распоряжением Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р.; Программа стратегического развития ПАО «Транснефть» на период до 2020 года (утв. решением совета директоров ПАО «АК «Транснефть», протокол № 2 от 31.01.2012); Программа инновационного развития ПАО «Газпром нефть» до 2025 года, стратегия ПАО «СИБУР Холдинг» в области устойчивого развития до 2025 года, утвержденная 16 января 2020 года; Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах»: приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 № 144.

В связи с экстремальными температурами данных регионов все более сложными становятся специальные технологии, конструкции, необходимые средства и сооружения, а также технологические схемы объектов добычи, подготовки, сбора, хранения и транспорта добываемой углеводородной продукции.

На этапе проектирования выполняется комплекс геодезических исследований, позволяющий специалистам грамотно оценить несущую способность и свойства грунтовых оснований, даже малейшие ошибки в расчетах приводят к авариям и катастрофам. Движения грунтовых оснований влекут за собой деформацию эксплуатируемого трубопровода и, как следствие, его разгерметизацию.

Особое внимание стоит уделить трубопроводным сетям, проложенным в многолетнемерзлом грунте.

Трубопроводы, прокладываемые в многолетнемерзлых грунтах, имеют ряд серьезных проблем, которые проявляются только спустя достаточно большой промежуток времени. Это просадка грунта вследствие его растепления и выпучивание. Закономерный итог — большое количество техногенных катастроф в различных сферах промышленности по всей территории РФ [1].

При растеплении оснований меняются характеристики грунта, что влечет за собой трещины и обрушение зданий, обрывы ЛЭП, изменение проектного положения трубопроводов. Последствия могут быть различными, начиная от небольшой деформации конструкции здания, трубопровода, дорожного покрытия и заканчивая аварией, обрушением, экологической катастрофой и гибелью людей.

Как пример, разлив топлива в г. Норильске, произошедший 29 мая 2020 года. Президентом РФ В. В. Путиным был объявлен режим ЧС федерального масштаба. Нефтепродукты попали в почву и реку Амбарную. Общее количество разлившегося дизеля превысило 20 тыс. т. Таймырская энергетическая компания сообщает, что авария произошла из-за внезапного проседания опор вследствие таяния многолетнемерзлых грунтов под основанием резервуара (рис. 1)¹ [2].



Рис. 1. Авария в г. Норильске²

В районе месторождения Ярудейское в 2018 году произошло несколько инцидентов с выпучиванием промысловых трубопроводов и их деформацией.

Как следствие, для предотвращения подобных аварийных ситуаций представляется актуальным мониторинг конструктивной надежности и механической безопасности трубопроводов с учетом всех разновидностей грунтов, в которых они пролегают. Мониторинг позволяет на различных этапах разработки проектов оценивать динамику структуры многолетнемерзлых грунтов в районе зданий и сооружений нефтегазового комплекса с учетом большого количества изменяющихся во времени параметров.

Метод мониторинга с использованием современных программ позволяет изучать и анализировать воздействие процессов, происходящих в системе

¹ Ущерб России от таяния вечной мерзлоты оценили в 150 млрд рублей в год [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.m24.ru/news/ehkologiya/18102019/93957>.

² Последствия разлива топлива в Норильске. Фоторепортаж [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.rbc.ru/photoreport/03/06/2020/5ed7b4ac9a794710786cc0d1>.

«труба — грунт», и представляется наиболее востребованным для условий арктической зоны. Кроме того, на стадии проектирования методика позволит более корректно подбирать материал для теплоизоляции трубопроводов.

Объект и методы исследования

Влияние подземных нефтепроводов на динамику промерзания грунтовых оснований в основном определяется большим количеством факторов, например, изменением температурного режима в течение года, а также толщиной выпавших осадков в зимнее время.

Решение данной задачи подразумевает под собой изучение тепловых процессов, протекающих как в самом трубопроводе и слоях его изоляции, так и в окружающем его грунте, что представляет собой общую систему «труба — грунт».

Различным аспектам исследуемой проблемы посвящено множество работ на различных этапах технологического развития, так, в области современных вопросов теплофизического моделирования взаимодействия нефтегазопроводов с грунтовыми основаниями известны работы Н. А. Гаррис, Б. В. Моисеева, В. И. Сурикова, А. Д. Набережного, Ю. В. Лисина, В. Н. Комарица и др.

На кафедре «Транспорт углеводородных ресурсов» Тюменского индустриального университета проводятся исследования по мониторингу параметров надежности трубопроводов с учетом теплового состояния грунтовых оснований в условиях арктической зоны и их поведения при изменении температурного режима [3, 4]. На этапе исследования теплофизических процессов, с учетом вышеописанных условий, была разработана расчетная модель процесса распределения тепла вокруг подземного нефтепровода, которая представлена на рисунке 2.

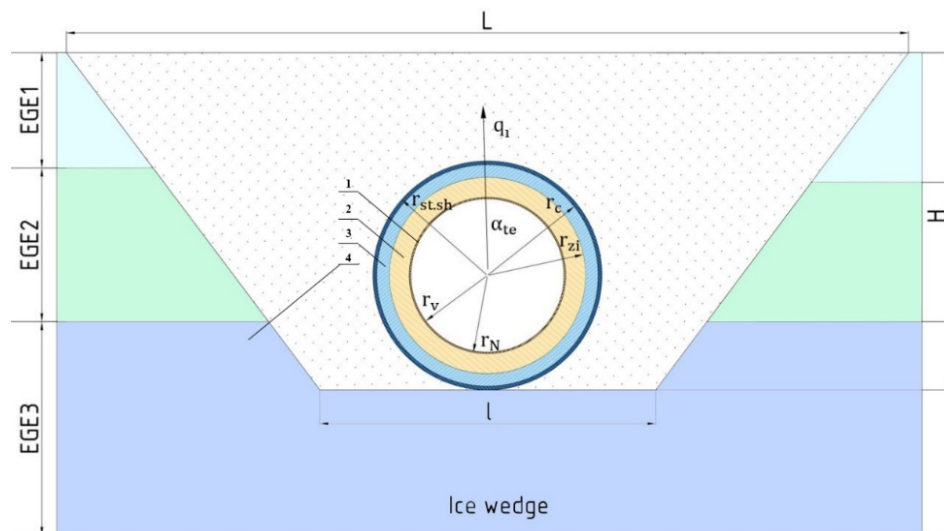


Рис. 2. Расчетная модель теплового взаимодействия подземного нефтепровода в многолетнемерзлых грунтах: 1 — стальная труба; 2 — пенополиуретановая теплоизоляция; 3 — наномодифицированное бетонное покрытие; 4 — многолетнемерзлый грунт, представленный слоями инженерно-геологических элементов (ИГЭ)

После проработки основной модели, определения всех свойств материалов, грунтов и обозначения граничных условий для проведения численного моделирования задачи был выбран универсальный программный комплекс конечно-элементного моделирования — ANSYS [5, 6].

Постановка задачи

Рассматривается массив мерзлого грунта, в котором пролегает трубопровод диаметром 1 020 мм, температура перекачиваемого нефтепродукта — 8 °С. Для более точного моделирования были получены данные о климате (температура и скорость ветра) (табл. 1) и геологических особенностях региона пролегания нефтепровода на полуострове Ямал (табл. 2, 3).

Для технической реализации предлагаемой модели за основу была взята труба МТЗК-СВАП ЗУБ-ТЕРМО, применяемая в сложных геокриологических условиях. Благодаря своей комплексной многофункциональной термозащите труба сводит к минимуму тепловые воздействия трубопровода на грунтовые основания. Также благодаря применению композитных материалов повышаются прочностные характеристики трубопровода, снижаются риски его повреждения и вероятность смещения с проектного положения. Все необходимые теплофизические и технические характеристики применяемых материалов трубопровода соответствуют техническим условиям производителя ТУ 5860-107-81417928-2016 и ТУ 5768-035-81417928-2015^{3,4}. Труба соответствует требованиям СП 86.13330.2014⁵.

Таблица 1

Климатические данные

Месяц	Температура, °С	Скорость ветра, м/с
Январь	–22,6	4,9
Февраль	–19,3	4,6
Март	–9,2	5,5
Апрель	–4,4	5,2
Май	1,5	5,6
Июнь	12,5	4,8
Июль	16,6	4,7
Август	12,1	5,6
Сентябрь	6,2	5,1
Октябрь	–2,9	5,2
Ноябрь	–15,3	5,5
Декабрь	–17,7	5,2

³ ТУ 5860-040-81417928-2016. Трубы и соединительные детали трубопроводов с защитным покрытием «ЗУБ-КОМПОЗИТ» [Электронный ресурс]. – Введ. 2016-02-26. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/437191577>.

⁴ ТУ 5768-035-81417928-2015. Термоизолирующее направление [Электронный ресурс]. – Введ. 2015-04-21. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/437181527>.

⁵ СП 86.13330.2014. Магистральные трубопроводы [Электронный ресурс]. – Введ. 2016-06-01. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200111111>.

В ходе расчета учитываются периодическое изменение температуры и силы ветра на поверхности, фазовое состояние в зависимости от теплоемкости и теплопроводности грунта [7, 8].

Таблица 2

Теплофизические свойства грунтов

Параметр материала	Наименование материала					
	ИГЭ 1 Торф	ИГЭ 2 Торф преимущественно среднеразложившийся, пластично-мерзлый, льдистый. Содержит повторно жильные льды (ПЖЛ)	ИГЭ 3 Супесчано-суглинистый грунт, льдистый	ИГЭ 4 Супесчано-суглинистый грунт с повышенным содержанием льда	Траншея	ПЖЛ
Температура, °C	–0,6	–0,6	–0,9	–1	–0,6	–0,6
Теплоемкость талого грунта, МДж/(м ³ · °C)	2,94	2,99	3,13	3,16	2,5	1,86
Теплоемкость мерзлого грунта, МДж/(м ³ · °C)	1,85	2,17	2,14	2,05	1,842	1,86
Теплопроводность талого грунта, Вт/(м · °C)	0,51	1,41	1,57	1,25	1,5	2,25
Теплопроводность мерзлого грунта, Вт/(м · °C)	0,86	1,55	1,79	2,3	2,25	2,25
Плотность сухого грунта, кг/м ³	150	1 380	1 220	1 000	1 330	1
Температура фазового перехода, °C	–0,37	–0,32	–0,28	–0,3	–0,05	0

Таблица 3

Мощность слоев грунта

Геологический слой	Мощность слоя, м
ИГЭ 1	0,7
ИГЭ 2	4,3
ИГЭ 3	2,2
ИГЭ 4	7,8

ANSYS Workbench представляет интерактивную среду, содержащую различные программные продукты, позволяющие производить расчеты широкого спектра. ANSYS Workbench является мощным инструментом управления проектом.

Рассмотрим пример решения задачи в программном пакете Mechanical, входящем в состав ANSYS для анализа процессов теплообмена, расчет допустим как в стационарном, так и в нестационарном режиме, при этом учитывается, изменяется ли нагрузка по времени.

Следует отметить, что процесс изменения фазового состояния в зависимости от температуры и изменение температуры в течение времени делают расчет теплообмена не только нестационарным, но и нелинейным [9–11].

Первым шагом является создание проекта, для этого использовался пакет Transient Thermal, реализующий алгоритм нелинейного расчета теплообмена.

Все известные свойства материалов, необходимые для решения поставленной задачи, задаются в окне Engineering Data. Теплофизические характеристики грунта во время фазового перехода изменяются. Момент перехода грунта из мерзлого состояния в талое моделируется путем задания теплоемкости и теплопроводности грунта в мерзлом и талом состоянии. Engineering Data предлагает как создание материала с необходимыми свойствами, так и выбор из имеющейся базы данных.

В целях расчета первый вариант будет предпочтительнее, поэтому для каждого слоя ИГЭ задаем значения теплоемкости и теплопроводности (см. табл. 2) в мерзлом и талом состоянии^{6,7} с учетом температуры фазового перехода (рис. 3) [12, 13].

Следует отметить, что состав грунтовых оснований на протяжении всего трубопровода редко является однородным, вследствие чего для более точных расчетов необходимо использовать актуальные данные геологоразведки данной местности на этапе проектирования объекта.

Далее разработанная авторским коллективом модель (см. рис. 2) реализуется в программном комплексе, где задаются все необходимые параметры, и строится первоначальная сетка (рис. 4) [14].

На следующем этапе происходят проверка сетки, ее уточнение для оптимизации процесса расчета и для получения корректного результата (рис. 5) [15].

⁶ ГОСТ 26263-84. Грунты. Метод лабораторного определения теплопроводности мерзлых грунтов [Электронный ресурс]. – Введ. 1985-07-01. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200000338>.

⁷ СП 25.13330.2012. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200095519>.

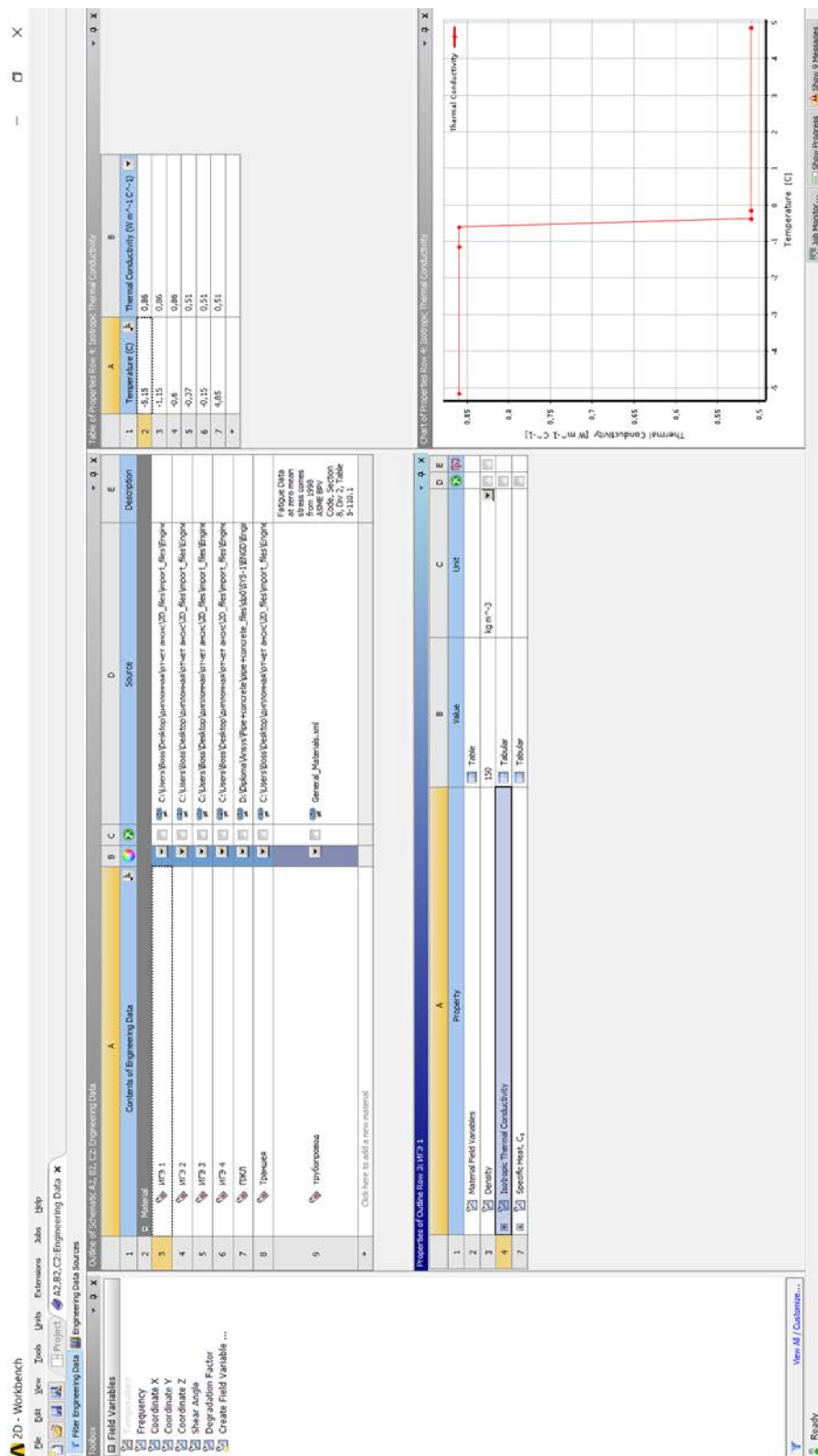


Рис. 3. Задание теплопроводности ИГЭ 1

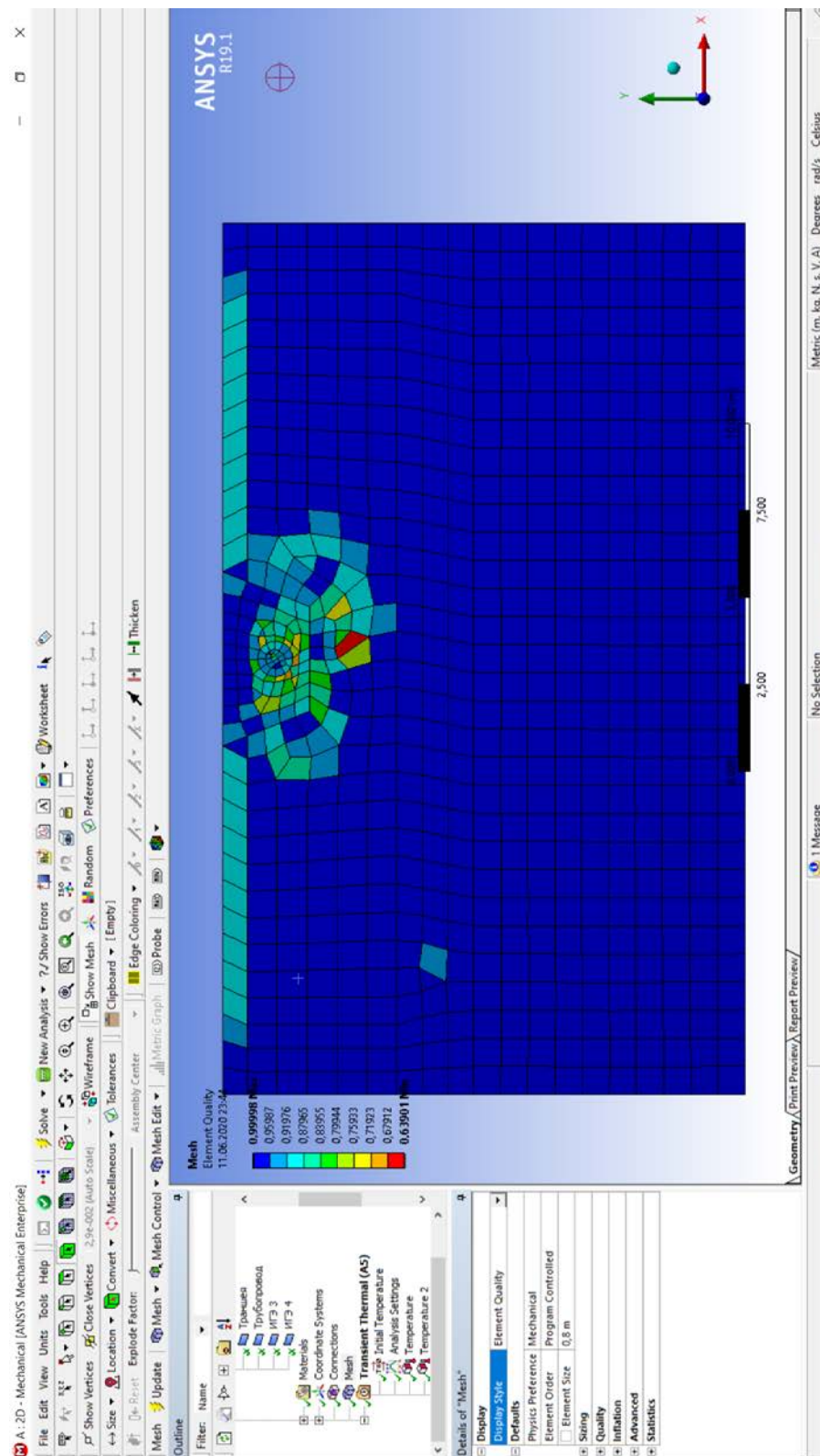


Рис. 4. Построение сетки по умолчанию

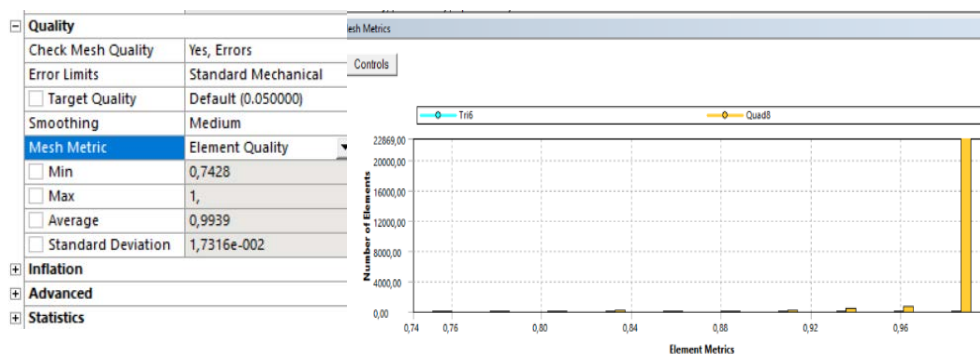


Рис. 5. Проверка качества элементов геометрии

После создания и настройки сетки необходимо настроить решатель. Нелинейные решения в ANSYS Mechanical, основанные на методе Ньютона — Рафсона, реализуются через настройку Analysis Settings. Настройка начинается с условия нелинейности для данного расчета, во вкладке Nonlinear Formulation необходимо выбрать опцию Full.

Расчет целесообразно производить на 2 года с выставлением 24 шагов. Время в Analysis Settings измеряется в секундах, 1 месяц равен $2,628e^6$ [16].

Решатель позволяет задать граничные условия для модели, всего рассматриваются 3 граничных условия:

- на поверхности происходит конвективный теплообмен;
- температура трубопровода равна $8\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- нижнее граничное условие будет представлять собой постоянную температуру многолетнемерзлого грунта $-1\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Предполагается, что температура грунта за боковой границей расчетной области равна температуре на границе, и вследствие этого тепловой поток через боковую границу отсутствует. Поэтому на боковой границе расчетной области необходимо задать тепловой поток, равный нулю.

Результаты

После завершения расчета модели, с применением всех граничных условий и решателей, результаты представляются в виде графического изображения температурного ореола и процесса передачи тепла (рис. 6, 7).

Распределение тепловых ореолов наглядно характеризует надежность и качество использования композитной изоляции из пенополиуретана и нанобетона, при которых температурное поле вокруг трубопровода сохраняет стабильные параметры. Также при таком методе моделирования можно установить заблаговременно различные изменения грунтовых оснований, которые могут привести к деформации трубопровода и нарушению его целостности [17–19].

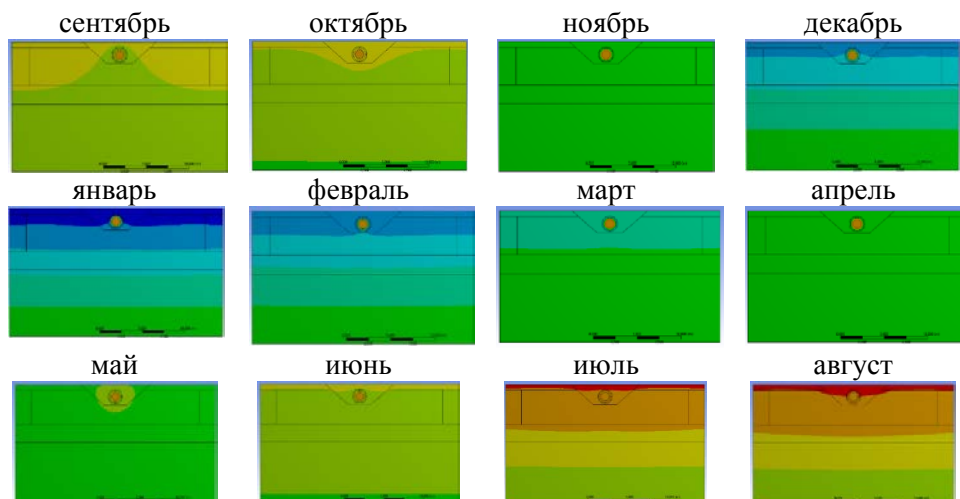


Рис. 6. Температурные поля при прокладке нефтепровода

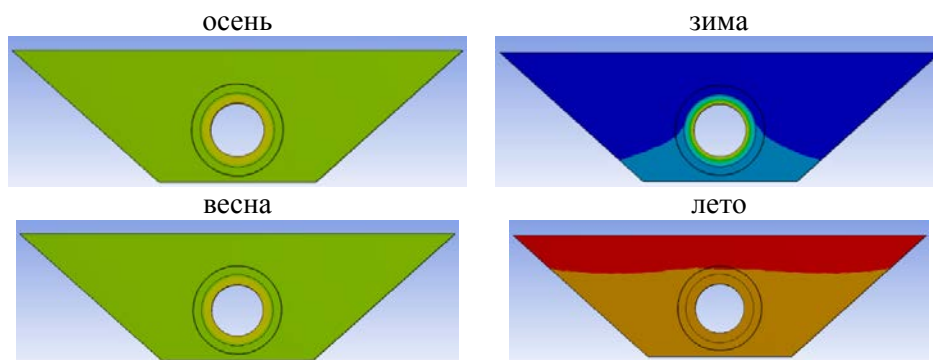


Рис. 7. Фазовые состояния при прокладке нефтепровода

Выводы

Выполненное на основании изложенного алгоритма математическое и имитационное моделирование позволило получить результаты, на основании которых можно сделать вывод о целесообразности применения программных комплексов конечно-элементного моделирования, таких как ANSYS, для долгосрочного прогнозирования надежности и механической безопасности трубопроводных систем, проложенных подземным способом в условиях многолетнемерзлых грунтов Арктической зоны РФ. Несмотря на многообразие видов грунта и различных резко меняющихся погодных условий, реализованная модель при заданных начальных условиях позволяет строить прогнозы на достаточно большие промежутки времени. Таким образом, результаты моделирования динамики состояний трубопровода значительно сокращают срок разработки нормативной и проектной документации для различных объектов и при определенном наборе извест-

ных параметров позволяют производить экспресс-моделирование критических участков трубопроводной системы при их эксплуатации.

Библиографический список

1. Голик, В. В. Мониторинг теплофизических параметров магистральных трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях арктической зоны РФ / В. В. Голик, Ю. Д. Земенков, А. А. Гладенко. – Текст : непосредственный // Техника и технология нефтехимического и нефтегазового производства. Материалы 10-й Международной научно-технической конференции «Техника и технология нефтехимического и нефтегазового производства» (Омск, 26–29 февраля 2020 года). – Омск : Омский государственный технический университет, 2020. – С. 230–231.
2. Математическое моделирование нестационарного температурного взаимодействия теплопроводов и сезоннопромерзающих грунтов / Б. В. Моисеев, Н. П. Кушакова, Н. В. Налобин [и др.]. – Текст : непосредственный // Композиционные строительные материалы : сборник научных трудов международной научно-практической конференции. – Пенза : ПензГАСА, 2002. – С. 261–264.
3. Mathematic simulation of the effect of a buried oil pipeline on permafrost soils / V. V. Golik, B. V. Moiseev, S. G. Gulkova, Yu. D. Zemenkov. – DOI 10.1088/1757-899X/445/1/012004. – Текст : непосредственный // International Conference Transport and Storage of Hydrocarbons, 29–31 August 2018 (Tyumen). IOP Conference Series : Materials Science and Engineering. – Vol. 445. – P. [1–5].
4. Системный анализ и мониторинг энерготехнологических комплексов. Методические указания по выполнению курсового проекта для студентов направления 21.04.01 Нефтегазовое дело программы «Надежность и безопасность объектов транспорта углеводородных ресурсов» всех форм обучения / Сост. М. Ю. Земенкова [и др.]; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2019. – 40 с. – Текст : непосредственный.
5. Zemenkova, M. Yu. (2019). Neural network monitoring and predictive control of the reliability and safety of gas distribution networks using deep learning algorithms / M. Yu. Zemenkova. – DOI 10.1088/1757-899X/663/1/012006. – Текст : непосредственный // International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons and Minerals, 19–20 August 2019 (Tyumen). IOP Conference Series : Materials Science and Engineering. – Vol. 663 (1). – P. [1–8].
6. Zemenkova, M. Y. Mathematic Modeling of Complex Hydraulic Machinery Systems When Evaluating Reliability Using Graph Theory / M. Y. Zemenkova, A. N. Shipovalov, Y. D. Zemenkov. – DOI 10.1088/1757-899X/127/1/012056. – Текст : непосредственный // International Scientific and Practical Conference on Urgent Problems of Modern Mechanical Engineering 17–18 December 2015 (Yurga). IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – Vol. 127. – P. [1–9].
7. Энерготехнологические комплексы при проектировании и эксплуатации объектов транспорта и хранения углеводородного сырья : учебник для студентов / Ю. Д. Земенков, Б. В. Моисеев, Ю. В. Богатенков [и др.]; под общей редакцией Б. В. Моисеева; Министерство образования и науки Российской Федерации, Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень : Вектор Бук, 2016. – 256 с. – Текст : непосредственный.
8. Golik, V. V. Complex thermophysical modeling of processes in the foundation soil of oil pipelines in the Arctic and offshore conditions / V. V. Golik, Yu. D. Zemenkov, I. F. Shagbanov. – DOI 10.1088/1757-899X/952/1/012014. – Текст : непосредственный // International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons & Materials (ETSaP 2020) 24–25 August 2020 (Tyumen). IOP Conference Series : Materials Science and Engineering. – Vol. 952. – P. [1–5].
9. Improving the Efficiency of Administrative Decision-Making when Monitoring Reliability and Safety of Oil and Gas Equipment / M. Zemenkova, V. Shalay, Y. Zemenkov, E. Kurushina. – DOI 10.1051/mateconf/20167307001. – Текст : непосредственный // MATEC Web of Conferences. – 2016. – Vol. 73. – P. [1–8].
10. Tabunschikov, Yu. A. Mathematical models of thermal conditions in buildings / Yu. A. Tabunschikov. – USA, CRC Press, 1993. – 220 p. – Текст : непосредственный.

11. Innovative technologies as a means of the development of future engineers' professional mobility abroad / M. B. Balikaeva, E. L. Chizhevskaya, G. Ya. Grevtseva [et al.]. – DOI 10.1088/1757-899X/441/1/012007. – Текст : непосредственный // International Scientific and Practical Conference on Innovations in Engineering and Technology, 28–29 June 2018 (Veliky Novgorod). IOP Conference Series : Materials Science and Engineering. – Vol. 441. – P. [1–5].
12. Голубин, С. И. Научно-методические основы прогноза взаимодействия подземных газопроводов с засоленными многолетнемерзлыми грунтами полуострова Ямал : специальность 25.00.08 «Инженерная геология, мерзлотоведение и грунтоведение» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Голубин Станислав Игоревич. – Москва, 2012. – 23 с. – Место защиты : Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе (РГГРУ). – Текст : непосредственный.
13. Губайдуллин, А. А. Приложения механики многофазных систем к разведке, добыче и транспорту нефти и газа / А. А. Губайдуллин. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1999. – № 2. – С. 49–61.
14. Тепло- и массообмен. Теплотехнический эксперимент : справочник / Под общей редакцией В. А. Григорьева, В. М. Зорина. – Москва : Энергоиздат, 1982. – 512 с. – Текст : непосредственный.
15. Mathematical modelling of the interaction of a multilayer pipeline with permafrost in RF Arctic zone / V. V. Golik, B. V. Moiseev, A. A. Gladenko [et al.]. – Текст : электронный // AIP Conference Proceedings 28 August 2019. – Vol. 2141, Issue 1. – URL: <https://doi.org/10.1063/1.5122161>.
16. Mathematic simulation of the effect of a buried oil pipeline on permafrost soils / V. V. Golik, B. V. Moiseev, S. G. Gulkova, Yu. D. Zemenkov. – DOI 10.1088/1757-899X/445/1/012004. – Текст : непосредственный // International Conference Transport and Storage of Hydrocarbons, 29–31 August 2018 (Tyumen). IOP Conference Series : Materials Science and Engineering. – Vol. 445. – P. [1–5].
17. Thermal impact of buried reservoirs with industrial waste of the fuel and energy complex on frozen soils / M. Yu. Zemenkova, P. Yu. Mikhailov, A. B. Shabarov, U. Yu. Shastunova. – DOI 10.1088/1757-899X/952/1/012008. – Текст : непосредственный // International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons & Materials, 24–25 August 2020 (Tyumen). IOP Conference Series : Materials Science and Engineering. – Vol. 952 (1) – P. [1–8].
18. Аспекты надежности и диагностики нефтегазовых объектов : монография / Б. В. Моисеев, Ю. Д. Земенков, М. Н. Чекардовский [и др.] ; под общей редакцией Ю. Д. Земенкова ; Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2019. – 422 с. – Текст : непосредственный.
19. Yakupov, A. U. Temperature condition of a stopped underground oil pipeline / A. U. Yakupov, K. S. Voronin, D. A. Cherentsov. – DOI 10.1088/1757-899X/663/1/012013. – Текст : непосредственный // International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons and Minerals 19–20 August 2019 (Tyumen). IOP Conference Series : Materials Science and Engineering. – Vol. 663. – P. [1–6].

References

1. Golik, V. V., Zemenkov, Yu. D., & Gladenko, A. A. (2020). Monitoring teplofizicheskikh parametrov magistral'nykh trubopro-vodov v slozhnykh inzhenerno-geologicheskikh usloviyakh arkticheskoy zony RF. Tekhnika i tekhnologiya neftekhimicheskogo i neftegazovogo proizvodstva. Materialy 10-y Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii "Tekhnika i tekhnologiya neftekhimicheskogo i neftegazovogo proizvodstva" (Omsk, February, 26-29). Omsk, Omsk State Technical University Publ., pp. 230-231. (In Russian).
2. Moiseev, B. V., Kushakova, N. P., Nalobin, N. V. Moiseev, B. V., Kushakova, N. P., & Nalobin, N. V. (2002). Mathematical modeling of non-stationary temperature interaction of heat pipelines and seasonally freezing soils. Composite building materials: Collection of scientific papers of the international scientific-practical conference. Penza, PenzGASA Publ., pp. 261-264. (In Russian).

3. Golik, V. V., Moiseev, B. V., Gulkova, S. G., & Zemenkov, Yu. D. (2018). Mathematic simulation of the effect of a buried oil pipeline on permafrost soils. International Conference Transport and Storage of Hydrocarbons, August, 29-31 (Tyumen). IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 445, pp. [1-5]. (In English). DOI: 10.1088/1757-899X/445/1/012004
4. Zemenkova, M. Yu. (Comp.) (2019). Sistemnyy analiz i monitoring energotekhnologicheskikh kompleksov. Metodicheskie ukazaniya po vypolneniyu kursovogo proekta dlya studentov napravleniya 21.04.01 Neftgazovoe delo programmy "Nadezhnost' i bezopasnost' ob'ektov transporta uglevodorodnykh resursov" vseh form obucheniya. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 40 p. (In Russian).
5. Zemenkova, M. Yu. (2019). Neural network monitoring and predictive control of the reliability and safety of gas distribution networks using deep learning algorithms. International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons and Minerals, August, 19-20 (Tyumen). IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 663 (1), pp. [1-8]. (In English). DOI: 10.1088/1757-899X/663/1/012006
6. Zemenkova, M. Y., Shipovalov, A. N., & Zemenkov, Y. D. (2015). Mathematic Modeling of Complex Hydraulic Machinery Systems When Evaluating Reliability Using Graph Theory. International Scientific and Practical Conference on Urgent Problems of Modern Mechanical Engineering December, 17-18 (Yurga). IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 127, pp. [1-9]. (In English). DOI: 10.1088/1757-899X/127/1/012056
7. Zemenkov, Yu. D., Moiseev, B. V., Bogatenkov, Yu. V., Nalobin, N. V., & Dudin, S. M. (2016). Energotekhnologicheskie komplekсы pri proektirovaniі i ekspluatatsii ob'ektov transporta i khraneniya uglevodorodnogo syr'ya. Tyumen, Vektor Buk Publ., 256 p. (In Russian).
8. Golik, V. V., Zemenkov, Yu. D., & Shagbanov, I. F. (2020). Complex thermophysical modeling of processes in the foundation soil of oil pipelines in the Arctic and offshore conditions. International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons & Materials (ETSaP 2020), August, 24-25 (Tyumen). IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 952, pp. [1-5]. (In English). DOI: 10.1088/1757-899X/952/1/012014
9. Zemenkova, M., Shalay, V., Zemenkov, Y., & Kurushina, E. (2016). Improving the Efficiency of Administrative Decision-Making when Monitoring Reliability and Safety of Oil and Gas Equipment. MATEC Web of Conferences, 73, pp. [1-8]. (In English). DOI: 10.1051/mateconf/20167307001
10. Tabunschikov, Yu. A. (1993). Mathematical models of thermal conditions in buildings. USA, CRC Press, 220 p. (In English).
11. Balikaeva, M. B., Chizhevskaya, E. L., Grevtseva, G. Ya., Kotlyarova, I. O., & Volkova, M. A. (2018). Innovative technologies as a means of the development of future engineers' professional mobility abroad. International Scientific and Practical Conference on Innovations in Engineering and Technology, June, 28-29 (Veliky Novgorod). IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 441, pp. [1-5]. (In English). DOI 10.1088/1757-899X/441/1/012007
12. Golubin, S. I. (2012). Nauchno-metodicheskie osnovy prognoza vzaimodeystviya podzemnykh gazoprovodov s zasolennymi mnogoletnemerzlymi gruntami poluostrova Yamal. Avtoref. diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Moscow, 23 p. (In Russian).
13. Gubaydullin, A. A. (1999). Prilozheniya mekhaniki mnogofaznykh sistem k razvedke, dobyche i transportu nefti i gaza. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz, (2), pp. 49-61.
14. Grigor'ev, V. A., & Zorin, V. M. (Eds.) (1982). Teplo- i massoobmen. Teplotekhnicheskiy eksperiment : spravochnik. Moscow, Energoizdat Publ., 512 p. (In Russian).
15. Golik, V. V., Moiseev, B. V., Gladenko, A. A., Zemenkov, Yu. D., & Trifonova, E. N. (2019). Mathematical modelling of the interaction of a multilayer pipeline with permafrosts in RF Arctic zone. AIP Conference Proceedings, August, 28, 2141(1). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1063/1.5122161>
16. Golik, V. V., Moiseev, B. V., Gulkova, S. G., & Zemenkov, Yu. D. (2018). Mathematic simulation of the effect of a buried oil pipeline on permafrost soils. International Conference Transport and Storage of Hydrocarbons, August, 29-31 (Tyumen). IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 445, pp. [1-5]. (In English). DOI: 10.1088/1757-899X/445/1/012004

17. Zemenkova, M. Yu., Mikhailov, P. Yu., Shabarov, A. B., & Shastunova, U. Yu. (2020). Thermal impact of buried reservoirs with industrial waste of the fuel and energy complex on frozen soils. International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons & Materials, 24-25 August 2020 (Tyumen). IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 952 (1), pp. [18]. (In English). DOI 10.1088/1757-899X/952/1/012008
18. Moiseev, B. V., Zemenkov, Yu. D., Chekardovskiy, M. N., Chekardovskiy, S. M., Zemenkova, M. Yu., Razboynikov A. A.,... Fedorova, O. B. (2019). Aspekty nadezhnosti i diagnostiki neftegazovykh ob"ektov. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 422 p. (In Russian).
19. Yakupov, A. U., Voronin, K. S., & Cherentsov, D. A. (2019). Temperature condition of a stopped underground oil pipeline. International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons and Minerals, August, 19-20 (Tyumen). IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 663, pp. [1-6]. (In English). DOI: 10.1088/1757-899X/663/1/012013

Сведения об авторах

Голик Василий Викторович, старший преподаватель кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: darkpaint@mail.ru

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

Земенкова Мария Юрьевна, к. т. н., доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Чижевская Елена Леонидовна, к. э. н., доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Воронин Константин Сергеевич, к. т. н., доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Vasily V. Golik, Senior Lecturer at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, e-mail: darkpaint@mail.ru

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

Maria Yu. Zemenkova, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

Elena L. Chizhevskaya, Candidate of Economics, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

Konstantin S. Voronin, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

**Проблема «несовместимости» при компаундировании нефтей
в процессах добычи, сбора, подготовки и транспортировки
углеводородного сырья**

О. П. Дерюгина*, Е. А. Трапезников

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**e-mail: derjuginaop@tyuiu.ru*

Аннотация. В статье рассматривается вопрос о промышленном компаундировании, улучшающем качество поступающего в магистральные трубопроводы сырья. Компаундирование от английского «compound» — смешивать. При смешении различных видов нефтей возможна «несовместимость», выражающаяся в выпадении твердого осадка и нарушении стабильности коллоидной системы и обусловленная различающимися свойствами нефтей. Внимание к названной проблеме объясняется ужесточением в настоящее время требований к качеству поступающего на переработку сырья, которое должно соответствовать современным стандартам. В статье также обсуждаются причины возникновения проблемы «несовместимости» нефти при компаундировании и эффективные пути ее решения. Обоснована необходимость предварительного исследования свойств смешиваемой нефти с целью выявления возможной несовместимости различных сортов нефти. Рассмотрены стандартные тесты для определения индексов несовместимости, характеризующих способность сырья к смешению. Обосновывается необходимость развития методов диагностики несовместимости нефтей как важнейшей задачи современной химической науки, решение которой позволит повысить качество получаемого сырья и решить многие технологические проблемы в процессе компаундирования.

Ключевые слова: компаундирование нефти; потеря объема получаемых при компаундировании нефтепродуктов; асфальтены; критерии несовместимости нефтей

**The issue of "oil shrinkage" during the compounding of oils in the processes
of production, collection, preparation and transportation
of hydrocarbon raw materials**

Olga P. Deryugina*, Evgeny A. Trapeznikov

Industrial University of Tyumen, Tyumen

**e-mail: derjuginaop@tyuiu.ru*

Abstract. The article discusses the issue of industrial compounding, which improves the quality of the raw materials supplied to the main pipelines. Compounding from "to compound" (English) - to mix. When mixing different types of oil obtained, "incompatibility" is possible, which is expressed in the precipitation of a solid sediment and violation of the stability of the colloidal system and due to the differing properties of oils. Attention to this problem is due to the tightening of requirements for the quality of raw materials that must comply with modern standards. The article discusses the causes of the problem of "incompatibility" of oil

during compounding and effective ways of solving it, substantiates the need for a preliminary study of the properties of mixed oil in order to identify possible incompatibility of various types of oil. The standard tests for determination of incompatibility indices characterizing the ability of raw materials to mix are considered. The article substantiates the need to develop methods for diagnosing the incompatibility of oils as the most important task of modern chemical science, the solution of which will improve the quality of the raw material obtained and solve many technological problems in the compounding process.

Key words: oil compounding; volume loss of oil products obtained during compounding; asphaltenes; oil incompatibility criteria

Введение

Нефть в качестве энергоресурса занимает сегодня по-прежнему одно из лидирующих мест. Потребность человечества в ней, в ее высоком качестве больше, чем в других энергоресурсах. Нефтяные компании во всем мире добывают сырье на индивидуальных по свойствам месторождениях. Затем они продают его на различные по мощности и оснащенности нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ), которые, в свою очередь, разделяют нефть на фракции и производят из нее в конечном итоге товарный продукт с использованием вторичных процессов переработки. При этом важно сказать, что добываемая нефть может полностью отличаться по своим свойствам (плотность, вязкость, содержание серы, давление насыщенных паров (ДНП), содержание механических примесей) от нефти, добытой на другом месторождении. Кроме того, нефть, полученная из одного месторождения, но из разных скважин, также может различаться по своему химическому составу. Поэтому перед тем как отправить сырье в магистральный нефтепровод, нужно, учитывая все свойства сырья, правильно подготовить его на промысле, довести качество до нужных требований. Одним из этапов такой подготовки является компаундирование.

Объект исследования

В качестве объекта исследования выбран процесс компаундирования нефти. Компаундирование нефти — это операционно-сложный процесс управляемого смешения нефти. С помощью компаундирования решается важная задача применения высоко-загрязненной добытой нефти в общем магистральном нефтепроводе. Процесс компаундирования позволяет поддерживать качество поставляемых нефтепродуктов в заданных величинах и тем самым гарантирует регулярные поставки на рынок. Есть варианты смешения: нерегулируемое и регулируемое. При использовании нерегулируемого смешения параметры нефтяного сырья в потоке будут различаться в небольшом диапазоне из-за применения различных режимов перекачки. Использование же регулируемого смешения сгладит неустойчивость параметров с помощью добавки нефти с высоким содержанием примесей в поток сырья лучшего качества на тех направлениях, где имеется запас качества [1].

Компаундирование нефтей с разных месторождений может проходить на всех стадиях добычи, начиная от сбора и заканчивая транспортировкой углеводородного сырья. При этом, когда происходит проектирование уста-

новок сбора, подготовки нефти, в расчеты часто заносят или усредненные показатели, или просто показатели одной нефти, предполагаемое количество добычи которой было бы наибольшим. Такое решение является неверным, так как у характеристик нефтяных смесей нет определенных зависимостей [2].

Компаундирование также может осуществляться сразу в скважине, использующей несколько пластов, нефть в которых различается по своим характеристикам. В процессе смешения главными физико-химическими параметрами смеси являются вязкость и плотность. Благодаря показателям вязкости можно судить о том, какие потери происходят на трении в подъемнике, в насосной установке. Зная параметры плотности, можно определить глубину спуска насосного оборудования, устьевое давление, необходимое для добычи нефтяной эмульсии. Учет основных характеристик, образующихся после компаундирования нефтей, позволяет в дальнейшем оптимально подбирать необходимое оборудование для максимально эффективной работы скважины [3, 4].

Компаундирование может проходить и на установках добычи нефти, на дожимных насосных станциях, в трубопроводах, находящихся внутри промысла. Для того чтобы правильно провести технологические расчеты трубопроводов, важно знать основные характеристики качества перекачиваемой продукции. Это условие необходимо учитывать для того, чтобы обеспечить правильную эксплуатацию внутрипромысловых трубопроводов, так как сама их сеть может достигать 30 тыс. км (Ромашкинское месторождение). При неточностях или ошибках в технологических расчетах и проектировании возможны нежелательные издержки энергопотребления и режимы работы насосов вне зоны их максимального коэффициента полезного действия (КПД) [5].

Процесс управляемого смешения нефти или компаундирование является обязательным процессом в технологии подготовки нефти к поставке на рынок, поскольку он позволяет довести нефть до нужных показателей, следовательно, соответствовать заявленным характеристикам.

Проблема «несовместимости» нефтей при компаундировании

Издержки процесса компаундирования и сегодня являются не до конца изученными. Первыми, кто обратил внимание на невозможность смешения некоторых видов нефтей, были зарубежные ученые. До этого времени проблеме «несовместимости» нефтей и выпадения твердых осадков при их смешении связывали только с производством продуктов нефтепереработки. Само понятие «несовместимость» впервые было предложено в 1951 году Мартином (W. G. Martin) для пояснения ситуации, которая произошла во время смешения двух стабильных топлив [6]. В процессе компаундирования получилась смесь с ненужными образованиями. Отличительным свойством данной смеси было выпадение твердого осадка.

В дальнейшие годы было проведено большое количество исследований на тему «несовместимости». Одно из них было представлено в статье американских ученых Холмса и Буллина (J. W. Holmes, J. A. Bullin), в которой они проводили анализ различных нефтепродуктов [7, 8]. Состав исследованных ими веществ приведен в таблице 1.

Таблица 1

Состав нефтепродуктов

Нефтепродукт	Парафины, масс. %	Асфальтены, масс. %	Ароматика, масс. %
1	41	16	46
2	0	81	19
3	0	60	40
4	0	83	17
5	0	60	40

Было рассмотрено также компаундирование этих сортов с растворителями углеводородного типа. Выявленные несовместимости приведены в таблице 2.

Таблица 2

Признаки несовместимости при компаундировании

Смесь сортов	Выражение «несовместимости»
1–2–3	Полная несовместимость. При компаундировании происходит образование большого количества твердых осадков
1–2 1–3 1–4 1–5	Значительная несовместимость в некоторых смесях
1– н-гептан	В смеси с концентрацией гептан/топливо = 1,6/1 происходит осаждение мелкого, рыхлого порошка. При концентрации гептан/топливо = 2,2/1 от 5 до 10 % смеси выпадает в виде смолистого осадка
2 – н-гептан 3 – н-гептан 4 – н-гептан 5 – н-гептан	Проявления «несовместимости» отсутствуют. Осадок не образуется ни при каких составах смесей

Благодаря вышеописанным исследованиям удалось установить, что при компаундировании топлив с концентрацией асфальтенов от 3 до 5 % будет наблюдаться формирование смолистых осадков.

Вопросы «несовместимости» при компаундировании сырых нефтей стали особенно актуальны в 1990 году из-за инцидента с занижением объемов поставляемой нефти, рассмотренного судом Тесоро в США. Проблема заключалась в смешении легкой и тяжелой нефтей при перекачке с танкеров в резервуары, в ходе которой произошла потеря объема. В процессе рассмотрения дела были проведены исследования и доказано уменьшение объема нефти при компаундировании.

Уже в 1996 году в США было опубликовано предписание «Потери объема в результате смешения легких углеводородов с сырыми нефтями». Данный документ подтверждает потери объема при смешении и обязывает проводить проверку смешиваемых нефтей, если их плотность имеет разницу более чем на 40 кг/м³ [9].

Говоря о проблеме потери объема при смешении, можно предположить, что при компаундировании абсолютный объем будет равен сложению объ-

емов перемешиваемых веществ [10]. Но это предположение часто оказывается неверным, так как свойства смешиваемых нефтепродуктов могут значительно отличаться друг от друга, поэтому при компаундировании может произойти уменьшение итогового объема. Такие обстоятельства возникают, например, при совмещении легких и тяжелых топлив. Объем такой смеси может быть меньше абсолютного объема, рассчитанного сложением объемов перемешиваемых веществ.

На сегодняшний день тема уменьшения объема при компаундировании остается открытой и до конца не изученной. При этом причины данного процесса абсолютно ясны: происходит формирование мощных межмолекулярных связей, следствием которого является образование большого количества твердых частиц.

В молекулярном же растворе размеры частиц растворенного вещества достаточно малы, и их размеры сопоставимы с размерами частиц жидкой фазы.

Благодаря данному процессу можно провести анализ уменьшения объема, если предположить, что образовавшиеся твердые частицы, имеющие более высокую плотность, смогут подменять аналогичный объем жидкой смеси (рис. 1).



Рис. 1. Сравнение двух систем

Фракция асфальтенов больше всего склонна к образованию коллоидов в нефтяных структурах. Так как массовая доля асфальтенов в тяжелой нефти доходит до 0,2–0,25 (при плотности 900 кг/м³), то, используя формулу

$$\frac{\Delta V}{V} = \varphi \left(\frac{\rho_1}{\rho_{\text{колл}}} - 1 \right),$$

можно определить относительную потерю объема. Она будет составлять 5–7 %. Данный процент в полной мере соотносится с наблюдаемыми величинами. Последствия потери объема могут быть различными, среди них — повышение плотности, обратно пропорциональное относительной потере объема.

Важно также отметить, что при увеличении объема коллоидных частиц может заметно отклоняться показатель вязкости [11]. Значительные расхождения между вязкостью реальных жидкостей и показателями, которые соответствуют моделям идеальных смесей, могут происходить при росте

объемной доли взвешенных коллоидных частиц. При компаундировании «легких» и «средних» реальных нефтей показатель вязкости будет мало отличаться от идеального показателя. В процессе же смешения парафиновых углеводородов с тяжелыми нефтями и битумами в области контакта двух компонентов выпадающие осадки будут образовывать пространственные структуры в объеме образца, которые будут многократно повышать вязкость, вплоть до практического затвердевания в области контакта.

Самые известные признаки «несовместимости» смешиваемых нефтей — образование твердых осадков и нарушение стабильности коллоидной системы. Наибольшее количество исследований последних лет посвящено данным процессам [10, 12, 13].

Методы диагностики «несовместимости» нефтей

Один из самых простых методов — стандартные тесты на «несовместимость» нефтей при смешении. Данный способ дает возможность выявить несовместимость в уже приготовленной смеси нефтепродуктов, а именно количественно охарактеризовать выпадение твердых коллоидов.

В качестве примера можно привести тест, в основе которого лежит метод титрования Хейтхауза. В качестве величины, определяющей несовместимость сырья, берется Р-значение. Чтобы найти данную величину, нужно приготовить стандартный раствор исследуемого сырья с растворителем. Оба компонента должны находиться в растворе в строгих соотношениях. После чего к раствору понемногу добавляется парафиновый осадитель, тем самым способствуя переходу асфальтенов, находящихся в растворе, в коллоидное состояние. После добавки осадителя производится капельный тест, с помощью которого фиксируется начало осаждения коллоидов [14, 15].

После проведения теста рассчитывается Р-значение. Если рассчитанный показатель будет равен примерно двум, то можно сделать вывод о том, что в данной смеси будет происходить дестабилизация, она будет несовместима. Если же Р-значение будет равно примерно четырем, то сырье можно признать пригодным к смешению.

Существуют еще две количественные характеристики: толуольный и ксилольный эквивалент. Для определения толуольного эквивалента подготавливается один стандартный раствор.

После приготовления в него в небольшом количестве добавляется парафиновый осадитель [16]. Далее с помощью полученных объемов растворителя и осадителя находится толуольный эквивалент по формуле

$$T.EQ. = [V_{\text{тол}} / (V_{\text{тол}} + V_{\text{гепт}})] \cdot 100 \%$$

Для определения ксилольного эквивалента методика расчета будет схожа с вышеописанной. Отличие будет лишь в разности растворителя.

Еще один метод оценки потенциальных проблем при компаундировании был предложен фирмой Baker Petrolite. Данной компанией предложено использование теста, целью которого является определение индекса стабильности асфальтенов ASI.

Целью теста является определение пропускания инфракрасного излучения через исследуемый образец нефти. К исследуемой нефти понемногу добавляется осадитель асфальтенов, после чего отмечается зависимость интенсивности проходящего излучения от общего объема пентана в исследуемом образце $V_{п}/M_{н}$ [17, 18].

Данная зависимость регистрируется на графике. Значение $V_{п}/M_{н}$ будет соответствовать точке перегиба графика и будет называться «индексом стабильности асфальтенов» ASI [19, 20]. Если после проведения теста индекс исследуемого нефтепродукта будет больше необходимых 2,5, то нефть можно считать пригодной к смешению; если индекс будет меньше, то продукт можно считать непригодным к компаундированию.

В качестве более простого метода определения несовместимости также используется индекс, получаемый в результате определения концентрации асфальтенов (АС) и смол (С). Если в ходе расчета полученный результат будет превышать значение 0,35, то компаундирование будет невозможным из-за высокой вероятности возникновения проблем при проведении процесса.

В нескольких статьях, посвященных изучению проблем несовместимости при компаундировании, упоминается величина под названием «индекс загрязнения» FI. Рассчитывается данный индекс делением суммарного количества ароматики в смеси на определяемую концентрацию асфальтенов в той же смеси. Считается, что смешение нефтепродуктов с показателем FI меньше 0,88 будет неблагоприятным, так как начнется образование нежелательных твердых осадков.

Другим известным критерием несовместимости считается индекс нестабильности коллоидов. Его обозначение I_c . Значения этой величины находят с использованием концентраций высокомолекулярных компонентов нефти, смол и алканов.

В работах разных авторов значения индекса нестабильности сильно разнятся. В среднем смесь будет считаться несовместимой при индексе, равном 1,2, а пригодна к смешению будет при индексе 0,5.

При этом у индекса загрязнения и индекса нестабильности есть один недостаток. Для правильного определения несовместимости продуктов требуется очень точное определение фракционного состава компонентов, подвергаемых смешению.

В 2000 году в качестве замены вышеописанных методов был предложен новый тест несовместимости, основанный на двух параметрах: число растворимости смешения и число нерастворимости при смешении. Достоинствами данного метода считаются относительно небольшое время проведения теста и независимость от точного определения концентрации веществ в смешиваемых компонентах. Более детальный обзор данного метода можно найти в нескольких патентах [11, 21].

Развитие методов диагностики несовместимости нефтей является важнейшей задачей современной химической науки, так как предварительное исследование свойств смешиваемых нефтей позволит повысить качество получаемого сырья и решить многие технологические проблемы в процессе компаундирования.

Выводы

Подводя итоги, можно сказать, что компаундирование — важнейший процесс в нефтеперерабатывающей промышленности. Эта технология широко применяется на этапах добычи, транспортировки, переработки нефти для достижения различных целей. У данного процесса имеется специфическая проблема несовместимости нефтей. На сегодняшний день существуют варианты решения данной проблемы, начиная со стандартных тестов на несовместимость, заканчивая вычислениями эмпирических критериев предполагаемой несовместимости. Необходимо не пренебрегать вопросом несовместимости добываемых нефтепродуктов, так как это может стать причиной неэффективности технологического процесса (завышенное энергопотребление, ошибки в режиме работы установок, в объемах получаемого сырья).

Библиографический список

1. Яворский, Д. О. Повышение качества процесса компаундирования нефти / Д. О. Яворский. — Текст : непосредственный // Качество продукции : контроль, управление, повышение, планирование. Сборник научных трудов 7-й Международной молодежной научно-практической конференции. В 3 томах / Отв. ред. Е. В. Павлов. — Курск : Юго-Западный государственный университет, 2020. — С. 427–430.
2. Молчанов, Г. В. Машины и оборудование для добычи нефти и газа / Г. В. Молчанов, А. Г. Молчанов. — Москва : Недра, 1984. — 464 с. — Текст : непосредственный.
3. Мозырев, А. Г. Компаундирование нефти с газовым конденсатом в целях снижения кинематической вязкости нефти для сдачи в магистральные нефтепроводы / А. Г. Мозырев, Е. В. Нагорнова, О. О. Майорова. — Текст : непосредственный // Образование, наука и технологии : актуальные вопросы, инновации и достижения : сборник научных трудов по материалам международной научно-практической конференции (Москва, 30 апреля 2020 года). — Москва, 2020. — С. 282–287.
4. Патент. Российская Федерация, RU 2248031 C2. Система управления процессом компаундирования нефтей по нескольким параметрам качества : № 2003101827/28 : заявл. 23.01.2003 : опубл. 10.03.2005 / Гареев М. М., Нагаев Р. З., Евлахов С. К. : патентообладатель ОАО «Урало-Сибирские магистральные нефтепроводы им. Д. А. Чернышева». — Текст : непосредственный.
5. Галлямов, И. И. Неразрушающий контроль и техническая диагностика внутрипромысловых подземных трубопроводов с поверхности земли / И. И. Галлямов, Л. Ф. Юсупова. — Текст : непосредственный // Современные технологии в нефтегазовом деле — 2014. Сборник трудов международной научно-технической конференции, г. Октябрьский, 14 марта 2014 г. / Уфимский государственный нефтяной технический университет. — Уфа : Аркан, 2014. — С. 80–87.
6. Martin, W. G. The Stability and Compatibility of Fuel Oils / W. G. Martin. — Текст : непосредственный // 3rd World Petroleum Congress (May 28–June 6, 1951). The Hague. Proceedings. Section VII. Utilization of Oil Products. — The Netherlands, 1951. — P. 66–75.
7. Glenn, N. Evaluation of an Octane Analyzer / N. Glenn. — Текст : непосредственный // American Laboratory News. — 1996 (August).
8. Holmes, J. W. Fuel Oil Compatibility Probed / J. W. Holmes, J. A. Bullin. — Текст : непосредственный // Hydrocarbon Processing. — 1983. — Vol. 62, Issue 9. — P. 101–103.
9. Фесан, А. А. Выявление аномалий плотности смесей нефтей и оценка их влияния на работу нефтепромыслового оборудования : дипломный проект / А. А. Фесан. — Москва, 2013. — 107 с. — Текст : непосредственный.
10. Определение зависимости совместимости нефтей от их фракционного состава / И. А. Белоус, А. А. Котлова, А. В. Кияшко, Ю. А. Очередко. — Текст : непосредственный // Фундаментальные и прикладные проблемы получения новых материалов : исследования, инновации и технологии. Материалы научных трудов XII Международной научно-практической конференции, посвященной памяти Н. М. Алыкова (Астрахань, 24–27 апреля 2018 года) / Под общей редакцией Л. А. Джигола. — Астрахань, 2018. — С. 100–104.

11. United States Patent. No 5997723. Process for blending petroleum oils to avoid being nearly incompatible : Appl. No.: 09/200,067 ; Filed : Nov. 25, 1998 / Wiehe, I. A., Kennedy R. J. Date of Patent : Dec. 7, 1999. – Текст : непосредственный.
12. About the mutual influence of the mixed oils / G. G. Ismayilov, V. H. Nurullayev, M. B. Adigozalova, R. L. Zeynalov. – DOI 10.5281/zenodo.163028. – Текст : непосредственный // International journal of engineering sciences & research technology. – 2016. – Vol. 5, Issue 10. – P. 593–600.
13. Адыгезалова, М. Б. О фрактальных свойствах осаждения балластов при смешении нефтей / М. Б. Адыгезалова. – DOI 10.24411/0131-4270-2020-10406. – Текст : непосредственный // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2020. – №. 4. – С. 34–36.
14. Лосев, А. П. Контроль смешения несовместимых нефтей в процессах транспортировки и хранения спектрофотометрическим методом / А. П. Лосев, М. А. Могильниченко, А. А. Фесан // Трубопроводный транспорт : теория и практика. – Текст : непосредственный. – 2016. – № 4 (56). – С. 42–44.
15. Аникина, Ю. И. Исследование совместимости нефтяных смесей / Ю. И. Аникина, Л. С. Баталина. – Текст : непосредственный // Лучшая студенческая статья 2019 : сборник статей XXI Международного научно-исследовательского конкурса (Пенза, 25 апреля 2019 г.). Сборник трудов конференции. – Пенза, 2019. – С. 43–45.
16. Абрамова, Е. А. Разработка метода оценки стабильности и совместимости судовых топлив / Е. А. Абрамова, Г. В. Шувалов, О. А. Ясырова. – Текст : непосредственный // Гео-Сибирь. – 2011. – Т. 5, № 2. – С. 206–209.
17. Гумеров, Р. Р. Разработка эффективных ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений асфальтенового типа : специальность 05.17.07 «Химическая технология топлива и высокоэнергетических веществ» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Гумеров Рамиль Рустамович ; Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа, 2018. – 124 с. – Текст : непосредственный.
18. Разработка метода предотвращения отложений в процессе хранения и транспортировки нефтей различной природы / А. И. Иванов, В. В. Попов, А. А. Бойцова, В. О. Некучаев. – Текст : непосредственный // Башкирский химический журнал. – 2014. – Т. 21, № 3. – С. 37–41.
19. Сунагатуллин, Р. З. Изучение смеси нефти и газового конденсата для оценки эффективности ее применения в системе трубопроводного транспорта / Р. З. Сунагатуллин, И. И. Хасбиуллин, Ф. С. Зверев. – DOI 10.28999/2541-9595-2020-10-5-506-513. – Текст : непосредственный // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – Т. 10, № 5. – С. 506–513.
20. Тронов, В. П. Механизм образования смолпарафиновых отложений и борьба с ними / В. П. Тронов. – Москва : Недра, 1970. – 190 с. – Текст : непосредственный.
21. United States Patent. No 5871634. Process for blending potentially incompatible petroleum oils : Appl. No.: 763,652; Filed : Dec. 10, 1996 / Wiehe, I. A., Kennedy R. J. Date of Patent : Feb. 16, 1999. – Текст : непосредственный.

References

1. Yavorskiy, D. O. (2020). Povyshenie kachestva protsessa kompaundirovaniya nefiti. Kachestvo produktsii: kontrol', upravlenie, povyshenie, planirovanie. Sbornik nauchnykh trudov 7th Mezhdunarodnoy molodezhnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. V 3 tomakh. Kursk, Southwest State University Publ., pp. 427-430. (In Russian).
2. Molchanov, G. V., & Molchanov, A. G. (1984). Mashiny i oborudovanie dlya dobychi nefiti i gaza. Moscow, Nedra Publ., 464 p. (In Russian).
3. Mozyrev, A. G., Nagornova, E. V., & Mayorova, O. O. (2020). Kompaundirovanie nefiti s gazovym kondensatom v tselyakh snizheniya kinematicheskoy vyazkosti nefiti dlya sdachi v magistral'nye nefteprovody. Obrazovanie, nauka i tekhnologii: aktual'nye voprosy, innovatsii i dostizheniya: sbornik nauchnykh trudov po materialam mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii (Moscow, April, 30). Moscow, pp. 282-287. (In Russian).
4. Gareev, M. M., Nagaev, R. Z., & Evlakhov, S. K. Sistema upravleniya protsessom kompaundirovaniya neftey po neskol'kim parametram kachestva. Pat. RF 2248031 C2. No. 2003101827/28. Applied: 23.01.03. Published: 10.03.05. (In Russian).

5. Gallyamov, I. I., & Yusupova, L. F. (2014). Nerazrushayushchiy kontrol' i tekhnicheskaya diagnostika vnutripro-myslovykh podzemnykh truboprovodov s poverkhnosti zemli. Sovremennye tekhnologii v neftegazovom dele - 2014. Sbornik trudov mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii, g. Oktyabr'skiy, March, 14. Ufa, Arkaim Publ., pp. 80-87. (In Russian).
6. Martin, W. G. (1951). The Stability and Compatibility of Fuel Oils. 3rd World Petroleum Congress (May 28-June 6). The Hague. Proceedings. Section VII. Utilization of Oil Products. The Netherlands, pp. 66-75. (In English).
7. Glenn, N. (1996). Evaluation of an Octane Analyzer. American Laboratory News, (August). (In English).
8. Holmes, J. W., Bullin, J. A. (1983). Fuel Oil Compatibility Probed. Hydrocarbon Processing, 62(9), pp. 101-103. (In English).
9. Fesan, A. A. (2013). Vyyavlenie anomalii plotnosti smesey neftey i otsenka ikh vliyaniya na rabotu neftepromyslovogo oborudovaniya: diplomnyy proekt. Moscow, 107 p. (In Russian).
10. Belous, I. A., Kotlova A. A., Kiyashko A. V., & Ocheredko Yu. A. (2018). Opredelenie zavisimosti sovmestimosti neftey ot ikh fraktsionnogo sostava. Fundamental'nye i prikladnye problemy polucheniya novykh materialov: issledovaniya, innovatsii i tekhnologii. Materialy nauchnykh trudov XII Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii, posvyashchennoy pamyati N. M. Alykova (Astrakhan, April, 24-27). Astrakhan, pp. 100-104. (In Russian).
11. Wiehe, I. A., Kennedy, R. J. (1999). Process for blending petroleum oils to avoid being nearly incompatible. United States Patent. No 5997723. (In English).
12. Ismayilov, G. G., Nurullayev, V. H., Adigozalova, M. B., & Zeynalov, R. L. (2016). About the mutual influence of the mixed oils. International journal of engineering sciences & research technology, 5(10), pp. 593-600. (In English). DOI: 10.5281/zenodo.163028
13. Adygezalova, M. B. (2020). On the fractal properties of ballast sedimentation during oil mixing. Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons, (4), pp. 34-36. (In Russian). DOI: 10.24411/0131-4270-2020-10406
14. Losev, A. P., Mogil'nichenko, M. A., Fesan, A. A. (2016). Kontrol' smesheniya nesovmestimyykh neftey v protsessakh transportirovki i khraneniya spektrofotometricheskim metodom. Truboprovodnyy transport: teoriya i praktika, (4(56)), pp. 42-44. (In Russian).
15. Anikina, Yu. I., & Batalina, L. S. (2019). Study oil blends compatibility. Luchshaya studentcheskaya stat'ya 2019: sbornik statey XXI Mezhdunarodnogo nauchno-issledovatel'skogo konkursa (Penza, April, 25). Penza, pp. 43-45. (In Russian).
16. Abramova, E. A., Shuvalov, G. V., & Jasyrova, O. A. (2011). Working out of the method of the estimation of stability and compatibility ship mineral oil. Geo-Siberia, 5(2), pp. 206-209. (In Russian).
17. Gumerov, R. R. (2018). Razrabotka effektivnykh inhibitorov asfal'tosmoloparafinykh otlozheniy asfal'tenovogo tipa. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Ufa, 124 p. (In Russian).
18. Ivanov, A. I., Popov, V. V., Boytsova, A. A., & Nekuchaev, V. O. (2014). Research into the causes and control of sediment during storage and transportation of oil of various nature. Bashkir chemical journal, 21(3), pp. 37-41. (In Russian).
19. Sunagatullin, R. Z., Khasbiullin, I. I., & Zverev, F. S. (2020). Study of oil-gas condensate mixture to effectiveness evaluation of its use in pipeline transport system. Science and technology of pipeline transportation of oil and oil products, 10(5), pp. 506-513. (In Russian). DOI: 10.28999/2541-9595-2020-10-5-506-513
20. Tronov, V. P. (1970). Mekhanizm obrazovaniya smoloparafinykh otlozheniy i bor'ba s nimi. Moscow, Nedra Publ., 190 p. (In Russian).
21. Wiehe, I. A., Kennedy, R. J. (1999). Process for blending potentially incompatible petroleum oils. United States Patent. No 5871634. (In English).

Сведения об авторах

Дерюгина Ольга Павловна, к. т. н., доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: derjuginaop@tyuiu.ru

Трапезников Евгений Александрович, студент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Olga P. Deryugina, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen, e-mail: derjuginaop@tyuiu.ru

Evgeny A. Trapeznikov, Student, Industrial University of Tyumen

**Расчетно-экспериментальная оценка напряженного состояния
трубопровода под воздействием изгибающей нагрузки
и внутреннего давления**

А. А. Игнатик

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

e-mail: tolik.ignatik@yandex.ru

Аннотация. Магистральные трубопроводы при эксплуатации испытывают комплекс нагрузок и воздействий. Мониторинг напряженного состояния стенки трубопровода необходим для выполнения прочностных расчетов и оценки работоспособного состояния трубопроводной конструкции.

В данной статье рассмотрен метод расчетно-экспериментального исследования напряженного состояния трубы при воздействии на нее изгибающей нагрузки и комбинированном воздействии изгибающей нагрузки и внутреннего давления.

Опыты проведены на лабораторном стенде. Объект исследований — труба наружного диаметра 325 мм, толщиной стенки 8,5 мм, марка стали «14ХГС». Предложены формулы для расчета компонентов напряженного состояния при работе материала стенки трубы в упругопластической стадии. Получены эпюры кольцевых и продольных напряжений, а также интенсивности напряжений для случая воздействия на трубу изгибающей нагрузки и случая комбинированного воздействия изгибающей нагрузки и внутреннего давления. Определены области максимальных значений интенсивности напряжений, где наиболее вероятен переход в предельное состояние, — опасные зоны.

При действии только изгибающей нагрузки опасная зона наблюдается на нижней образующей трубы в ее центральной части. При одновременном действии изгибающей нагрузки и внутреннего давления — на боковой образующей трубы в ее центральной части.

Ключевые слова: давление; критерий пластичности Губера — Мизеса — Генки; лабораторный стенд; напряженное состояние; принцип суперпозиции; трубопровод

**A computational and experimental assessment of the pipeline stress state
under bending load and internal pressure**

Anatoly A. Ignatik

Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia

e-mail: tolik.ignatik@yandex.ru

Abstract. Main pipelines are subjected to a complex of loads during operation. Monitoring of the stress state of the pipeline wall is necessary for performing strength calculations and evaluating the pipeline reliability.

The article is devoted to the method of computational and experimental study of the stress state of a pipe under a bending load and combined action of a bending load and internal pressure.

The experiments have been carried out on a laboratory bench. The object of the study is a pipe that has the following characteristics: an outer diameter of 325 mm, a wall thickness of 8.5 mm and steel grade of "14XGS". Electrical resistance strain gages were used to measure the strain of the pipe wall. Formulas for calculating the stress state components of the pipe wall in the elastic-plastic deformation stage are proposed. It is given formulas for calculating the stress state components of the pipe wall in the elastic-plastic deformation stage. Plots of hoop and longitudinal stresses as well as von Mises stress are obtained for the case of bending load on the pipe and the case of combined loading under bending and internal pressure. The areas of maximum values of von Mises stress where the transition to the limiting state is most likely have been determined.

When only the bending load is applied, the maximum von Mises stress zone is observed on the lower area of the pipe in its central region. When combined loading under bending and internal pressure, the maximum von Mises stress zone is observed on the lateral area of the pipe in its central region.

Key words: pressure; Huber-Hencky-von Mises theory; laboratory bench; stress state; principle of superposition; pipeline

Введение

Оценка напряженного состояния магистрального трубопровода в процессе его эксплуатации необходима для обеспечения работоспособного состояния трубопроводной конструкции. Действующие в стенке трубопровода механические напряжения характеризуют уровень нагрузки на трубопровод и его несущую способность. При проведении прочностных расчетов магистральных трубопроводов обязательно учитываются значения действующих напряжений и количественные механические характеристики трубной стали (например, предел текучести, предел прочности).

Мониторинг напряженного состояния стенки магистрального трубопровода осуществляется при помощи методов непосредственного измерения напряжений (деформаций) [1]. Среди этих методов выделим тензорезисторный (с использованием тензорезисторов) [2–7], волоконно-оптический [8, 9] и струнный [10], как самые перспективные, на взгляд автора.

Анализ напряженного состояния, как и деформированного состояния, особенно актуален для трубопроводов, проложенных в сложных геолого-инженерных условиях, где возможны дополнительные изгибающие воздействия на трубопровод, вызванные геокриогидрологическими явлениями и процессами.

В данной статье рассматриваются проведенные расчетно-экспериментальные исследования напряженного состояния трубы, испытывающей изгибающую нагрузку и комбинированную нагрузку от изгиба и внутреннего давления. Изучается характер распределения напряжений вдоль трубы на разных ее образующих, находятся опасные зоны трубы, где наиболее вероятен переход в предельное состояние (значительное деформирование с потерей несущей способности или разрушение).

Расчет компонентов напряжений трубы, вызванных внутренним давлением, не вызывает сложностей. Результаты, полученные по теории тонко-

стенной или толстостенной цилиндрической оболочки, хорошо согласуются с опытными данными [4]. Поэтому оценку напряженного состояния трубопровода под воздействием внутреннего давления можно проводить без непосредственных измерений напряжений в стенке трубы, кроме зон влияния краевых эффектов.

Проблемы возникают при оценке изгибных напряжений трубопровода, так как требуются дополнительные натурные исследования напряженного состояния магистрального трубопровода.

Объект и методы исследования

Экспериментальная часть работы проводилась на стенде в лабораторных условиях. Внешний вид стенда представлен на рисунке 1 [5]. Стенд включает в себя объект исследований — трубу (наружный диаметр — 325 мм, толщина стенки — 8,5 мм, марка стали 14ХГС), находящуюся в двух опорах. Длина трубы между опорами составляет 2,5 м. Под серединой трубы расположен гидравлический домкрат для воздействия на нее изгибающей нагрузкой в вертикальной плоскости. Перемещение штока домкрата в ходе опытов измеряется (величина h). В месте соприкосновения штока домкрата и трубы приварена пластина для предотвращения локального смятия трубы. Геометрические параметры пластины: длина — 95 мм, ширина — 75 мм, толщина — 8,5 мм; диаметр штока домкрата равен 45 мм. Овальность трубы не наблюдается.

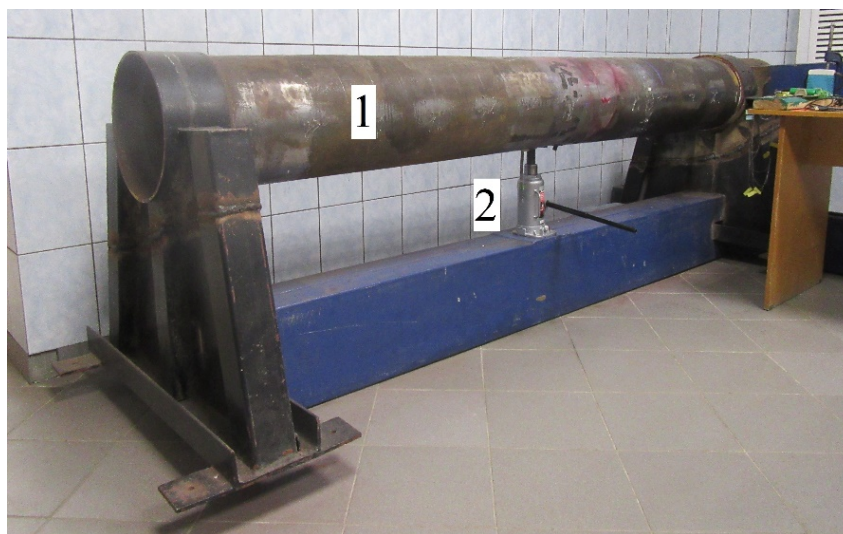


Рис. 1. Внешний вид экспериментального стенда:

*1 — труба; 2 — гидравлический домкрат
(устройство для создания изгибающей нагрузки в вертикальной плоскости)*

При анализе напряженного состояния трубы используется цилиндрическая система координат: ось Θ — окружное направление, ось z — осевое направление. Введем продольную координату u . Она отсчитывается от центрального сечения трубы. Влево от центрального сечения откладываются отрицательные значения координат u , а вправо — положительные.

Зонами экспериментального исследования напряженного состояния являлись верхняя образующая (зона растяжения), боковая образующая и нижняя образующая (зона сжатия) трубы. На верхней, боковой и нижней образующих трубы в зонах с продольными координатами $u = 0; \pm 20; \pm 40; \pm 60; \pm 80; \pm 100; \pm 120$ см устанавливались тензорезисторы для измерения кольцевой составляющей деформации ε_θ и продольной составляющей деформации ε_z . На боковой образующей трубы также монтировались тензорезисторы под углом 45° для определения угловых деформаций и касательных напряжений. На верхней и нижней образующих трубы тензорезисторы под углом 45° не устанавливались, так как было принято, что в этих зонах угловые деформации и касательные напряжения равны нулю [5].

По итогам измерений кольцевых ε_θ и продольных ε_z деформаций можно перейти к расчету компонентов напряженного состояния по формулам обобщенного закона Гука в обратной форме для случая плоского напряженного состояния:

$$\sigma_\theta = \frac{E}{1-\nu^2} (\varepsilon_\theta + \nu \varepsilon_z); \quad (1)$$

$$\sigma_z = \frac{E}{1-\nu^2} (\varepsilon_z + \nu \varepsilon_\theta), \quad (2)$$

где E — модуль Юнга, для стали $E = 206\,000$ МПа; ν — коэффициент Пуассона, для стали $\nu = 0,3$.

Радиальные напряжения от действия изгиба приняты равными нулю: $\sigma_r = 0$.

Данные, полученные от тензодатчиков, установленных под углом 45° , позволяют рассчитать угловую деформацию γ по формуле

$$\gamma = 2\varepsilon_{45^\circ} - \varepsilon_\theta - \varepsilon_z, \quad (3)$$

где ε_{45° — деформация под углом 45° ; а затем касательные напряжения τ

$$\tau = \mu\gamma, \quad (4)$$

где μ — модуль сдвига, вычисляемый по формуле

$$\mu = \frac{E}{2(1+\nu)}. \quad (5)$$

Затем рассчитывается интенсивность напряжений σ_i согласно следующему выражению:

$$\sigma_i = \sqrt{\sigma_\theta^2 - \sigma_\theta \sigma_z + \sigma_z^2 + 3\tau^2}. \quad (6)$$

Величина интенсивности напряжений σ_i является количественным критерием прочности согласно энергетической теории прочности, известной из курса сопротивления материалов [11, 12]. Чем больше значение интенсивности напряжений на каком-либо участке конструкции, тем более нагружен данный участок и более вероятен в нем переход в предельное состояние.

Оценка прочности магистрального трубопровода осуществляется по следующим выражениям (условиям прочности) [12, 13]:

$$\sigma_i < \frac{\sigma_T}{n_T}; \quad (7)$$

$$\sigma_i < \frac{\sigma_B}{n_B}, \quad (8)$$

где σ_T , σ_B — пределы текучести и прочности; n_T , n_B — коэффициенты запаса по пределу текучести и пределу прочности.

Неравенство (7) используется, когда предельным состоянием считается значительная деформация конструкции с потерей ее несущей способности, неравенство (8) — когда предельным состоянием является разрушение.

Если неравенство (7) или (8) верно, то условие прочности выполняется; если неравенство неверное, то конструкция не обладает достаточным для эксплуатации запасом прочности.

Формулы (1), (2) и (4) верны только в том случае, когда материал трубопровода работает в упругой стадии и справедлив закон Гука. В качестве условия начала пластичности воспользуемся критерием Губера — Мизеса — Генки, в соответствии с которым пластичная деформация наступает, когда интенсивность напряжений σ_i достигает величины, равной пределу текучести σ_T материала ($\sigma_i = \sigma_T$ — критерий появления пластических деформаций Губера — Мизеса — Генки). Для расчета компонентов напряженного состояния трубопровода, работающего в упругопластической стадии, предлагается совокупность формул, представленных ниже, полученных согласно деформационной теории пластичности [14–19],

$$\varepsilon_r = -\frac{B}{A}(\varepsilon_\theta + \varepsilon_z), \quad (9)$$

где ε_r — радиальная деформация; A и B — числовые параметры,

$$A = k + \frac{4}{3}\mu_{pl}; \quad (10)$$

$$B = k - \frac{2}{3}\mu_{pl}, \quad (11)$$

где k — модуль объемного расширения,

$$k = \frac{E}{3(1-2\nu)}, \quad (12)$$

μ_{pl} — упруго-пластический модуль сдвига,

$$\mu_{pl} = \mu \left(\frac{\sigma_i}{\sigma_T} \right)^{\frac{m-1}{m}}, \quad (13)$$

где m — коэффициент деформационного упрочнения (табличное значение [20]),

$$\sigma_{\theta} = A\varepsilon_{\theta} + B(\varepsilon_z + \varepsilon_r); \quad (14)$$

$$\sigma_z = A\varepsilon_z + B(\varepsilon_{\theta} + \varepsilon_r); \quad (15)$$

$$\tau = \mu_p l \gamma. \quad (16)$$

При выполнении анализа напряженного состояния трубы под действием изгиба и внутреннего давления p используется принцип независимости действия сил [12]. Для нашего случая его можно сформулировать так: напряжения (кольцевое и продольное), возникающие от одновременного действия изгиба и внутреннего давления, равны сумме напряжений, возникающих при раздельном нагружении изгибом и внутренним давлением. На величину интенсивности напряжений этот принцип не распространяется.

Напряжения от изгиба определялись экспериментальным путем, о чем говорилось выше. Напряжения от внутреннего давления p вычислялись по формулам теории толстостенной цилиндрической оболочки для наружной поверхности трубы [5]:

$$\sigma_{\theta p} = \frac{2pd^2}{D^2 - d^2}; \quad (17)$$

$$\sigma_{z p} = \frac{pd^2}{D^2 - d^2}; \quad (18)$$

$$\sigma_{r p} = 0; \quad (19)$$

$$\tau_p = 0, \quad (20)$$

где $\sigma_{\theta p}$, $\sigma_{z p}$, $\sigma_{r p}$, τ_p — кольцевые, продольные, радиальные и касательные напряжения, возникающие от действия внутреннего давления; D и d — наружный и внутренний диаметр трубы.

Согласно принципу независимости действия сил, верны следующие выражения:

$$\sigma_{\theta bp} = \sigma_{\theta b} + \sigma_{\theta p}; \quad (21)$$

$$\sigma_{z bp} = \sigma_{z b} + \sigma_{z p}, \quad (22)$$

где $\sigma_{\theta bp}$, $\sigma_{z bp}$ — кольцевые и продольные напряжения при комбинированном воздействии изгиба и внутреннего давления; $\sigma_{\theta b}$, $\sigma_{z b}$ — кольцевые и продольные напряжения при воздействии изгиба.

Вид формулы (6) для расчета интенсивности напряжений не изменяется при комбинированном действии изгиба и внутреннего давления.

Результаты

Результаты экспериментов на изгиб трубы представлены на рисунке 2 в виде графиков распределения (эпюр) кольцевых и продольных напряжений, а также интенсивности напряжений вдоль продольной координаты u для верхней, боковой и нижней образующих трубы, причем перемещение штока домкрата составляло $h = 8$ мм.

Результаты расчетно-экспериментального исследования при комбинированном воздействии на трубу изгибающей нагрузки и внутреннего дав-

ления предложены на рисунках 3 и 4, где тоже построены эпюры напряжений, при этом использовались формулы (17)–(22).

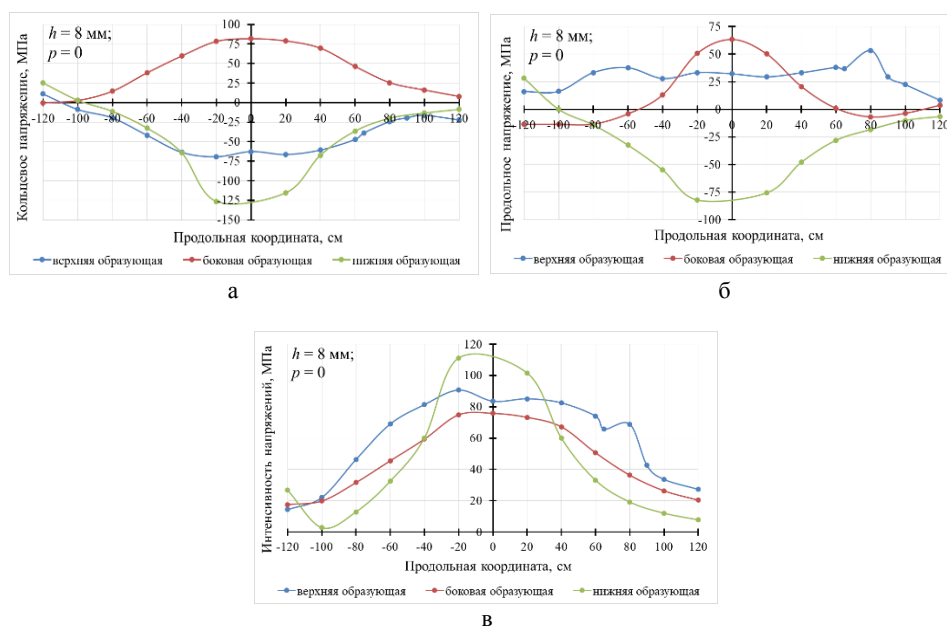


Рис. 2. Графики распределения параметров напряженного состояния трубы при воздействии изгибающей нагрузки ($h = 8$ мм): а) кольцевого напряжения; б) продольного напряжения; в) интенсивности напряжений

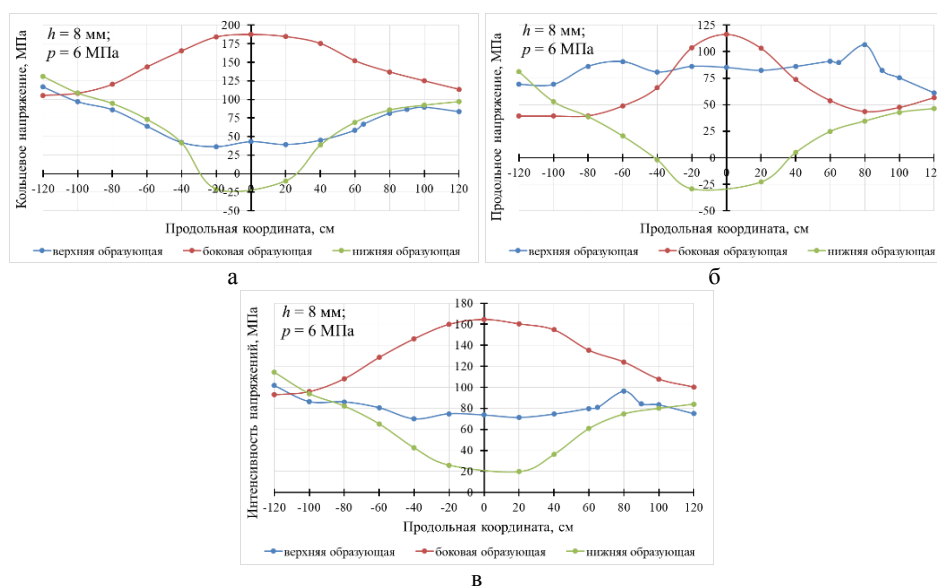


Рис. 3. Графики распределения параметров напряженного состояния трубы при комбинированном воздействии изгибающей нагрузки ($h = 8$ мм) и внутреннего давления ($p = 6$ МПа): а) кольцевого напряжения; б) продольного напряжения; в) интенсивности напряжений

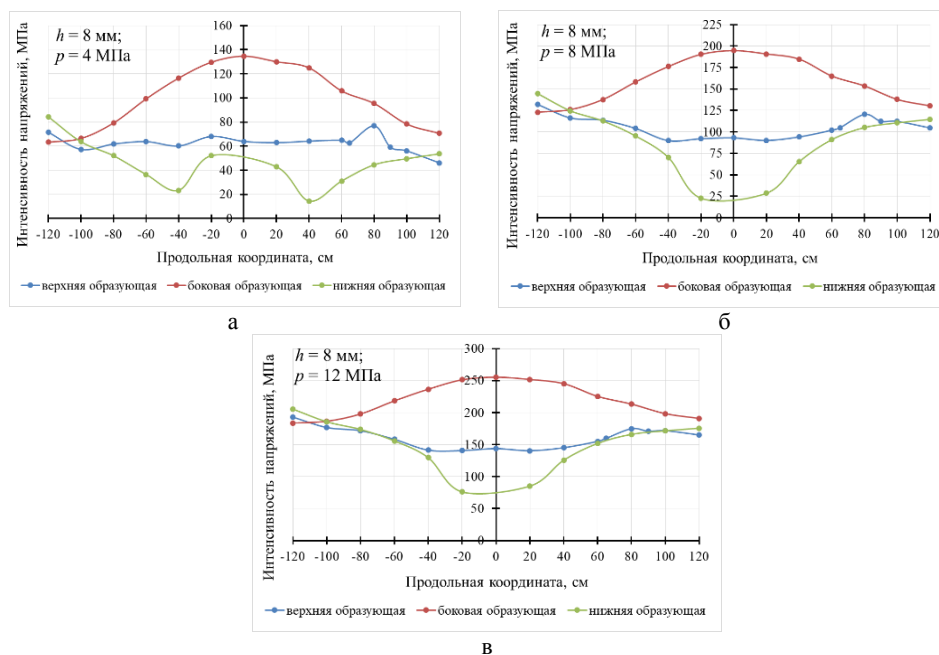


Рис. 4. Графики распределения интенсивности напряжений при комбинированном воздействии изгибающей нагрузки ($h = 8$ мм) и внутреннего давления p : а) $p = 4$ МПа; б) $p = 8$ МПа; в) $p = 12$ МПа

Обсуждение

Из рисунка 2 а видно, что кольцевые напряжения на верхней и нижней образующих трубы при ее изгибе являются отрицательными величинами, кроме области возле левой опоры, конструкция которой не допускает перемещение трубы в любом направлении, поэтому левая опора является жесткой. Кольцевые напряжения на боковой образующей трубы положительные.

Рисунок 2 б говорит о том, что продольные напряжения на верхней образующей положительны, на нижней образующей отрицательны (кроме зоны возле левой жесткой опоры), на боковой образующей положительны в центральной части трубы и преимущественно отрицательны в левой и правой частях трубы.

Наибольшие значения интенсивности напряжений наблюдаются в центральной части трубы на нижней образующей: максимум интенсивности напряжений $\sigma_i = 111$ МПа расположен в точке с продольной координатой $u = -20$ см (см. рис. 2 в).

Аномалии графиков для верхней образующей трубы в зоне $u = +80$ см вызваны наличием вмятины. Поэтому были проведены дополнительные измерения в бездефектных зонах с координатами $u = +65$ и $+80$ см.

Графики на рисунках 3 а, б получены суммированием напряжений согласно принципу независимости действия сил. Так как кольцевые и продольные напряжения от внутреннего давления являются положительными величинами согласно формулам (17) и (18), результирующие графики напряжений на рисунках 3 а, б поднимаются вверх по сравнению с графиками на рисунках 2 а, б.

Из рисунка 3 в видно, что при комбинированном воздействии изгибающей нагрузки и внутреннего давления наибольшая интенсивность напряжений наблюдается на боковой образующей трубы, кроме зоны вблизи жесткой левой опоры, где значительно влияние краевого эффекта. Максимальное значение интенсивности напряжений $\sigma_i = 165$ МПа находится в зоне с координатой $u = 0$ (в центре трубы). Внутреннее давление заметно уменьшает интенсивность напряжений на нижней образующей трубы в ее центральной части, но увеличивает интенсивность напряжений в левой и правой частях (ср. рис. 2 в и 3 в, линия «нижняя образующая»).

Графики на рисунке 4 показывают, что с увеличением внутреннего давления уровень напряжений в стенке трубы возрастает, но по-прежнему наиболее нагружена боковая образующая трубы в ее центральной части.

Резкое изменение качественной характеристики распределения интенсивности напряжений нижней образующей трубы при воздействии изгиба и изменении давления от 4 до 8 МПа (см. рис. 4 а, б, линия «нижняя образующая») вызвано тем, что кольцевые и продольные напряжения этой зоны трубы при изгибе — отрицательные величины (см. рис. 2 а, б, линия «нижняя образующая»), а при давлении — положительные, поэтому при добавлении нагрузки от давления к уже изогнутой трубе напряжения по модулю уменьшаются, и наблюдается уменьшение интенсивности напряжений в центральной части трубы, но при некотором значении давления суммарные напряжения переходят в область положительных значений, и происходит увеличение модуля напряжений, сопровождающееся ростом значений интенсивности напряжений.

По итогам проведенных расчетно-экспериментальных исследований определено, что при изгибе трубопровода в вертикальной плоскости и при одновременном действии внутреннего давления максимальные значения интенсивности напряжений возникают на боковой образующей, поэтому именно эта зона является опасной с точки зрения обеспечения работоспособного состояния магистрального трубопровода. На боковой образующей трубопровода следует учитывать значения действующих касательных напряжений, помимо значений кольцевых и продольных напряжений.

Области действия краевого эффекта вблизи мест крепления трубы и зоны действия сосредоточенной изгибающей нагрузки требуют отдельного исследования напряжений. Но поскольку протяженность этих областей невелика по сравнению с длиной трубы, то, согласно принципу Сен-Венана [12], их можно исключить из рассмотрения при анализе графиков на рисунках 2–4, описании характеристики напряженного состояния стенки трубы и формулировке общих выводов.

Максимальное значение интенсивности напряжений в проведенных исследованиях составляет $\sigma_{i \max} = 255$ МПа (см.рис. 4 в, линия «боковая образующая»), оно не превышает значение предела текучести трубной стали $\sigma_t = 327$ МПа, поэтому во всех рассмотренных случаях деформации стенки трубы являются упругими согласно критерию пластичности Губера — Мизеса — Генки.

Характер полученных графиков распределения напряжений вдоль оси трубы по большей части отличается от принятого в научной литературе. Это можно объяснить тем, что авторы представляют трубопровод, испы-

тывающий изгиб, в виде стержня при расчете внутренних силовых факторов и напряжений [21–23]. Однако, вероятно, точнее описывает испытывающий комплекс нагрузок трубопровод, как реальный объект, расчетная схема цилиндрической оболочки, а не стержня. В пользу этого утверждения говорит то, что напряженное состояние трубы при изгибе является плоским, что подтверждается экспериментально в данной статье и учитывается в оболочечных теориях, в то время как в теории изгиба стержня рассматривается линейное напряженное состояние и вычисляется только продольная составляющая напряжений. Также следует отметить существование математической модели тонкостенного стержня В. З. Власова [24], помимо стержневых и оболочечных моделей.

Практической ценностью результатов проведенных экспериментов для магистрального транспорта нефти и газа является определение наиболее нагруженных зон трубопровода, испытывающего нагрузку от изгиба в вертикальной плоскости и внутреннего давления, где в большей мере вероятен переход в предельное состояние (потеря несущей способности или разрушение), недопустимое при эксплуатации.

Выводы

- Разработан метод расчетно-экспериментального исследования в лабораторных условиях напряженного состояния трубы при воздействии на нее изгибающей нагрузки и при комбинированном воздействии изгибающей нагрузки и внутреннего давления, включающий использование тензорезисторных датчиков деформации и соответствующей регистрирующей аппаратуры, применение обобщенного закона Гука в обратной форме для случая плоского напряженного состояния, теории толстостенной цилиндрической оболочки, принципа независимости действия сил, принципа Сен-Венана о возможности исключить из рассмотрения зоны влияния краевых эффектов, которые требуют дополнительных исследований напряженного состояния. Предложены формулы, полученные согласно деформационной теории пластичности, для расчета компонентов напряженного состояния при работе материала стенки трубы в упругопластической стадии.
- Используя разработанный метод, были получены распределения кольцевых и продольных напряжений, а также интенсивности напряжений вдоль верхней, боковой и нижней образующих трубы при изгибе и совместном действии изгиба и внутреннего давления. При изгибе максимум интенсивности напряжений наблюдается на нижней образующей трубы в ее центральной части, а при комбинированном воздействии изгибающей нагрузки и внутреннего давления — на боковой образующей трубы в ее центральной части. В зонах максимальных значений интенсивности напряжений наиболее вероятен отказ или переход в предельное состояние (значительное деформирование с потерей несущей способности или разрушение) — см. выражения (7) и (8).

Благодарность

Автор выражает благодарность магистранту Секутову В. В. за участие в экспериментальной работе при подготовке статьи.

Библиографический список

1. Исламов, Р. Р. Анализ средств и методов мониторинга напряженного состояния подземных магистральных нефтегазопроводов, работающих в сложных инженерно-геологических условиях / Р. Р. Исламов, Р. В. Агиней, Е. В. Исупова. – Текст : непосредственный // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2017. – № 6. – С. 31–40.
2. Макаров, Г. И. Математические основы мониторинга напряженно-деформированного состояния стенки трубы магистрального нефтепровода / Г. И. Макаров. – Текст : непосредственный // Трубопроводный транспорт : теория и практика. – 2007. – № 1 (7). – С. 92–95.
3. Леонов, И. С. Совершенствование коэрцитиметрического метода для анализа напряженного состояния нефтегазопроводов : специальность 25.00.19 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Леонов Игорь Сергеевич ; Ухтинский государственный технический университет. – Ухта, 2013. – 116 с. – Текст : непосредственный.
4. Игнатик, А. А. Экспериментальное и теоретическое исследование деформированного состояния дефектных зон трубопровода / А. А. Игнатик. – Текст : непосредственный // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – Т. 8, № 2. – С. 147–153.
5. Игнатик, А. А. Характеристика напряженно-деформированного состояния стенки трубопровода под воздействием внутреннего давления, изгиба и кручения / А. А. Игнатик. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2020. – № 4 (799). – С. 102–107.
6. Kec, J. Stress-strain assessment of dents in wall of high pressure gas pipeline / J. Kec, I. Cerny – DOI 10.1016/j.prostr.2017.07.180. – Текст : непосредственный // Procedia Structural Integrity. – 2017. – Vol. 5. – P. 340–346.
7. Höhler, S. Assessment of HFI line pipe for Strain-Based Design via Full-Scale Testing / S. Höhler, H. Brauer. – Текст : электронный. – URL: https://www.mannesmann-linepipe.com/fileadmin/footage/MEDIA/gesellschaften/smlp/Documents/Assessment_of_HFI_line_pipe_for_Strain-Based_Design_via_Full-Scale_Testing.pdf (дата обращения: 17.01.2021).
8. Исламов, Р. Р. Совершенствование системы мониторинга технического состояния протяженных участков магистральных нефтегазопроводов применением волоконно-оптических сенсоров деформации : специальность 25.00.19 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Исламов Рустэм Рильевич ; Ухтинский государственный технический университет. – Ухта, 2018. – 168 с. – Текст : непосредственный.
9. Исследование напряженно-деформированного состояния труб магистрального трубопровода с помощью волоконно-оптических датчиков деформации / Ф. А. Егоров, А. П. Неугольников, И. И. Велиюлин [и др.] – Текст : непосредственный // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 10. – С. 26–29.
10. Патент № 2334162 Российская Федерация, МПК F17D 5/00. Аппаратура для измерения линейных деформаций магистрального трубопровода : № 2007102912/06 : заявл. 26.01.2007 : опубл. 20.09.2008 / Власов С. В., Васин О. Е., Губанок И. И. [и др.] : патентообладатель ООО «Газпромэнергодиагностика». – 7 с. – Текст : непосредственный.
11. Young, W. C. Roark's Formulas for Stress and Strain / W. C. Young, R. G. Budynas. – 7th edition. – McGraw-Hill, 2002. – 854 p. – Текст : непосредственный.
12. Феодосьев, В. И. Сопротивление материалов : учебник для студентов / В. И. Феодосьев. – 13-е издание, стереотип. – Москва : Изд-во МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2005. – 592 с. – Текст : непосредственный.
13. Неганов, Д. А. Основы детерминированных нормативных методов обоснования прочности трубопроводов / Д. А. Неганов. – DOI 10.28999/2541-9595-2018-8-6-608-617. – Текст : непосредственный // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – Т. 8, № 6. – С. 608–617.
14. Александров, А. В. Сопротивление материалов. Основы теории упругости и пластичности : учебник для вузов / А. В. Александров, В. Д. Потапов. – 2-е изд., испр. – Москва : Высшая школа, 2002. – 400 с. – Текст : непосредственный.

15. Безухов, Н. И. Основы теории упругости, пластичности, ползучести / Н. И. Безухов. – Москва : Высшая школа, 1968. – 512 с. – Текст : непосредственный.
16. Игнатик, А. А. Совершенствование методики оценки работоспособности магистральных нефтепроводов с комбинированными дефектами типа «вмятина с потерей металла» : специальность 25.00.19 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Игнатик Анатолий Александрович ; Ухтинский государственный технический университет. – Ухта, 2020. – 180 с. – Текст : непосредственный.
17. Кучерявый, В. И. Теория упругости : учебное пособие / В. И. Кучерявый ; Минобрнауки России, Ухтинский государственный технический университет. – Ухта : УГТУ, 2011. – 125 с. – Текст : непосредственный.
18. Скворцов, Ю. В. Конспект лекций по дисциплине теории пластичности и ползучести / Ю. В. Скворцов. – Самара : Самарский государственный аэрокосмический университет им. академика С. П. Королева, 2013. – 85 с. – Текст : непосредственный.
19. Соколовский, В. В. Теория пластичности / В. В. Соколовский. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва : Высшая школа, 1969. – 608 с. – Текст : непосредственный.
20. Мазур, И. И. Безопасность трубопроводных систем / И. И. Мазур, О. М. Иванцов. – Москва : ИЦ «ЕЛИМА», 2004. – 1104 с. – Текст : непосредственный.
21. Определение и прогнозирование напряженно-деформированного состояния трубопровода с учетом грунтовых изменений в процессе эксплуатации / А. К. Гумеров, Р. М., Каримов, Р. М. Аскар, Х. Ш. Шамилов. – DOI 10.28999/2541-9595-2020-10-4-372-378. – Текст : непосредственный // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – Т. 10, № 4. – С. 372–378.
22. Зарипов, Р. М. Научные основы расчета напряженно-деформированного состояния трубопроводов, проложенных в сложных инженерно-геологических условиях : специальность 25.00.19 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Зарипов Раиль Муталлапович ; Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа, 2005. – 346 с. – Текст : непосредственный.
23. Коробков, Г. Е. Моделирование осложненных условий эксплуатации магистральных нефтегазопроводов : специальность 25.00.19 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Коробков Геннадий Евгеньевич ; Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа, 2010. – 363 с. – Текст : непосредственный.
24. Власов, В. З. Тонкостенные упругие стержни / В. З. Власов. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Физматгиз, 1959. – 568 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Islamov, R. R., Aginey, R. V., & Isupova, E. V. (2017). Analysis of ways and methods of monitoring the stressed state of underground oil and gas pipelines, working in complicated engineering-geological conditions. *Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons*, (6), pp. 31-40. (In Russian).
2. Makarov, G. I. (2007). *Matematicheskie osnovy monitoringa napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya stenki truby magistral'nogo nefteprovoda*. Pipeline Transport: Theory and Practice, (1(7)), pp. 92-95. (In Russian).
3. Leonov, I. S. (2013). *Sovershenstvovanie koertsitimetricheskogo metoda dlya analiza napryazhennogo sostoyaniya neftegazoprovodov*. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Ukhita, 116 p. (In Russian).
4. Ignatik, A. A. (2018). Experimental and theoretical investigation of the strain state of the pipeline defective areas. *Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 8(2), pp. 147-153. (In Russian).
5. Ignatik, A. A. (2020). Stress-strain state characteristics of pipeline wall under the internal pressure, bending, and torsion. *Gas Industry*, (4(799)), pp. 102-107. (In Russian).
6. Kec, J., & Cerny, I. (2017). Stress-strain assessment of dents in wall of high pressure gas pipeline. *Procedia Structural Integrity*, 5, pp. 340-346. (In English). DOI: 10.1016/j.prostr.2017.07.180

7. Höhler, S., & Brauer, H. Assessment of HFI line pipe for Strain-Based Design via Full-Scale Testing. (In English). Available at: https://www.mannesmann-lineipe.com/fileadmin/footage/MEDIA/gesellschaften/smlp/Documents/Assessment_of_HFI_line_pipe_for_Strain-Based_Design_via_Full-Scale_Testing.pdf
8. Islamov, R. R. (2018). Sovershenstvovanie sistemy monitoringa tekhnicheskogo sostoyaniya protyazhennykh uchastkov magistral'nykh neftegazoprovodov primeneniem volokonno-opticheskikh sensorov deformatsii. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Ukhta, 168 p. (In Russian).
9. Egorov, F. A., Neugodnikov, A. P., Veliyulin, I. I., Zorin, A. E., & Vasil'ev, P. D. (2011). Issledovanie napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya trub magistral'nogo truboprovoda s pomoshch'yu volokonno-opticheskikh datchikov deformatsii. Oil and Gas Territory, (10), pp. 26-29. (In Russian).
10. Vlasov, S. V., Vasin, O. E., Gubanok, I. I., Dudov, A. N., Egurcov, S. A., Lanchakov, G. A., ... Stepanenko, A. I. Equipment for measurement of linear deformations of main pipeline. Pat. RF 2334162. No 2007102912/06. Applied: 26.01.2007. Published: 20.09.2008. 7 p. (In Russian).
11. Young, W. C., & Budynas, R. G. (2002). Roark's Formulas for Stress and Strain. 7th edition. McGraw-Hill, 854 p. (In English).
12. Feodos'ev, V. I. (2005). Soprotivlenie materialov. 13rd edition, reprint. Moscow, Bauman Moscow State Technical University Publ., 592 p. (In Russian).
13. Neganov, D. A. (2018). Basics of deterministic normative methods of pipeline strength substantiation. Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation, 8(6), pp. 608-617. (In Russian). DOI: 10.28999/2541-9595-2018-8-6-608-617
14. Aleksandrov, A. V., & Potapov, V. D. (2002). Soprotivlenie materialov. Osnovy teorii uprugosti i plastichnosti. 2nd edition, revised. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 400 p. (In Russian).
15. Bezuhov, N. I. (1968). Osnovy teorii uprugosti, plastichnosti, polzuchesti. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 512 p. (In Russian).
16. Ignatik, A. A. (2020). Sovershenstvovanie metodiki otsenki rabotosposobnosti magistral'nykh nefteprovodov s kombinirovannymi defektami tipa "vmyatina s poterey metalla". Diss. ... kand. tekhn. nauk. Ukhta, 180 p. (In Russian).
17. Kucheryavyy, V. I. (2011). Teoriya uprugosti. Ukhta, Ukhta State Technical University Publ., 125 p. (In Russian).
18. Skvortsov, Yu. V. (2013). Konspekt lektsiy po distsipline teorii plastichnosti i polzuchesti. Samara, Samara University Publ., 85 p. (In Russian).
19. Sokolovskiy, V. V. (1969). Teoriya plastichnosti. 3rd edition, revised and expanded. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 608 p. (In Russian).
20. Mazur, I. I., & Ivantsov, O. M. (2004). Bezopasnost' truboprovodnykh system. Moscow, ITS "ELIMA" Publ., 1104 p. (In Russian).
21. Gumerov, A. K., Karimov, R. M., Askarov, R. M., & Shamilov, Kh. Sh. (2020). Determination and prediction of the stress-strain state of pipeline, taking into account soil changes during operation. Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation, 10(4), pp. 372-378. (In Russian). DOI: 10.28999/2541-9595-2020-10-4-372-378
22. Zaripov, R. M. (2005). Nauchnye osnovy rascheta napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya truboprovodov, prolozhennykh v slozhnykh inzhenerno-geologicheskikh usloviyakh. Diss. ... dokt. tekhn. nauk. Ufa, Ufa State Petroleum Technological University, 346 p. (In Russian).
23. Korobkov, G. E. (2010). Modelirovanie oslozhnennykh usloviy ekspluatatsii magistral'nykh neftegazoprovodov. Diss. ... dokt. tekhn. nauk. Ufa, Ufa State Petroleum Technological University, 363 p. (In Russian).
24. Vlasov, V. Z. (1959). Tonkostennyye uprugie sterzhni. 2nd edition, revised and expanded. Moscow, Fizmatgiz Publ., 568 p. (In Russian).

Сведения об авторе

Игнатик Анатолий Александрович, к. т. н., старший преподаватель кафедры проектирования и эксплуатации магистральных газонефтепроводов, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, e-mail: tolik.ignatik@yandex.ru

Information about the author

Anatoly A. Ignatik, Candidate of Engineering, Senior Lecturer at the Department of Design and Maintenance of Main Gas and Oil Pipelines, Ukhta State Technical University, e-mail: tolik.ignatik@yandex.ru

УДК 625.731

Физические основы упаковки мерзлых комьев грунта в грунтовых массивах в транспортных и гидротехнических сооружениях

А. Н. Шуваев, М. В. Панова*, Я. А. Пронозин

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: panovamv@tyuiu.ru*

Аннотация. Действующие нормативные документы по строительству транспортных и гидротехнических сооружений указывают на применение только талых, в основном песчаных грунтов. При возведении насыпей в зимний период допускается ограниченное количество применяемых мерзлых грунтов. В этом случае снижаются устойчивость и прочность грунтового массива. Отсутствие талых грунтов в районах Сибири и Арктики требует расширения видов применяемых грунтов, одним из которых являются твердомерзлые грунты. Разработанные авторами конструкции земляного полотна позволяют использовать мерзлые грунты, заключенные в геосинтетические обоймы или без них. Одной из научных задач, решаемых в данной статье, является увеличение устойчивости и прочности насыпи за счет создания плотного скелета грунта. Это создается посредством применения теории зернистых сред. В основу формирования плотных систем из мерзлых грунтов на практике предлагается два принципа: способ плотных смесей и способ пропитки, где основной слой из мерзлого грунта пропитывается сверху сухомерзлыми грунтами. Практически подбором состава можно добиться максимальной плотности.

Ключевые слова: агрегаты; грунт; грунтовый массив; контакты; коэффициент уплотнения; плотность

Physical bases of packing of frozen clods of soil in ground massifs in transport and hydraulic structures

Anatoly N. Shuvaev, Marina V. Panova*, Yakov A. Pronozin

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: panovamv@tyuiu.ru*

Abstract. The current regulatory documents for infrastructure construction indicate the use of only thawed, mainly sandy soils. When erecting embankments during the winter period, a limited number of applied frozen soils are allowed. In this case, the stability and strength of the soil massif decrease. The absence of thawed soils in the regions of Siberia and the Arctic requires an expansion of the types of soils used, one of which is frozen soils. We have developed the designs of the subgrade that allow using frozen soils, enclosed in geosynthetic cages or without them. Increasing the stability and strength of the embankment by creating a dense soil skeleton is one of the scientific issues, which is solved in this article by applying the theory of granular media. In practice, the formation of dense systems from frozen soils is based on two principles: the method of dense mixtures and the method of impregnation, where the main layer of frozen soil is impregnated from

above with dry frozen soils. Almost by selection of the composition, you can achieve the maximum density.

Key words: aggregates; soil; soil mass; contacts; compaction coefficient; density

Введение

Научные исследования по созданию транспортной сети и объектов капитального строительства в Сибири начаты с начала 60-х годов прошлого века и были связаны с освоением Западно-Сибирского топливно-энергетического комплекса и невозможностью использовать традиционные методы строительства в особых природно-климатических и грунтово-геологических условиях — на болотах (48 % территории РФ) и в условиях вечной мерзлоты (65 % территории РФ) [1, 2].

Отставание от международного технического уровня в транспортной отрасли РФ на 30–50 лет является сдерживающим фактором социально-экономического развития Арктики и Сибири и освоения природных рудных и нерудных ресурсов Сибири.

Объект исследований

Основным руководящим документом для проектирования автомобильных дорог является СП 34.13330.2012¹, который указывает на применение талых песчаных грунтов, с ограниченным использованием твердомерзлых грунтов. Допускается применение не более 30 % сухомерзлых песков с включением мерзлых комьев размером до 30 см. Однако практика показывает, что исключение комьев размерами более 30 см сдерживает темпы отсыпки насыпей и ведет к непроизводительным затратам. При этом отсутствуют рекомендации по технологии возведения земляного полотна из сухо- и твердомерзлых грунтов с их уплотнением в зимний период [3, 4]. Этот документ также допускает наличие в насыпи «нестабильного слоя», который может быть из мерзлых комьев или талого переувлажненного грунта с коэффициентом уплотнения до 0,95 при высоте насыпи до 3,0 м. Не указана нижняя граница коэффициента уплотнения грунта, что дает возможность возводить земляное полотно самоуплотнением, которое до требуемых параметров достигается годами. Так, для песчаных грунтов это составляет от 0,5 до 2 лет, а для глинистых от 2 до 8 лет в зависимости от их влажности.

В настоящий период отсутствие технологии для уплотнения мерзлых грунтов не обеспечивает требуемый коэффициент уплотнения грунта рабочего слоя более 0,95. Такая степень уплотнения при существующей грунтоуплотняющей технике достигается, как известно, только при использовании талых грунтов. Это значительно ограничивает применение наиболее распространенных видов мерзлых грунтов в районах строительства для возведения земляного полотна, что увеличивает сроки и стоимость строительства.

¹ СП 34.13330.2012. Автомобильные дороги. Актуализированная редакция СНиП 2.05.02-85 [Электронный ресурс]. – Введ. 2013-07-01. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200095524>

Недостаточно изучены их прочностные и деформационные характеристики, а также динамика формирования плотности грунта в насыпи. Принципиальное отличие формирования насыпей из талых и из мерзлых грунтов состоит в том, что уплотненная насыпь из рыхлых горных пород (грунтов) при воздействии нагрузок и погодно-климатических факторов стабильна во времени, а из мерзлых грунтов может подвергаться существенным деформациям при оттаивании — замерзании грунтов насыпи. Необходимо также отметить, что влажность мерзлых комьев грунта в два–три раза выше оптимальной, поэтому устойчивость и прочность оттаявшей переувлажненной насыпи не могут быть обеспечены только за счет плотной упаковки зерен.

Научные исследования и накопленный производственный опыт за последние 50 лет указывают на возможность решения проблемы применения переувлажненных связных, торфяных грунтов, как в талом, так и в мерзлом состояниях, при отсыпке насыпей в особых условиях Арктики и Сибири [2, 3]. Появление на рынке геотехнических материалов стало революцией в транспортном строительстве, в том числе и в области создания новых конструкций земляного полотна на болотах и вечной мерзлоте. Применение геотехники позволило использовать местные некондиционные грунты и сохранять физико-механические свойства сыпучих строительных материалов.

За последние 20 лет разработаны конструкции земляного полотна транспортных и гидротехнических сооружений и площадок, а также технологии их строительства в зимний период из талых и мерзлых местных «некондиционных» грунтов в особых условиях Арктики и Сибири [5–7]. В отличие от традиционных грунтовых массивов получены комбинированные конструкции насыпи, где «некондиционный» грунт заключен в геосинтетические обоймы, которые в зависимости от конструктивных особенностей могут быть как «распорными», так и «безраспорными» системами (рис. 1).

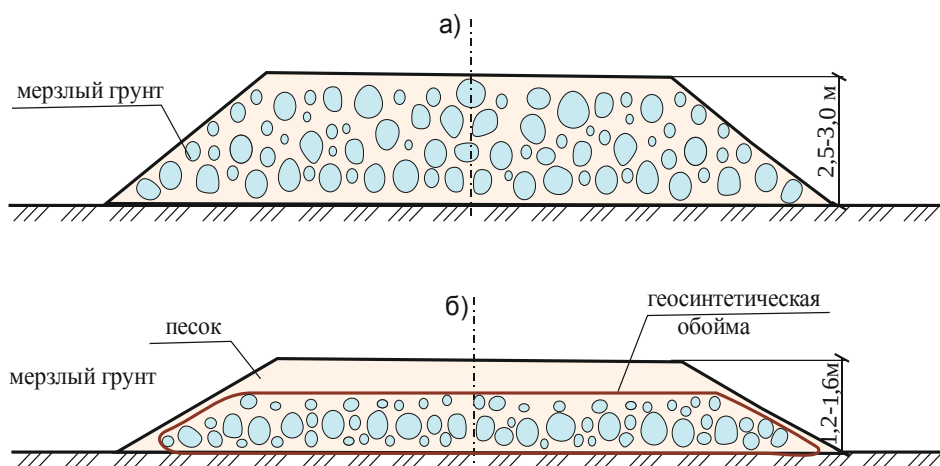


Рис. 1. Конструкции насыпи с применением мерзлых грунтов:
а) насыпь из мерзлого грунта полного объема (безраспорная система);
б) насыпь с мерзлым грунтом в геосинтетической обойме (распорная система)

Методология исследований

Задачей представленных в данной статье исследований является повышение прочности и надежности конструктивных слоев грунтовых массивов из мерзлых комковатых грунтов за счет повышения плотности упаковки зерен. Сложность задачи обусловлена не только формированием земляного полотна, полностью возведенного из мерзлых комьев, но и необходимостью обеспечить надлежащую устойчивость насыпи при ее оттаивании в последующие летние периоды.

Грунтовый массив с одинаковыми размерами мерзлых грунтовых зерен по взаимно-перпендикулярным направлениям будет дискретно изотропным. Средний (эффективный) размер частиц в этом случае будет определяться не только наибольшими, но и наименьшими размерами каждого зерна по различным направлениям. Если же вероятность расположения каждой частицы в пространстве не одинакова по всем направлениям, то частицы при образовании структуры материала будут стремиться занять наиболее вероятное положение. Грунтовый массив, образованный такими частицами, будет анизотропным телом. Таким образом, различные по форме частицы могут образовывать различные по свойствам среды. Обычно при представлении грунта как среды грунтовыми частицам придают форму шара [8, 9].

Грунт как многофазная система состоит из комплекса твердых частиц, воды, льда и воздуха. Отдельные твердые частицы, образующие грунтовый скелет, соединены друг с другом весьма разнообразными связями, зависящими от размеров частиц, их формы, влажности грунта и т. д. [10, 11]. Мерзлые грунты по своему строению представляют весьма сложное физическое тело. Взаимное расположение и характер соединения комьев мерзлого грунта друг с другом и заполнителя в виде находящихся в порах грунта и газа образуют структуру грунта, которая является одним из важнейших факторов, определяющих механические и физические свойства грунта. Зерна грунта отличаются между собой геометрическими параметрами и конфигурацией. В нормативных документах транспортного строительства для различных композиционных материалов, где горные породы являются минеральным остовом, разработаны составы оптимальных искусственных смесей. Одним из требований при обосновании составов является обеспечение устойчивости грунтовых массивов под нагрузкой. Распределение напряжений в грунтовом массиве зависит прежде всего от формы зерен грунта [12–16]. Мерзлые грунтовые комья представлены неправильными многогранниками с разными размерами по взаимно-перпендикулярным направлениям. Для частиц с одинаковыми размерами зерен по взаимно-перпендикулярным направлениям при постоянной плотности грунта число этих частиц на единицу длины во всех направлениях грунтового массива будет приблизительно одинаковым. Для частиц, у которых размеры по разным направлениям различны, число их на единицу длины в грунтовом массиве будет зависеть от ориентировки их относительно принятых осей координат. Взаимодействия частиц в грунтовом массиве осуществляются по точкам контактов. Эти взаимодействия могут быть представлены нормальной и касательной силами. Нормальные и касательные реактивные силы в каждой точке контакта являются составляющими одной силы взаи-

модействия двух частиц, направленной в общем случае под углом к поверхности контакта [17, 18].

Аналитические исследования

Для решения вопроса о наиболее вероятном взаимном расположении зерен среднего (эффективного) размера необходимо рассмотреть число рабочих контактов каждой частицы. Наиболее плотная упаковка зерен возникает при шести контактах для плоской постановки задачи. Менее плотная с пятью. Структура, где каждая частица касается четырех окружающих ее частиц, также образует наиболее плотную упаковку путем укладки частиц с некоторыми промежутками. Число контактов у каждой частицы не зависит от размеров промежутков между частицами, если этот промежуток не превышает величины частицы. Структура с тремя контактами также образует наиболее плотную упаковку, если контакты расположены через один. Структура с двумя рабочими контактами является более рыхлой, но в то же время устойчивая. Таким образом, для плоской задачи из круглых частиц одинакового размера можно создать структуры с шестью, пятью, четырьмя, тремя и двумя контактами каждого зерна. Причем с шестью и в меньшей степени с пятью является наиболее редчайшей. Структура с четырьмя контактами наиболее предпочтительна и имеет высокую вероятность получения плотной структуры зерен грунта. В этом случае просвет между зернами должен быть в пределах $0 < A < a$ (где A — просвет; a — размер зерна). С точки зрения сохранения структуры системы зерен с пятью и шестью контактами являются жесткими. Такие системы возможны лишь при одном варианте укладки зерен. С геометрической точки зрения структура с четырьмя контактами зерен по сравнению со структурой с шестью и пятью контактами более вероятна. Структура с тремя контактами частиц не является жесткой в смысле строгого соблюдения свободных расстояний между зернами. Не образуют структуры частицы с двумя рабочими контактами. С тремя рабочими контактами статическая устойчивость частицы зависит только от взаимного положения рабочих контактов. При трех рабочих контактах у частицы в 55 случаях из 100 можно ожидать статически устойчивого ее положения и почти в 45 случаях — статически неустойчивого положения. Для частицы с четырьмя, пятью и шестью рабочими контактами вероятность статической устойчивости равна единице. Наибольшего внимания заслуживает изучение влияния гранулометрического состава на плотность и упаковку мерзлых зерен разных размеров. Наиболее сложной является связь между плотностью и грансоставом мерзлого грунта. Как правило, для теоретического анализа смесь шаров одинакового размера принимается в качестве модели крупнообломочного материала [4]. Плотность системы шаров вычисляется по формуле

$$D_m = \pi / (6(1 - \cos \alpha) \sqrt{1 + 2\cos \alpha}). \quad (1)$$

Образованный гранями ромбоэдра угол α , меняясь в пределах от 60° до 90° , создает плотность упаковки в пределах от 0,741 до 0,524. В этом случае можно определить пористость структуры по формуле

$$n_m = 1 - D_m. \quad (2)$$

Результаты

Увеличение плотности структуры грунта возможно двумя способами:

- 1) последовательное заполнение всех пустот между шарами, образующими скелет смеси, другими шарами, диаметры которых соответствуют размерам пор;
- 2) заполнение этих же пустот более мелкими шарами, поры между которыми заполнены еще более мелкими шарами.

Наибольшая плотность формируется вторым способом. При этом каждый последующий диаметр шара должен быть в 7 раз меньше предыдущего, то есть плотность упаковки шаров различного диаметра возрастает по прогрессии $1/7$, $1/7^2$, $1/7^3$ и т. д. Плотность смесей различных шаров можно теоретически рассчитать, исходя из условия, что объем каждой последующей по размеру фракции будет равен пористости предыдущей.

Превращение нестабильного слоя из мерзлого грунта в стабильный за счет увеличения плотности и снижения пористости характеризуется осадкой, которую необходимо предусмотреть в проектах. Однако в настоящее время отсутствуют обоснованные данные по расчету осадок при оттаивании и грунта под нагрузкой. Так, ВСН 84-89² рекомендует определять осадку насыпи из мерзлых грунтов по общеизвестной формуле с учетом плотности скелета грунта после укладки с уплотнением и после оттаивания и стабилизации. Если определение плотности талого грунта в настоящее время нормировано, то определение плотности скелета мерзлого грунта после уплотнения изучено недостаточно. Численное значение этой величины можно предварительно определять расчетом как средневзвешенное значение плотности скелета грунта насыпи по формуле

$$\rho_n = \rho_3(1-n_3)(1+W_3)K_p\beta + \rho_m(1-n_m)(1+0,9W)(1-K_p), \quad (3)$$

где ρ_3 и ρ_m — плотность грунта заполнителя и твердомерзлого грунта; n_3 и n_m — пористость грунта заполнителя и твердомерзлого грунта; K_p — коэффициент разрыхления твердомерзлого грунта; β — коэффициент заполнения порового пространства между комьями твердомерзлого грунта; W_3 — суммарная влажность грунта заполнителя; W — суммарная влажность комьев твердомерзлого грунта.

При объеме заземленного воздуха в пределах 4–5 % формируется максимальная плотность. В этом случае грунтовый массив характеризуется максимальной устойчивостью и прочностью. Чрезвычайно остро стоит задача достижения максимальной плотности мерзлых грунтов в насыпи. Такие грунты разрабатываются в карьерах механизированным способом или с помощью взрыва, в результате получается грунтовая масса, состоящая как из грунтовых частиц, так и из сцементированных льдом агрегатов. Формы и размер агрегатов разнообразны и зависят от множества факторов: способа разработки, текстуры, влажности, температуры и т. д. [2, 19]. Поэтому в основу формирования плотных систем из мерзлых грунтов на

² ВСН 84-89. Изыскания, проектирование и строительство автомобильных дорог в районах распространения вечной мерзлоты [Электронный ресурс]. – Введ 1989-03-30. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200006860>

практике могут быть заложены два принципа: способ плотных смесей и способ пропитки, где основной слой из мерзлого грунта пропитывается сверху сухомерзлыми грунтами. Практически подбором состава можно добиться пустотности 15–20 %. Однако это требует больших затрат.

Выводы

Таким образом, формирование устойчивых грунтовых массивов из мерзлых грунтов требует дальнейших и детальных научных исследований. Одной из основных и первоочередных задач является создание устойчивых «распорных» и « безраспорных» грунтовых систем. Теоретической основой должны быть «Теория зернистых сред», «Механика грунтов», «Теплофизика» и «Теория упругости», которые позволят разработать теоретические и практические способы и методы применения твердомерзлых перемешанных глинистых и торфяных грунтов при возведении земляного полотна транспортных и гидротехнических сооружений.

Библиографический список

1. Шуваев, А. Н. Анализ принципов проектирования земляного полотна автомобильных дорог в районах распространения вечномерзлых грунтов в Западной Сибири / А. Н. Шуваев, М. В. Панова, С. В. Картавый. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-1-114-121. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 1. – С. 114–121.
2. Шуваев, А. Н. Физико-математическое моделирование грунтовых насыпей из мерзлых грунтов / А. Н. Шуваев. – Текст : непосредственный // Вестник Томского государственного архитектурно-строительного университета. – 2016. – № 5 (58). – С. 167–173.
3. Shuvaev, A. N. The Construction of Roadbeds on Permafrost and in Swamps from Reinforced Soils of Increased Strength / A. N. Shuvaev, A. P. Smirnov, S. V. Kartavy. – DOI 10.28991/cej-2020-03091592. – Текст : непосредственный // Civil Engineering Journal. – 2020. – Vol. 6, Issue 10. – P. 1922–1931.
4. Shuvaev, A. N. Construction of the road bed of the motor road on the bogs with the use of geosynthetic materials and "substandard" soils / A. N. Shuvaev. – Текст : непосредственный // International Journal of Civil Engineering and Technology. – 2018. – Vol. 9, Issue 7. – P. 860–866.
5. Kulikov, A. V. Investigation of physical and mechanical properties of peat / A. V. Kulikov, V. V. Vorontsov, A. N. Shuvaev. – DOI 10.14419/ijet.v7i3.12999. – Текст : непосредственный // International Journal of Engineering and Technology. – 2018. – Vol. 7, Issue 3. – P. 1056–1058.
6. Шуваев, А. Н. Надежность и долговечность автомобильных дорог в сложных природных условиях / А. Н. Шуваев, М. В. Панова. – Текст : непосредственный // Актуальные вопросы проектирования автомобильных дорог : сборник научных трудов ОАО «ГИПРОДОРНИИ». – 2013. – Вып. 4 (63). – С. 14–19.
7. Шуваев, А. Н. Перспективные транспортные конструкции и технологии при обустройстве месторождений / А. Н. Шуваев. – Текст : непосредственный // Строительный вестник Тюменской области. – 2012. – № 3 (61). – С. 45.
8. Дересевич, Г. М. Механика зернистой среды / Г. М. Дересевич. – Текст : непосредственный // Проблемы механики : сборник статей / Под ред. Р. Мизеса, Т. Кармана ; пер. с англ., под ред. С. В. Валландера [и др.]. – Москва ; Ленинград : Изд-во иностранной литературы, 1961. – Вып. 3. – С. 91–158.
9. Кандауров, И. И. Механика зернистых сред и ее применение в строительстве / И. И. Кандауров. – 2-е изд., испр. и перераб. – Ленинград : Стройиздат : Ленингр. отд-ние, 1988. – 280 с. – Текст : непосредственный.
10. Harr, M. E. Mechanics of particulate media. A probabilistic approach / M. E. Harr. – McGraw-Hill Companies, 1977. – 543 p. – Текст : непосредственный.
11. Drap, G. Essai sur les affaissements de surface et les mouvements intérieurs d'un milieu soumis au dehoussement / G. Drap. – Текст : непосредственный // La Revue de l'Industrie Minérale. – 1957. – № 2. – P. 167–171.

12. Радовский, Б. С. Вопросы расчета слоистых оснований с позиции механики зернистых сред / Б. С. Радовский. – Текст : непосредственный // Труды координац. совещ. по гидротехнике. – Ленинград : Энергия, 1972. – Вып. 77.
13. Семенов, В. А. Проектирование дорожных конструкций с учетом их однородности / В. А. Семенов. – Текст : непосредственный // Труды ТГУ. – 1976.
14. Тулаев, А. Я. К проблеме уплотнения зернистых материалов / А. Я. Тулаев, В. А. Семенов, Б. Г. Аксенов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Строительство и архитектура. – 1980. – № 1. – С. 81–86.
15. Konrad, J. M. A mechanistic theory of ice lens formation in fine-grained soils / J. M. Konrad, N. R. Morgenstern. – DOI 10.1139/t80-056. – Текст : непосредственный // Canadian Geotechnical Journal. – 1980. – Vol. 17, Issue 4. – P. 473–486.
16. Konrad, J. M. Frost heave prediction of chilled pipelines buried in unfrozen soils / J. M. Konrad, N. R. Morgenstern. – DOI 10.1139/t84-008. – Текст : непосредственный // Canadian Geotechnical Journal. – 1984. – Vol. 21, Issue 4. – P. 100–115.
17. Нигматулин, Р. И. Динамика многофазных сред / Р. И. Нигматулин. – Москва : Наука, 1987. – Ч. I. – 464 с. – Текст : непосредственный.
18. Fedá, J. Mechanics of particulate materials. The principle / J. Fedá ; Translation from Czech ; Czechoslovak Academy of sciences, Institute of theoretical and applied mechanics (Prague). – Elsevier Scientific Publishing Company (Amsterdam, Oxford, New York), 1982. – 444 p. – Текст : непосредственный.
19. Шуваев, А. Н. Земляное полотно из мерзлых грунтов = Permafrost roadbed / А. Н. Шуваев. – Москва : Недра, 1997. – 154 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Shuvaev, A. N., Panova, M. V., & Kartavy, S. V. (2020). Analysis of the subgrade design concept in areas of permafrost soil distribution in Western Siberia. *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 114-121. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-1-114-121
2. Shuvaev, A. N. (2016). Physical and Mathematical simulation of Frozen soil Embankments. *Vestnik of Tomsk state university of architecture and building*, (5(58)), pp. 167-173. (In Russian).
3. Shuvaev, A. N., Smirnov, A. P., & Kartavy, S. V. (2020). The Construction of Roadbeds on Permafrost and in Swamps from Reinforced Soils of Increased Strength. *Civil Engineering Journal*, 6(10), pp. 1922-1931. (In English). DOI: 10.28991/cej-2020-03091592
4. Shuvaev, A. N. (2018). Construction of the road bed of the motor road on the bogs with the use of geosynthetic materials and "substandard" soils. *International Journal of Civil Engineering and Technology*, 9(7), pp. 860-866. (In English).
5. Kulikov, A. V. Vorontsov, V. V., & Shuvaev, A. N. (2018). Investigation of physical and mechanical properties of peat. *International Journal of Engineering and Technology*, 7(3), pp. 1056-1058. (In English). DOI: 10.14419/ijet.v7i3.12999
6. Shuvaev, A. N., & Panova, M. V. (2013). Reliability and durability of highways in difficult environmental conditions. *Aktual'nye voprosy proektirovaniya avtomobil'nykh dorog: sbornik nauchnykh trudov OAO "GIPRODORNII"*, (4(63)), pp. 14-19. (In Russian).
7. Shuvaev, A. N. (2012). Perspektivnye transportnye konstruksii i tekhnologii pri obustroystve mestorozhdeniy. *Stroitel'nyy vestnik Tyumenskoy oblasti*, (3(61)), pp. 45. (In Russian).
8. Deresevich, G. M. (1961). *Mekhanika zernistoy sredy. Problemy mekhaniki: sbornik statey*. Vypusk 3. Moscow, Leningrad, Inostrannaya literatura Publ., pp. 91-158. (In Russian).
9. Kandaurov, I. I. (1988). *Mekhanika zernistyykh sred i ee primeneniye v stroitel'stve*. 2nd edition, fixed and revised. Leningrad, Stroyizdat. Publ., 280 p. (In Russian).
10. Harr, M. E. (1977). *Mechanics of particulate media. A probabilistic approach*. McGraw-Hill Companies, 543 p. (In English).
11. Drap, G. (1957). Essai sur les affaissements de surface et les mouvements interieurs d'un milieu soumis au dehouillement. *La Revue de l'Industrie Minerale*, (2), pp. 167-171. (In French).
12. Radovskiy, B. S. (1972). *Voprosy rascheta sloistykh osnovaniy s pozitsii mekhaniki zernistykh sred*. Trudy koordinats. soveshch. po gidrotekhnike, (77). Leningrad, Energiya Publ. (In Russian).
13. Semenov, V. A. (1976). *Proektirovaniye dorozhnykh konstruksiy s uchetoem ikh odnorodnosti*. Trudy TGU. (In Russian).

14. Tulaev, A. Ya., Semenov, V. A., & Aksenov, B. G. (1980). K probleme uplotneniya zem-
istykh materialov . Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Stroitel'stvo i arkhitektura, (1), pp. 81-86.
(In Russian).
15. Konrad, J. M., & Morgestern, N. R. (1980). A mechanistic theory of ice lens formation
in fine-grained soils. Canadian Geotechnical Journal, 17(4), pp. 473-486. (In English). DOI:
10.1139/t80-056
16. Konrad J. M., & Morgestern, N. R. (1984). Frost heave prediction of chilled pipelines
buried in unfrozen soils. Canadian Geotechnical Journal, 21(4), pp. 100-115. (In English). DOI:
10.1139/t84-008
17. Nigmatulin, R. I. (1987). Dinamika mnogofaznykh sred. Chast' I. Moscow, Nauka Publ.,
464 p. (In Russian).
18. Feda, J. (1982). Mechanics of particulate materials. The principle. Translation from Czech;
Czechoslovak Academy of sciences, Institute of theoretical and applied mechanics (Prague). Elsevier
Scientific Publishing Company, Amsterdam, Oxford, New York, 444 p. (In English).
19. Shuvaev, A. N. (1997). Permafrost roadbed. Moscow, Nedra Publ., 154 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Шуваев Анатолий Николаевич, д. т. н.,
профессор, Тюменский индустриальный
университет, г. Тюмень

Панова Марина Владимировна, к. т. н.,
доцент, Тюменский индустриальный универ-
ситет, г. Тюмень, e-mail: panovamv@tyuiu.ru

Пронозин Яков Александрович, д. т. н.,
профессор кафедры строительного произ-
водства, Тюменский индустриальный уни-
верситет, г. Тюмень

Information about the authors

Anatoly N. Shuvaev, Doctor of Engineering,
Professor, Industrial University of Tyumen

Marina V. Panova, Candidate of Engineering,
Associate Professor, Industrial University of
Tyumen, e-mail: panovamv@tyuiu.ru

Yakov A. Pronozin, Doctor of Engineering,
Professor at the Department of Building
Production, Industrial University of Tyumen

Лабораторные исследования нефтевытесняющей способности многофункциональной химической композиции на основе поверхностно-активных веществ

В. В. Козлов^{1,2}, Л. К. Алтунина^{1,2}, Л. А. Стасьева¹, У. В. Чернова^{1*},
М. Р. Шолитодов¹

¹Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский государственный университет,
г. Томск, Россия

*e-mail: chernova489@gmail.com

Аннотация. Разработка месторождений трудноизвлекаемых запасов, в том числе тяжелой и высоковязкой нефти, диктует необходимость поиска новых и усовершенствования существующих методов увеличения нефтеотдачи. Одним из широко известных методов увеличения нефтеотдачи является использование обработок пласта химическими композициями, содержащими в своем составе поверхностно-активные вещества (ПАВ). В Институте химии нефти СО РАН была создана новая многофункциональная химическая нефтевытесняющая композиция (МФК), способная работать в широком температурном интервале. Нефтевытесняющая композиция МФК на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты, полиола, солей аммония и алюминия и карбамида разработана для увеличения нефтеотдачи месторождений, находящихся как на ранней, так и на поздней стадиях разработки.

В статье представлены результаты лабораторных испытаний разработанной МФК для повышения нефтеотдачи. Эксперименты проводились на установке для изучения фильтрационных характеристик моделей неоднородного пласта.

В результате экспериментов установлено, что использование композиции МФК приводит к существенному приросту коэффициента нефтевытеснения как при низких, так и при высоких температурах. Высокая нефтевытесняющая способность МФК при низкой температуре обуславливается взаимодействием неорганической кислоты и полиола, входящими в состав композиции, с образованием сильной кислоты, вступающей в реакцию с карбонатной породой коллектора. При высокой температуре благодаря процессам гидролиза карбамида и соли алюминия МФК эволюционирует в щелочную композицию с формированием щелочной буферной системы (pH = 9), оптимальной для целей нефтевытеснения.

Ключевые слова: физическое моделирование; тяжелая высоковязкая нефть; увеличение нефтеотдачи; физико-химические методы увеличения нефтеотдачи

Laboratory studies of the oil-displacing capacity of multifunctional chemical composition based on surfactants

Vladimir V. Kozlov^{1, 2}, Lyubov K. Altunina^{1, 2}, Lyubov A. Stasyeva¹,
Uliana V. Chernova^{1*}, Mekhrob R. Sholidodov¹

¹*Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk, Russia*

²*National Research Tomsk State University, Tomsk, Russia*

**e-mail: chernova489@gmail.com*

Abstract. The development of deposits of hard-to-recover reserves, including heavy and high-viscosity oil, dictates the need to search for new and improve existing enhanced oil recovery methods. One of the well-known methods of increasing oil recovery is the use of reservoir treatments with chemical compositions containing surfactants. A new multifunctional chemical oil-displacing composition (MFC) capable of operating in a wide temperature range has been created at the Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences. The oil-displacing composition of MFC based on a surfactant, an adduct of inorganic acid, polyol, ammonium and aluminum salts, and urea is designed to increase the oil recovery of fields at both early and late stages of development.

The article presents the results of laboratory tests of the developed MFC for enhanced oil recovery. Experiments were carried out on the setup to study the filtration characteristics of models of heterogeneous formation.

As a result of experiments, it was found that the use of the MFC composition leads to a significant increase in the oil displacement coefficient at both low and high temperatures. The high oil-displacing capacity of MFC at low temperature is caused by the interaction of inorganic acid and polyol, which are part of the composition, with the formation of a strong acid that reacts with the carbonate rock of the reservoir. At high temperature, due to the processes of hydrolysis of urea and aluminum salt, MFC evolves into an alkaline composition with the formation of an alkaline buffer system (pH = 9), which is optimal for oil displacement purposes.

Key words: physical simulation; high-viscosity and heavy crude oils; enhanced oil recovery; physical and chemical enhanced oil recovery methods

Введение

Основным методом разработки нефтяных месторождений в России является заводнение, с его применением добывается около 95 % нефти. В настоящее время большинство крупных месторождений России вступило в позднюю стадию разработки, текущая обводненность продукции превышает 80 %. Вновь вводимые месторождения зачастую относятся к категории трудноизвлекаемых: высокая вязкость нефти, низкая проницаемость коллектора и сложное геологическое строение. Доля трудноизвлекаемых запасов нефти в России постоянно растет и в настоящее время превышает 60 % (в том числе высоковязкие нефти — 13 %, низкопроницаемые коллекторы — 36 %) [1–6].

Добыча таких ресурсов требует от разработчиков новых подходов и методов, зачастую оптимизированных для конкретных залежей и условий. Для эффективного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти, включая нефтяные месторождения Арктики, необходимы создание и широкомасштабное применение научно обоснованных технологий добычи нефти, адаптированных к северным условиям, а также разработка новых химических реагентов для этих технологий [7–9].

Важным направлением поиска путей увеличения нефтеотдачи залежей тяжелой нефти является разработка новых физико-химических технологий, основанных на введении в пласт различного рода композиций

химических реагентов, в том числе на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ) [10–25].

В Институте химии нефти СО РАН для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязкой нефти разработана многофункциональная химическая нефтевытесняющая композиция на основе системы «ПАВ — неорганическая кислота — соли алюминия и аммония — карбамид — полиол» (МФК). Композиция обеспечивает в широком диапазоне температур от 20 до 220 °С регулируемую вязкость для достижения оптимального соотношения вязкостей пластовой нефти и вытесняющего ее рабочего агента и в результате этого увеличение коэффициента охвата пластов воздействием, является низкозастывающей, совместима с минерализованными пластовыми водами. Растворы композиции характеризуются замедленной реакцией с карбонатными породами, предотвращают образование в пористой среде нерастворимых продуктов реакции, увеличивают проницаемость пластов-коллекторов. При высоких температурах непосредственно в пласте компоненты композиции образуют щелочную буферную систему, оптимальную для целей нефтевытеснения. При контакте композиции с высоковязкой нефтью при высокой температуре происходит деэмульгирование нефти, снижаются вязкость и температура застывания нефти.

В данной работе представлены результаты лабораторных исследований нефтевытесняющей способности композиции МФК в процессе вытеснения тяжелой высоковязкой нефти из модели неоднородного пласта применительно к условиям пермокарбоновой залежи Усинского месторождения.

Объект и методы исследования

Исследование нефтевытесняющей способности многофункциональной химической композиции проводили на лабораторной установке для изучения фильтрационных характеристик, позволяющей моделировать неоднородность нефтяного пласта. Для проведения фильтрационных испытаний было подготовлено четыре модели неоднородного пласта пермокарбоновой залежи Усинского месторождения. Каждая модель неоднородного пласта состояла из двух параллельных колонок, заполненных дезинтегрированным керновым материалом и имеющих различную величину газовой проницаемости (табл. 1). При моделировании процесса нефтевытеснения использовали модель пластовой воды Усинского месторождения с минерализацией 74,7 г/л и модель нефти, полученную путем термостабилизирования нефти и разбавления керосином в массовом соотношении нефть:керосин 70:30. Колонки для эксперимента последовательно насыщали моделью пластовой воды и моделью пластовой нефти. После нефтенасыщения колонки были установлены в контур нагрева для проведения эксперимента.

Эффективность применения нефтевытесняющей композиции изучали в условиях доотмыва остаточной нефти после ее вытеснения водой и паром из двух параллельных колонок с различной проницаемостью, а также в условиях, моделирующих пароциклическую обработку добывающих скважин.

Исследование влияния многофункциональной нефтевытесняющей композиции на процесс вытеснения нефти проводили следующим образом.

Сначала осуществляли вытеснение нефти моделью пластовой воды до полной обводненности продукции из обеих колонок при заданной температуре. Каждые 5–15 минут измеряли температуру, давление на входе и выходе из колонок, объемы вытесненной нефти и воды из каждой колонки. По полученным данным рассчитывали градиент давления $\text{grad } P$, МПа/м, скорость фильтрации V , м/сут, подвижность жидкостей k/μ , $\text{мкм}^2/(\text{мПа}\cdot\text{с})$, и коэффициент вытеснения нефти водой K_v , %. После вытеснения нефти водой одновременно в обе колонки закачивали оторочку нефтewытесняющей композиции, продвигали на заданное расстояние водой и термостатировали определенное время. Затем продолжали нагнетание воды. Кроме того, определяли рН жидкости на выходе из колонок и концентрацию карбамида, входящего в состав композиции. По полученным данным рассчитывали градиент давления, скорость фильтрации, подвижность жидкостей, абсолютный коэффициент вытеснения нефти составом и водой.

Исследование процесса нефтewытеснения с применением МФК проводили в условиях, моделирующих естественный режим разработки при температуре 20–23 °С, а также при паротепловом и пароциклическом воздействии при температуре 150 °С. Эффективность применения нефтewытесняющей композиции изучали в процессе довытеснения остаточной нефти водой из модели неоднородного пласта.

Результаты и обсуждение

Для фильтрационных испытаний и оценки нефтewытесняющей способности были приготовлены модели неоднородного пласта, характеристики которых приведены в таблице 1.

Таблица 1

Характеристики моделей неоднородного пласта

Номер модели (эксперимента)	Газопроницаемость, мкм^2		Поровый объем, см^3		Начальная нефтенасыщенность, %	
	1 колонка	2 колонка	1 колонка	2 колонка	1 колонка	2 колонка
1	0,439	0,250	46,0	39,7	73,8	70,5
2	2,849	1,091	49,7	43,9	64,4	68,3
3	3,120	0,894	45,6	42,4	76,7	82,5
4	1,900	0,600	45,3	38,4	70,6	67,7

Величина газовой проницаемости колонок в модели неоднородного пласта находилась в диапазоне 0,250–2,849 мкм^2 . Отношение проницаемостей колонок внутри каждой модели варьировалось в пределах 1,8–3,5. Начальная нефтенасыщенность колонок, составляющих модели неоднородного пласта, составляла 64,4–82,5 %.

В таблице 2 приведены результаты определения фильтрационных характеристик моделей неоднородного пласта и коэффициента нефтewытеснения в условиях, моделирующих пластовые, при естественном режиме разработки и при паротепловом воздействии. На рисунке 1 для примера представлены результаты изучения влияния закачки МФК на фильтраци-

онные характеристики и коэффициент нефтевытеснения модели неоднородного пласта пермокарбонной залежи Усинского месторождения, состоящей из двух параллельных колонок с проницаемостью 0,439 и 0,250 мкм². Через водонефтенасыщенную модель неоднородного пласта в направлении «пласт — скважина» фильтровали модель пластовой воды Усинского месторождения со скоростью нагнетания 1 см³/мин при температуре 23 °С до полной обводненности продукции на выходе. При этом достигался градиент давления в 0,5 МПа/м между входом и выходом из модели. В результате фильтрации модели пластовой воды наблюдалось вытеснение нефти, коэффициент нефтевытеснения для первой и второй колонок составил 44,2 и 43,0 %.

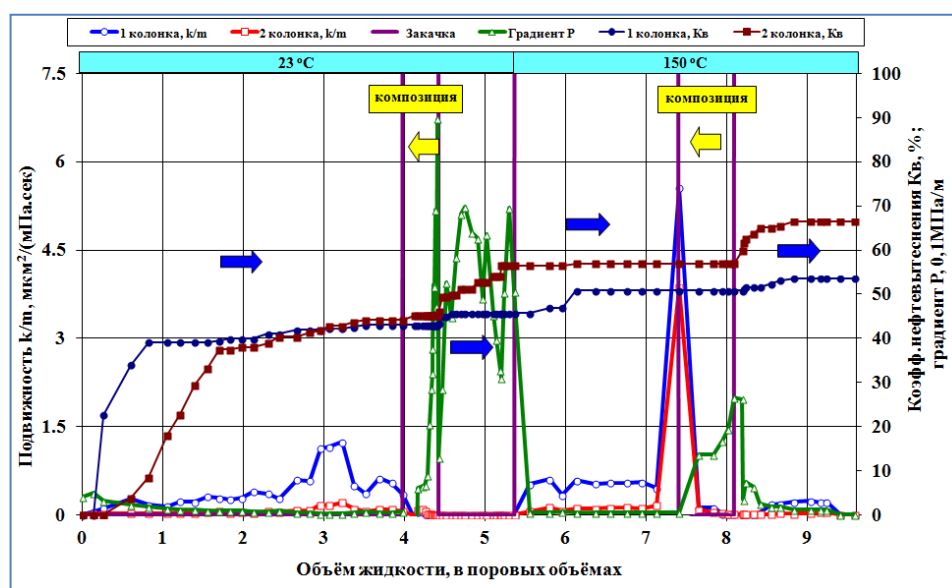


Рис. 1. Влияние закачки МФК на фильтрационные характеристики модели неоднородного пласта и коэффициент нефтевытеснения. Газовая проницаемость первой и второй колонок — 0,439 и 0,250 мкм²

В направлении «скважина — пласт» закачали оторочку композиции МФК в объеме, равном 0,5 объема пор модели неоднородного пласта. При этом в первую колонку вошло 56 %, во вторую — 44 % закачанной композиции. Создавшийся градиент давления при закачке композиции составил 8,97 МПа/м. Модель неоднородного пласта выдержали 6 часов и в направлении «пласт — скважина» продолжили нагнетание воды. Подвижность жидкости в колонках при фильтрации существенно снизилась, увеличился градиент давления в среднем до 6,95 МПа/м. Прирост коэффициента нефтевытеснения из первой и второй колонок, соответственно, составил 2,8 и 12,3 %.

Затем подняли температуру до 150 °С (моделирование паротеплового воздействия), выдержали 19 часов и продолжили нагнетание воды. Градиент давления, создавшийся при фильтрации, составлял 0,025 МПа/м. Подвижность жидкости и скорость фильтрации в колонках увеличились. Увеличение температуры до 150 °С с фильтрацией модели пластовой воды

привело к доотмыву нефти. Прирост коэффициента нефтевытеснения для первой и второй колонок при прокачке 2 объемов пор модели пластовой воды составил, соответственно, 0,5 и 5,0 %.

При этой же температуре в направлении «скважина — пласт» закачали вторую оторочку нефтевытесняющей композиции в объеме, равном 0,5 объема пор, и протолкнули на заданное расстояние водой. В первую колонку вошло 64 %, во вторую — 36 % закачанной композиции. Создавшийся градиент давления при закачке композиции составил 2,5 МПа/м. После термостатирования при 150 °С в течение 6 часов возобновили фильтрацию модели пластовой воды в направлении «пласт — скважина». Прирост коэффициента нефтевытеснения за счет применения нефтевытесняющей композиции и последующей фильтрации модели пластовой воды составил 6,0 и 6,2 %, соответственно, для первой и второй колонок. Анализируя эксперимент, можно отметить, что эффективность применения МФК наблюдалась как при низкой, так и при высокой температурах нефтевытеснения.

Суммарный прирост коэффициента нефтевытеснения по модели за счет моделирования естественного режима разработки и паротеплового воздействия на пласт с обработкой двумя оторочками композиции МФК составил 9,3 и 23,5 % для первой и второй колонок соответственно (в среднем по модели неоднородного пласта 16,4 %).

Анализ компонентов нефтевытесняющей композиции в пробах, отобранных на выходе из модели неоднородного пласта, показал, что значение водородного показателя в течение эксперимента снижается с 6,5 до 4,8 единиц pH, а затем, после нагревания до 150 °С и последующей выдержки, в результате гидролиза карбамида, входящего в состав композиции, смещается в область щелочных значений, достигая 9,0 единиц pH. Такая эволюция кислотной композиции в щелочную обуславливает ее высокую эффективность при высокой температуре за счет формирования оптимальных условий для большего снижения межфазного натяжения на границе нефть — порода входящими в состав МФК поверхностно-активными веществами. Количество карбамида в пробах отобранной воды из первой и второй колонок, соответственно, составляет по итогам эксперимента 50,0 и 97,0 % от начального его содержания в композиции МФК, свидетельствуя о невысокой степени гидролиза карбамида.

Эксперименты 2, 3, 4 по оценке нефтевытесняющей способности композиции МФК проведены аналогичным образом. В таблице 2 приведены сводные результаты проведенных экспериментов.

Через модели неоднородного пласта фильтровали модель пластовой воды Усинского месторождения до полной обводненности продукции, коэффициент нефтевытеснения при этом составил 2,2–67,3 % по отдельным колонкам, больший коэффициент наблюдался у колонок с большей проницаемостью. Последовательная обработка композицией МФК при 23 °С, поднятие температуры до 150 °С и вторая обработка композицией МФК привели к дополнительному нефтевытеснению: при температуре 23 °С — 3,4–24,8 %, при 150 °С — 1,1–32,7 %. Максимальный градиент давления, создавшийся при фильтрации, находится в диапазоне 3,95–7,2 МПа/м. Суммарный прирост коэффициента нефтевытеснения за счет обработки

композиции МФК при низкой и высокой температуре находился в диапазоне 6,7–44,3 % для первой и второй колонок.

Таблица 2

Сводные результаты проведенных экспериментов

Номер модели (эксперимента)	Номер колонки	Газопроницаемость колонки, мкм ²	Коэффициент нефтевытеснения водой/водой и композицией, %	Объем прокачки композиции (в V _{пор} образца), закачка 1 и закачка 2	Максимальный перепад давления при прокачке композиции, МПа/м	Прирост коэффициента нефтевытеснения водой и МФК, %		
						23 °С	150 °С	Сум.
1	1	0,439	44,2 / 53,5	0,376	8,97	2,8	6,5	9,3
	2	0,250	43,0 / 66,5	0,169		12,3	11,2	23,5
2	1	2,849	66 / 59,3	0,345 0,255	3,95	5,6	1,1	6,7
	2	1,091	2,2 / 46,5	0,155 0,245		24,8	19,5	44,3
3	1	3,120	36,5 / 42,2	0,280 0,318	6,75	3,4	2,3	5,7
	2	0,894	11,4 / 25,5	0,221 0,183		5,7	8,4	14,1
4	1	1,900	67,3 / 75,2	0,453	7,2	0	7,9	7,9
	2	0,600	31,7 / 64,4	0,047 0,230		0	32,7	32,7

Во всех проведенных экспериментах наблюдались выравнивание фильтрационных потоков (подвижностей жидкости в колонках) и прирост коэффициентов нефтевытеснения. Увеличение коэффициента нефтевытеснения за счет применения композиции происходит как при низкой, так и при высокой температуре. Прирост коэффициента нефтевытеснения при температуре 23 °С находится в диапазоне 2,8–24,8 %, при температуре 150–202 °С — в диапазоне 1,1–32,7 %. Закачку композиции МФК проводили при градиенте давления в 3,95–8,97 МПа/м, который может быть снижен за счет увеличения времени закачки. Максимальный градиент давления, создавшийся при фильтрации, находится в диапазоне 0,01–6,95 МПа/м.

Анализ компонентов многофункциональной химической композиции в пробах воды, отобранных на выходе из модели неоднородного пласта, показал увеличение значений водородного показателя рН максимально до 9,0 единиц рН, при этом значения рН определяются гидролизом карбамида и зависят от температуры проведения эксперимента, при низких температурах значения рН находились в области 5,6 до 7,0 единиц рН, при высоких — в диапазоне 8,5–9 единиц рН, оптимальном для обеспечения наиболее эффективной моющей способности ПАВ. Концентрация карбамида на выходе из моделей неоднородного пласта зависит от температуры эксперимента: при температуре ниже 90 °С наблюдаются частичный гидролиз карбамида и значительная концентрация карбамида на выходе, при температуре 150–200 °С и достаточном времени выдержки процесс гидролиза идет почти полностью, и концентрация карбамида в пробах снижается до следовых значений.

Следует ожидать большего эффекта от применения МФК в условиях реального пласта за счет большего времени нахождения композиции МФК в пластовых условиях. Это приведет к большей степени гидролиза карбамида с формированием условий щелочной среды и выделения CO_2 , за счет чего увеличится и нефтеотмывающая способность ПАВ, входящих в состав многофункциональной химической композиции, и снизится вязкость нефти.

Выводы

Серия проведенных экспериментов по изучению нефтевытесняющей способности МФК показала, что ее применение приводит к существенному приросту коэффициента нефтевытеснения при низких и высоких температурах. Компоненты МФК взаимодействуют между собой и с породой карбонатного коллектора с выделением углекислого газа, который, растворяясь в нефти, снижает ее вязкость и способствует дополнительному вытеснению. При высоких температурах (при тепловом воздействии) происходит реакция гидролиза карбамида с образованием углекислого газа и щелочной буферной системы с высокой емкостью в области значений водородного показателя 8–9 единиц pH. Таким образом, установлена эффективность применения МФК в широком температурном интервале. Прирост коэффициента нефтевытеснения за счет применения МФК происходит как при низкой, так и при высокой температуре, что расширяет сферу возможного использования композиции. Прирост коэффициента нефтевытеснения за счет применения композиции МФК по итогам фильтрационных испытаний составил от 5,7 до 32,7 % по отдельным колонкам. В среднем из каждой модели неоднородного пласта дополнительно было вытеснено 18 % нефти.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации.

Библиографический список

1. Якуцени, В. П. Динамика доли относительного содержания трудноизвлекаемых запасов нефти в общем балансе / В. П. Якуцени, Ю. Э. Петрова, А. А. Суханов. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007. – № 2. – С. 1–11.
2. Тарасюк, В. М. Высоковязкие нефти и природные битумы : проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений / В. М. Тарасюк. – Текст : непосредственный // Берегиня. 777. Сова: Общество. Политика. Экономика. – 2014. – № 2 (21). – С. 121–125.
3. Барков, С. Нефтедобыча : запасы и КИН / С. Барков, Е. Грунис, А. Хавкин. – Текст : электронный // Neftegaz.ru : официальный сайт. – 2013. – URL: <http://neftgaz.ru/science/view/932/>. – Дата публикации: 18 декабря 2013.
4. Полищук, Ю. М. Высоковязкие нефти : анализ пространственных и временных изменений физико-химических свойств / Ю. М. Полищук, Г. И. Яценко. – Текст : электронный // Нефтегазовое дело : сетевое издание. – 2005. – № 1. – URL: <http://ogbus.ru/article/view/vysokovязkie-nefti-analiz-prostranstvennyx-i-vremennyx-izmenenij-fiziko-ximicheskix-svoystv>.
5. МаксUTOB, P. A. Освоение запасов высоковязких нефтей в России / P. A. МаксUTOB, Г. И. Орлов, A. B. Осипов. – Текст : непосредственный // Технологии топливно-энергетического комплекса. – 2005. – № 6. – С. 46–58.

6. Нефтевытесняющая композиция ПАВ с регулируемой вязкостью для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов, Л. А. Стасьева [и др.]. – DOI 10.18599/grs.18.4.5 – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2016. – Т. 18, № 4–1. – С. 281–288.
7. Алтунина, Л. К. Увеличение нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей физико-химическими методами / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов. – Текст : непосредственный // Технологии топливно-энергетического комплекса. – 2007. – № 1 (32). – С. 46–52.
8. Алтунина, Л. К. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор) / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов. – Текст : непосредственный // Успехи химии. – 2007. – Т. 76, № 10. – С. 1034–1052.
9. Alvarado, V. Enhanced Oil Recovery : An Update Review / V. Alvarado, E. Manrique. – DOI 10.3390/en3091529. – Текст : непосредственный // Energies. – 2010. – Vol. 3, Issue 9. – P. 1529–1575.
10. Алтунина, Л. Композиции ПАВ для эффективного паротеплового воздействия на пласт / Л. Алтунина, В. Кувшинов, И. Кувшинов. – Текст : непосредственный // Oil & Gas Journal Russia. – 2010. – № 6. – С. 68–75.
11. Best Surfactant for EOR Polymer Injectivity / B. Gerlach, F. Dugonjic-Bilic, M. Neuber, A. Alkoush. – Текст : электронный // SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference. Mishref, Kuwait, October 2019. – URL: <https://doi.org/10.2118/198097-ms>.
12. Thomas, S. Enhanced Oil Recovery - An Overview / S. Thomas. – DOI 10.2516/ogst:2007060 – Текст : непосредственный // Oil & Gas Science and Technology. – 2008. – Vol. 63, Issue 1. – P. 9–19.
13. Olajire, A. A. Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry : prospects and challenges / A. A. Olajire. – DOI 10.1016/j.energy.2014.09.005. – Текст : непосредственный // Energy. – 2014. – Vol. 77. – P. 963–982.
14. Adams, W. T. Surfactant Flooding Carbonate Reservoirs / W. T. Adams, V. H. Schievelbein. – DOI 10.2118/12686-PA. – Текст : непосредственный // SPE Reservoir Engineering. – 1987. – Vol. 2, Issue 04. – P. 619–626.
15. Alkyl Aryl Sulfonates Surfactants For EOR : Scale Up From Lab To Pilot / Francisco Aguilar, I. López, C. Prieto [et al.]. – Текст : электронный // SPE Improved Oil Recovery Conference. Tulsa, Oklahoma, USA, 11–13 April 2016. – URL: <https://doi.org/10.2118/179653-MS>.
16. Hirasaki, G. J. Recent Advances in Surfactant EOR / G. J. Hirasaki, C. A. Miller, M. Puerto. – DOI 10.2118/115386-PA. – Текст : непосредственный // SPE Journal. – 2011. – Vol. 16, Issue 04. – P. 889–907.
17. Raffa, P. Polymeric surfactants for enhanced oil recovery : A review / P. Raffa, A. A. Broekhuis, F. Picchioni. – DOI 10.1016/j.petrol.2016.07.007. – Текст : непосредственный // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – Vol. 145. – P. 723–733.
18. Polymeric Surfactants : Synthesis, Properties, and Links to Applications / P. Raffa, D. A. Z. Wever, F. Picchioni, A. A. Broekhuis. – DOI 10.1021/cr500129h. – Текст : непосредственный // Chemical Reviews. – 2015. – Vol. 115, Issue 16. – P. 8504–8563.
19. Газизов, А. А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки / А. А. Газизов. – Москва : Недра, 2002. – 639 с. – Текст : непосредственный.
20. Алтунина, Л. К. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов ; отв. ред. В. Ф. Камьянов ; Российская академия наук, Сибирское отделение, Институт химии нефти. – Новосибирск : Наука : Сибирская издательская фирма, 1995. – 196 с. – Текст : непосредственный.
21. Synergism of physicochemical and thermal methods intended to improve oil recovery from high-viscosity oil pools / L. K. Altunina, V. A. Kuvshinov, S. O. Ursegov, M. V. Chertenkov. – Текст : электронный // 16th European Symposium on Improved Oil Recovery. – Cambridge, UK, 2011. – URL: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201404753>.
22. Алтунина, Л. К. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов. – Текст : непосредственный // Вестник Санкт-Петербургского университета. Серия 4. Физика и химия. – 2013. – № 2. – С. 46–76.
23. Алтунина, Л. К. Залежи с трудноизвлекаемыми запасами. Комплексная технология увеличения нефтеотдачи / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов, И. В. Кувшинов. – Текст : непосредственный // Oil & Gas Journal Russia. – 2011. – № 6. – С. 110–116.

24. Алтунина Л. К. Физико-химические аспекты технологий увеличения нефтеотдачи (обзор) / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов. – Текст : непосредственный // Химия в интересах устойчивого развития. – 2001. – № 9. – С. 331–334.

25. Увеличение нефтеотдачи месторождений высоковязкой нефти химически эволюционирующими композициями / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов, И. В. Кувшинов [и др.]. – Текст : непосредственный // Материалы научно-практической конференции «Актуальные задачи нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплекса». Москва, 21–23 ноября 2018. – Москва : Изд-во ОАО «ВНИПИНЕФТЬ». – 2018. – С. 12–14.

References

1. Yakutseni, V. P., Petrova, Yu. Eh., & Sukhanov, A. A. (2007). Dinamika doli otositel'nogo soderzhaniya trudnoizvlekaemykh zapasov nefti v obshchem balanse. *Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, (2), pp. 1-11. (In Russian).
2. Tarasyuk, V. M. (2014). Heavy crude oils and natural bitumens: problems and efficiency increase in exploration and field development. *Bereginya. 777. Sova: Obshchestvo. Politika. Ekonomika*, (2(21)), pp. 121-125. (In Russian).
3. Barkov, S., Grunis, E., & Khavkin, A. (2013). Neftedobycha: zapasy i KIN. (In Russian). Available at: <http://neftegaz.ru/science/view/932/>
4. Polishchuk, Yu. M., & Yashchenko, G. I. (2005). Vysokov'yazkie nef'ti: analiz prostranstvennykh i vremennykh izmeneniy fiziko-khimicheskikh svoystv. *Neftegazovoye delo*, (1). (In Russian). Available at: <http://ogbus.ru/article/view/vysokov'yazkie-nefti-analiz-prostranstvennykh-i-vremennykh-izmeneniy-fiziko-khimicheskikh-svoystv>
5. Maksutov, R. A., Orlov, G. I., & Osipov, A. V. (2005). Osvoenie zapasov vysokov'yazkikh nef'tey v Rossii. *Tekhnologii toplivno-energeticheskogo kompleksa*, (6), pp. 46-58. (In Russian).
6. Altunina, L. K., Kuvshinov, V. A., Staseva, L. A., Kuvshinov, I. V., & Kozlov, V. V. (2016). Oil-displacing surfactant composition with controlled viscosity for enhanced oil recovery from heavy oil deposits. *Georesursy*, 18(4-1), pp. 281-288. (In English). DOI: 10.18599/grs.18.4.5
7. Altunina, L. K., & Kuvshinov, V. A. (2007). Uvelichenie nef'teotdachi zalezhey vysokov'yazkikh nef'tey fiziko-khimicheskimi metodami. *Tekhnologii toplivno-energeticheskogo kompleksa*, (1(32)), pp. 46-52. (In Russian).
8. Altunina, L. K., & Kuvshinov, V. A. (2007). Physicochemical methods for enhancing oil recovery from oil fields, *Russian Chemical Reviews*, 76(10), pp. 971-987. (In English). DOI: 10.1070/RC2007v076n10ABEH003723
9. Alvarado, V., & Manrique, E. (2010). Enhanced Oil Recovery: An Update Review. *Energies*, 3(9), pp. 1529-1575. (In English). DOI: 10.3390/en3091529
10. Altunina, L., Kuvshinov, V., & Kuvshinov, I. (2010). Kompozitsii PAV dlya effektivnogo paroteplovogo vozdeystviya na plast. *Oil & Gas Journal Russia*, (6), pp. 68-75. (In Russian).
11. Gerlach, B., Dugonjic-Bilic, F., Neuber, M., & Alkhouh, A. (2019). Best Surfactant for EOR Polymer Injectivity. *SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference. Mishref, Kuwait*. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/198097-ms>
12. Thomas, S. (2008). Enhanced Oil Recovery - An Overview. *Oil & Gas Science and Technology*, 63(1), pp. 9-19. (In English).
13. Olajire, A. A. (2014). Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: prospects and challenges. *Energy*, 77, pp. 963-982. (In English). DOI : 10.1016/j.energy.2014.09.005
14. Adams, W. T., & Schievelbein, V. H. (1987). Surfactant Flooding Carbonate Reservoirs. *SPE Reservoir Engineering*, 2(04), pp. 619-626. (In English). DOI: 10.2118/12686-PA
15. Aguilar, F., López, I., Prieto, C., Montes, J., Lázaro, J., Barrio, I.,... Rodriguez, B. (2016). Alkyl Aryl Sulfonates Surfactants For EOR: Scale Up From Lab To Pilot. *SPE Improved Oil Recovery Conference. Tulsa, Oklahoma, USA, April, 11-13*. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/179653-MS>
16. Hirasaki, G. J., Miller, C. A., & Puerto, M. (2011). Recent Advances in Surfactant EOR. *SPE Journal*, 16(04), pp. 889-907. (In English). DOI: 10.2118/115386-PA
17. Raffa, P., Broekhuis, A. A., & Picchioni, F. (2016). Polymeric surfactants for enhanced oil recovery: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 145, pp. 723-733. (In English). DOI: 10.1016/j.petrol.2016.07.007

18. Raffa, P., Wever, D. A. Z., Picchioni, F., & Broekhuis, A. A. (2015). Polymeric Surfactants: Synthesis, Properties, and Links to Applications. *Chemical Reviews*, 115(16), pp. 8504-8563. (In English). DOI: 10.1021/cr500129h
19. Gazizov, A. A. (2002). Uvelichenie nefteotdachi neodnorodnykh plastov na pozdney stadii razrabotki. Moscow, Nedra Publ., 639 p. (In Russian).
20. Altunina, L. K., & Kuvshinov, V. A. (1995). Uvelichenie nefteotdachi plastov kompozitsiyami PAV. Novosibirsk, Nauka, Sibirskaya izdatel'skaya firma Publ., 196 p. (In Russian).
21. Altunina, L. K., Kuvshinov, V. A., Ursegov, S. O., & Chertentkov, M. V. (2011). Synergism of physicochemical and thermal methods intended to improve oil recovery from high-viscosity oil pools. 16th European Symposium on Improved Oil Recovery. Cambridge, UK. (In English). Available at: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201404753>
22. Altunina, L. K., & Kuvshinov, V. A. (2013). Physicochemical methods for enhanced oil recovery. *Vestnik of Saint-Petersburg University. Physics and chemistry*, (2), pp. 46-76. (In Russian).
23. Altunina, L. K., Kuvshinov, V. A. & Kuvshinov, I. V. (2011). Zalezhi s trudnoizvlekaemyimi zapasami. Kompleksnaya tekhnologiya uvelicheniya nefteotdachi. *Oil & Gas Journal Russia*, (6), pp. 110-116. (In Russian).
24. Altunina, L. K., & Kuvshinov, V. A. (2001). Fiziko-khimicheskie aspekty tekhnologii uvelicheniya nefteotdachi (obzor). *Khimiya v interesakh ustoychivogo razvitiya*, (9), pp. 331-334. (In Russian).
25. Altunina, L. K., Kuvshinov, V. A., Kuvshinov, I. V., Staseva, L. A., Kozlov, V. V., Chertentkov, M. V.,... Karmanov, A. Yu. (2018). Uvelichenie nefteotdachi mestorozhdeniy vysokovyazkoy nefi khimicheski evolyutsioniruyushchimi kompozitsiyami. Materialy nauchno-prakticheskoy konferentsii "Aktual'nye zadachi neftepererabatyvayushchego i neftekhimicheskogo kompleksa", Moscow, November 21-23. Moscow, VNIPneft' OAO Publ., pp. 12-14. (In Russian).

Сведения об авторах

Козлов Владимир Валерьевич, к. х. н., старший научный сотрудник лаборатории коллоидной химии нефти, Институт химии нефти СО РАН, старший преподаватель кафедры высокомолекулярных соединений и нефтехимии, Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск

Алтунина Любовь Константиновна, д. т. н., заслуженный деятель науки РФ, заведующий лабораторией коллоидной химии нефти, Институт химии нефти СО РАН, профессор кафедры высокомолекулярных соединений и нефтехимии, Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск

Стасьева Любовь Анатольевна, научный сотрудник лаборатории коллоидной химии нефти, Институт химии нефти СО РАН, г. Томск

Чернова Ульяна Вадимовна, инженер лаборатории коллоидной химии нефти, Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, e-mail: chernova489@gmail.com

Шолидодов Мехроб Рустамбекович, ведущий инженер лаборатории коллоидной химии нефти, Институт химии нефти СО РАН, г. Томск

Information about the authors

Vladimir V. Kozlov, Candidate of Chemistry, Senior Researcher at the Laboratory of Colloidal Oil Chemistry, Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Senior Lecturer at the Department of Macromolecular Compounds and Petrochemistry, National Research Tomsk State University, Tomsk

Lyubov K. Altunina, Doctor of Engineering, Honoured Worker of Science of the Russian Federation, Head of the Laboratory of Colloidal Oil Chemistry, Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Professor at the Department of Macromolecular Compounds and Petrochemistry, National Research Tomsk State University, Tomsk

Lyubov A. Stasyeva, Researcher at the Laboratory of Colloidal Oil Chemistry, Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk

Uliana V. Chernova, Engineer at the Laboratory of Colloidal Oil Chemistry, Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk, e-mail: chernova489@gmail.com

Mekhrob R. Sholidodov, Senior Engineer at the Laboratory of Colloidal Oil Chemistry, Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk

**Разработка и исследование ингибиторов коррозии
на основе таллового масла**

Л. В. Таранова*, А. М. Глазунов, Е. О. Землянский, А. Г. Мозырев

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: taranovalv@tyuiu.ru*

Аннотация. Одна из серьезных проблем нефтегазовой отрасли — коррозионное изнашивание оборудования и трубопроводов. Основная доля отказов нефтепромыслового оборудования и трубопроводов является следствием коррозионных повреждений, поэтому защита оборудования от коррозии является одной из актуальных научно-технических проблем. Один из наиболее распространенных способов борьбы с коррозией — ингибиторная защита. В работе приведены результаты исследований ингибиторов коррозии, синтезированных на основе полиэтиленполиаминов и трех разновидностей легких талловых масел в присутствии спиртовых растворителей с использованием кубового остатка ректификации бутиловых спиртов. Определены оптимальные параметры синтеза, соотношения базовых исходных реагентов и растворителей. Ингибирующие свойства синтезированных образцов оценивали по изменению скорости коррозии и величине их защитной эффективности. Показано, что по эффективности защитного действия лучший из синтезированных образцов не уступает промышленному реагенту Сонкор 9601, а в области малых концентраций (до 40 г/т) превосходит базовый ингибитор.

Ключевые слова: ингибиторы коррозии; талловые масла; полиэтиленполиамины

Development and study of corrosion inhibitors based on tall oil

**Lyubov V. Taranova*, Alexander M. Glazunov, Evgeny O. Zemlyanskiy,
Andrey G. Mozyrev**

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: taranovalv@tyuiu.ru*

Abstract. One of the serious troubles faced by the oil and gas industry is corrosion wear of equipment and pipelines. The major part of failures of the oilfield equipment and pipelines is the result of corrosion damage, so protection of equipment from corrosion is one of the most urgent scientific and technical issues. One of the most common ways to control corrosion is inhibitor protection. The paper presents the results of studies of corrosion inhibitors synthesized on the basis of polyethylene polyamines and three varieties of light tall oil in the presence of alcohol solvents using the stillage residue of butyl alcohols rectification. The optimal parameters of synthesis and the ratio of basic raw reactants and solvents have been determined. The inhibitory properties of the synthesized samples were evaluated by changes in the rate of corrosion and the value of their protective efficiency. It has been shown that the best of the synthesized samples is not inferior to the industrial reactant Sonkor 9601 in terms of the protective effectiveness, and in the area of low concentrations (up to 40 g/t) exceeds the basic inhibitor.

Key words: corrosion inhibitors; tall oils; polyethylene polyamines

Введение

Подавляющее большинство производственных объектов химических, нефтехимических, нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятий представляют собой сложные крупномасштабные металлоемкие комплексы. Это, в частности, различное нефтепромысловое оборудование, системы оборотного водоснабжения и многое другое [1].

Ежегодно на нефтепромысловых трубопроводах происходит около 50–70 тыс. отказов, 90 % из которых являются следствием коррозионных повреждений. В развитых странах ущерб от коррозии оценивается в 2–4 % от объема валового внутреннего продукта (ВВП). В нашей стране нет официальной статистики, которая бы отражала экономический ущерб от коррозии, но, по оценкам экспертов, он составляет не менее 5 % от ВВП [2]. Поэтому во всех развитых странах мира придается огромное значение борьбе с коррозией металла во всех ее проявлениях, и защита оборудования от коррозии является одной из актуальных научно-технических проблем мирового масштаба [3].

Коррозия — это разрушение материалов в результате химического или электрохимического воздействия окружающей среды, рассматривающееся как окислительно-восстановительный гетерогенный процесс, происходящий на поверхности раздела фаз. В результате этих процессов происходит потеря эксплуатационных свойств корродируемых материалов [4].

Практика эксплуатации нефтяного оборудования свидетельствует о сложной зависимости между коррозионной активностью продукции скважин, представляющей собой трехфазные системы (нефть, газ и вода), и фактически наблюдаемой коррозией оборудования [5]. К основным факторам, влияющим на коррозионное изнашивание оборудования и трубопроводов по всей технологической цепочке систем добычи и нефтеподготовки, можно отнести высокую степень обводненности продукции скважин; высокую минерализацию вод, используемых для поддержания пластового давления, и наличие в их составе кислых газов и механических примесей [6–9]; немаловажную роль играет также использование реагентов в процессе добычи нефти, в частности, проведение кислотных обработок для интенсификации нефтедобычи [10].

При оценке методов защиты промыслового оборудования необходимо учитывать ряд факторов: простота защиты, удобство обслуживания, доступность материалов и др. [11]. Одним из наиболее распространенных способов борьбы с коррозией на объектах добычи и подготовки нефти является ингибиторная защита с использованием химических реагентов, эффективных против различных видов коррозии — кислотной, сероводородной, углекислотной [12–14]. Защитное действие ингибиторов коррозии связано с изменением в состоянии поверхности защищаемого металла и с влиянием на кинетику реакций, лежащих в основе коррозионного процесса [15].

Несмотря на чрезвычайное разнообразие ингибиторов коррозии [6, 16] можно выделить группу органических реагентов, ингибирующее действие которых связано с адсорбционным взаимодействием реагента с поверхностью металла, чему способствует наличие функциональных групп в их составе. К числу таких групп относятся N-, S-, O- и P-содержащие группы,

способные адсорбироваться на металле благодаря донорно-акцепторным и водородным связям [10].

Широко распространены ингибиторы на основе азотсодержащих соединений, в частности алифатические амины и их соли, аминокислоты, аминокислоты, N-содержащие гетероциклические соединения. В нефтяной и газовой промышленности для защиты металла от сероводородной коррозии хорошо себя зарекомендовали ингибирующие добавки на аминной основе [17–19]. Ингибиторы этого типа являются, как правило, поверхностно-активными веществами (ПАВ) и относятся к производным азот-, серо-, кислород- и фосфорорганических соединений. Характерной особенностью этих реагентов является то, что их получают на основе доступного природного и синтетического сырья, зачастую с использованием отходов производства [20], что, безусловно, является их преимуществом. Известно также использование в качестве ингибиторов коррозии N-содержащих реагентов в виде солей и других производных имидазолинов [10, 21].

В цели и задачи данной работы входила разработка ингибиторов коррозии на основе отечественного сырья — на базе продуктов поликонденсации легких талловых масел и полиэтиленполиаминов с определением оптимальных параметров синтеза и оценкой ингибирующей способности полученных образцов.

Объект и методы исследования

Объектами исследования являлись ингибиторы коррозии, синтезированные на основе легких талловых масел (ЛТМ) и полиэтиленполиаминов (ПЭПА), с введением в их структуру кубового остатка бутиловых спиртов и метанола.

Легкие талловые масла представляют собой смесь высших жирных кислот, смоляных кислот и неомыляемых веществ и являются побочным продуктом сульфатной варки древесины; ЛТМ применяются, в частности, в качестве ингибитора коррозии, компонентов промывных жидкостей, предназначенных для бурения и синтеза ПАВ.

В работе использовали три вида ЛТМ со следующими характеристиками (отличающиеся по кислотному числу, плотности, вязкости и другим показателям):

- 1) плотность при 20 °С — не менее 0,920 г/см³; кислотное число — не менее 115 мг КОН/г; массовая доля смоляных кислот — не более 10 %; массовая доля воды — не более 0,5 %;
- 2) плотность при 50 °С — 0,910–0,970 г/см³; кислотное число — не менее 70 мг КОН/г; массовая доля воды — не более 0,2 %;
- 3) плотность при 50 °С — 0,910–0,970 г/см³; массовая доля воды — не более 0,2; кислотное число — не менее 100 мг КОН/г масла.

Полиэтиленполиамины, используемые для синтеза ингибиторов, представляют собой смесь аминов различной молекулярной массы с общей формулой: $\text{NH}_2[\text{CH}_2\text{CH}_2\text{NH}]_n\text{H}_2$, где $n = 2–8$. Массовая доля общего азота в ПЭПА — не менее 30 %; массовая доля третичных аминогрупп — в пределах 5–9 %; массовая доля воды — не более 2 %.

В качестве растворителей использовали метанол и кубовый остаток ректификации бутиловых спиртов (КОБС); КОБС получают при производстве бутиловых спиртов методом оксосинтеза. Продукт используют, в частно-

сти, в производстве ингибиторов коррозии, для компаундирования бензина и дизельного топлива, а также для повышения нефтеотдачи пластов.

Синтезы проводили при следующих соотношениях базовых компонентов активного начала ингибитора: массовое соотношение ЛТМ:ПЭПА составляло 6,1:1 и 9,2:1; ряд синтезов проводили с введением в состав ацетона (2 % масс. на загрузку ЛТМ и ПЭПА) с соответствующим снижением доли КОБС в составе спиртов.

Количество растворителей составляло: метанол — 45–55 % масс.; кубовый остаток бутиловых спиртов 7–17 и 9–19 % масс. в опытах с введением 2 % масс. ацетона и в его отсутствии соответственно.

Физико-химические характеристики синтезированных образцов оценивали в соответствии с принятыми стандартными методиками: кислотное число — по ГОСТ 17823.1-72¹; плотность определяли пикнометрическим методом по ГОСТ 3900-85²; кинематическую вязкость — по ГОСТ 33-82³.

Определение защитной способности полученных ингибиторов коррозии производили электрохимическим методом по ГОСТ 9.514-99⁴. Испытания проводились на электродах, изготовленных из стали марки Carbon Steel (аналог стали 20). В качестве водной среды для экспериментов использовали сеноманские воды Урненского месторождения со следующими характеристиками: pH среды — 6,8; общая минерализация 25,0 г/дм³; содержание основных солеобразующих ионов (мг/дм³) представлено в таблице 1. Испытания проводили при концентрации ингибитора 20 мг/дм³ при температуре 25 °С; продолжительность испытания — 6 ч.

Таблица 1

Содержание солеобразующих ионов

Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺	Fe _{общ}
14 697,0	811,3	1,9	1 440,0	132,0	7 919,8	5,6

В процессе испытаний определяли скорость коррозии и рассчитывали защитную эффективность ингибитора (Z, %) на основе скорости коррозии в неингибированных (K₀) и ингибированных (K) растворах:

$$Z = \frac{K_0 - K}{K_0} \cdot 100\%.$$

¹ ГОСТ 17823.1-72. Продукты лесохимические. Метод определения кислотного числа [Электронный ресурс]. – Введ. 1973-07-01. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200017244>.

² ГОСТ 3900-85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности [Электронный ресурс]. – Введ. 1987-01-01. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200003577>.

³ ГОСТ 33-82. Нефтепродукты. Метод определения кинематической и расчет динамической вязкости [Электронный ресурс]. – Введ. 1983-01-01. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200005435>.

⁴ ГОСТ 9.514-99. Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Электрохимический метод определения защитной способности [Электронный ресурс]. – Введ. 2002-01-01. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200010597>.

Результаты

Для получения ингибиторов конденсацию ЛТМ с ПЭПА осуществляли в два этапа.

На первом этапе проводили реакцию между ЛТМ и ПЭПА при их массовом соотношении 6,1:1,0 и 9,2:1,0; температура процесса — 97 °С, продолжительность первой стадии — 1 час. В синтезах с использованием ацетона его вводили в начале процесса при комнатной температуре.

На втором этапе процесс продолжали при температуре 140 °С в течение 2 часов с отгонкой выделяющейся воды с последующим введением в реакционную массу метанола и КОБС при содержании: метанола — 45–55 % масс., КОБС — 7–19 % масс.

В работе были проведены три серии синтезов на основе рассмотренных выше марок легких талловых масел:

- первая серия — 8 синтезов на основе ЛТМ с кислотным числом 133 мг КОН/г;
- вторая серия — 8 синтезов на основе ЛТМ с кислотным числом не менее 70 мг КОН/г;
- третья серия — 10 синтезов на основе ЛТМ с кислотным числом не менее 100 мг КОН/г.

При получении ингибиторов варьировали содержание ЛТМ:ПЭПА; количество метанола и КОБС при общем соотношении: активное начало — 36 % масс.; растворитель — 64 % масс.; при проведении синтезов с добавлением ацетона, соответственно, уменьшали количество спиртового растворителя. При этом добивались удовлетворения технических требований к ингибиторам коррозии по характеристикам: кислотное число — в интервале 20–60 мг КОН/г, плотность — в интервале 0,80–0,92 г/см³ при 20 °С, вязкость кинематическая при 20 °С — не более 6 мм²/с.

Таблица 2

Состав и физико-химические характеристики синтезированных ингибиторов

Номер образца	Отношение ЛТМ/ПЭПА	Количество компонента, % масс.		Кислотное число, мг КОН/г	Вязкость при 20 °С, сСт
		Ацетон	Метанол/ КОБС		
Серия № 1					
4	9,2/1,0	–	55/9	49,0	4,0
6	9,2/1,0	2	45/17	48,0	4,0
7	6,1/1,0	2	55/7	43,0	3,79
Серия № 2					
4	9,2/1,0	–	55/9	23,0	4,32
6	9,2/1,0	2	45/17	22,5	3,02
7	6,1/1,0	2	55/7	20,0	3,20
Серия № 3					
6	9,2/1,0	2	45/17	24,5	4,0
7	9,2/1,0	–	45/19	23,5	3,79
8	9,2/1,0	–	55/9	18,1	3,53
9	6,1/1,0	–	55/9	10,1	3,96

Ингибирующую способность полученных реагентов оценивали по изменению эффективности защитного действия (Z , %), добиваясь удовлетворения требований к ингибиторам по данному показателю — не менее 90 % при расходе реагента 50 мг/л. Эффективность защитного действия оценивали для образцов с наименьшими значениями кислотных чисел.

Данные о составах для ряда синтезированных образцов, показавших впоследствии лучшие результаты по эффективности ингибирующего действия, и их основных характеристиках отображены в таблице 2.

По результатам первой серии можно отметить следующее:

- показатели кислотного числа и вязкости образцов находятся в установленных для ингибиторов пределах;
- увеличение доли ЛТМ в составе активного начала ингибитора при прочих равных условиях приводит к некоторому увеличению кислотного числа и снижению вязкости полученных образцов;
- при увеличении доли метанола в составе растворителя отмечено снижение кислотного числа и вязкости;
- введение в состав активного начала ацетона — 2 % масс. взамен соответствующего количества КОБС приводит к снижению вязкости синтезированных образцов.

Для образцов второй серии отмечено:

- увеличение доли ЛТМ, введение ацетона в состав активного начала и увеличение доли метанола в составе растворителя приводят к аналогичным по сравнению с первой серией изменениям кислотного числа и вязкости;
- при использовании ЛТМ второй серии кислотное число полученных ингибиторов было существенно ниже, изменяясь в пределах 20–26 мг КОН/г против 43–50 мг КОН/г в образцах первой серии.

Результаты лабораторных испытаний выбранных образцов первой и второй серий по эффективности ингибирующего действия сведены в таблицу 3.

Таблица 3

Результаты оценки защитного действия синтезированных образцов

Номер образца	Средняя скорость коррозии, мм/год		Снижение скорости коррозии, мм/год	Z _{макс} , %
	V _{до ввода}	V _{сразу после}		
Серия № 1				
4	1,08	0,81	0,27	25,0
6	1,44	1,09	0,35	24,3
7	1,33	0,82	0,51	38,3
Серия № 2				
4	1,20	1,04	0,16	13,3
6	1,20	0,97	0,23	19,1
7	1,07	0,93	0,14	13,1

Анализ данных показал следующее:

- для первой серии опытов по эффективности защитного действия при содержании реагента 20 мг/л лучшие результаты отмечены для образ-

ца, синтезированного при следующих параметрах: соотношение ЛТМ:ПЭПА — 6,1:1, в присутствии 2 % ацетона при содержании метанола и КОБС 55 и 7 % масс. В этом случае наблюдалось снижение скорости коррозии на 0,25 мм/год, а эффективность ингибирующего действия реагента составила 38,3 %;

- по эффективности защитного действия образцы второй серии значительно (почти в два раза) уступают полученным выше образцам: наилучший эффект — снижение скорости коррозии и эффективность ингибирующего действия составили, соответственно, 0,08 мм/год и 19,1 %; эти результаты получены для ингибитора, синтезированного в следующих условиях: отношение ЛТМ:ПЭПА — 9,2:1,0; количество ацетона, метанола и КОБС, соответственно, 2; 45 и 17 % масс.

В качестве отличительных особенностей синтеза образцов третьей серии следует отметить:

- в ряде случаев при проведении реакции без добавки ацетона при температуре 25 °С происходило образование желеобразных образцов с кислотными числами на уровне 42–46 мг КОН/г; при этом состояние образцов и образование суспензии при смешении с водой не позволяет рекомендовать их к использованию в качестве ингибиторов;

- изменение условий синтеза позволило получить жидкие образцы с возможностью их использования как ингибиторов; кислотные числа продуктов синтеза варьировались в пределах 10–24 мг КОН/г, причем с введением ацетона наблюдали некоторое их увеличение без существенного изменения вязкости;

- по эффективности защитного действия ингибиторы этой серии оказались наиболее эффективными по сравнению с предыдущими сериями; лучшие результаты продемонстрировал образец, синтезированный в отсутствии ацетона при следующих условиях: соотношение ЛТМ:ПЭПА — 6,1:1,0; количество метанола и КОБС, соответственно, 55 и 9 % масс.

Обсуждение

Для образца синтезированного ингибитора, показавшего лучшие предварительные результаты — образец № 9/3, провели дополнительные исследования по определению оптимальных расходов в сравнении его эффективности с промышленным ингибитором. При этом исследовали изменение скорости коррозии и эффективность защитного действия ингибитора в диапазоне расходов реагента 25–70 г/т.

В качестве базового реагента выбран промышленный ингибитор коррозии Сонкор 9601 (АО «Опытный завод Нефтехим»), предназначенный для защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии, вызываемой действием пластовых и сточных вод. Функции ингибитора — защита от сероводородной и углекислотной коррозии в системах поддержания пластового давления ППД и нефтесбора ⁵.

⁵Ингибиторы коррозии. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://ozneftehim.ru/ chemistry/corrosion-inhibitors](https://ozneftehim.ru/chemistry/corrosion-inhibitors).

Результаты эксперимента приведены в таблице 4 и на рисунках 1 и 2.

Таблица 4

Сравнительная оценка антикоррозионных защитных свойств реагентов

Расход ингибитора, г/т	Скорость коррозии, мм/год		Эффективность защитного действия, %	
	Образец 9/3	Сонкор 9601	Образец 9/3	Сонкор 9601
25	0,071	0,058		
30	0,033	0,036	55,2	51,7
35	0,023	0,038	82,0	70,0
40	0,015	0,013	81,3	84,4
50	0,015	0,015	92,3	92,3
70	0,01	0,01	94,0	94,0

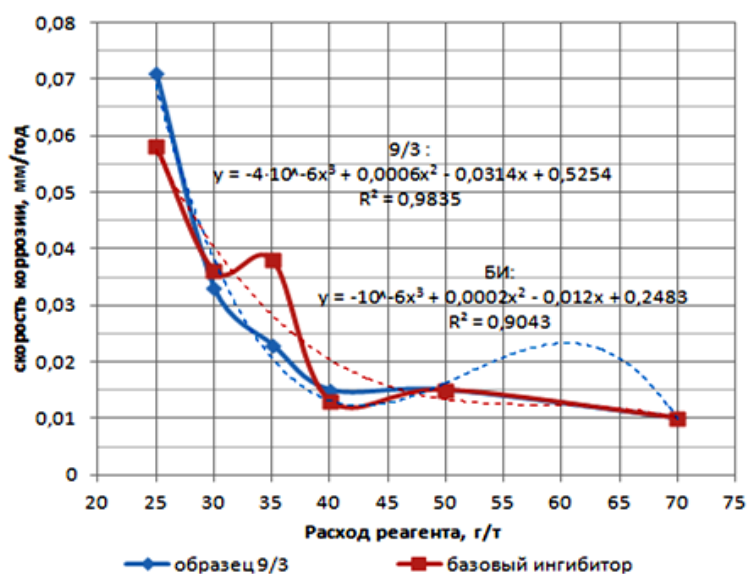


Рис. 1. Изменение скорости коррозии от расхода ингибитора

Характер изменения скорости коррозии и эффективности защитного действия в зависимости от расхода реагентов можно описать уравнениями третьего порядка (пунктирные линии на рисунках 1 и 2) с оптимумом в области концентраций ингибитора 40–45 г/т.

По результатам исследований синтезированного ингибитора коррозии (образец 9/3), проведенных в лабораторных условиях согласно ГОСТ 9.514-99⁶, в сравнении с промышленным реагентом Сонкор 9601, можно отметить высокую ингибирующую способность полученного образца, что обусловлено образованием защитной пленки на поверхности металла.

⁶ ГОСТ 9.514-99...

По скорости образования защитной пленки исследуемый и базовый реагенты демонстрируют сравнимые результаты в области высоких концентраций реагентов (более 40 г/т), а в интервале расходов 30–40 г/т синтезированный ингибитор оказывается более эффективным. Так, при расходе 35 г/т скорость коррозии составила 0,023 и 0,038 мм/год в присутствии образца 9/3 и реагента Сонкор 9601 соответственно.

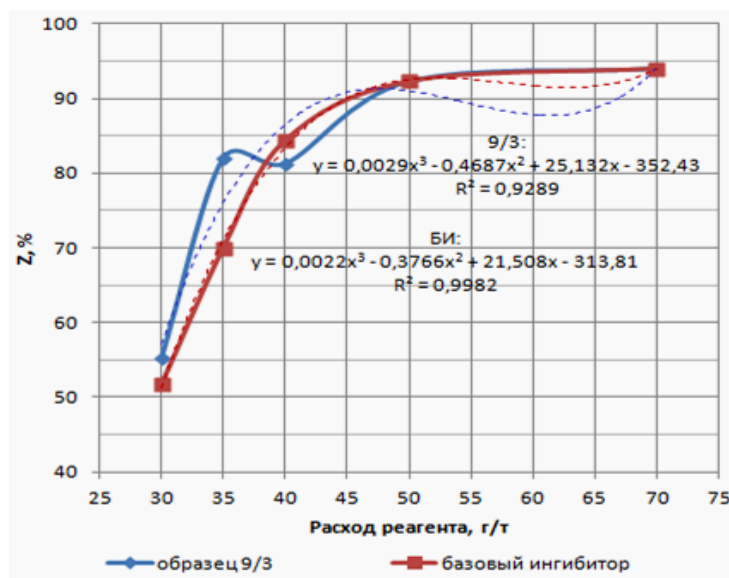


Рис. 2. Зависимость эффективности защитного действия ингибиторов от их расхода

По эффективности защитного действия синтезированного ингибитора следует отметить следующее:

- образец удовлетворяет техническим требованиям к ингибиторам коррозии (Z не менее 90 % при расходе 50 мг/л) — фактическое значение показателя Z при данном расходе синтезированного реагента составило 92,3 %;
- исследуемый и базовый реагенты показывают одинаковые результаты в области высоких концентраций: 92,3 и 94 % при расходах 50 и 70 г/т; а в области концентраций до 40 г/т образец 9/3 превосходит базовый реагент по эффективности защитного действия; так, при расходе 35 г/т показатель Z составил 82 % против 70 % в присутствии ингибитора Сонкор 9601.

Выводы

Разработаны и синтезированы ингибиторы коррозии с использованием отечественного сырья, основу которых составляют полиэтиленполиамин и три образца легких талловых масел, отличающихся по свойствам, в частности по кислотному числу, и спиртовые растворители.

Изучено влияние соотношения легких талловых масел и полиэтиленполиаминов и соотношение компонентов спиртовой смеси на свойства получаемых ингибиторов коррозии. Установлено оптимальное соотношение

реагентов — для наиболее эффективного ингибитора коррозии ЛТМ:ПЭПА = 6,1:1; количество метанола и КОБС, соответственно, 55 и 9 % масс.

Проведены испытания образцов ингибиторов коррозии на предмет антикоррозионных защитных свойств. Установлено, что максимальной эффективностью защиты — 94 % обладает образец 9/3 синтезированный на легком талловом масле с кислотным числом не менее 100 мг КОН/г при расходе 70 г/т, что сопоставимо с эффективностью промышленного ингибитора марки Сонкор 9601.

Показано, что в области малых концентраций синтезированный образец превосходит базовый ингибитор по изменению скорости коррозии и эффективности защитного действия.

Библиографический список

1. Семенов, И. В. Коррозия и защита от коррозии : учебное пособие для студентов вузов / И. В. Семенова, Г. М. Флорианович, А. В. Хорошилов ; под ред. И. В. Семеновой. — 3-е изд., перераб. и доп. — Москва : Физматлит, 2010. — 416 с. — Текст : непосредственный.
2. Кузнецов, Ю. И. Возможности защиты ингибиторами коррозии оборудования и трубопроводов в нефтегазовой промышленности / Ю. И. Кузнецов, Р. К. Вагапов, Р. В. Игошин. — Текст : непосредственный // Территория Нефтегаз. — 2010. — № 1. — С. 34–42.
3. Ингибиторы коррозии. Том 3. Основы технологии производства отечественных ингибиторов коррозии : монография / Д. Л. Рахманкулов, В. Н. Зенцов, Н. А. Гафаров [и др.]. — Москва : Интер, 2005. — 346 с. — Текст : непосредственный.
4. Ивановский, В. Н. Теоретические основы процесса коррозии нефтепромыслового оборудования / В. Н. Ивановский. — Текст : непосредственный // Инженерная практика. — 2010. — № 6. — С. 4–14.
5. Будкевич, Р. Л. Защита оборудования от коррозии : учебное пособие для студентов вузов / Р. Л. Будкевич. — Альметьевск : АГНИ, 2007. — 56 с. — Текст : непосредственный.
6. Рахманкулов, Д. Л. Ингибиторы коррозии. Том 4. Теория и практика противокоррозионной защиты нефтепромыслового оборудования и трубопроводов / Д. Л. Рахманкулов, Д. Е. Бугай, А. И. Габитов. — Москва : Химия, 2007. — 300 с. — Текст : непосредственный.
7. Гареев, А. Г. Коррозия и защита металлов в нефтегазовой отрасли / А. Г. Гареев, Р. Г. Ризванов, О. А. Насибуллина. — Уфа : Гилем, 2016. — 352 с. — Текст : непосредственный.
8. Подопригора, А. А. Исследование коррозионного разрушения поверхностей нефтепроводов после длительной эксплуатации / А. А. Подопригора. — Текст : непосредственный // Вестник Югорского государственного университета. — 2011. — Вып. 4 (23). — С. 105–112.
9. Серебряков, А. Н. Коррозия нефтепромыслового оборудования и мероприятия по противокоррозионной защите на нефтяном месторождении Каракудук (Западный Казахстан) / А. Н. Серебряков, И. С. Мотузов. — Текст : непосредственный // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия «Инженерные исследования». — 2017. — Т. 18, № 2. — С. 174–181.
10. Хайдарова Г. Р. Ингибиторы коррозии для защиты нефтепромыслового оборудования. — Текст : электронный // Современные проблемы науки и образования : электронный научный журнал. — 2014. — № 6. — URL: <http://www.science-education.ru/ru/article/view?id=16733>. — Дата публикации: 29 декабря 2014.
11. Кравцов, В. В. Коррозия и защита конструкционных материалов / В. В. Кравцов. — Уфа : УГНТУ, 1999. — 157 с. — Текст : непосредственный.
12. Ерошев, С. А. Противокоррозионные свойства водорастворимых полимеров в кислых средах / С. А. Ерошев, В. А. Козловцев, А. В. Навроцкий. — Текст : непосредственный // Известия Волгоградского государственного технического университета. — 2010. — № 2 (62), Вып. 7. — С. 159–163.

13. Защитные свойства ряда ингибиторов сероводородной и углекислотной коррозии стали / Л. Е. Цыганкова, О. А. Фоменков, О. В. Комарова, Абубакер Сакаф Омер. – Текст : непосредственный // Вестник Тамбовского государственного технического университета. – 2008. – Т. 14, № 2. – С. 353–363.
14. Киченко, С. Б. Об ингибиторах сероводородной коррозии, обладающих и не обладающих защитным действием в паровой фазе / С. Б. Киченко, А. Б. Киченко. – Текст : непосредственный // Практика противокоррозионной защиты. – 2007. – № 1 (43). – С. 12–17.
15. Разработка высокоэффективных ингибиторов коррозии комплексного действия как одно из приоритетных направлений мирового научно-технического прогресса / А. И. Габитов, Д. Е. Бугай, Л. З. Рольник, Л. К. Кузнецов // Башкирский химический журнал. – 2009. – Т. 16, № 2. – С. 190–192.
16. Составы ингибиторов коррозии для различных сред / А. Р. Фархутдинова, Н. И. Мукаддисов, А. А. Елпидинский, А. А. Гречухина. – Текст : непосредственный // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – Т. 16, № 4. – С. 272–276.
17. Кашковский, Р. В. Летучие амины — эффективные ингибиторы сероводородной коррозии стали / Р. В. Кашковский – DOI 10.5510/OGP20110200066. – Текст : непосредственный // Научные труды НИПИ Нефтегаз. – 2011. – Т. 2, № 2. – С. 48–54.
18. Кашковский, Р. В. О роли летучих аминов в замедлении сероводородной коррозии стали / Р. В. Кашковский, Ю. И. Кузнецов, Р. К. Вагапов. – Текст : непосредственный // Коррозия : материалы, защита. – 2010. – № 6. – С. 18–22.
19. Кашковский, Р. В. Об особенностях ингибирования летучими аминами сероводородной коррозии стали / Р. В. Кашковский, Ю. И. Кузнецов, Р. К. Вагапов. – Текст : непосредственный // Коррозия : материалы, защита. – 2010. – № 4. – С. 13–18.
20. Промысловые трубопроводы и оборудование : учебное пособие для студентов высших учебных заведений / Ф. М. Мустафин, Л. И. Быков, А. Г. Гумеров [и др.]. – Москва : Недра, 2004. – 662 с. – Текст : непосредственный.
21. Насибуллина, О. А. Ингибиторная защита от коррозии в нефтяной промышленности / О. А. Насибуллина. – DOI 10.17122/ngdelo-2019-1-120-123. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17, № 1. – С. 120–123.

References

1. Semenov, I. V., Florianovich, G. M., & Khoroshilov, A. V. (2010). *Korroziya i zashchita ot korrozii*. 3rd edition, revised and expanded. Moscow, Fizmatlit Publ., 416 p. (In Russian).
2. Kuznetsov, Yu. I., Vagapov, R. K., & Igoshin, R. V. (2010). *Vozmozhnosti zashchity ingibitorami korrozii oborudovaniya i truboprovodov v neftegazovoy promyshlennosti*. Oil and Gas Territory, (1), pp. 34-42. (In Russian).
3. Rakhmankulov, D. L., Zentsov, V. N., Gafarov, N. A., Bugay, D. E., & Gabitov, A. I. (2005). *Ingibitory korrozii. Tom 3. Osnovy tekhnologii proizvodstva otechestvennykh ingibitorov korrozii*. Moscow, Inter Publ., 346 p. (In Russian).
4. Ivanovskiy, V. N. (2010). *Teoreticheskie osnovy protsessov korrozii neftepromyslovogo oborudovaniya. Inzhenernaya praktika*, (6), pp. 4-14. (In Russian).
5. Budkevich, R. L. (2007). *Zashchita oborudovaniya ot korrozii*. Almeteyevsk, Almeteyevsk State Oil Institute Publ., 56 p. (In Russian).
6. Rakhmankulov, D. L., Bugay D. E., & Gabitov A. I. (2007). *Ingibitory korrozii. Tom 4. Teoriya i praktika protivokorroziionnoy zashchity neftepromyslovogo oborudovaniya i truboprovodov*. Moscow, Khimiya Publ., 300 p. (In Russian).
7. Gareev, A. G., Rizvanov, R. G., & Nasibullina, O. A. (2016). *Korroziya i zashchita metallov v neftegazovoy otrasli*. Ufa, Gilem Publ., 352 p. (In Russian).
8. Podoprigora, A. A. (2011). *Issledovanie korroziionnogo razrusheniya poverkhnostey nefteprovodov posle dlitel'noy ekspluatatsii*. Vestnik Yugorskogo gosudarstvennogo universiteta, (4(23)), pp. 105-112. (In Russian).
9. Serebryakov, A. N., & Motuzov, I. S. (2017). Corrosion of oilfield equipment and anti-corrosion techniques applied on the karakuduk oilfield (Western Kazakhstan). *RUDN journal of engineering researches*, 18(2), pp. 174-181. (In Russian).
10. Khaidarova, G. R. (2014). *Ingibitory korrozii dlya zashchity neftepromyslovogo oborudovaniya*. Modern Problems of Science and Education. Surgery, (6). (In Russian). Available at: <http://www.science-education.ru/ru/article/view?id=16733>

11. Kravtsov, V. V. (1999). Korroziya i zashchita konstruktsionnykh materialov. Ufa, Ufa State Petroleum Technological University Publ., 157 p. (In Russian).
12. Eroshchev, S. A., & Kozlov, V. A. & Navrotsky, A. V. (2010). Anticorrosive properties of water-soluble polymers in sour environments. Izvestia Volgograd state technical university, (2(62)), Vypusk 7, pp. 159-163. (In Russian).
13. Tsygankova, L. Ye., Fomenkov, O. A., Komarova, O. V., & Abubaker, Saqqaf Omer (2008). Protective Properties of Some Inhibitors Against Hydrogen Sulfide and Carbonic Acid Steel Corrosion. Transactions of the TSTU, 14(2), pp. 353-363. (In Russian).
14. Kichenko, S. B., & Kichenko, A. B. (2007). About H₂S-corrosion inhibitors having and not having a protective effect in vapor phase. Practice corrosion protection, 1(43), pp. 12-17. (In Russian).
15. Gabitov, A. I., Bugay D. Ye., Rolnik, L. Z., & Kuznetsov L. K. (2009). Development highly effective corrosion inhibitors of complex action as one of priority directions of global scientific and technical progress. Bashkir chemistry journal (Bashkirskii khimicheskii zhurnal), 16(2), pp. 190-192. (In Russian).
16. Farkhutdinova, A. R., Mukatdisov, N. I., Elpidinskiy, A. A., & Grechukhina, A. A. (2013). Sostavy ingibitorov korrozii dlya razlichnykh sred. Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta, 16(4), pp. 272-276. (In Russian).
17. Kashkovskiy, R. V. (2011). Volatile amine-efficient inhibitors of hydrogen sulphide corrosion of steel. Proceedings of "OilGasScientificResearchProjects" Institute, SOCAR, 2(2), pp. 48-54. (In Russian). DOI: 10.5510/OGP20110200066
18. Kashkovskiy, R. V., Kuznetsov, Yu. I., Vagapov, R. K. (2010). O roli letuchikh aminov v zamedlenii serovodorodnoy korrozii stali. Korroziya: materialy, zashchita, (6), pp. 18-22. (In Russian).
19. Kashkovskiy, R. V., Kuznetsov, Yu. I., Vagapov, R. K. (2010). Ob osobennostyakh inhibirovaniya letuchimi aminami serovodorodnoy korrozii stali. Korroziya: materialy, zashchita, (4), pp. 13-18. (In Russian).
20. Mustafin, F. M., Bykov, L. I., Gumerov, A. G. Vasil'ev, G. G., Prokhorov, A. D., Kvyatkovskiy, O. P.,... & Mustafin, F. M. (2004). Promyslovyye truboprovody i oborudovaniye. Moscow, Nedra Publ., 662 p. (In Russian).
21. Nasibullina, O. A. (2019). Inhibitor protection in oil industry. Petroleum Engineering, 17(1), pp. 120-123. (In Russian). DOI: 10.17122/ngdelo-2019-1-120-123

Сведения об авторах

Таранова Любовь Викторовна, к. т. н., доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: taranova@tyuiu.ru

Глазунов Александр Михайлович, к. т. н., доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Землянский Евгений Олегович, к. х. н., доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень,

Мозырев Андрей Геннадьевич, к. т. н., заведующий кафедрой переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Lyubov V. Taranova, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen, e-mail: taranova@tyuiu.ru

Alexander M. Glazunov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen

Evgeny O. Zemlyanskiy, Candidate of Chemistry, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen

Andrey G. Mozyrev, Candidate of Engineering, Head of the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen

Правила подготовки рукописи

1. К предоставляемой рукописи должны быть приложены следующие документы:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

7. Предоставляемая рукопись включает в себя:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Количество литературных ссылок — от 20 источников и более, не считая ссылок на труднодоступные и нормативные источники, а также интернет-ресурсы.

В числе источников должно быть не менее 5 иностранных. Ссылаться нужно в первую очередь на оригинальные источники из научных журналов, включенных в глобальные индексы цитирования. Состав источников должен быть актуальным. В числе источников не должно быть более 10 наименований, автором либо соавтором которых является автор статьи.

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

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

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

12. Плата за опубликование рукописей не взимается.

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

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

Manuscripts presentation requirements

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

The number of references is from 20 sources or more, not counting references to hard-to-reach and normative sources, as well as Internet resources.

Among the references must be at least 5 foreign. It would be desirable to refer to papers published in indexed journals with impact factor.

References must be relevant. Among the sources there should not be more than 10 titles, published by the author or co-author.

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

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

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

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

**Reprinting or fragments thereof may be only with the written
permission of the publisher.**

**Reference to the scientific and technical journal
"OIL AND GAS STUDIES" is obligatory!**

Редактор — А. С. Коленикова
Редактор, дизайнер — Н. В. Шуваева

Тираж 500 экз. Заказ № 2164.
Подписано в печать 09.06.21. Формат 70x108/16.
Уч.-изд. л. 10,87. Усл. печ. л. 14,44.

Центр развития публикационной активности федерального государственного бюджетного
образовательного учреждения высшего
образования «Тюменский индустриальный университет». 625000,
Тюмень, ул. Володарского, 38.
Типография библиотечно-издательского комплекса. 625027,
Тюмень, ул. Киевская, 52.

Editor — Anastasia S. Kolennikova
Editor, designer — Natalya V. Shuvaeva

Number of copies 500. Order No 2093.
Signed to print 09.06.21. Sheet size 70x108/16.
Published sheets 6,96. Conventional printed sheets 10,68.
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.

**Памяти известного российского ученого
Аркадия Романовича Курчикова
(03.03.1954–22.03.2021)**

**In memory of Arkadiy R. Kurchikov,
the famous Russian scientist**



22 марта 2021 года на 68 году жизни скончался доктор геолого-минералогических наук, член-корреспондент РАН, заведующий кафедрой геологии месторождений нефти и газа ТИУ, член редакционной коллегии журнала «Известия высших учебных заведений. Нефть и газ» **Аркадий Романович Курчиков.**

Имя Аркадия Романовича Курчикова известно далеко за пределами Тюменской области и всей России. При его участии реализованы крупные государственные проекты в рамках программ фундаментальных научных исследований Сибирского отделения РАН. Им проведены перспективные исследования в области нефтегазовой гидрогеологии, геологии нефти и газа и геотермии, разработаны новые методики для выполнения масштабных наземных работ в Западной Сибири.

Аркадий Романович — член-корреспондент Российской академии наук, академик МАМР, Заслуженный геолог Российской Федерации, награжден медалью ордена «За заслуги перед Отечеством» II степени.

Аркадий Романович окончил Новосибирский государственный университет по специальности «Механика, прикладная математика». В 1976 году по распределению приступил к работе в Западно-Сибирском научно-исследовательском геологоразведочном нефтяном институте (ЗапСибНИГНИ), где работал до 1996 года в должностях младшего, старшего и ведущего научного сотрудника, заведующего сектором и лабораторией, заместителя директора отделения.

В 1982 году защитил кандидатскую, в 1995 году — докторскую диссертацию. С 1987 года — член Комитета АН СССР (РАН) по геотермическим исследованиям.

В 1996 году Аркадий Романович перешел на работу в Тюменский государственный нефтегазовый университет профессором кафедры гидрогеологии и инженерной геологии. В том же году организовал и возглавил научно-исследовательский институт гидрогеологии и геотермии. В 1998 году после включения ЗапСибНИГНИ в состав ТюмГНГУ был назначен руководителем учебно-научного центра, а в 1999 году стал директором созданного на базе центра Института геологии и геоинформатики.

С 1998 года работал в Сибирском отделении РАН как совместитель в Западно-Сибирском филиале Института геологии нефти и газа (с 2006 года Институт нефтегазовой геологии и геофизики), а с 2001 года в качестве директора названного филиала. Одновременно был заместителем председателя президиума Тюменского научного центра, членом Объединенного учебного совета наук о Земле СО РАН, членом Научного совета РАН по проблемам геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений.

Ушел из жизни прекрасный человек и выдающийся ученый, внесший огромный вклад в развитие отечественной геологической науки.

Редакция журнала выражает глубочайшие соболезнования родным и близким Аркадия Романовича. Скорбим вместе с вами.

Память об Аркадии Романовиче Курчикове навсегда останется в наших сердцах.

*Ректорат ТИУ, коллеги, друзья, единомышленники, ученики
Редакция журнала «Известия высших учебных заведений. Нефть и газ»*