

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 (158)
Март — апрель 2023

2 (158)
March — April 2023

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № 77-14120
Выдано 9 декабря 2002 года Министерством РФ по делам печати,
телерадиовещания и средств массовых коммуникаций

Издание включено в Перечень ведущих рецензируемых научных журналов,
выпускаемых в Российской Федерации, в которых публикуются основные научные
результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук

Учредители журнала

Министерство науки и высшего
образования Российской
Федерации
Российский государственный
университет нефти и газа
(национальный исследовательский
университет) им. И. М. Губкина
Тюменский индустриальный
университет
Уфимский государственный
нефтяной технический
университет
Ухтинский государственный
технический университет
Алметьевский государственный
нефтяной институт

Редакция

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

The Journal Founders

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

Editorial office

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

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

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

Наше издание рассчитано на профессорско-преподавательский состав, аспирантов, студентов вузов, сотрудников научно-исследовательских и проектных институтов, научных центров, инженерно-технический персонал 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:

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

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

Our journal is aimed at the academic stuff, 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:

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

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Дьяконов Александр Анатольевич, д. т. н., доцент, ректор, Альметьевский государственный нефтяной университет, г. Альметьевск

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

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

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

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

Ковенский Илья Моисеевич, д. т. н., профессор, 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, 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

Насыбуллин Арслан Валерьевич, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

EDITORIAL BOARD

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Aleksandr A. Dyakonov, Doctor of Engineering, Associate Professor, Rector, Almet'yevsk State Oil Institute, Almet'yevsk

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

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

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

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

Ilya M. Kovenskiy, Doctor of Engineering, Professor, 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, 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

Arslan V. Nasybullin, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Almeteyevsk State Oil Institute, Almeteyevsk

Alexey A. Nezhdanov, Doctor of Geology and Mineralogy, 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 (People's Republic of China)

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

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

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

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

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

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

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

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

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)

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

СОДЕРЖАНИЕ

Бастриков С. Н. Слово главного редактора	11
Брехунцов А. М. 75 лет тюменской геологии	13

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Абдрашитова Р. Н., Кадыров М. А., Лебедева Р. Г. Гидрогеохимия продуктивных нижнеюрских отложений Талинского месторождения нефти Западной Сибири	15
Брехунцов А. М., Битюков В. Н. Государственный проект освоения Западной Сибири (вторая половина XX века): факты, даты, имена	28

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Кобяшев А. В., Пятков А. А., Захаренко В. А., Елаев И. О., Кушнарев И. Б. Оценка технологической эффективности полимерного заводнения на примере пласта Ю₂ Усть-Тегусской площади месторождения им. Малыка	41
Мусакаев Н. Г., Родионов С. П., Лебедев В. И., Мусакаев Э. Н. Решение обратной задачи в рамках модели D-CRMP с учетом прогнозных свойств	62
Юшков А. Ю., Кардашина О. Н., Казанцев А. Д., Пеплин К. И., Андриуца Д. Ю. Повышение эффективности разработки газовых месторождений с помощью перепуска газа из туронских залежей в сеноманские	83

ХИМИЯ И ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Савченков А. Л., Агаев С. Г., Яковлев Н. С., Таранова Л. В.

Электродепарафинизация масляного рафината

фракции 420–490 °С

97

МАТЕРИАЛЫ И КОНСТРУКЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Пермяков В. Н., Махутов Н. А., Мартынович В. Л., Еренчинов С. А.,
Казанцева Л. А.

**Методики оценки напряженно-деформированных состояний
хрупкими тензочувствительными покрытиями**

116

ЮБИЛЕЙ

**Земенкову Юрию Дмитриевичу, доктору технических наук,
профессору, члену редакционной коллегии**

нашего журнала — 65 лет

129

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке)

133

Правила подготовки рукописи (на английском языке)

136

CONTENTS

Bastrikov S. N. Editorial materials	11
---	-----------

Brekhuntsov A. M. 75 years of the geology of Tyumen region	13
--	-----------

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Abdrashitova R. N., Kadyrov M. A., Lebedeva R. G. Hydrogeochemistry of productive Lower Jurassic deposits of the Talinskoye oil field in Western Siberia	15
--	-----------

Brekhuntsov A. M., Bitjukov V. N. The state project for the development of Western Siberia (second half of the 20th century): facts, dates, names	28
--	-----------

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

Kobyashev A. V., Pyatkov A. A., Zakharenko V. A., Yelaev I. O., Kushnarev I. B. An assessment of the technological effectiveness of polymer flooding: a case study of the J₂ reservoir in the Ust-Tegusskaya area of the Malyka field	41
---	-----------

Musakaev N. G., Rodionov S. P., Lebedev V. I., Musakaev E. N. D-CRMP history matching considering predictive properties	62
---	-----------

Yushkov A. Yu., Kardashina O. N., Kazantsev A. D., Peplin K. I., Andriutsa D. Yu. Improving the efficiency of gas fields development using an interlayer gas flow from Turonian to Cenomanian reservoirs	83
---	-----------

CHEMISTRY AND CHEMICAL TECHNOLOGIES

Savchenkov A. L., Agaev S. G., Yakovlev N. S., Taranova L. V.

Electrical dewaxing of the oil raffinate fraction 420-490 °C 97

MATERIALS AND STRUCTURES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

Permyakov V. N., Makhutov N. A., Martynovich V. L., Erenchinov S. A.,
Kazantseva L. A.

**Methods for assessing stress-strain states of brittle strain sensitive
coatings** 116

ANNIVERSARY

**The 65th anniversary of the birth of Yuri Dmitrievich Zemenkov,
Doctor of Engineering, Professor, member of the editorial board
of the journal "Oil and Gas Studies"**

129

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian) 133

Manuscripts presentation requirements (In English) 136

Уважаемые читатели!

В первое воскресенье апреля в нашем многонациональном и многопрофессиональном могучем государстве Союзе Советских Социалистических Республик с 1966 года отмечался и отмечается в настоящее время в России и в некоторых странах бывшего СССР замечательный праздник специалистов, связанных с геологическими науками и великими свершениями в области освоения земных недр, — День геолога. Я бы назвал этот праздник всенародным во всех отношениях, он касается нас всех вместе и каждого в отдельности, чьи результаты труда направлены на изучение и сохранение нашей планеты Земля, обеспечение могущества государства, создание условий развития и процветания территорий для мирного труда и творческой жизнедеятельности. Отечественная геология богата своими трудовыми традициями, главная из которых — удивлять своими ошеломляющими открытиями, такими как газовый фонтан в Березово и нефтяной в Шаиме, что послужило началом и последующим развитием крупнейшего в мире Западно-Сибирского нефтегазодобывающего комплекса. В 2023 году этот праздник совпал с 75-летним юбилеем тюменской геологии. В связи с этим событием со страниц журнала к вам, наши уважаемые читатели, обратился один из первооткрывателей наших сибирских месторождений, кладовых нефти и газа, Заслуженный геолог Российской Федерации Анатолий Михайлович Брехунцов, который поделился своими воспоминаниями о событиях прошлых лет, о легендарной Главтюменьгеологии, о замечательных людях, которые своим трудом создавали геологический фундамент нашего края. Именно на этом фундаменте знаний о структуре и характере недр, их запасах наше государство строило политику развития нефтегазодобывающей отрасли и смежных отраслей региона, страны, определяло степень своей устойчивости и авторитета в мировом сообществе.

Говоря о геологах-разведчиках недр, уместно вспомнить и о геологах-нефтяниках, о легендарном Главтюменнефтегазе, коллектив которого, переняв эстафету в виде запасов углеводородов

у своих коллег, совершил невероятное — обеспечил извлечение и освоение этих запасов в сложных природно-климатических условиях Западной Сибири и со стартовой добычи нефти в Тюменской области в 209 тыс. тонн в 1964 году довел ее до 415 млн тонн в 1988 году (около 70 % общесоюзной добычи). В этой нефти труд многих тысяч коллективов предприятий и организаций различных отраслей промышленности и сфер деятельности со всех уголков нашей необъятной страны. А впереди были еще многомиллиардные газовые потоки! Это общенародный подвиг!

От всей души поздравляю ветеранов, участников этих исторических событий, представителей молодого поколения, настоящих и будущих строителей нашего общества с замечательным профессиональным праздником — Днем геолога! Я думаю, что все мы чувствуем себя хоть немного геологами, ведь впереди у каждого из нас еще очень много открытий! Как тут не вспомнить слова мичмана Криворучко из телепередачи Никиты Михалкова: «...Если что, мы — геологи!».

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



Уважаемые друзья!

**От всей души поздравляю Вас
с 75-летним юбилеем тюменской геологии!**

15 января 1948 года министр геологии СССР И. И. Малышев подписал приказ о создании Тюменской нефтеразведочной экспедиции. Этот документ, давший старт геолого-геофизическим исследованиям в регионе, навсегда изменил судьбу края. Прошло пять лет, и газовый фонтан в Березово подтвердил прогнозы ученых относительно богатства недр Тюменской земли. За ним последовали новые открытия: Шаим, Мегион, Усть-Балык, которые дали повод говорить о Тюменской области как о втором Баку. Для региона, который до прихода геологов был по сути сельскохозяйственной провинцией, началась новая эпоха. Через тундру, тайгу и болота потянулись дороги, выросли новые города, благодаря открытию месторождений развивались строительство, авиация, судоходство. Тюмень стала столицей крупнейшего в стране нефтегазового региона, центром притяжения талантливых ученых, инженеров, управленцев. К 1991 году число открытых на территории области месторождений увеличилось до 550. Один только Самотлор давал стране 150 млн тонн нефти в год — четверть от всей добычи в

СССР. Уникальное Уренгойское месторождение обеспечивало 50 % всей газодобычи Союза, принося 300 млрд кубометров газа в год. И сегодня доля нефтегазовых доходов в бюджете России составляет 40 %, при этом 95 % природного газа и 60 % нефти добываются на территории большой Тюменской области, в том числе до сих пор разрабатываются месторождения, открытые геологами в 60–80-е годы.

Многотысячной армией легендарной Главтюменьгеологии был создан уникальный производственный комплекс, а имена выдающихся геологов: Рауля-Юрия Эрвье, Фармана Салманова, Николая Ростовцева, Льва Ровнина, Ивана Нестерова, Василия Подшибякина, Николая Григорьева, Николая Глебова и других — навсегда вписаны в историю страны.

Важно сохранить память о подвиге первопроходцев для будущих поколений. В преддверии юбилея мы подготовили и выпустили двухтомник «Люди и недра. К 75-летию тюменской геологии», который объединяет материалы о выдающихся геологах, открывших нефтегазовые горизонты Западной Сибири, и месторождениях, определивших вектор экономического развития страны на многие годы вперед. Кроме того, уже увидели свет первые два тома издательского проекта «Время, отлитое в строки. По страницам газеты “Тюменский геолог”», представляющего собой своеобразную летопись Главтюменьгеологии, которую вели журналисты, начиная с 1964 года. В рамках празднования юбилея мы проводим мероприятия, которые также призваны еще раз подчеркнуть важность вклада тюменских геологов в экономику региона и страны. Это и научно-практическая конференция с участием ведущих ученых Западной Сибири, и полевая олимпиада юных геологов, и песенный фестиваль, и тематическая выставка, и др.

Хочется верить, что у тюменской геологии не только выдающееся прошлое, но и славное будущее. Желаю всем читателям журнала «Известия высших учебных заведений. Нефть и газ» крепкого здоровья, личного счастья, новых открытий, благополучия!

*Анатолий Михайлович Брехунцов,
доктор геолого-минералогических наук, действительный член
Академии горных наук, Заслуженный геолог Российской
Федерации, Лауреат Государственной премии СССР в области науки и
техники, Лауреат премии правительства Российской Федерации
в области науки и техники, Заслуженный общественный деятель
Тюменской области, директор Научно-технического центра
ООО «Многопрофильное научное предприятие «ГЕОДАТА», г. Тюмень*

**Гидрогеохимия продуктивных нижнеюрских отложений
Талинского месторождения нефти Западной Сибири**

Р. Н. Абдрашитова*, М. А. Кадыров, Р. Г. Лебедева

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**abdrashitovarn@tyuiu.ru*

Аннотация. Цель исследования — определить факторы формирования гидрогеохимического облика продуктивных нижнеюрских отложений Талинского месторождения нефти с точки зрения превалирования влияния природных или техногенных факторов. Авторами статьи произведена оценка воздействия на химический состав исследуемых вод таких факторов, как седиментогенез, элизионные и неотектонические процессы, закачка попутно добываемых с нефтью вод. Известно, что вследствие закачки происходит изменение гидрогеохимического равновесия, формируются техногенные гидрогеологические системы. В настоящее время значения минерализации пластовых вод варьируют от 3,7 до 15,3 г/дм³. Объем закаченных вод из вышележащих отложений в продуктивные пласты для поддержания пластового давления составил более 8960,3 тыс. м³ (с 2014 по 2021 гг.). Для достижения поставленной цели были проанализированы генетические коэффициенты различных типов вод (включая закачиваемые), выполнено сравнение полученных коэффициентов. В результате определено, что закачиваемые воды в настоящее время не оказывают значимого воздействия на гидрогеохимический облик продуктивных нижнеюрских отложений Талинского месторождения нефти.

Ключевые слова: минерализация подземных вод, Западно-Сибирский мегабассейн, юрские отложения

Для цитирования: Абдрашитова, Р. Н. Гидрогеохимия продуктивных нижнеюрских отложений Талинского месторождения нефти Западной Сибири / Р. Н. Абдрашитова, М. А. Кадыров, Р. Г. Лебедева. — DOI 10.31660/0445-0108-2023-2-15-27 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2023. — № 2. — С. 15–27.

**Hydrogeochemistry of productive Lower Jurassic deposits
of the Talinskoye oil field in Western Siberia**

Rimma N. Abdrashitova*, Marsel A. Kadyrov, Rushaniya G. Lebedeva

Abstract. The aim of the study is to determine, in terms of the prevalence of influence of natural or technogenic factors, the factors of formation of the hydrogeochemical composition of productive Lower Jurassic deposits of the Talinskoye oil field. During the study, the authors of the article evaluated the effects of sedimentogenesis, elutriation, neotectonic processes and oilfield water injection on the chemical composition of the waters studied. Water injection is known to cause changes in the hydrogeochemical balance and the formation of technogenic hydrogeological systems. Formation water salinities currently range from 3.7 to 15.3 g/dm³. More than 8960.3 thousand m³ of water was injected from overlying sediments into productive formations to maintain reservoir pressure (2014-2021). The authors analysed the genetic coefficients of different types of water (including injected water). Then they compared the coefficients. It was concluded that injected water currently doesn't have a significant impact on the hydrogeochemical appearance of the productive Lower Jurassic reservoirs of the Talinskoye oil field.

Keywords: groundwater mineralization, West Siberian megabasin, Jurassic deposits, rNa/rCl genetic coefficient

For citation: Abdrashitova, R. N., Kadyrov, M. A., & Lebedeva, R. G. (2023). Hydrogeochemistry of productive Lower Jurassic deposits of the Talinskoye oil field in Western Siberia. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 15-27. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-2-15-27

Введение

Исследователи в области нефтегазовой гидрогеологии, экологии последние два десятилетия все больше говорят о поистине огромном масштабе техногенного воздействия на гидрогеологическое поле Западно-Сибирского мегабассейна. С целью поддержания пластового давления объемы отобранных углеводородов компенсируются закачкой в недра подземных и поверхностных вод с составом, температурой, отличными от пластовых вод коллекторов.

Цель исследования — определение природы формирования современного химического состава подземных вод пластов Ю10 и Ю11 нижнеюрского гидрогеологического комплекса Талинского месторождения нефти и оценка влияния природных и техногенных факторов на современное поле минерализации месторождения.

Из пластов Ю10 и Ю11 ведется добыча нефтяных углеводородов, вместо которых для поддержания пластового давления закачивается вода, добываемая из вышележающих отложений. Закачиваемые воды могут быть как пластовыми, так и попутными, добываемыми совместно с нефтью. Объем закаченных в нижнеюрский комплекс вод за последние годы (с 2014 по 2021 гг.) составил, по данным недропользователя, более 8 960,3 тыс. м³.

При закачивании вод в комплекс недропользователь выполняет все требования нормативных законодательных актов в сфере недропользования по предварительной подготовке и очистке вод. Но, несмотря на это, точно прогнозировать процессы взаимодействия в системе «вода — порода» на больших глубинах достаточно сложно.

Объект и методы исследования

Объект исследования — подземные воды пластов Ю10 и Ю11 нижнеюрского гидрогеологического комплекса Западно-Сибирского мегабассейна в пределах Талинского месторождения нефти. Ниже приводится краткое описание геолого-гидрогеологических условий, дающих представление о природе химического состава исследуемых подземных вод.

Талинское месторождение нефти расположено в западной части Ханты-Мансийского автономного округа — Югры. В строении разреза месторождения, как и всего Западно-Сибирского мегабассейна, выделяются три гидрогеологических бассейна [1–4]: кайнозойский, мезозойский и палеозойский.

Исследуемые отложения Ю10 и Ю11 состоят из песчаников серых, гравелитов, конгломератов серых, светло-серых, буровато-серых с редкими прослоями алевролитов и аргиллитов. Общая мощность составляет около 50–80 м, согласно типовому разрезу¹, породы пластов Ю10 и Ю11 залегают на глубинах порядка 2 650–2 700 м [4–6]. Они перекрыты водоупорными породами радомской пачки, представленной битуминозными аргиллитами мощностью около 40 м, а разделяются между собой изучаемые пласты водоупорными породами тогурской пачки, характеризующейся наличием «литологических окон» по площади месторождения. Пласты Ю10 и Ю11 залегают непосредственно в основании осадочного чехла, на фундаменте. В связи с этим отложения Ю10 и Ю11 мы рассматриваем как единую гидродинамическую систему. Фундамент в районе работ характеризуется наличием большого количества разрывных нарушений. Их наличие в фундаменте района работ подтверждается также температурными, газовыми и гидрогеохимическими аномалиями [5–11] и палинологическими данными [12].

К особенностям геологических и гидрогеологических условий Талинского месторождения также можно отнести близость к прибортовой части Западно-Сибирского мегабассейна и наличие 750-метровой толщи глинистых отложений нижнемелового возраста, которая перекрывает юрские отложения, создавая благоприятные условия для метаморфизации вод, активных процессов взаимодействия в системе «вода — порода» в нижнеюрских отложениях.

После отбраковки, выполненной в соответствии с опытом многолетних исследований в пределах других нефтяных месторождений Западной Сибири, для исследований в пределах пластов Ю10 и Ю11 были использованы 35 результатов анализов проб подземных вод. Минерализация варьирует от 3,7 до 15,3 г/дм³, составляя в среднем 8,9 г/дм³.

Подземные воды пластов Ю10 и Ю11 имеют хлоридный натриевый ионно-солевой состав, формула ионно-солевого состава выглядит следующим образом:

¹ Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа: атлас / Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпилемана; сост. Э. А. Ахпа-телов [и др.]. — Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2004. — 148 с.

$$M_{8,9} \frac{Cl 83 HCO_3 15 SO_4 2}{(Na + K) 95 Ca 4 Mg 1} pH 7,6.$$

В таблице 1 приведены среднестатистические показатели химического состава пластовых вод (min — наименьшее значение показателя, max — наибольшее значение показателя, average — среднее значение показателя).

Карта минерализации подземных вод, содержащихся в пластах Ю10 и Ю11, приведена на рисунке 1 (на рисунке рядом с точкой указан номер скважины, из которой произведен отбор проб подземных вод).

Для расчетов и построения карт, приведенных в статье, использовался программный комплекс GST [13], реализующий метод обобщенной сплайн-аппроксимации.

Таблица 1

Статистические характеристики показателей состава подземных вод пластов Ю10 и Ю11 Талинского месторождения нефти

Показатель	Единица измерения	Min	Max	Average
Минерализация	г/дм ³	3,7	15,3	8,9
Na ⁺ + K ⁺	мг/дм ³	1 246,0	5 372,0	3 176,41
Ca ²⁺		10	434,0	111,57
Mg ²⁺		0,0	51,0	17,44
SO ₄ ²⁺		3,0	412,0	78,92
Cl ⁻		1 064	8 369,0	4 385,66
HCO ₃ ³⁻		464,0	2 220,0	1 089,23
Г		0,86	16,07	7,0
Br ⁻		4,20	64,37	27,13
B ⁻		2,98	120,0	17,61
CO ₃ ²⁻		24,0	360,0	115,20
pH	—	6,6	8,4	7,6
rNa/rCl		0,95	1,90	1,17
Cl/Br		101,3	344,43	167,90

Сплайн-аппроксимационные методы применимы и эффективны для решения многих задач, связанных с изучением пространственных закономерностей в изменении свойств геологических объектов.

В настоящее время подземные воды пластов Ю10 и Ю11 представляют собой результат смешения седиментационных вод, накопленных в процессе осадконакопления, элизионных (поровых) вод, отжимаемых из глин в коллекторы по мере увеличения геостатической нагрузки, попутных вод, добываемых вместе с нефтью из апт-альб-сеноманского комплекса и закаченных в нижнеюрский комплекс для поддержания пластового давления при добыче нефти, а также вод палеозойского комплекса и отложений фундамента, залегающих ниже.

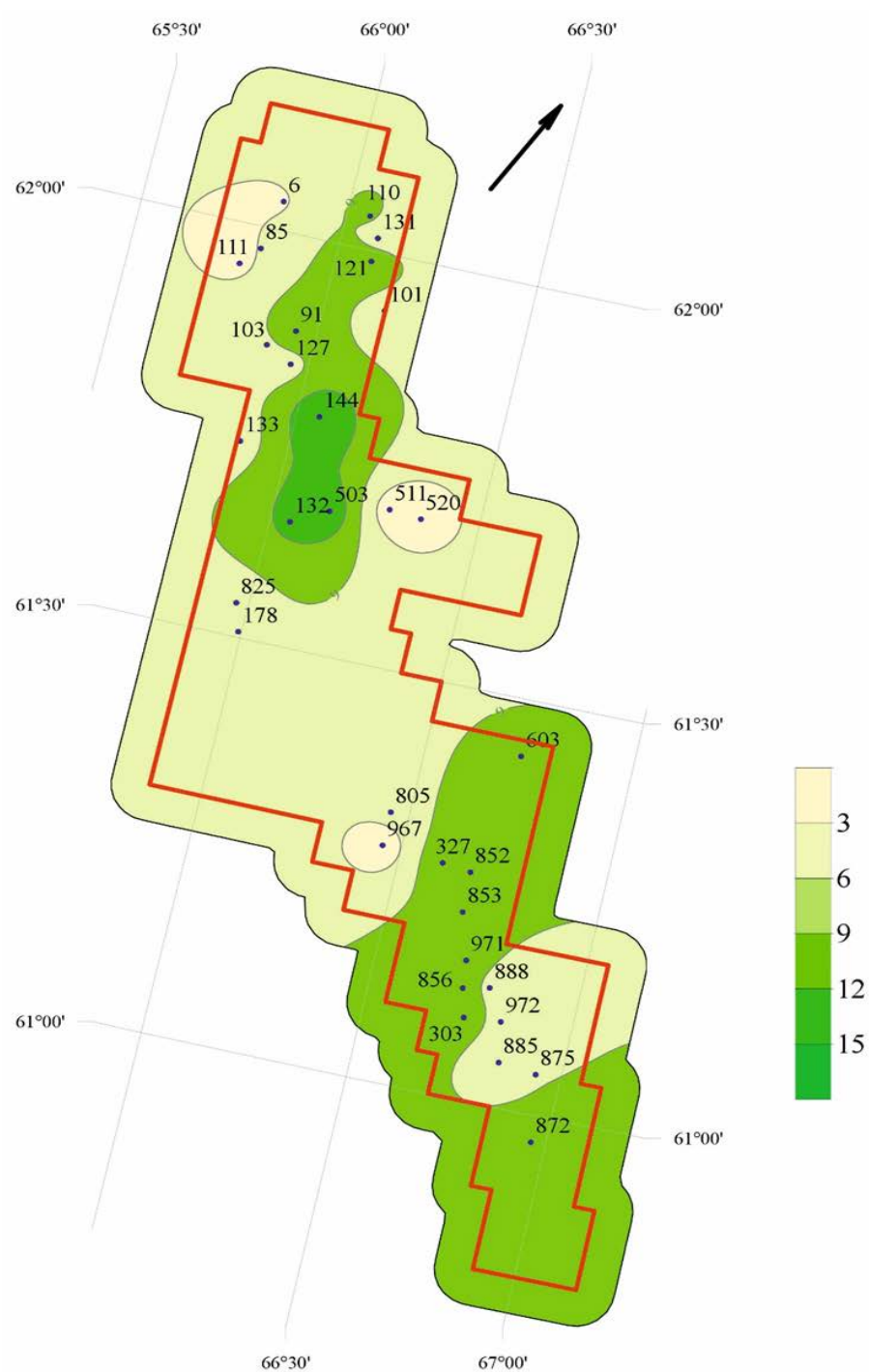


Рис. 1. Карта-схема распределения минерализации подземных вод в пластах Ю10 и Ю11 Талинского месторождения нефти

Для достижения поставленной цели исследования пластовые воды нижнеюрского комплекса были подразделены на 2 группы: с минерализацией менее 7 г/дм³ ($M < 7 \text{ г/дм}^3$) и с минерализацией более 7 г/дм³ ($M > 7 \text{ г/дм}^3$) (табл. 2).

По площади месторождения выделяются 4 участка с наиболее низкой минерализацией: до 6–7 г/дм³. В целом такие низкие значения являются нетипичными для глубин нижней юры в пределах Западно-Сибирского мегабассейна [4–6, 8].

Таблица 2

Статистические характеристики показателей состава подземных вод нижнеюрских отложений с минерализацией менее и более 7 г/дм³ Талинского месторождения нефти

Показатель	Воды ($M < 7 \text{ г/дм}^3$)			Воды ($M > 7 \text{ г/дм}^3$)		
	min	max	average	min	max	average
M	3,7	6,5	5,2	7,1	15,33	10,4
Na ⁺ + K ⁺	1 246	2 415	1 796,5	2 390	5 372	3 767,3
Ca ²⁺	10	120	55,5	18	434	119,4
Mg ²⁺	0	29	12,3	2	51	18,5
SO ₄ ²⁺	3	247	91,7	7	412	79,6
Cl ⁻	2 167,5	1 064	3 333	3 333	8 369	5 315,6
HCO ₃ ⁻	500	1 671	1 004,9	464	2 220	1 123,8
Формула ионно-солевого состава	$\frac{Cl76HCO_324}{(Na + K)95Ca4Mg1}$			$\frac{Cl88HCO_312}{(Na + K)96Ca3Mg1}$		

Примечание: единицы измерения показателей указаны в таблице 1.

В таблицах 3–5 приведены характеристики различных типов вод, которые принимают участие в формировании современного состава пластовых вод нижнеюрского комплекса. Это воды палеозойских отложений, поровые воды и закачиваемые воды. По ионно-солевому составу все воды являются хлоридными натриевыми.

Воды палеозойских отложений, подстилающих изучаемый нижнеюрский комплекс, опробованы в процессе разведки месторождения (см. табл. 3). По составу, так же как воды нижнеюрских отложений, относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу по В. А. Сулину с минерализацией от 3,42 до 12,99 мг/дм³.

Поровые воды — это воды, полученные путем сжатия глинистых пород юрского возраста с помощью гидравлического пресса. Порода были отобраны на Каменном месторождении, непосредственно прилегающем к Талинскому. Поэтому данные, полученные в результате этого эксперимента, были использованы нами для сравнения с составом пластовых вод ниж-

неюрского комплекса (см. табл. 4). По составу поровые воды относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу по В. А. Сулину, имеют минерализацию от 7,3 до 8,5 мг/дм³.

Таблица 3

Статистические характеристики показателей состава подземных вод палеозойских отложений Талинского месторождения нефти

Показатель	Объем выборки	Min	Max	Average
Минерализация	23	3,42	12,99	7,71
Na ⁺ + K ⁺		1 049	5 259,4	2 802,06
Ca ²⁺		1,08	200,4	103,3
Mg ²⁺		25,2	170	91,5
SO ₄ ⁻		2,1	856,6	126,9
Cl ⁻		1 592	7 702	4 199,6
CO ₂ ⁻		6	72	34,9
HCO ₃ ⁻		126,9	1 410,3	794,22
Формула ионно-солевого состава		$\frac{Cl86HCO_310SO_42}{(Na + K)90Mg7Ca6}$		

Примечание: единицы измерения показателей указаны в таблице 1.

Таблица 4

Статистические характеристики показателей состава поровых вод юрских отложений

Показатель	Объем выборки	Min	Max	Average
Минерализация	12	7,3	8,5	7,7
Na ⁺ + K ⁺		2 553,0	2 928,0	2 711,3
Ca ²⁺		60,0	75,0	69,0
Mg ²⁺		23,0	30,0	25,7
SO ₄ ²⁺		456,0	1 152,0	771,7
Cl ⁻		3 049,0	3 751,0	3 330,3
HCO ₃ ⁻		370,0	1 098,0	807,0
Формула ионно-солевого состава		$\frac{Cl76SO_413HCO_311}{(Na + K)95Ca3Mg2}$		

Примечание: единицы измерения показателей указаны в таблице 1.

Также были проанализированы данные по составу закачиваемых в нижнеюрский комплекс вод (см. табл. 5). Воды закачиваются в комплекс с целью поддержания пластового давления. Эти воды добываются вместе с нефтью из вышезалегающего апт-альб-сеноманского комплекса. Они отно-

сятся к гидрокарбонатно-натриевому типу по В. А. Сулину, значение минерализации варьирует от 12,2 до 12,5 г/дм³.

Таблица 5

**Статистические характеристики показателей состава
закачиваемых в нижеюрский комплекс вод**

Показатель	Объем выборки	Min	Max	Average
Минерализация	5	12,2	12,5	12,3
Na ⁺ + K ⁺		4 280	4 375	4 327,5
Ca ²⁺		109	256	182,5
Mg ²⁺		16	30	23
SO ₄ ²⁺		н/обн	17	8,5
Cl ⁻		5 674	6 454	6 064
HCO ³⁻		1 281	1 854	1 567,5
Формула ионно- солевого состава		$\frac{Cl87HCO_313}{(Na + K)94Ca5Mg1}$		

Примечание: единицы измерения показателей указаны в таблице 1.

Согласно многочисленным исследованиям в области гидрогеологии глубоких горизонтов, каждому этапу взаимодействия воды с горными породами соответствует определенная ассоциация вторичных образований и особый ионно-солевой состав подземных вод.

Если рассматривать палеогеографические условия формирования подземных вод, то Западная Сибирь в течение ранней юры (время формирования пластов Ю10 и Ю11) характеризовалась континентальным режимом осадконакопления, но при этом происходила неоднократная смена континентальных условий переходными и, вполне вероятно, морскими. На Талинской площади доказательством этого являются находки микрофауны и микрофитопланктона в разрезах скважин [9, 13]. Сформировавшиеся и накопленные в таких палеогеографических условиях пластовые воды на настоящий момент после полного цикла метаморфизации состава должны были бы иметь минерализацию более 10 г/дм³ и относиться к хлоридно-кальциевому типу (по В. А. Сулину: $rNa/rCl < 1$, $(rCl-rNa)/rMg > 1$), что выполняется в центральной части Западно-Сибирского мегабассейна [1, 4], но в пределах района исследований такую картину мы не наблюдаем, воды в основном относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу по В. А. Сулину ($rNa/rCl > 1$, $(rNa-rCl)/rSO_4 > 1$).

Для понимания генезиса подземных вод нефтегазовых горизонтов используются следующие коэффициенты: rNa/rCl , $rCl/rHCO_3$, $rCa + rMg/rHCO_3$, rCa/rNa . Значения величин компонентов используются в форме мг-экв/дм³, что обозначено буквой «г». Данная форма образуется путем деления величин в мг/дм³ на соответствующий молекулярный вес ионов.

Перечисленные коэффициенты позволяют оценить степень метаморфизации вод [4, 14].

Результаты и обсуждение

Результаты расчетов генетических коэффициентов для пластовых (с минерализацией менее и более 7 г/дм³), поровых вод, вод палеозойских отложений и закачиваемых вод приведены в таблице 6.

Таблица 6

Генетические коэффициенты, характеризующие состав пластовых, поровых вод, вод палеозойских отложений и закачиваемых вод

Генетический коэффициент	Воды (М < 7 г/дм ³)	Воды (М > 7 г/дм ³)	Поровые воды	Подземные воды палеозойских отложений	Закачиваемые воды
М средняя, г/дм ³	5,17	10,44	7,7	7,71	12,3
rNa/rCl	1,3	1,09	1,24	1,03	1,09
rCa/rNa	0,03	0,04	0,03	0,04	0,05
rCl/rHCO ₃	3,7	8,13	9,5	9,09	6,6
$\frac{rCa + rMg}{rHCO_3}$	1,02	0,41	0,5	0,99	3,6

Пластовые воды нижнеюрского комплекса с пониженной минерализацией (5,17 г/дм³), предположительно, наиболее близки по ионно-солевому составу к поровым водам. В составе одинаковая доля участия хлорид-ионов — 76 %-экв и ионов натрия и калия — 95 %-экв. Также близки значения rNa/rCl генетического коэффициента — 1,3 и 1,24. Совпадают значения коэффициента rCa/rNa — 0,03. При этом разница в значениях коэффициента rCa + rMg/rHCO₃ значительная, данный коэффициент для поровых вод (0,5) в 2 раза ниже, чем для пластовых (1,02). Также отличаются rCl/rHCO₃ коэффициенты в 2,6 раза (3,7 — для пластовых вод с пониженной минерализацией и 9,5 — для поровых вод). Предположительно, поровые воды, получившие широкое распространение в пределах района исследований в связи с развитием элизионной водонапорной системы, оказали значимое влияние на формирование ионно-солевого состава пластовых вод с пониженной минерализацией в нижнеюрском гидрогеологическом комплексе.

Соотношение ионов в пластовых водах нижнеюрского гидрогеологического комплекса с минерализацией 10,44 г/дм³ достаточно близко к такому соотношению в водах палеозоя и закачиваемых водах. В первую очередь это касается доли участия хлорид-ионов. Также почти одинаковы значения rNa/rCl генетического коэффициента: пластовые воды — 1,09,

подземные воды палеозойских отложений — 1,03, закачиваемые воды — 1,09 и rCa/rNa коэффициента: пластовые воды — 0,04, подземные воды палеозойских отложений — 0,04, закачиваемые воды — 0,05. Значительно различаются $rCl/rHCO_3$ и $rCa + rMg/rHCO_3$. На наш взгляд, эти различия объясняются наличием суммарного влияния других факторов, действием флюидо-гидрогеодинамических процессов, которые «накладывались» на процессы ионного обмена в системе «вода — порода» на протяжении всей истории развития территории.

Значение коэффициента $rCa + rMg/rHCO_3$ закачиваемых вод (3,6) значительно отличается от этого же значения для остальных типов вод, которые получили распространение в данном комплексе. Во всех остальных типах вод данный коэффициент находится в пределах 0,41–1,02, что, по всей видимости, свидетельствует о превалировании влияния на изменчивость минерализации природных факторов формирования.

По наиболее значимым генетическим коэффициентам пластовые воды нижеюрского комплекса с пониженной минерализацией близки к поровым, а пластовые воды с минерализацией более 7 г/дм³ — к водам палеозойских отложений и закачиваемым. Таким образом, появление участков опреснения пластовых вод нижеюрского комплекса, вероятнее всего, связано с функционированием элизионной водонапорной системы, отжимом поровых вод.

Выводы

- Подземные воды пластов Ю10 и Ю11 юрских отложений Талинского месторождения нефти Западно-Сибирского мегабассейна по результатам 35 анализов проб отнесены к хлоридным натриевым водам по ионно-солевому составу и гидрокарбонатно-натриевому типу по В. А. Сулину ($rNa/rCl > 1$, $(rNa-rCl)/rSO_4 > 1$). Построенная по значениям минерализации карта-схема демонстрирует неоднородность поля распределения минерализации. Среднее значение этого показателя составляет 8,9 г/дм³, при интервале варьирования от 3,7 до 15,3 г/дм³. Значения rNa/rCl и Cl/Br коэффициентов составили в среднем 1,17 и 167,90, что свидетельствует о достаточной высокой степени метаморфизации состава вод.

- Величины наиболее значимых генетических коэффициентов пластовых вод нижеюрского комплекса с пониженной минерализацией близки к поровым водам: rNa/rCl генетический коэффициент, соответственно, составил 1,3 и 1,24, rCa/rNa — 0,03. Пластовые воды нижеюрского комплекса с минерализацией более 7 г/дм³ наиболее близки по составу к водам палеозойских отложений и закачиваемым водам: rNa/rCl коэффициент для пластовых вод с повышенной минерализацией составил 1,09, подземных вод палеозойских отложений — 1,03, закачиваемых вод — 1,09, rCa/rNa коэффициент для этих трех типов вод составил 0,04–0,05. Полученные коэффициенты позволяют сделать предположение, что действие природных факторов на данном этапе развития превалирует над действием

техногенного фактора — закачки попутных вод из вышележащих отложений. Вычисленные генетические коэффициенты для закачиваемых вод позволяют утверждать, что закачиваемые воды в настоящее время не оказывают значимого воздействия на гидрогеохимический облик продуктивных нижнеюрских отложений Талинского месторождения нефти Западной Сибири, что, возможно, связано с их близким составом к пластовым водам.

Список источников

1. Гидрогеология СССР. Том XVI. Западно-Сибирская равнина : (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская обл.) / Под редакцией В. А. Нуднер. — Москва : Недра, 1970. — 367 с. — Текст : непосредственный.
2. Матусевич, В. М. Геодинамическая концепция в современной гидрогеологии на примере Западно-Сибирского мегабассейна / В. М. Матусевич, Р. Н. Абдрашитова. — Текст : непосредственный // Фундаментальные исследования. — 2013. — № 4–5. — С. 1157–1160.
3. Матусевич, В. М. Геодинамика водонапорных систем Западно-Сибирского нефтегазонасного бассейна / В. М. Матусевич, О. В. Бакуев. — Текст : непосредственный // Советская геология. — 1986. — № 2. — С. 117–122.
4. Матусевич, В. М. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазонасности Западно-Сибирского мегабассейна / В. М. Матусевич, А. В. Рыльков, И. Н. Ушатинский. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2005. — 225 с. — Текст : непосредственный.
5. Abdrashitova, R. N. Causes of Variability in Groundwater Salinity of the Lower Jurassic Sediments in the Talinskoye Oilfield of West Siberia / R. N. Abdrashitova, M. A. Kadyrov. — Text : electronic // Sustainability. — 2022. — Vol. 14, Issue 13. — URL: <https://doi.org/10.3390/su14137675>. — Published: June, 23, 2022.
6. Abdrashitova, R. N. Structure of the hydrogeological field of the Krasnoyarsk arch / R. N. Abdrashitova, Y. I. Salnikova. — Text : electronic // IOP Conference Series : Earth and Environmental Science. September, 28–29, 2018. — Tyumen. — Vol. 181. — URL: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/181/1/012001>.
7. Абукова, Л. А. Флюидодинамика глубокопогруженных зон нефтегазонакопления осадочных бассейнов / Л. А. Абукова, Ю. А. Волож. — DOI 10.15372/GiG2021132. — Текст : непосредственный // Геология и геофизика. — 2021. — Т. 62, № 8. — С. 1069–1080.
8. Дюнин, В. И. Гидродинамика глубоких горизонтов нефтегазонасных бассейнов / В. И. Дюнин ; Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова. — Москва : Научный мир, 2000. — 472 с. — Текст : непосредственный.
9. Курчиков, А. Р. Современные представления о гидрогеохимических условиях глубоких горизонтов Западно-Сибирского мегабассейна / А. Р. Курчиков, А. Г. Плавник. — Текст : непосредственный // Горные ведомости. — 2016. — № 5–6 (144–145). — С. 74–85.
10. Лукин, А. Е. Литогенез и нефтеносность юрских терригенных отложений Среднеширотного Приобья / А. Е. Лукин, О. М. Гарипов. — Текст : непосредственный // Литология и полезные ископаемые. — 1994. — № 5. — С. 65–85.
11. Гидрогеохимия доюрских комплексов Западной Сибири / Д. А. Новиков, Ф. Ф. Дульцев, А. В. Черных [и др.]. — DOI 10.15372/GiG2019145. — Текст : непосредственный // Геология и геофизика. — 2020. — Т. 61, № 11. — С. 1561–1576.

12. Чепиков, К. Р. К вопросу о самостоятельности палеозойского комплекса Западной Сибири по данным палинологического анализа нефтей / К. Р. Чепиков, Л. П. Климушина, А. М. Медведева. – Текст : непосредственный // Породы-коллекторы нефти и газа. – Москва : Наука, 1980. – С. 84–94.
13. Плавник, А. Г. Обобщенная сплайн-аппроксимационная постановка задачи картирования свойств геологических объектов / А. Г. Плавник. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51, № 7. – С. 1027–1037.
14. Ходжакулиев, Я. А. Палеогидрогеологические исследования при поисках нефти и газа / Я. А. Ходжакулиев, Л. А. Абукова. – Москва : Недра, 1985. – 208 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Nudner, V. A. (1970). *Gidrogeologiya SSSR. Tom XVI. Zapadno-Sibirskaya ravnina: (Tyumenskaya, Omskaya, Novosibirskaya i Tomskaya obl.)*. Moscow, Nedra Publ., 368 p. (In Russian).
2. Matusevich, V. M., & Abdrashitova, R. N. (2013). Geodynamic concept in modern hydrogeology (illustrated West Siberian megabasin). *Fundamental Research*, (4-5), pp. 1157-1160. (In Russian).
3. Matusevich, V. M., & Bakuev, O. V. (1986). *Geodinamika vodonapornykh sistem Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo basseyna*. Sovetskaya Geologiya, (2), pp. 117-122. (In Russian).
4. Matusevich, V. M., Ryl'kov, A. V., & Ushatinskiy, I. N. (2005). *Geoflyuidal'nye sistemy i problemy neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskogo megabasseyna*. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 225 p. (In Russian).
5. Abdrashitova, R. N., & Kadyrov, M. A. (2022). Causes of Variability in Groundwater Salinity of the Lower Jurassic Sediments in the Talinskoye Oilfield of West Siberia. *Sustainability*, 14(13). (In English). Available at: <https://doi.org/10.3390/su14137675>
6. Abdrashitova, R. N., & Salnikova, Y. I. (2018). Structure of the Hydrogeological Field of the Krasnoleninsky Arch. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, Vol. 181, September, 28-29, 2018. Tyumen. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/181/1/012001>
7. Abukova, L. A., & Volozh, Y. A. (2021). Fluid geodynamics of deeply buried zones of oil and gas accumulation in sedimentary basins. *Russian Geology and Geophysics*, 62(8), pp. 878-886. (In English). DOI: 10.2113/RGG20214348
8. Dyunin, V. I. (2000). *Gidrodinamika glubokikh gorizontov neftegazonosnykh basseynov*. Moscow, Nauchnyy mir Publ., 472 p. (In Russian).
9. Kurchikov, A. R., & Plavnik, A. G. (2016). *Sovremennye predstavleniya o gidrogeokhimicheskikh usloviyakh glubokikh gorizontov Zapadno-Sibirskogo megabasseyna*. Gornye Vedomosti, (5-6(144-145)), pp. 74-85. (In Russian).
10. Lukin, A. E., & Garipov, O. M. (1994). *Litogenez i neftenosnost' yurskikh terrigennykh otlozheniy Sredneshirotnogo Priob'ya*. Litologiya i poleznye iskopaemye, (5), pp. 65-85. (In Russian).
11. Novikov, D. A., Dultsev, F. F., Chernykh, A. V., Khilko, V. A., Yurchik, I. I., & Sukhorukova, A. F. (2020). Hydrogeochemistry of pre-Jurassic aquifers in West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 61(11), pp. 1561-1576. (In Russian). DOI: 10.15372/GiG2019145

12. Chepikov, K. R., Klimushina, L. P., & Medvedeva, A. M. (1980). K voprosu o samostoyatel'nosti paleozoyskogo kompleksa Zapadnoy Sibiri po dannym palinologicheskogo analiza neftey. Porody-kollektory nefti i gaza. Moscow, Nauka Publ., pp. 84-94. (In Russian).

13. Plavnik, A. G. (2010). Obobshchennaya splayn-approksimatsionnaya postanovka zadachi kartirovaniya svoystv geologicheskikh ob'ektov. Russian Geology and Geophysics, 51(7), pp. 1027-1037. (In Russian).

14. Khodzhakuliev, Y. A., & Abukova, L. A. (1985). Paleogidrogeologicheskie issledovaniya pri poiskakh nefti i gaza. Moscow, Nedra Publ., 208 p. (In Russian).

Информация об авторах

Абдрашитова Римма Наильевна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, abdrashitovarn@tyuiu.ru

Кадыров Марсель Алмазович, аспирант кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Лебедева Рушания Габдулловна, старший преподаватель кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Rimma N. Abdrashitova, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, abdrashitovarn@tyuiu.ru

Marsel A. Kadyrov, Postgraduate at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

Rushaniya G. Lebedeva, Senior Lecturer at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 22.02.2023; одобрена после рецензирования 13.03.2023; принята к публикации 31.03.2023.

The article was submitted 22.02.2023; approved after reviewing 13.03.2023; accepted for publication 31.03.2023.

Государственный проект освоения Западной Сибири (вторая половина XX века): факты, даты, имена

А. М. Брехунцов*, В. Н. Битюков

г. Тюмень, Россия
*ntc@mnpgedata.ru

Аннотация. Освоение Западной Сибири — один из наиболее масштабных научно-производственных и социально-экономических проектов страны в XX веке. Государственный подход, научное обоснование, производство необходимого оборудования, организация транспорта и геологоразведочные работы увязывались в единый комплексный проект союзного масштаба. В составе Министерства геологии СССР было создано Главное управление по разведке нефти и газа, а 15 января 1948 года был подписан приказ об организации в Тюмени первой нефтеразведочной экспедиции. В январе 1950 года научно-техническим советом Министерства геологии СССР был принят генеральный план изучения и освоения Западно-Сибирской плиты, в том числе размещение на ее территории 26 опорных скважин, региональных сейсмических профилей и проведение поисковых работ в районе опорных скважин. В результате были открыты газовые месторождения Березовского района, а несколькими годами позже нефтяные — Шаимское, Мегионское и Усть-Балыкское. Эффективная организация работ и государственный подход позволили в короткие сроки открыть крупные запасы нефти в Широтном Приобье и уникальные запасы природного газа на севере Западной Сибири. В декабре 1963 года было принято специальное постановление Совета Министров СССР о подготовке к пробной эксплуатации месторождений, о создании инфраструктуры для развития геологии и нефтедобычи, научно-исследовательского и индустриального институтов. Достижения геологов обеспечили необходимую базу для создания крупнейшего топливно-энергетического комплекса. С ним связывалось социальное и экономическое развитие региона и страны в целом.

Ключевые слова: Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция, геологоразведочные работы, месторождения нефти и газа, опорное бурение, нефтеразведочная экспедиция, добыча нефти и газа

Для цитирования: Брехунцов, А. М. Государственный проект освоения Западной Сибири (вторая половина XX века): факты, даты, имена / А. М. Брехунцов, В. Н. Битюков. — DOI 10.31660/0445-0108-2023-2-28-40 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2023. — № 2. — С. 28–40.

The state project for the development of Western Siberia (second half of the 20th century): facts, dates, names

Anatoly M. Brekhuntsov*, Vladimir N. Bityukov

Tyumen, Russia
*ntc@mnpgedata.ru

Abstract. The development of Western Siberia is one of the most large-scale scientific and production and socio-economic projects of the country in the 20th century. The state approach, scientific justification, production of necessary equipment, organization of transport and geological exploration work were linked into a single complex project of Union scale. Main Department of oil and gas exploration was organized in the Ministry of geology of USSR, and on January 15, 1948 there

was signed an order on organization of the first oil exploratory expedition in Tyumen. In January 1950, the Scientific and Technical Council of the Ministry of Geology of the USSR adopted a master plan for the study and development of the West Siberian plate, including the placement on its territory of 26 anchor wells, regional seismic profiles, and carrying out prospecting in the area of anchor wells. As a result, gas fields were discovered in the Berezhovskiy area, and a few years later, Shaimskoye, Megionskoye, and Ust-Balykskoye oil fields were discovered. Efficient organization of works and state approach enabled to discover in a short time large oil reserves in Shirochnoye Priobie and unique natural gas reserves in the north of Western Siberia. In December 1963, a special Resolution of the USSR Council of Ministers was adopted to prepare for pilot production of the fields, to create an infrastructure for the development of geology and oil production, as well as scientific research and industrial institutes. The achievements of geologists provided the necessary basis for the creation of the largest fuel and energy complex. Social and economic development of the region and the country as a whole was associated with it.

Keywords: West Siberian oil and gas province, exploration, oil and gas fields, reference drilling, oil exploration expedition, oil and gas production

For citation: Brekhuntsov, A. M., & Bitukov, V. N. (2023). The state project for the development of Western Siberia (second half of the 20th century): facts, dates, names. Oil and Gas Studies, (2), pp. 28-40. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-2-28-40

Введение

Открытие и освоение Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции — один из наиболее масштабных научно-производственных и социально-экономических проектов нашей страны в XX веке. До 1950-х годов Западная Сибирь оставалась в основном сельскохозяйственной территорией на юге. Население севера в двух округах — будущих мировых центрах нефтегазодобычи — составляло всего около 60 тысяч постоянных жителей. Выявленные запасы нефти и газа позволили создать мощную минерально-сырьевую базу, за короткий срок был сформирован крупнейший в СССР топливно-энергетический комплекс. Страна вышла в лидеры по разведанным запасам и добыче углеводородного сырья, получила необходимые ресурсы для развития народного хозяйства, в том числе огромной малозаселенной и хозяйственно неосвоенной территории Тюменской области. На территории региона выросли новые города, организованы новые производственные и транспортные предприятия, научные и учебные центры.

Государственный подход

Государственный приоритет в исследовании недр приблизил открытие и применение нефти и газа в энергетике и химическом производстве. Определение цели и постановка задач сделали работу по формированию в стране новой минерально-сырьевой базы максимально организованной. Государственный подход обеспечивал достижение результата. Научное обоснование и производство необходимого оборудования, станков, инструмента, организация транспортной инфраструктуры и непосредственно геологоразведочные работы увязывались в единый комплексный проект союзного масштаба. Наука была частью производственного процесса: в состав производственного предприятия Главтюменьгеология входили

научно-исследовательские институты: ЗапСибНИГНИ, ЗапСибБурНИПИ и ЗапСибВНИИГеофизика. Наука была интегрирована с производством на общесоюзном уровне. Всего в состав Министерства геологии СССР в 80-е годы входили 42 научно-исследовательских и проектных института.

30–40-е годы — начало работ

В начале 1931 года на чрезвычайной сессии Академии наук начальник Главного геологического управления (1930) И. М. Губкин высказался о необходимости поисков нефти на восточном склоне Урала.

В интервью газете «Правда» 14 июня 1932 года, озаглавленном «О новых данных о богатейших запасах нефти на востоке» он предлагал: «...необходимо вдоль всего восточного склона Урала произвести ряд разведочных работ. Необходимо в первую очередь пустить геофизику, гравиметрию, сейсмометрию. Нужно поперек восточного склона Урала сделать ряд геофизических ходов, а за ними пустить ряд буровых скважин, чтобы данные геофизики проверить данными глубокого бурения... Перспективы и значение разработки нефти в этих районах огромны. Добыча в этих районах может обеспечить не только потребности Урало-Кузнецкого комбината, но и всего народного хозяйства СССР» [1].

Вторая советская пятилетка (1933–1937 гг.) стала значимым этапом для исследователей Западной Сибири. В геологическом изучении Севера большая роль отводилась Обскому тресту Главного управления Северного морского пути. Намеченные капиталовложения наряду с развитием пассажирского и промыслового флота предусматривали финансирование горного дела. Авиагруппа полярной авиации Главсевморпути направляла самолеты на север области, начал действовать аэропорт в г. Тюмени. С целью выявления характера выходов нефти, обнаруженных вдоль рек Большой Юган и Белой, в январе 1935 года в Сургутский и Верхне-Тавдинский районы, в то время Омской области, отправляется геологоразведочная экспедиция треста «Востокнефть» [1]. В телеграмме, направленной из Сургута в редакцию областной газеты «Советский Север», руководитель экспедиции В. Г. Васильев напишет: «Указание выхода нефти Югане подтвердилось тчк. Необходимы детальные геологоразведочные работы тчк. Геолог Васильев». Результаты работ были представлены в Москве на конференции геологов Западной Сибири под председательством академика И. М. Губкина.

В резолюции XVIII съезда Всесоюзной коммунистической партии (б) по «Третьему пятилетнему плану развития народного хозяйства СССР» (1938–1942 гг.) была поставлена задача «...обеспечить развертывание геолого-поисковых и разведочных работ в новых районах добычи нефти: между Волгой и Уралом, в Сибири, на Дальнем Востоке, на Украине, в Средней Азии и Казахской ССР» [2]. Одним из первых о необходимости поиска западно-сибирской нефти заявил В. М. Сеньюков, заместитель начальника Главного геологического управления Наркомата топливной промышленности СССР. В. М. Сеньюков был одним из инициаторов внед-

рения в практику геологоразведочных работ на нефть и газ методом опорного глубокого бурения. Им был разработан план строительства 21 опорной скважины на территории СССР, три из которых планировалось пробурить в Тюменской области (Березовская, Тазовская и Покурская) [3].

В 1940 году в Западно-Сибирской низменности планировалось подготовить к заложению несколько скважин с целью поиска нефтяных залежей в мезокайнозое и палеозое. В формулировании задач и их реализации в те годы стояли люди государственного мышления. В первую очередь это заместитель, а затем народный комиссар нефтяной промышленности СССР Н. К. Байбаков; председатель Комитета по делам геологии при Совете Народных Комиссаров СССР (СНК) И. И. Малышев; начальник Главгеологии Народного комиссариата топливной промышленности СССР (Наркомтопа) В. М. Сеньюков; главный геолог Главнефтеразведки Наркомтопа Г. Х. Дикенштейн; начальник бюро «Сибнефти» Главгеологии Наркомтопа Г. Е. Рябухин; а также ответственные работники Западно-Сибирского геологоразведочного треста Наркомтопа, Западно-Сибирского геологоразведочного управления, Комитета по делам геологии при СНК СССР, Государственного Союзного геофизического треста, Союзгазразведки, Нефтегазосъемки, Нефтяного научно-исследовательского геологоразведочного института Наркомтопа (НГРИ), Западно-Сибирского филиала Академии наук СССР, Геологического института Академии наук СССР, Томского индустриального института, Томского государственного университета.

Энтузиасты сибирской нефти получили гарантии на проведение полного цикла работ — от геофизических исследований до глубокого бурения. В Сибирь направлялось 50 геологических, геофизических и топографических партий, в 10 районах приступали к глубокому бурению. Отмечалось, что грандиозная по площади Западно-Сибирская низменность — одна из самых перспективных геологических областей в Сибири по нефтеносности. Развернуть поиски в тех масштабах, которые планировались, помешала война. Однако геологическая служба страны не свертывала своей деятельности. В июне 1942 года начальник Главнефтеразведки Г. Е. Дикенштейн подписал приказ «О форсировании нефтеразведочных работ на нефть в Западной Сибири». В 1946 году Комитет по делам геологии был преобразован в Министерство геологии СССР. Министром был назначен И. И. Малышев, работавший в 1930-е годы заместителем И. М. Губкина в Главном геологическом управлении Наркомата топливной промышленности. В составе Министерства был создан целый ряд геологических управлений, в том числе Главное управление по разведке нефти и газа, которому было поручено усилить нефтегазопроисковые работы на территории Сибири. Программу бурения опорных скважин правительство принимало специальным постановлением № 115 от 24 января 1947 года. В течение двух лет правительство подкрепило этот документ несколькими важными решениями, которые касались системы оплаты труда, выпуска долот для бурения скважин, развития геофизики, увеличения обработки керна, научного

сопровождения работ. Под опорное бурение был организован Московский филиал Всесоюзного нефтяного научно-исследовательского геологоразведочного института (ВНИГРИ). Совет Министров СССР принял также целевую программу поисково-разведочных работ в восточных районах страны (Постановление № 3573 от 14 октября 1947 года) и возложил ее реализацию на Министерство геологии СССР. Эти два постановления 1947 года о разворачивании региональных геологоразведочных работ стали поворотным пунктом в энергетической политике страны. В канун 1948 года министр геологии СССР И. И. Малышев утвердил решение о бурении опорных скважин и проведении комплексных геофизических работ (гравиметрия, магнитная съемка, региональные электроразведочные и сейсморазведочные работы). Первоочередными были районы городов Тюмени, Барабинска, Колпашево, Тавды, Тобольска, Тары, районы в среднем течении рек Кеть, Васюган и Вах, в устье рек Иртыш и Вах [4].

Тюменская нефтеразведочная экспедиция

15 января 1948 года был подписан приказ об организации в Тюмени первой нефтеразведочной экспедиции. Тюменскую опорную скважину Р-1 бурила специально командированная бригада из треста «Грознефть». Ее возглавлял опытный мастер Б. Н. Мелик-Карамов, в состав бригады в Тюмени был принят бурильщиком Н. И. Григорьев, ставший впоследствии легендой тюменской геологии, Героем Социалистического Труда [4]. Испытание скважины Р-1 проводилось с октября 1950 по январь 1953 гг. под руководством главного геолога Тюменской геологоразведочной экспедиции М. В. Шалавина. Во время практики на этой скважине работал помощником бурильщика студент геологоразведочного факультета Азербайджанского индустриального института Фарман Салманов. В январе 1950 года научно-техническим советом Министерства геологии СССР был принят генеральный план изучения и освоения Западно-Сибирской плиты, в том числе размещение на ее территории 26 опорных скважин, региональных сейсмических профилей и проведение поисковых работ в районе опорных скважин.

Основной объем работ планировался в южных районах, вдоль «культурной полосы» Транссибирской магистрали. Здесь можно было найти рабочие кадры, существовали дороги. Районы севернее 62 широты не рассматривались. А именно в том направлении нарастала мощность перспективных мезокайнозойских отложений. По настоянию Н. Н. Ростовцева план был скорректирован на самом высоком уровне. На севере области разрешалось бурение четырех опорных скважин в дополнение к запланированным ранее. Первую заложили в Ханты-Мансийске. В том же году Колпашевской экспедицией Новосибирского треста было начато бурение опорной скважины в селе Покур Сургутского района.

Планы по ликвидации работ и первые открытия

Период с 1951 по 1960 гг. можно охарактеризовать как период первых открытий, сыгравших решающую роль в определении направлений поиска нефти и газа. В Тюменской области был организован трест по поискам и разведке нефти и газа «Тюменьнефтегеология». Все чаще стали появляться материалы о перспективных районах на Севере, в частности отчет Северной геологической экспедиции Западно-Сибирского филиала Академии наук (1952), в котором в качестве практических предложений Министерству геологии рекомендуются комплексные геофизические исследования вдоль строящейся дороги Салехард — Игарка (501 стройка ГУЛАГа), по долинам рек Таз, Пур и Надым, а также опорное бурение в некоторых северных районах.

Однако геологоразведка в тот период наткнулась на серьезные организационные трудности, связанные со сменой руководства в стране. Законом от 15 марта 1953 года Министерство геологии было упразднено [5]. Все работы по опорному бурению были переданы в Министерство нефтяной промышленности, которое считало нецелесообразным финансирование поисков нефти и газа в центральных и труднодоступных северных районах Сибири и предлагало направить геолого-поисковые работы в южные районы, где были выявлены структуры. Предлагалось ликвидировать нефтепоисковые работы в заполярной части СССР и на севере Западно-Сибирской низменности. Ханты-Мансийская геофизическая экспедиция была передана в состав Тюменской. Прекращено бурение Ханты-Мансийской и Покурской опорных скважин, не достигших проектной глубины. Такая же участь ожидала и Березовскую опорную скважину, которую бурили с 1952 года. Буровая партия уже начала передавать кадры и имущество Тюменской геофизической экспедиции [4], однако 21 сентября 1953 года на скважине ударил газовый фонтан. Геологов, уже уходящих с севера со всем своим имуществом, было решено немедленно вернуть и работы продолжить. В ежегодном геологическом отчете треста «Тюменьнефтегеология» утверждалось, что «Березовская скважина является открывательницей в Сибирском Приуралье газовых и нефтяных месторождений — Сибирского Баку». Через две недели появился приказ по Союзному геофизическому тресту об организации Березовской комплексной геофизической партии. В своей записке от 15 декабря 1953 года, адресованной геологическому управлению Министерства, Главнефтегазразведке и Главнефтегеофизике, министр нефтяной промышленности Н. К. Байбаков предлагает «...увеличить на 1954 год объем геолого-поисковых и геофизических работ в северо-западной части Западно-Сибирской низменности» [3]. Создается геофизический трест «Запсибнефтегеофизика». Улучшается техническое оснащение полевых партий и отрядов, геофизических организаций, растет опыт, шире привлекается авиация, и это в конечном счете предопределило эффективность геофизических работ и будущий успех. В директивах по шестому пятилетнему плану на 1956–1960 годы ставится задача всемерно

расширить в восточных районах страны поиски новых месторождений нефти и газа. К концу 1956 года в Березовском районе были пробурены 23 глубокие разведочные скважины. Неудачные попытки найти здесь «большую нефть» заставят сконцентрировать геологоразведочные работы в Широтном Приобье. В Омске уже построен нефтеперегонный завод. Сырье на переработку поступает по нефтепроводу Туймазы — Иркутск из Башкирии. Сибирская нефть пока не открыта.

Планы строительства гидроэлектростанций

В мае 1956 года по инициативе Тюменского обкома КПСС состоялось первое координационное совещание Уральского, Западно-Сибирского и Коми филиалов Академии наук СССР по вопросам изучения производительных сил Тюменской области. Рассматривался вопрос об ускорении проектирования и строительства каскада гидроэлектростанций на Оби, в том числе в районе Салехарда — Нижне-Обской ГЭС. Это обещало получить энергию для промышленного Урала и сибирских территорий, но угрожало затоплением огромной территории площадью до 135 тысяч квадратных километров. Совещание в том числе постановило: «...расширить круг вопросов проектирования и исследования, связанных со строительством ГЭС...» [1]. Впоследствии ученые оценили возможные результаты реализации этого проекта, ущерб стране был бы нанесен катастрофический, кратно превышающий прибыль. Геологи тогда решительно выступили против, настаивали на том, что «основой экономики Тюменской области в будущем должна быть ее нефтяная и газовая промышленность». В письме-обращении к Тюменскому обкому КПСС в июле 1956 года руководители трестов «Запсибнефтегеофизика» и «Тюменьнефтегеология» Ю. Н. Грачев, А. Н. Ракитов, А. К. Шиленко и Л. И. Ровнин просили поставить перед ЦК КПСС и правительством страны вопрос о «консервации или пересмотре проектов строительства Нижне-Обской ГЭС и других очередей Обского каскада гидроэлектростанций, так как территории проектируемых водохранилищ захватывали нефтегазоносные земли». Вопрос о строительстве этих ГЭС, по их мнению, следовало оставить открытым до завершения нефтепоисковых исследований на затопляемых территориях [1]. В октябре 1956 года трест «Тюменьнефтегеология» возглавил Ю. Г. Эрвье. Он стал одним из инициаторов объединения всех геологических и геофизических организаций в единый геологоразведочный трест (сентябрь 1957 г.), и уже в декабре трест был преобразован в Тюменское территориальное геологическое управление.

В 1957 году все поисково-разведочные работы на территории Сибири были изъяты из Министерства нефтяной промышленности и возвращены в Министерство геологии и охраны недр. В Тюмень была направлена экспертная комиссия геологов-нефтяников и геофизиков во главе с профессором А. П. Бакировым и доктором геолого-минералогических наук Н. Н. Ростовцевым, которая проанализировала геологические работы, начиная с 1948 года. В итоге министерство одобрило усиление работ на

севере, южная часть Западной Сибири была признана неперспективной, также был запрещен ввод в глубокое бурение структур, подготовленных колонковым бурением, ставка делалась на более точные результаты сейсморазведки. Так был преодолен еще один барьер, ограничивающий ведение работ севернее 62 параллели.

Курс на формирование главной ресурсной базы страны

В 1958 году для поиска всех полезных ископаемых на севере Тюменской области, в Салехарде была организована Ямало-Ненецкая комплексная геологоразведочная экспедиция. В состав вошли 17 специализированных предприятий и организаций. Начались планомерные геологические работы в округе. Главным геофизиком, затем начальником экспедиции, а когда организовали трест «Ямалнефтегазразведка», управляющим стал Вадим Бованенко. Особая страница того периода связана с Салмановым. В Сургут «инициативным образом» перебазировалась Грязненская нефтеразведка, подчиненная в то время Новосибирскому геологическому тресту. Молодой и решительный геолог Фарман Салманов самовольно увел свою геологическую партию в Сургут, уверенный в том, что там нефть. Его пытались отстранить от работы и судить, однако, чтобы не нагнетать обстановку, начальство вынуждено было подписать «задним числом» приказ о переброске Грязненской разведки Салманова на Тюменский Север. Так появилась Сургутская партия глубокого бурения. Салманов не ошибся. Его экспедиция в 1961 году открыла первую большую нефть Приобья — Усть-Балыкское и Мегионское месторождения.

Уже в декабре 1963 года было принято специальное постановление Совета Министров СССР о подготовке к пробной эксплуатации нефтяных месторождений, о создании инфраструктуры для развития геологии и нефтедобычи, научно-исследовательского и индустриального институтов. В 1964 году Тюменское территориальное геологическое управление (ТТГУ) и объединение «Тюменнефтегаз» успешно провели пробную эксплуатацию Шаимского, Усть-Балыкского и Мегионского месторождений. Первые тысячи тонн качественной тюменской нефти отправились от причалов Шаима, Усть-Балыка, Мегиона в Омск на переработку. Это означало подтверждение научного прогноза крупных нефтегазовых запасов Западной Сибири. Тогда же перестали говорить о строительстве Нижне-Обской ГЭС. Начинался «золотой век» тюменской геологии, открывалась новая страница истории Тюменской области, которая выходила на путь создания новой нефтегазовой базы страны и комплексного развития своей территории. Достижения геологов создали необходимую базу для ускоренного развития промышленного потенциала Западной Сибири. Перспективы развития добывающих отраслей обуславливали дальнейшее увеличение масштабов строительных работ. В апреле 1965 года одобрено проектное задание на строительство железнодорожной магистрали Тюмень — Тобольск — Сургут, в декабре вступил в строй первый нефтепровод Шаим —

Тюмень. В 1960-х годах начала создаваться материально-техническая база для планируемых государством перемен в социальном секторе, в науке, промышленности, на транспорте. Реальный сектор экономики требовал колоссальных ресурсов, которые должна была дать геология. В этот период объем бурения составлял 500–600 тысяч метров глубоких скважин с открытием ежегодно десятков месторождений. Были открыты крупные и уникальные месторождения нефти и газа: Заполярное, Губкинское, Самотлорское, Новопортовское, Южно-Балыкское, Правдинское, Мамонтовское. Страна взяла курс на формирование в Западной Сибири главной ресурсной базы, создание на ее основе крупнейшего нефтегазового комплекса. С его созданием увязывалось социальное и экономическое развитие области.

Новый уровень тюменской геологии

К концу 1970-х годов ведущее место в отраслевой системе страны заняла также газовая отрасль Тюменской области. В 1980-х гг. удельный вес газовой промышленности Тюменской области в общесоюзной добыче составил более 90 %. К концу десятой пятилетки (1976–1980 гг.) добыча нефти в СССР достигла 608 млн т в год, при этом весь прирост дали сибиряки. В тот период система магистральных нефте- и газопроводов с месторождений Тюменской области увеличилась, соответственно, на 15 тысяч и 30 тысяч километров. Энергоресурсы были востребованы в стране, а также шли на экспорт, страна зарабатывала валюту, необходимую для внешней торговли.

В девятой и десятой пятилетках (1971–1980 гг.) тюменская геология вышла на новый уровень. Действовало пять производственных геологических объединений, два геофизических треста, тридцать нефтеразведочных экспедиций, а также сотни различных партий, отрядов, транспортных, строительных и вспомогательных подразделений. Общая численность работающих составляла почти 51 тысячу человек.

В годы одиннадцатой и двенадцатой пятилеток, последних в СССР, был взят курс на резкое наращивание основного геологоразведочного производства, число геологов превышало уже 100 тысяч, а вместе с семьями это была армия численностью более 400 тысяч, управлял которой первооткрыватель сибирской нефти Ф. К. Салманов. Соответствующим образом росли и обобщающие показатели. Прирост разведанных запасов обеспечивал ежесуточную добычу миллиона тонн нефти и миллиарда кубометров природного газа с возможностью дальнейшего наращивания. Этот этап характеризуется увеличением объемов бурения, вовлечением в поиск и разведку огромных новых территорий и более глубоких горизонтов. Объемы бурения поисково-разведочных скважин превышали два млн метров в год, прирост запасов превышал млрд т нефти, а по газу — два–три трлн кубометров. Стратег Ф. К. Салманов, наращивая объемы, сумел организовать работу по созданию ресурсной базы не только для реальной нефтегазодобычи, но и на перспективу, что позволило в дополнение к уже известным и успешно работающим в Среднем Приобье организовать новые крупные

нефтедобывающие предприятия «Ноябрьскнефтегаз» и «Пурнефтегаз» в Ямало-Ненецком округе.

Оценку достижений советской геологоразведочной науки и производства в августе 1984 года дала сессия Мирового геологического конгресса, которая собрала в Москве представителей 107 стран. С 1945 года благодаря геологам добывающие отрасли вышли на исторически значимые рубежи: добыча нефти (включая конденсат) увеличилась в 32 раза — до 628 млн т, добыча газа — до 632 млрд кубометров, почти в 200 раз. Колоссальный рывок произошел после открытия тюменских месторождений. В 1990 году планировался дальнейший рост добычи до 742 млн т нефти и 850 млрд кубометров природного газа. На конец двенадцатой пятилетки геологическая отрасль была одной из самых мощных в СССР. На территории региона действовали 45 нефтегазоразведочных экспедиций. Только за два последних ее года прирост запасов нефти составил 2 млрд т, газа — 2,2 трлн кубометров. Обеспечивать растущую добычу опережающим наращиванием запасов позволял тогда геологам современный потенциал их предприятий и организаций: 530 тысяч единиц основного оборудования и транспортных средств, в том числе 11 105 буровых установок (из них 1 647 для глубокого бурения), 76 204 автомобиля, 9 208 тракторов, 17 механических заводов. Численность работающих превышала 700 тысяч, кадры готовились по 220 специальностям в вузах и техникумах. В отрасли действовало 42 научно-исследовательских института, в которых работали 39,7 тыс. человек. Геология стала самой наукоемкой (после медицины) отраслью страны. Наиболее крупной научно-производственной организацией была дважды орденоносная Главтюменьгеология, численность работающих в ней достигала 120–150 тысяч. На геологической карте стирались «белые пятна», вся территория была покрыта геофизической съемкой, создавалась основа для дальнейших поисков на больших глубинах. Началось изучение и промышленное освоение мирового океана, разбурирование нефтеносных структур шельфа.

Переход к рыночной экономике

Переход к рыночной экономике связан с перестройкой, которая началась в стране после 1985 года, когда Генеральным секретарем ЦК КПСС и главой государства стал М. С. Горбачев. Наметилась тенденция, которая в конечном итоге привела к развалу геологической отрасли. На волне перемен в конце 80-х геология уже переставала быть государственной. Закон о предприятии, который в 1987 году на Пленуме ЦК КПСС анонсировал М. С. Горбачев, предписывал переход на демократические формы хозяйствования, самоуправление и самокупаемость. Все сводилось к рыночным отношениям. Геологи должны были сами искать заказы для своих экспедиций и объединений, стать подрядчиками нефтяных и газодобывающих организаций. А у тех не было такой необходимости, поскольку они

бесплатно получили от государства колоссальный задел запасов, подготовленный в советское время разведчиками недр.

Приказом министра об упразднении Главтюменьгеологии было дано начало развалу важнейшей для страны отрасли. Ликвидация геологических предприятий началась во всей стране. Не стало и самого Министерства геологии СССР. Экспедиции, которые были базовыми для многих городов и поселений, особенно на севере Западной Сибири, переживали настоящую катастрофу. Рушилась инфраструктура, уничтожались собранные за десятки лет исследований геологические материалы, ломался уклад жизни. Конец 80-х и начало нового десятилетия стали временем, когда уникальная геологическая система перестала существовать.

Крах отрасли стал результатом действий политиков. Руководитель рыночного правительства Егор Гайдар тогда прямо заявлял, что тратить на геологию нет смысла — уже открытых месторождений хватит на многие десятилетия. Государство почти полностью отстранилось от управления недрами, безответственно отнеслось к дальнейшему развитию своей собственной минерально-сырьевой базы. Начиная с 1990 года образовалась геологическая пауза в тридцать лет. То, что было разведано геологами, расходовалось, новых открытий существенных запасов нефти и газа не происходило.

На территории Тюменской области решением центральной власти крупнейшие нефтяные месторождения оказались под контролем нескольких добывающих компаний, цель которых прописана в их уставах — извлечение прибыли. Пока есть высокий процент прибыли — работают, когда месторождения истощаются, интерес пропадает. А для выхода с исследованиями на неподготовленные территории требовались огромные затраты, которые могли и не оправдаться. Относительно недолгое время для восполнения минерально-сырьевой базы формировался специальный фонд. Предполагалось, что он будет использоваться, в том числе и с участием регионов, для геологического исследования новых территорий, проведения поисково-разведочных работ с перспективой обеспечить ресурсами экономику на годы вперед. В тот период добывающие компании настойчиво добивались отмены отчислений в этот фонд, решив самостоятельно заниматься геологоразведкой. И действительно показали прирост запасов, но за счет, как правило, доразведки уже разрабатываемых месторождений или пересчета запасов. Однако геология «доразведки и пересчета» не компенсирует выработанных запасов, такая деятельность компаний обеспечивает лишь статистический прирост, фактически ведет к повышению их капитализации, а не к увеличению запасов государства.

Выводы

Достижения тюменских геологов XX века в XXI веке стали гарантом повышения благосостояния европейских стран, куда экспортировались большие объемы нефти и газа из нашей страны. Если в 1970 году доля топливно-энергетических ресурсов в структуре экспорта СССР составляла

15,7 %, то в 2008 году — уже 67,8 %. Зависимость страны от экспорта топливно-энергетических ресурсов в пересчете на душу населения с 1970 по 2008 гг. увеличилась в 280 раз. Стратегия исследования недр — одна из заслуг Советского государства. Была создана эффективная система, которая в первую очередь имела организационную основу, материальную базу, теоретические замыслы и практическую реализацию. В 2021 году была принята стратегия национальной безопасности РФ, одним из основных национальных интересов признано развитие минерально-сырьевой базы. Однако при существующей организации поиска новых месторождений и воспроизводства запасов решить эту задачу вряд ли получится.

Тюменская геология, начиная с 1948 года, с создания первой нефте-разведочной экспедиции подготовила в регионе значительную ресурсную базу и заложила научные основы ее дальнейшего развития. Такого крупномасштабного освоения малообжитых территорий, отличающихся суровыми природно-климатическими условиями, ни мировая, ни отечественная практика не знала. Открытие уникальных природных богатств и целенаправленная государственная политика преобразили промышленный и социальный облик Тюменского Севера. По темпам освоения, объемам капиталовложений, сложности экономических, научно-технических и социальных задач созданный здесь Западно-Сибирский нефтегазовый комплекс не имел аналогов ни в стране, ни за рубежом. На десятилетия он занял ведущее место в топливно-энергетическом обеспечении страны.

Другим результатом преобразований стало социальное освоение территории: за неполных три десятилетия было построено около двух десятков городов и больше 30 поселков городского типа, резко увеличилась численность населения области: с 1,2 млн человек в середине 1960-х до 3,1 млн к концу 1980-х годов. В основном эти изменения затронули нефтегазодобывающие районы Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов. Почти в четыре раза больше стало горожан в Тюмени, город стал узловым центром, в котором сошлись железные и автомобильные дороги, воздушные и речные пути. Тюмень превратилась в крупный промышленный центр, форпост большой науки и студенческую столицу региона. Западная Сибирь стала гарантом экономического развития и энергетической безопасности России. Задача государства — не терять контроль за недрами, решать задачи восполнения минерально-сырьевой базы страны разведанными запасами нефти, газа и конденсата.

Список источников

1. Нефть и газ Тюмени в документах / Под редакцией Д. А. Смородинского. — Свердловск : Средне-Уральское книжное издательство, 1971. — 480 с. — Текст : непосредственный.

2. ВКП(б). Съезд (18; 1939; Москва). XVIII съезд Всесоюзной Коммунистической Партии(б): 10–21 марта 1939 г. : Стеногр. отчет. – Москва : Госполитиздат, 1939. – 744 с. – Текст : непосредственный.
3. Козловский, Е. А. К истории освоения Западно-Сибирской нефтегазовой провинции / Е. А. Козловский. – Текст : электронный // Роснедра : сайт. – 2018. – 3 апр. – URL: <https://www.rosnedra.gov.ru/article/9736.html>.
4. 70 лет тюменской геологии. Служа Отечеству : в двух томах / Под редакцией А. М. Брехунцова, В. Н. Битюкова. – Тюмень : Сибирский научно-аналитический центр. – 2018–2019. – 376 с. – Текст : непосредственный.
5. СССР. Законы и постановления. Сборник законов СССР и указов Президиума Верховного Совета СССР. (1938 – июль 1956 гг.) / Сост. М. И. Юмашев, Б. А. Жалейко. – Москва : Госюриздат, 1956. – 500 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Smorodinskoy, D. A. (Ed.) (1971). Neft' i gaz Tyumeni v dokumentakh. Sverdlovsk, Sredne-Ural'skoe knizhnoe izdatel'stvo, 480 p. (In Russian).
2. ВКП(б). S"ezd (18; 1939; Moskva). XVIII s"ezd Vsesoyuznoy Kommunisticheskoy Partii(b): March, 10-21, 1939: Stenogr. otchet. Moscow, Gospolitizdat Publ., 744 p. (In Russian).
3. Kozlovskiy, E. A. (2018). K istorii osvoeniya Zapadno-Sibirskoy neftegazovoy provintsii. (In Russian). Available at: <https://www.rosnedra.gov.ru/article/9736.html>
4. Brekhuntsov, A. M., & Bityukov, V. N. (Eds) (2018-2019). 70 let tyumenskoy geologii. Sluzha Otechestvu: v dvukh tomakh. Tyumen, Sibirskiy nauchno-analiticheskiy tsentr, 376 p. (In Russian).
5. Yumashev, M. I., & Zhaleyko, B. A. (1956). SSSR. Zakony i postanovleniya. Sbornik zakonov SSSR i ukazov Prezidiuma Verkhovnogo Soveta SSSR. (1938 - July, 1956). Moscow, Gosyurizdat Publ., 500 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Брехунцов Анатолий Михайлович, доктор геолого-минералогических наук, директор Научно-технического центра ООО «Многопрофильное научное предприятие «ГЕОДАТА», г. Тюмень, ntc@mnpgeodata.ru

Битюков Владимир Николаевич, заслуженный работник культуры РФ, член Союза журналистов России, г. Тюмень

Information about the authors

Anatoly M. Brekhuntsov, Doctor of Geology and Mineralogy, Director of Scientific and Technical Center, Multidisciplinary Scientific Enterprise GEODATA LLC, Tyumen, ntc@mnpgeodata.ru

Vladimir N. Bityukov, Honored Worker of Culture of the Russian Federation, Member of the Union of Journalists of Russia, Tyumen

Статья поступила в редакцию 11.04.2023; одобрена после рецензирования 14.04.2023; принята к публикации 17.04.2023.

The article was submitted 11.04.2023; approved after reviewing 14.04.2023; accepted for publication 17.04.2023.

**Оценка технологической эффективности полимерного
заводнения на примере пласта Ю₂ Усть-Тегусской площади
месторождения им. Малыка**

**А. В. Кобяшев¹, А. А. Пятков^{1*}, В. А. Захаренко¹, И. О. Елаев²,
И. Б. Кушнарев²**

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

²ООО «РН-Уватнефтегаз», Тюмень, Россия

*aaryatkov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В статье на основе изучения мирового опыта изложены подходы к обоснованию применения технологии полимерного заводнения. Проведено обобщение результатов лабораторных исследований для условий объектов с низкой вязкостью нефти. Эксперименты на образцах керна проницаемостью 116 и 527 мД показали потенциал увеличения коэффициента вытеснения нефти от полимерного заводнения на 10–15 % по сравнению со стандартным заводнением. Значения фактора остаточного сопротивления составили 5 и 2 для кернов проницаемостью 116 и 527 мД, соответственно. Такое распределение фактора остаточного сопротивления не позволит выровнять фронт вытеснения в пласте, а приведет к еще большей изоляции низкопроницаемых пропластков.

Выполнена оценка эффективности полимерного заводнения в условиях пласта Ю₂ Усть-Тегусской площади месторождения им. Малыка с использованием синтетической модели одного из участков. Величина прироста коэффициента извлечения нефти может достигать 4 %. Установлен вклад в величину эффекта от полимерного заводнения таких параметров, как уровень адсорбции, неоднородность коллектора по проницаемости, наличие высокопроницаемых каналов, запас энергии.

Ключевые слова: полимерное заводнение, деструкция полимера, фактор остаточного сопротивления, прирост коэффициента вытеснения, адсорбция полимера

Для цитирования: Оценка технологической эффективности полимерного заводнения на примере пласта Ю₂ Усть-Тегусской площади месторождения им. Малыка / А. В. Кобяшев, А. А. Пятков, В. А. Захаренко [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-2-41-61 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 2. – С. 41–61.

**An assessment of the technological effectiveness of polymer flooding:
a case study of the J₂ reservoir in the Ust-Tegusskaya area
of the Malyka field**

**Alexander V. Kobyashev¹, Alexander A. Pyatkov^{1*},
Vladimir A. Zakharenko¹, Igor O. Yelaev², Igor B. Kushnarev²**

¹Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

²RN-Uvatneftegaz LLC, Tyumen, Russia

*aapyatkov@tnnc.rosneft.ru

Abstract. After reviewing global experience, the authors of the article outline approaches to justify the use of polymer flooding technology in their work. Results from laboratory studies on low viscosity objects are generalized. Polymer flooding has the potential to increase oil recovery by 10–15 % compared to standard flooding, as demonstrated by tests on core samples with permeabilities of 116 and 527 mD. The values of the residual resistance factor are 5 and 2 for cores of 116 and 527 mD, respectively. This distribution of the residual resistance factor will not only fail to smooth the displacement front in the reservoir, but it will also further isolate the low permeability interlayers.

The authors of the article used a synthetic model of one of the zones to evaluate the effectiveness of polymer flooding in the J₂ reservoir in the Ust-Tegusskaya area of the Malyka field. The increase in the oil recovery factor can be up to 4 %. The contribution of parameters such as the level of adsorption, reservoir heterogeneity in terms of permeability, the presence of highly conductive channels and the energy reserve to the magnitude of the effect of polymer flooding has been established.

Keywords: polymer flooding, polymer degradation, residual resistance factor, enhanced oil recovery factor, adsorption

For citation: Kobayashv, A. V., Pyatkov, A. A., Zakharenko, V. A., Yelaev, I. O., & Kushnarev, I. B. (2023). An assessment of the technological effectiveness of polymer flooding: a case study of the J₂ reservoir in the Ust-Tegusskaya area of the Malyka field. Oil and Gas Studies, (2), pp. 41-61. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-2-41-61

Введение

Полимерное заводнение является одним из химических методов повышения нефтеотдачи, подразумевающих закачку больших объемов водных растворов полимеров. С целью обоснования масштабных проектов выполняется комплекс лабораторных исследований и численное моделирование процесса воздействия.

Цель работы — представление подходов к обоснованию полимерного заводнения, обобщение результатов лабораторных исследований для объекта с низкой вязкостью нефти, моделирование процесса, определение ключевых характеристик пласта и полимерной системы для получения прироста добычи нефти.

Механизмы повышения нефтеотдачи при применении полимерного заводнения

Основная задача при закачке полимера в пласт заключается в уменьшении коэффициента подвижности M , представляющего собой соотношение подвижностей воды и нефти:

$$M = \frac{k_v \mu_n}{\mu_v k_n}, \quad (1)$$

где k_v , k_n — фазовые проницаемости воды и нефти; μ_v , μ_n — вязкости воды и нефти. Полимер увеличивает вязкость закачиваемого в пласт

раствора, уменьшая коэффициент подвижности, что приводит к повышению охвата вытеснением [1–3].

Помимо этого, закачка полимерного раствора в пласт приводит к уменьшению проницаемости для воды и раствора полимера вследствие адсорбции полимера породой, что также снижает относительную подвижность закачиваемого агента.

Важным механизмом увеличения нефтеотдачи при закачке полимера является увеличение микроохвата заводнением, приводящее к снижению остаточной нефтенасыщенности [4–7]. Для обозначения этого механизма далее будет использоваться термин «отмыв».

Укажем отечественных специалистов, внесших существенный вклад в исследование и внедрение технологии полимерного заводнения: Р. Х. Алмаев, Г. А. Бабалян, А. В. Берлин, С. А. Власов, И. Ф. Глумов, А. Т. Горбунов, С. А. Жданов, Ю. В. Желтов, Я. М. Каган, Н. Н. Михайлов, Р. Х. Муслимов, В. Г. Оганджянц, А. М. Полищук, И. Ф. Рахимкулов, В. Е. Ступоченко, М. Л. Сургучев, М. М. Хасанов, И. А. Швецов и др.

Объект и методы исследования

Усть-Тегусская площадь месторождения им. Малыка расположена на территории Уватского района Тюменской области. Глубина залегания пласта Ю₂ составляет 2 500 метров. Коллектор представлен терригенным песчаником. Средняя нефтенасыщенная толщина — 15 м. Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) объекта Ю₂ составляет 0,306 (КИН на гос. балансе — 0,370), средняя обводненность — 88 %. Стадия разработки пласта Ю₂ — четвертая.

Открытая пористость по пласту изменяется от 5,4 до 29,5 %. В большинстве исследованных образцов пористость составляет 19–22 %. Проницаемость пласта варьирует в широком диапазоне — от единиц до 2 000 мД, основное количество определений приходится на интервал 70–400 мД.

По данным трассерных исследований установлено наличие в пласте фильтрационных каналов с проницаемостью 4,5 Д, объем каналов — 5 500 м³, пик времени выхода трассера к добывающим скважинам составил 3–15 сут.

Для решения поставленных задач использовались лабораторные (проведение экспериментов на керне) и теоретические (численное моделирование) методы исследования.

Критерии применимости полимерного заводнения и эффективность промыслового внедрения по объектам-аналогам

В публикациях [8–10], ссылаясь на мировой опыт, авторы приводят критерии применимости полимерного заводнения (табл. 1). Можно выделить общие моменты: температура пласта < 93 °С; проницаемость > 10 мД; относительная подвижность закачиваемой воды $M \sim 1\text{--}10$; вязкость нефти — от 5 до 200 сПз; подвижная нефтенасыщенность на начало воздействия < 0,1; минерализация воды < 270 г/л; содержание солей $\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+} < 1$ г/л.

По большинству параметров пласт Ю₂ соответствует критериям применимости. На грани находится высокая температура пласта 84 °С и относительная подвижность закачиваемой воды ~1.

Таблица 1

Критерии применимости полимерного заводнения

Параметр	Единица измерения	Критерий применимости	Усть-Тегусская площадь (пласт Ю ₂)	Мировой опыт применения	
				Средняя	Диапазон изменения
Критерии применимости					
Температура пласта	°С	< 120	85	53	25–81
Вязкость пластовой нефти	сПз	5–200	5	9	0,4–18
Относительная подвижность воды	–	1–10	~1	5	2–9,5
Остаточная подвижная нефтенасыщенность	д.ед.	> 0,1	0,15	–	–
Проницаемость пласта	мД	> 10	220	500	1–1 000
Минерализация воды	г/л	< 270	30	40	1–80
Содержание Са2+	г/л	< 1	0,613	12	0,004–26
Оценка проекта. Промысловый опыт					
Молекулярная масса полимера	млн Д	–	14	15	5–30
Вязкость полимера	сПз	–	0,64	5	0,4–10
Концентрация полимера	ppm	–	500	1 000	250–2 000
Прирост Квыт	д.ед.	–	0,10–0,15	~0,10	~0,10
Фактор остаточного сопротивления (ФОС)	д.ед.	–	2	2	1,3–5
Удельная эффективность	т/т	–	40	60	24–89
Прирост КИН	д.ед.	–	0,041	0,06	0,02–0,10
КИН на начало закачки полиакриламида (ПАА)	д.ед.	–	0,30	0,20	0,12–0,30
Обводненность на начало закачки ПАА	%	–	96	80	65–98
Объем закачанного ПАА, доли от порового объема пласта (PV)	д.ед.	–	0,4	0,5	0,1–1,1
Продолжительность закачки ПАА	годы	–	10	5	2–10

История изучения полимерного заводнения начинается с конца 1950-х годов [8, 11, 12]. Промышленные эксперименты, начиная с 1960-х годов, проводили в СССР, США, Канаде, Китае, Франции, Индии [12]. В настоящее время мировым лидером по применению полимерного заводнения является Китай. В работе [13] приведен пример успешного применения полимерного заводнения на одном из месторождений с обводненностью выше 95 %. Увеличение КИН по сравнению с заводнением достигало 0,10. В работе [14] рассказано об успешном применении полимерного заводне-

ния на месторождении Дацин в Китае со сложной геологической структурой и высокой степенью неоднородности. При этом температура пласта превышала 100 °С. Несмотря на это, увеличение КИН на пилотных участках по сравнению с заводнением достигло 0,15–0,20. В работах [15, 16] увеличение КИН от полимерного заводнения для ряда месторождений с традиционной вязкостью нефти оценено в 0,05–0,15.

В отечественной практике полимерное заводнение в промышленных масштабах применялось на месторождениях Самарской области, Башкирии, Казахстана и других регионов [17]. На Орлянском месторождении закачка низкоконцентрированного (0,01–0,015 %) раствора полиакриламида (ПАА) началась в 1968 году — на северном куполе и в 1970 году — на южном куполе. Геологические условия Орлянского месторождения: температура пласта — 24 °С, проницаемость — 400–1 300 мД, вязкость нефти — 9–14 сПз. Удельная дополнительная добыча нефти для северного и южного куполов составила 230 и 56 т/т, соответственно.

На Ново-Хазинской площади Арланского месторождения закачка раствора ПАА с концентрацией 0,03–0,07 % осуществлялась в 1978–1981 гг. Геологические условия объекта воздействия: температура — 24 °С, проницаемость — 660 мД, вязкость нефти — 19–29 сПз. Удельная дополнительная добыча нефти составила 104 т/т.

На месторождении Каламкас (Республика Казахстан) полимерное заводнение осуществлялось в 1981–1986 гг. Геологические условия объекта: проницаемость — до 5 000 мД, вязкость нефти — 20–25 сПз. Удельная дополнительная добыча нефти составила 190 т/т.

В работе [18], посвященной обзору мирового опыта применения полимерного заводнения, рассмотрен ряд проектов, реализованных в СССР и России. На Сосновском месторождении закачка 0,059 % раствора полимера осуществлялась в 1976 году. Геологические условия объекта: температура — 24 °С, проницаемость — 500 мД, вязкость нефти — 35,9 сПз. Удельная дополнительная добыча нефти составила 191 т/т.

На Ромашкинском месторождении закачка 0,06 % раствора полимера осуществлялась в 1980 году. Геологические условия объекта: температура — 24 °С, проницаемость — 350 мД, вязкость нефти — 25 сПз. Увеличение КИН составило 0,034.

В работе [19] приведены данные о полимерном заводнении на месторождениях ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз». На участке пласта БВ₈ Мегионского месторождения закачка полимерного раствора осуществлялась в период 08.2000–12.2002 гг., дополнительная добыча нефти составила 56,7 тыс. т. На участке пласта БВ₈ Ватинского месторождения полимерное заводнение осуществлялось в период 09.2000–12.2002 гг. Дополнительная добыча нефти составила 47,8 тыс. т. На Северо-Покурском месторождении (пласт БВ₆) закачка полимерного раствора проводилась в период с 03.2001–12.2002 гг. Дополнительно добыто 26,8 тыс. т нефти. На Южно-Аганском месторождении (пласт БВ₉) в период 03.2001–12.2002 гг. прове-

ли закачку полимерного раствора, дополнительная добыча нефти составила 9,5 тыс. т.

В работе [20] охарактеризован опыт полимерного заводнения на Москудынском месторождении (территория Куединского района Пермского края). Закачка полимерного раствора на Тульском объекте осуществлялась в период 12.2013–12.2017 гг. Геолого-физические параметры объекта: вязкость нефти — 69 сПз, проницаемость — 158–220 мД, температура — 28 °С. Дополнительная добыча нефти составила 11 % по сравнению с базовой, также было зафиксировано снижение обводненности на 2 %.

Таким образом, обзор отечественного и мирового опыта свидетельствует об эффективности применения полимерного заводнения в пластах с различными геологическими условиями.

Для оценки эффективности применения полимерного заводнения в условиях пласта Ю₂ выполнен поиск объектов-аналогов. По данным литературного обзора, близкие характеристики имеют следующие месторождения: North Burbank Unit [21], Canto do Amaro [22], Нуралы [23], Palogrande-Sebu 4 [24], Дацин [14, 25]. Полимерные составы характеризуются вязкостью 0,4–9,4 сПз, концентрация — 250–2 000 ppm, объем закачки — 1–1,1 PV (см. табл. 1). Удельная эффективность технологии составила 24–89 т/т, прирост КИН — 0,02–0,10.

Лабораторные исследования полимерного заводнения

Для оценки эффективности метода выполнены лабораторные исследования, позволяющие оценить ключевые характеристики полимерного раствора в открытых объемах и при фильтрации в пористой среде.

Реология (оценка механической деструкции)

Исследование реологических характеристик полимерного состава проведено на ротационном вискозиметре. При пластовой температуре выполнена оценка вязкости полимерного раствора для различных скоростей сдвига (рис. 1). Механическая деструкция определена по результатам замера вязкости после фильтрации через керновый образец с проницаемостью 527 мД, при этом скорость фильтрации изменялась от 0,1 до 5 м/сут.

После фильтрации полимерного раствора через пористую среду его вязкость снижается в 2 раза (см. рис. 1), а зависимость вязкости от скорости сдвига становится близкой к линейной. Эти данные аналогичны результатам, полученным в работах [26–28].

Механическое разрушение полимера происходит при приложении к раствору высокого сдвигового напряжения. В работе [27] измеряли вязкость полимерного раствора после фильтрации через пористую среду на ротационном вискозиметре. В диапазоне скоростей сдвига от 0,06 до 100 с⁻¹ вязкость раствора менялась менее чем на 10 %. Практически линейная зависимость вязкости полимера от скорости сдвига объясняется механической деструкцией полимерного раствора при фильтрации его через пористую среду.

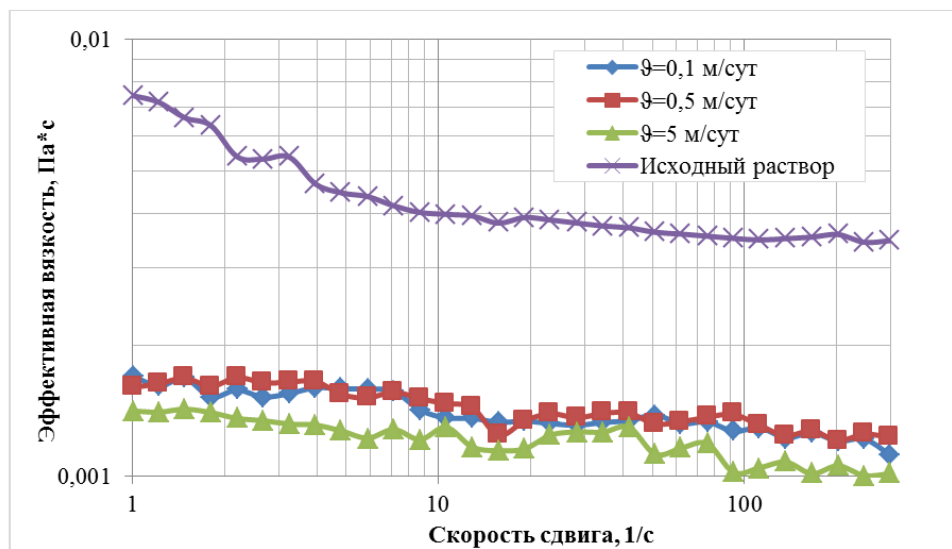


Рис. 1. Зависимость вязкости полимерного состава от скорости сдвига

В работе [28] выполнен эксперимент по фильтрации полимерного раствора через тонкий капилляр с различными скоростями. После фильтрации производился замер вязкости полимера на ротационном вискозиметре. Результаты сравнивались с зависимостью вязкости исходного полимерного раствора от скорости сдвига. Во всех вариантах после фильтрации через капилляр наблюдалось падение вязкости полимерного раствора. Чем выше скорость фильтрации, тем сильнее было падение вязкости. Кроме того, при увеличении скорости фильтрации зависимость вязкости от скорости сдвига стремится к линейной.

Таким образом, даже при низких скоростях закачки возможно механическое разрушение полимера, приводящее к потере вязкости. Зависимость вязкости исходного раствора полимера, полученная на ротационном вискозиметре, не дает реальной картины распределения вязкости раствора в пласте. Для адаптации численных расчетов на результаты лабораторных экспериментов необходимо проводить замеры вязкости полимерного раствора после его фильтрации через пористую среду.

Прирост коэффициента вытеснения ($K_{выт}$)

Считается [10], что основным механизмом повышения нефтеотдачи при полимерном заводнении является стабилизация фронта вытеснения и увеличение охвата, тогда как снижение остаточной нефтенасыщенности и увеличение коэффициента вытеснения вносят второстепенный вклад. Однако, как показывают исследования [4, 5], величина прироста $K_{выт}$ может достигать значений от 0,05 до 0,15 (при базовом $K_{выт}$ водой 0,60).

Механизм повышения Квыт изучен в работах [5–7, 29, 30]. Многочисленные фильтрационные исследования выявили связь прироста Квыт с вязкоупругими свойствами полимерного раствора. Коэффициент вытеснения прямо пропорционален числу Деборы, характеризующему вязкоупругие свойства полимерного раствора.

Томография образцов керна (до и после полимерного заводнения) показала увеличение «микроохвата» со снижением остаточной нефтенасыщенности [5].

Результаты

Результаты оценки прироста Квыт от полимерного заводнения для пласта Ю₂ Усть-Тегусской площади

Оценка прироста коэффициента вытеснения выполнена согласно ОСТ 39-195-86¹.

Проведено два эксперимента для образцов керна с проницаемостью 116 и 527 мД. На первом этапе с постоянным расходом прокачано 10 PV воды до стабилизации параметров фильтрации, на втором этапе выполнено довытеснение остаточной нефти полимерными растворами с повышением концентрации от 0,05 до 0,3 % (при различных скоростях фильтрации). В ходе экспериментов контролировался расход закачиваемой жидкости, фиксировались градиенты давления и количество вытесненной нефти (табл. 2).

При вытеснении нефти водой на керновых колонках с проницаемостью 116 и 527 мД достигнуты близкие коэффициенты вытеснения — 0,602–0,618 (рис. 2), прорыв закачиваемой воды отмечен при величине, равной 0,35 PV. При этом Квыт составил 0,395, а нефтенасыщенность — 50 %.

Средняя величина прироста Квыт от закачки ПАА составила 0,150. Основной прирост (+0,1) получен при вытеснении полимером с концентрацией 0,05 % (см. рис. 2). При этом градиент давления превысил этот параметр по воде на 10 %. Вытеснение нефти раствором ПАА при больших градиентах давления позволяет оценить реологические свойства полимера.

Из рисунка 2 видно, что увеличение градиента давления не привело к росту Квыт. Доведение концентрации полимера до 0,3 % обеспечило дополнительный прирост Квыт еще на 0,05.

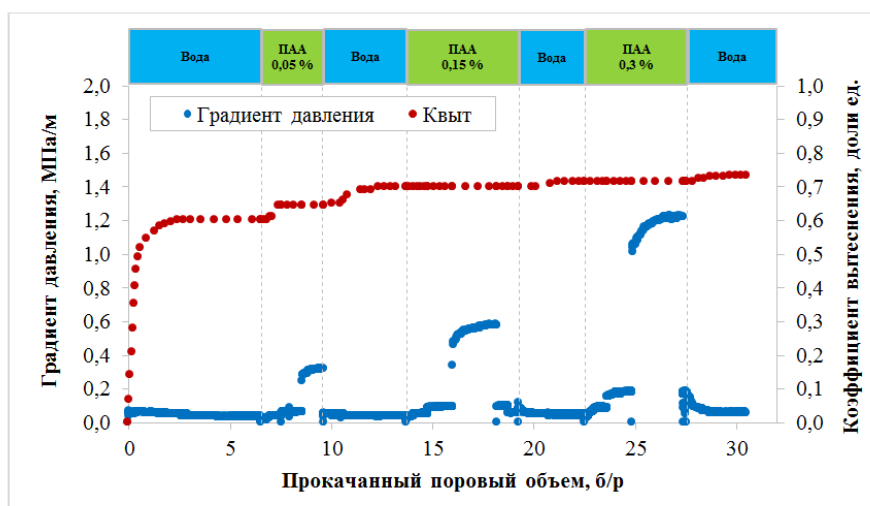
Достижение Квыт на уровне 0,699 наступило после прокачки агентов вытеснения в количестве 5,5 PV. Расчеты показали, что в условиях пласта ожидается достижение «целевого» прироста Квыт в 0,1 от закачки 0,05 % раствора ПАА в радиусе 300 м от нагнетательной скважины (при расстоянии между нагнетательной и добывающей скважинами — 600 м) по истечении 10-летнего периода воздействия.

¹ ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях [Электронный ресурс]. — Введ. 1987-01-01. — Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293836/4293836586.htm>.

Таблица 2

**Результаты опытов по вытеснению нефти водой
с последующей закачкой полимерных составов**

Параметр	Единица измерения	Образец	
		1	2
Параметр образцов керна			
Длина	см	10,433	10,105
Диаметр	см	2,994	2,975
Пористость	%	22,56	20,09
Нефтенасыщенность (К _{нн})	%	0,826	0,824
Проницаемость по воздуху (К _{пр})	мД	527	116
Параметры вытеснения водой			
Вязкость нефти	сПз	5	5
Вязкость воды		0,365	0,365
Проницаемость по нефти	мД	363	73
Проницаемость по воде		25	5
Относительная подвижность закачиваемой воды	д.ед.	0,9	0,9
Квыт по воде		0,602	0,618
Остаточная нефтенасыщенность по воде		0,329	0,315
Эффективность довытеснения полимерным составом			
Молекулярная масса полимера	млн Д	13	15
Квыт (ПАА – 0,05 %)	д.ед.	0,699	0,713
Остаточная нефтенасыщенность (ПАА – 0,05 %)		0,249	0,236
Квыт (ПАА – 0,15 %)		0,714	0,739
Остаточная нефтенасыщенность (ПАА – 0,15 %)		0,236	0,215
Квыт (ПАА – 0,30 %)		0,735	0,773
Остаточная нефтенасыщенность (ПАА – 0,30 %)		0,219	0,187
Прирост Квыт (ПАА – 0,05 %) относительно заводнения		0,10	0,10
Прирост Квыт (ПАА – 0,15 %) относительно заводнения		0,11	0,12
Прирост Квыт (ПАА – 0,30 %) относительно заводнения		0,13	0,16



**Рис. 2. Динамика коэффициента вытеснения и градиентов давления
при вытеснении нефти водой и раствором полимера (эксперимент 1)**

Фактор остаточного сопротивления (ФОС)

ФОС рассчитан на основании результатов потоковых экспериментов для двух вариантов начального насыщения: вариант 1 — 100 %-й водонасыщенный керн; вариант 2 — нефтенасыщенный керн (после вытеснения нефти водой). В обоих вариантах исследования выполнены с проницаемостью образцов 116 и 527 мД.

ФОС оценивается как отношение проницаемости при фильтрации воды до полимерного заводнения и после. В варианте 1 величина ФОС для керна с $K_{пр}$ — 527 мД составила 15, для керна с $K_{пр}$ — 116 мД — 25. В варианте 2 ФОС для керна с $K_{пр}$ — 527 мД составил 2, для керна с $K_{пр}$ — 116 мД — 5. Селективное по насыщению создание ФОС обеспечивает закупорку преимущественно водонасыщенного интервала. Большой ФОС для образцов с меньшей проницаемостью не позволяет выровнять фронт вытеснения в пласте. Это приведет к еще большей изоляции низкопроницаемых пропластков. Точная оценка этого явления определяется путем моделирования, она зависит не только от ФОС, но и от объема прокачки.

Изучение адсорбции ПАА

Адсорбция полимера оказывает существенное влияние на скорость его распространения в пористой среде и, следовательно, на нефтеотдачу. Сильная адсорбция может привести к задержке распространения полимера в пласте.

В работе [31] приведены зависимости коэффициента задержки продвижения полимера от величины адсорбции для разных концентраций полимерного раствора. Рассмотрен диапазон адсорбции от 10 до 200 мкг/г. При низкой адсорбции (10 мкг/г) и концентрации полимерного раствора 0,2 % после прокачки 1-го порового объема коэффициент задержки составляет 3 %. В случае адсорбции 100 мкг/г и концентрации раствора 0,15 % коэффициент задержки составляет 35 %. Это означает, что для достижения «целевого» увеличения нефтеотдачи необходимо закачать полимера на 35 % больше, чем в случае без удержания полимера породой. При высокой адсорбции (200 мкг/г) и концентрации раствора 0,15 % коэффициент задержки превышает 70 %.

В работе [32] влияние величины адсорбции оценено следующим образом: значения менее 50 мкг/г приводят к незначительной задержке продвижения полимерного раствора по пласту, а свыше 200 мкг/г ставят под угрозу рентабельность применения технологии. В работе [33] приведена аналогичная оценка.

Фактическая величина адсорбции может меняться в широких пределах. В работе [34], ссылаясь на мировой опыт, приведен диапазон изменения адсорбции для различных полимеров и пород (от 9 до 700 мкг/г).

Таким образом, несмотря на потенциал полимера по увеличению нефтеотдачи, его финальная эффективность может быть низкой из-за высокой адсорбции. Поэтому проведение экспериментов по определению адсорбции является неотъемлемым этапом работы по оценке потенциальной эффективности полимерного заводнения.

Для оценки адсорбции молекул полимера на керне пласта Ю₂ Усть-Тегусской площади определение концентрации ПАА производилось по изменению вязкости раствора в пробах. Для этого использовался капиллярный вискозиметр (ВПЖ). Максимальная концентрация вынесенного раствора ПАА определена по пробам, когда параметры фильтрации стабилизировались. По ним для пяти концентраций раствора полимера (путем разбавления тестируемой пробы в воде) построена калибровочная кривая. Далее производился замер вязкости оставшихся проб и рассчитывалась текущая концентрация ПАА в пробе.

На рисунке 3 показаны динамика градиента давления и рассчитанная концентрация ПАА в эксперименте на водонасыщенном керне с проницаемостью 116 мД. При этом уровни адсорбции/десорбции составили 113 и 46 мг/г, соответственно.

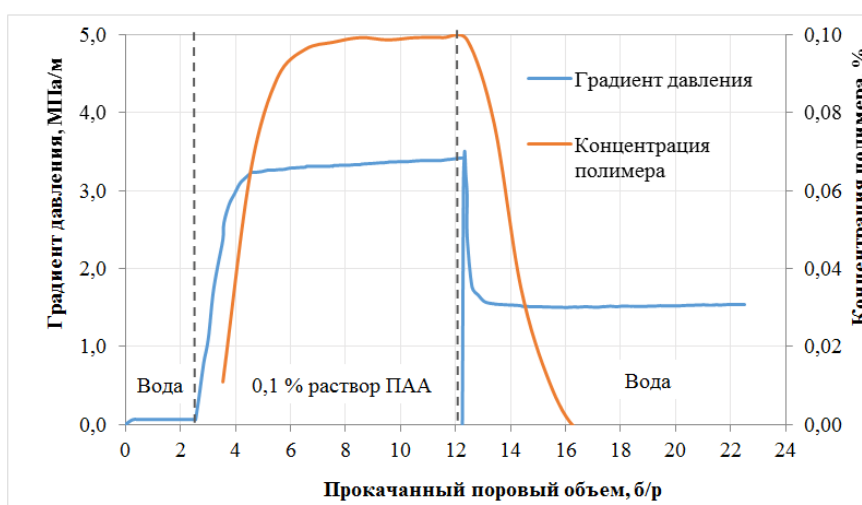


Рис. 3. Динамика градиента давления и концентрации полимера в растворе

Динамическая адсорбция выбранных полимеров на керновой колонке (нефтенасыщенный образец после заводнения) изменялась от 40 до 200 мкг/г. Аналогичные эксперименты для образцов со 100 %-й водонасыщенностью показали уровень адсорбции вдвое выше.

Адаптация результатов экспериментов и создание секторной модели пласта

Численное моделирование технологии выполнено в гидродинамическом симуляторе tNavigator. Стандартный набор опций, необходимых для создания модели полимерного заводнения: PLYADS, PLYROCK, PPERM, PLYVISC, PLYMAX, PLIMAXPAR, WPOLYMER. Для моделирования эффекта «отмыва» нефти полимером использована опция зависимости остаточной нефтенасыщенности от концентрации полимера ENPTRC.

На первом этапе была выполнена адаптация одномерной микромодели на результаты следующих керновых экспериментов: определение адсорбции в нефтенасыщенном и водонасыщенном образцах, вытеснение нефти водой с последующей закачкой полимерных составов.

С использованием данных, уточненных в процессе адаптации, была создана секторная модель пласта Ю₂. Модель состоит из 15 слоев. 1-й слой, изолированный от пласта, представлен каналами, соединяющими добывающие и нагнетательные скважины. Следующие 7 слоев — высокопроницаемый коллектор, остальные 7 слоев — низкопроницаемый. Проницаемость «супер-каналов», высокопроницаемой и низкопроницаемой части коллектора в варианте геологической неоднородности (5/1) составила 1 448, 362, 72 мД, соответственно. Аналогичные параметры для варианта геологической неоднородности (10/1) составили 1 520, 380, 38 мД. Пористость — 20 %, начальная нефтенасыщенность — 70 %, остаточная нефтенасыщенность — 33,9 %, Квыт — 0,515. Система разработки обращенная семиточечная. Скважины вертикальные. Расстояние между скважинами — 600 м. Размер расчетных блоков — 60 × 60 × 1 м.

Оценка технологической эффективности полимерного заводнения

Базовый вариант разработки подразумевает непрерывную закачку воды в нагнетательную скважину с забойным давлением 400 атм и скин-фактором (–3). Добывающая скважина работает с забойным давлением 40 атм. Для сравнения эффективности вариантов разработки (табл. 3) через 5 и 10 лет после начала полимерного заводнения рассчитана удельная эффективность. Она представляет собой отношение дополнительной добычи нефти к объему закачанного полимера. Исследовано два варианта неоднородности по проницаемости с соотношением проницаемости верхнего пропластка к нижнему — (5/1) и (10/1).

Таблица 3

Показатели вариантов разработки

Вариант	Агент вытеснения	Блокировка «супер-каналов»	Опция ENPTRC	Рзаб. нагнетательная, атм	Скин-фактор нагнетательной скв.	Адсорбция, мкг/г	ФОС $\frac{\text{верх}}{\text{низ}}$	Удельная эффективность за 5 лет/10 лет, т/т	
								неоднородность	
								(5/1)	(10/1)
Базовый	Вода	Нет	–	400	–3	–	–	–	–
1	ПАА 0,05 %	Да	Да	440	–4,5	40	2/5	8/29	40/35
2	ПАА 0,1 %	Да	Да	440	–4,5	40	2/5	5/28	28/26
3	ПАА 0,05 %	Да	Да	400	–3	40	2/5	–3/20	30/37
4	ПАА 0,05 %	Да	Нет	440	–4,5	40	2/5	–5/2	5/5
5	ПАА 0,05 %	Нет	Да	440	–4,5	40	2/5	8/27	35/31
6	ПАА 0,05 %	Да	Да	440	–4,5	200	2/5	0/9	11/23
7	ПАА 0,05 %	Да	Да	440	–4,5	40	1/1	11/26	34/27

На горизонте прогноза 10 лет удельная эффективность полимерного заводнения показала близкие значения для обоих типов коллекторов. В краткосрочной перспективе (5 лет) лучшие результаты получены в более неоднородных коллекторах. Это связано с большим количеством прокачанного полимерного состава (вариант 1) через высокопроницаемый коллектор.

Увеличение концентрации полимера с 0,05 % (вариант 1) до 0,1 % (вариант 2) не приводит к пропорциональному росту добычи нефти. При этом наблюдается снижение удельной эффективности в обоих вариантах геологической неоднородности, что связано с уменьшением приемистости из-за повышенной вязкости полимерного раствора.

Сравнение результатов расчетов по вариантам 3 и 1 позволяет оценить влияние «запаса энергии» (под данным термином в статье подразумевается разность между фактическим и проектным устьевым давлением нагнетательных скважин) на дополнительную добычу нефти от полимерного заводнения. Для обоих вариантов геологической неоднородности наличие «запаса энергии» положительно влияет на эффективность технологии.

Вариант 5 (без блокировки «супер-каналов») показывает идентичные с вариантом 1 (с блокировкой «супер-каналов») прирост добычи нефти и КИН. Однако удельная дополнительная добыча нефти для варианта 5 ниже. Это объясняется «холостой» прокачкой полимера через «супер-каналы», без совершения полезной работы. Таким образом, в пластах с высокопроницаемыми каналами перед началом полимерного заводнения необходимо проводить их изоляцию.

Сравнивая результаты расчетов по вариантам 6 и 1, можно оценить влияние адсорбции на эффективность полимерного заводнения. Повышенная адсорбция приводит к существенной задержке в получении эффекта. Это наглядно видно на примере неоднородности коллектора — (5/1), где за 5 лет закачки полимерного раствора получен отрицательный «эффект». За 10 лет наблюдается небольшой прирост дополнительной добычи нефти, но и здесь удельная эффективность очень низкая.

Вариант 7 (ФОС — 1/1) имеет несколько худшую эффективность, чем вариант 1 (ФОС — 2/5). Видно, что увеличение ФОС до (2/5) приводит к «усугублению» геологической неоднородности. При этом большая часть полимера «работает» в высокопроницаемой части пласта, что приводит к быстрому получению дополнительной добычи нефти. ФОС (1/1) не приводит к перераспределению фильтрационных потоков, поэтому количество полимера в высокопроницаемом слое меньше, чем при ФОС (2/5), что влечет за собой более медленное получение эффекта. Эффект от перераспределения фильтрационных потоков виден также при сравнении результатов расчетов для разной геологической неоднородности: (5/1) и (10/1). Таким образом, наибольшую эффективность закачка полимера обеспечивает в сильно неоднородном коллекторе. Под эффективностью здесь понимается увеличение коэффициента вытеснения путем «отмыва» остаточной нефти.

Вклад отмывающих свойств полимера в величину дополнительной добычи нефти можно оценить, сравнив результаты расчетов по варианту 4 (без опции ENPTRC) и варианту 1 (с опцией ENPTRC). Видно, что «отмыв» является основным механизмом увеличения нефтеотдачи. Небольшая эффективность полимерного заводнения (без учета отмывающих свойств полимера) обусловлена низким значением коэффициента подвижности (M близок к 1).

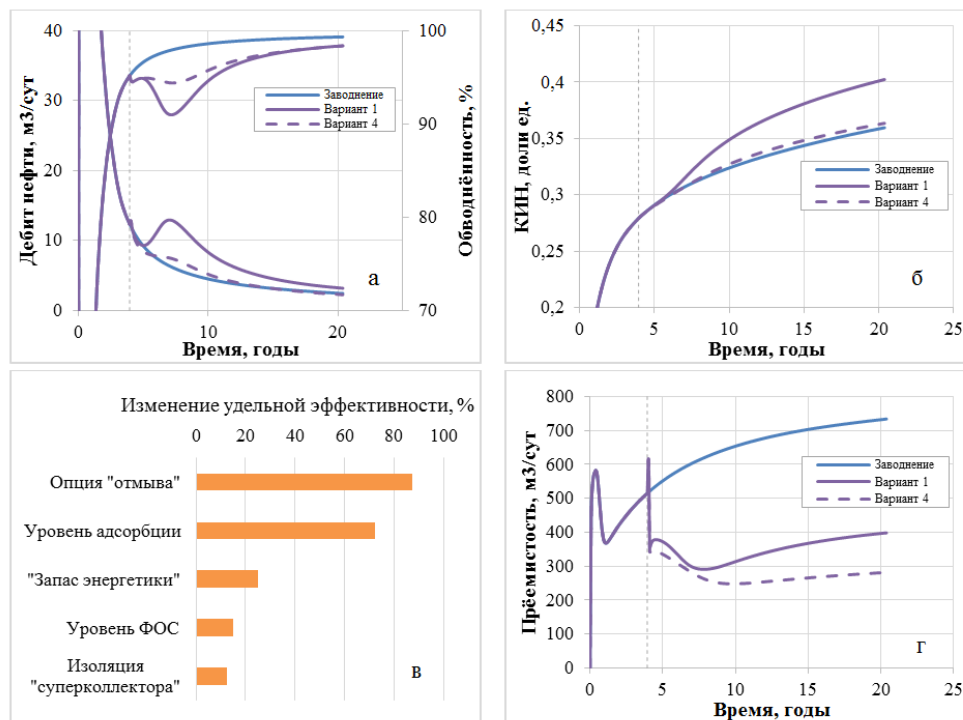


Рис. 4. Показатели разработки по вариантам 1 и 4:
а) дебит нефти и обводненность; б) КИН; в) влияние факторов на эффективность полимерного заводнения; г) приемистость скважины

Рассмотрим динамику показателей разработки по вариантам 1 и 4 (рис. 4). На рисунке 4а представлены зависимости дебита нефти и обводненности — от времени; на рисунке 4б — КИН — от времени, на рисунке 4в — влияние факторов на эффективность полимерного заводнения, на рисунке 4г — зависимость приемистости — от времени.

Из графиков (см. рис. 4) видно, что положительный эффект от полимерного воздействия наступает не раньше чем через 1 год или 0,2 прокачанных поровых объемов пласта. Это связано с существенным падением приемистости нагнетательной скважины. При закачке полимера в первый год наблюдается снижение дебита нефти относительно варианта заводнения. Максимальный годовой эффект наступает через 3,5 года или 0,4 прокачанных поровых объемов пласта после начала воздействия. На рисунке 4в представлен вклад в дополнительную добычу нефти таких факто-

ров, как опция «отмыва», уровень адсорбции, «запас энергетики», уровень ФОС, изоляция «суперколлектора».

Выводы

1. «Отмыв» остаточной нефти, а также уровень адсорбции ПАА являются основными факторами, влияющими на эффективность полимерного заводнения. Численные расчеты для пласта Ю₂ Усть-Тегусской площади (без учета отмывающих свойств) показывают снижение эффективности на 88 %. Увеличение адсорбции ПАА с 40 до 200 мкг/г снижает удельную эффективность на 72 %.

2. Наличие в пласте высокопроницаемых каналов, связывающих нагнетательные и добывающие скважины, приводит к неэффективному расходу полимера. Для пласта Ю₂ Усть-Тегусской площади присутствие высокопроницаемых каналов снижает эффективность полимерного заводнения на 12 %.

3. В неоднородных по проницаемости коллекторах из-за различных ФОС в низко- и высокопроницаемых слоях пласта закачка полимера не способна обеспечить выравнивание фронта вытеснения. Высокая неоднородность по проницаемости обуславливает ускоренную выработку высокопроницаемого слоя. Вклад параметра ФОС в величину удельной эффективности, определенный в лабораторных условиях, составил 15 %.

4. Реализация «запаса энергетики» повышает эффективность полимерного заводнения, так как позволяет частично компенсировать потери приемистости в нагнетательной скважине из-за высокой вязкости полимерного раствора и снижения проницаемости от адсорбированного полимера. Например, повышение забойного давления нагнетания на 40 атм (или 10 %) в варианте полимерного заводнения привело к увеличению удельной эффективности на 25 %.

Список источников

1. Chang, H. L. Polymer Flooding Technology Yesterday, Today, and Tomorrow / H. L. Chang. – DOI 10.2118/7043-pa. – Direct text // Journal of Petroleum Technology. – 1978. – Vol. 30, Issue 8. – P. 1113–1128.
2. Lake, L. W. Enhanced Oil Recovery / L. W. Lake. – New Jersey : Prentice Hall, 1989. – 550 p. – Direct text.
3. Sorbie, K. S. Polymer-Improved Oil Recovery / K. S. Sorbie. – Blackie, CRC Press, 1991. – 359 p. – Direct text.
4. Ильясов, И. Р. Обоснование типа и параметров активной примеси для эффективного вытеснения нефти при полимерном заводнении / И. Р. Ильясов. – DOI 10.33285/0207-2351-2021-10(634)-23-29. – Текст : непосредственный // Нефтепромышленное дело. – 2021. – № 10 (634). – С. 23–29.
5. Reduction of residual oil saturation in sandstone cores using viscoelastic polymer / P. Qi, D. H. Ehrenfried, H. Koh, M. T. Balhoff. – DOI 10.2118/179689-PA. – Direct text // SPE Journal. – Vol. 22, Issue 02. – 2017. – P. 447–458.

6. Koh, H. Experimental investigation of the Effect of Polymers on Residual Oil Saturation / H. Koh, V. B. Lee, G. A. Pope. – Text : electronic // SPE Journal. – 2017. – Vol. 23, Issue 01. – URL: <https://doi.org/10.2118/179683-PA>.
7. Vermolen, E. C. A Systematic Study of the Polymer Visco-Elastic Effect on Residual Oil Saturation by Core Flooding / E. C. Vermolen, M. J. Haasterecht, S. K. Masalmeh. – Text : electronic // SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, Oman, March 2014. – URL: <https://doi.org/10.2118/169681-MS>. – Published: March, 31, 2014.
8. Jewett, R. L. Polymer flooding - A current appraisal / R. L. Jewett, G. F. Schurz. – DOI 10.2118/2545-pa. – Direct text // Journal of Petroleum Technology. – 1970. – Vol. 22, Issue 06. – P. 675–684.
9. Saleh, L. D. Data Analysis and Updated Screening Criteria for Polymer Flooding Based on Oilfield Data / L. D. Saleh, M. Wei, B. Bai. – DOI 10.2118/168220-PA. – Direct text // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2014. – Vol. 17, Issue 01. – P. 15–25.
10. Sheng, J. J. Status of polymer-flooding technology / J. J. Sheng, B. Leonhardt, N. Azri. – DOI 10.2118/174541-PA. – Direct text // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2015. – Vol. 54, Issue 02. – P. 116–126.
11. Pye, D. J. Improved Secondary Recovery by Control of Water Mobility / D. J. Pye. – DOI 10.2118/845-PA. – Direct text // Journal of Petroleum Technology. – 1964. – Vol. 16, Issue 08. – P. 911–916.
12. Chemical EOR for Heavy Oil : the Canadian Experience / E. Delamaide, B. Bazin, D. Rousseau, G. Degre. – DOI 10.2118/169715-MS. – Direct text // SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, Oman, March 2014. – P. 566–596.
13. Advances in Polymer Flooding and Alkaline/Surfactant/Polymer Processes as Developed and Applied in the People's Republic of China / H. L. Chang, Z. Q. Zhang, Q. M. Wang [et al.]. – DOI. 10.2118/89175-JPT. – Direct text // Journal of Petroleum Technology. – 2006. – Vol. 58, Issue 02. – P. 84–89.
14. Key Aspects of Project Design for Polymer Flooding at the Daqing Oilfield / D. Wang, R. S. Seright, Z. Shao, J. Wang. – DOI 10.2118/109682-PA. – Direct text // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2008. – Vol. 11, Issue 06. – P. 1117–1124.
15. Key Technologies of Polymer Flooding in Offshore Oilfield of Bohai Bay / W. Zhou, J. Zhang, G. Feng [et al.]. – Text : electronic // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia, October 2008. – URL: <https://doi.org/10.2118/115240-MS>. – Published: October, 20, 2008.
16. Producing by Polymer Flooding more than 300 Million Barrels of Oil, What Experiences Have Been Learnt? / D. Wang, J. Cheng, J. Wu, Y. Wang. – DOI 10.2118/77872-MS. – Direct text // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Melbourne, Australia, October 2002. – P. 338–346.
17. Бондаренко, А. В. Экспериментальное сопровождение опытно-промышленных работ по обоснованию технологии полимерного заводнения в условиях высокой минерализации пластовых и закачиваемых вод : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Бондаренко, Алексей Валентинович. – Москва, 2017. – 144 с. – Текст : непосредственный.
18. Обзор мировых проектов полимерных методов увеличения нефтеотдачи / Р. Р. Ибатуллин, Ш. К. Гаффаров, М. Р. Хисаметдинов, Л. И. Минихаиров. – DOI 10.24887/0028-2448-2022-7-32-37. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 7. – С. 32–37.

19. Результаты внедрения технологий повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» / В. Е. Ступоченко, А. Я. Соркин, В. А. Кан [и др.]. – Текст : непосредственный // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. – 2003. – № 4 (51). – С. 16–20.
20. Итоги опытно-промышленных работ по полимерному заводнению на Москудинском месторождении / А. В. Бондаренко, А. В. Севрюгина, А. И. Ковалевский, Д. А. Кириллов. – DOI 10.30713/2413-5011-2019-6(330)-61-65. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 6 (330). – С. 61–65.
21. Clampitt, R. L. An Economic Polymerflood in the North Burbank Unit, Osage Country, Oklahoma / R. L. Clampitt, T. B. Reid. – Text : electronic // Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, Texas, September 1975. – URL: <https://doi.org/10.2118/5552-MS>. – Published: September, 28, 1975.
22. Melo, M. A. Lessons Learned From Polymer Flooding Pilots in Brazil / M. A. Melo, A. G. Lins, P. G. Silva. – Text : electronic // SPE Latin America and Caribbean Mature Fields Symposium, Salvador, Bahia, Brazil, March 2017. – URL: <https://doi.org/10.2118/184941-MS>. – Published: September, 28, 1975.
23. Опытно-промышленное внедрение полимерного заводнения на месторождении Южно-Тургайского бассейна / Р. Ж. Абиров, А. Г. Мухамедова, Б. Панабеккызы [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 5. – С. 15–19.
24. A Successful Polymer Flood at Palogrande-Cebu, A Low Permeability Reservoir in the Upper Magdalena Valley, Colombia / J. M. Leon, A. F. Castillo, R. Perez [et al.]. – Text : electronic // SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2018. – URL: <https://doi.org/10.2118/190165-MS>. – Published: April, 14, 2018.
25. Wang, Y. Commercial Success of Polymer Flooding in Daqing Oilfield - Lessons Learned / Y. Wang, H. Liu. – Text : electronic // SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Adelaide, Australia, September 2006. – URL: <https://doi.org/10.2118/100855-MS>. – Published: September, 11, 2006.
26. New Water Soluble Anionic NVP Acrylamide Terpolymers for Use in Harsh EOR Conditions / N. Gaillard, B. Giovannetti, C. Favero. – Text : electronic // SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2014. – URL: <https://doi.org/10.2118/169108-MS>. – Published: April, 12, 2014.
27. Seright, R. S. The Effects of Mechanical Degradation and Viscoelastic Behavior on Injectivity of Polyacrylamide Solutions / R. S. Seright. – DOI 10.2118/9297-PA. – Direct text // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1983. – Vol. 23, Issue 03. – P. 475–485.
28. Rheology and mechanical degradation of high-molecular-weight partially hydrolyzed polyacrylamide during flow through capillaries / A. R. Al Hashmi, R. S. Al Maamari, I. S. Al Shabibi [et al.]. – DOI 10.1016/j.petrol.2013.03.021. – Direct text // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2013. – Vol. 105. – P. 100–106.
29. Zampieri, M. F. Water Injection, Polymer Injection and Polymer Alternating Water Injection for Enhanced Oil Recovery : A Laboratory Study / M. F. Zampieri, R. B. Z. L. Moreno. – Text : electronic // Proceedings of the ASME 2013 32nd International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering OMAE 2013. Volume 6 : Polar and Arctic Sciences and Technology, Nantes, France, June 9–14, 2013. – URL: <https://doi.org/10.1115/omae2013-10243>.

30. Huh, C. Residual Oil Saturation from Polymer Flood : Laboratory Measurements and Theoretical Interpretation / C. Huh, G. A. Pope. – Text : electronic // SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2008. – URL: <https://doi.org/10.2118/113417-MS>. – Published: April, 20, 2008.
31. Green, D. W., Enhanced Oil Recovery / D. W. Green, G. P. Willhite. – Richardson : Society of Petroleum Engineers, 1998. – 900 p. – Direct text.
32. Manichand, R. N. Field vs. Laboratory Polymer Retention Values for a Polymer Flood in the Tambaredjo Field / R. N. Manichand, R. S. Seright. – DOI 10.2118/169027-PA. – Direct text // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2014. – Vol. 17, Issue 03. – P. 314–325.
33. An Overview on Polymer Retention in Porous Media / S. Al-Hajri, S. M. Mahmood, H. Abdulalah, S. Akbari. – DOI 10.3390/en111027512018. – Direct text // Energies. – 2018. – Vol. 11, Issue 10. – P. 27–51.
34. Polymer Retention Determination in Porous Media for Polymer Flooding in Unconsolidated Reservoir / I. Ilyasov, I. Koltsov, P. Golub [et al.]. – Text : electronic // Polymers. – 2021. – Vol. 13, Issue 16. – URL: <https://doi.org/10.3390/polym13162737>.

References

1. Chang, H. L. (1978). Polymer Flooding Technology Yesterday, Today, and Tomorrow. *Journal of Petroleum Technology*, 30(08), pp. 1113-1128. (In English). DOI: 10.2118/7043-pa
2. Lake, L. W. (1989). *Enhanced Oil Recovery*. New Jersey, Prentice Hall, 550 p. (In English).
3. Sorbie, K. S. (1991). *Polymer-Improved Oil Recovery*. Blackie, CRC Press, 359 p. (In English).
4. Ilyasov, I. R. (2021). Justification of the polymer type and parameters for the efficient oil displacement during polymer flooding. *Oilfield Engineering*, (10(634)), pp. 23-29. (In Russian). DOI: 10.33285/0207-2351-2021-10(634)-23-29
5. Qi, P., Ehrenfried, D. H., Koh, H., & Balhoff, M. T. (2017). Reduction of residual oil saturation in sandstone cores using viscoelastic polymer. *SPE Journal*, 22(02), pp. 447-458. (In English). DOI: 10.2118/179689-PA
6. Koh, H., Lee, V. B., & Pope, G. A. (2017). Experimental investigation of the Effect of Polymers on Residual Oil Saturation. *SPE Journal*, 23(01). (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/179683-PA>
7. Vermolen, E. C., Haasterecht, M. J., & Masalmeh, S. K. (2014). A Systematic Study of the Polymer Visco-Elastic Effect on Residual Oil Saturation by Core Flooding. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*, Muscat, Oman, March 2014. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/169681-MS>.
8. Jewett, R. L., & Schurz, G. F. (1970). Polymer Flooding - A Current Appraisal. *Journal of Petroleum Technology*, 22(06), pp. 675-684. (In English). DOI: 10.2118/2545-pa
9. Saleh, L. D., Wei, M., & Bai, B. (2014). Data Analysis and Updated Screening Criteria for Polymer Flooding Based on Oilfield Data. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 17(01), pp. 15-25. (In English). DOI: 10.2118/168220-PA

10. Sheng, J. J., Leonhardt, B., & Azri, N. (2015). Status of polymer-flooding technology. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, (54(02)), pp. 116-126. (In English). DOI: 10.2118/174541-PA
11. Pye, D. J. (1964). Improved Secondary Recovery by Control of Water Mobility. *Journal of Petroleum Technology*, 16(08), pp. 911-916. (In English). DOI: 10.2118/845-PA
12. Delamaide, E., Bazin, B., Rousseau, D., & Degre, G. (2014). Chemical EOR for Heavy Oil: the Canadian Experience. SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, Oman, March 2014, pp. 566-596. (In English). DOI: 10.2118/169715-MS
13. Chang, H. Z., Zhang, Z. Q., Wang, Q. M., Xu, Z. S., Guo, Z. D., Sun, H. Q.,... Qiao, Q. (2006). Advances in Polymer Flooding and Alkaline/Surfactant/Polymer Processes as Developed and Applied in the People's Republic of China. *Journal of Petroleum Technology*, 58(02), pp. 84-89. (In English). DOI: 10.2118/89175-JPT
14. Wang, D., Seright, R. S., Shao, Z., & Wang, J. (2008). Key Aspects of Project Design for Polymer Flooding at the Daqing Oilfield. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 11(06), pp. 1117-1124. (In English). DOI: 10.2118/109682-PA
15. Zhou, W., Zhang, J., Feng, G., Jiang, W., Sun, F., Zhou, S., & Liu, Y. (2008). Key Technologies of Polymer Flooding in Offshore Oilfield of Bohai Bay. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia, October 2008. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/115240-MS>
16. Wang, D., Cheng, J., Wu, J., & Wang, Y. (2002). Producing by Polymer Flooding more than 300 Million Barrels of Oil, What Experiences Have Been Learnt? SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Melbourne, Australia, October 2002, pp. 338-346. (In English). DOI: 10.2118/77872-MS
17. Bondarenko, A. V. (2017). Eksperimental'noe soprovozhdenie opytno-promyshlennykh rabot po obosnovaniyu tekhnologii polimernogo zavodneniya v usloviyakh vysokoy mineralizatsii plastovykh i zakachivaemykh vod. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Moscow, 144 p. (In Russian).
18. Ibatullin, R. R., Gaffarov, Sh. K., Khisametdinov, M. R., & Minikhaev, L. I. (2022). Review of world polymer flooding EOR projects. *Oil industry*, (7), pp. 32-37. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2022-7-32-37
19. Stupochenko, V. E., Sorkin, A. Ya., Kan, V. A., Dyabin, A. G., Minin, V. V., Lapychev, I. L., & Komarov, R. E. (2003). Rezul'taty vnedreniya tekhnologii povysheniya nefteotdachi plastov na mestorozhdeniyakh OAO "Slavneft'-Megionneftegaz". *Interval. Peredovye neftegazovye tekhnologii*, (4(51)), pp. 16-20. (In Russian).
20. Bondarenko, A. V., Sevryugina, A. V., Kovalevsky, A. I., & Kirillov, D. A. (2019). Results of pilot works on polymer flooding at the Moskudinskoe field. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (6(330)), pp. 61-65. (In Russian). DOI: 10.30713/2413-5011-2019-6(330)-61-65
21. Clampitt, R. L., & Reid, T. B. (1975). An Economic Polymerflood in the North Burbank Unit, Osage Country, Oklahoma. Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, Texas, September 1975. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/5552-MS>
22. Melo, M. A., Lins, A. G., & Silva, P. G. (1975). Lessons Learned From Polymer Flooding Pilots in Brazil. SPE Latin America and Caribbean Mature Fields Symposium, Salvador, Bahia, Brazil, March 1975. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/184941-MS>

23. Abirov, R. Zh., Mukhamedova, A. G., Panabekkyzy, B., Eremin, N. A., Abirov, Zh. Zh., & Nestyerkin, A. A. (2016). Pilot introduction of the polymer flooding in the oilfield of south Turgay Basin. *Oilfield Engineering*, (5), pp. 15-19. (In Russian).
24. Leon, J. M., Castillo, A. F., Perez, R., Jimenez, J. A., Izadi, M., Mendez, A.,... Chaparro, C. H. (2018). A Successful Polymer Flood at Palogrande-Cebu, A Low Permeability Reservoir in the Upper Magdalena Valley, Colombia. *SPE Improved Oil Recovery Conference*, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2018. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/190165-MS>
25. Wang, Y., & Liu, H. (2006). Commercial Success of Polymer Flooding in Daqing Oilfield - Lessons Learned. *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, Adelaide, Australia, September 2006. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/100855-MS>
26. Gaillard, N., Giovannetti, B., Favero, C., Caritey, J.-P.-P., Dupuis, G., & Zaitoun, A. (2014). New Water Soluble Anionic NVP Acrylamide Terpolymers for Use in Harsh EOR Conditions. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2014. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/169108-MS>
27. Seright, R. S. (1983). The Effects of Mechanical Degradation and Viscoelastic Behavior on Injectivity of Polyacrylamide Solutions. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 23(03), pp. 475-485. (In English). DOI: 10.2118/9297-PA
28. Al Hashmi, A. R., Al Maamari, R. S., Al Shabibi, I. S., Mansoor, A. M., Zaitoun, A., & Al Sharji, H. H. (2013). Rheology and mechanical degradation of high-molecular-weight partially hydrolyzed polyacrylamide during flow through capillaries. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, (105), pp. 100-106. (In English). DOI: 10.1016/j.petrol.2013.03.021
29. Zampieri, M. F., & Moreno, R. B. Z. L. (2013). Water Injection, Polymer Injection and Polymer Alternating Water Injection for Enhanced Oil Recovery: A Laboratory Study. *Proceedings of the ASME 2013 32nd International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering OMAE 2013*. Volume 6: Polar and Arctic Sciences and Technology, Nantes, France, June 9-14, 2013. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1115/omae2013-10243>
30. Huh, C., & Pope, G. A. (2008). Residual Oil Saturation from Polymer Flood: Laboratory Measurements and Theoretical Interpretation. *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2008. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/113417-MS>
31. Green, D. W., & Willhite, G. P. (1998). *Enhanced Oil Recovery*. Richardson, Society of Petroleum Engineers, 900 p. (In English).
32. Manichand, R. N., & Seright, R. S. (2014). Field vs. Laboratory Polymer Retention Values for a Polymer Flood in the Tambaredjo Field. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 17(03), pp. 314-325. (In English). DOI: 10.2118/169027-PA
33. Al-Hajri, S., Mahmood, S. M., Abdullelah, H., & Akbari, S. (2018). An Overview on Polymer Retention in Porous Media. *Energies*, 11(10), pp. 27-51. (In English). DOI: 10.3390/en111027512018
34. Ilyasov, I., Koltsov, I., Golub, P., Tretyakov, N., Cheban, A., & Thomas, A. (2021). Polymer Retention Determination in Porous Media for Polymer Flooding in Unconsolidated Reservoir. *Polymers*, 13(16). (In English). Available at: <https://doi.org/10.3390/polym13162737>

Информация об авторах

Кобяшев Александр Вячеславович,
главный менеджер, ООО «Тюменский
нефтяной научный центр», г. Тюмень

Пятков Александр Александрович,
кандидат физико-математических
наук, ведущий специалист, ООО «Тю-
менский нефтяной научный центр»,
г. Тюмень, aapryatkov@tnnc.rosneft.ru

**Захаренко Владимир Алексан-
дрович**, главный специалист, ООО
«Тюменский нефтяной научный центр»,
г. Тюмень

Елаев Игорь Олегович, началь-
ник управления, ООО «РН-
Уватнефтегаз», г. Тюмень

Кушнарев Игорь Борисович,
начальник отдела, ООО «РН-
Уватнефтегаз», г. Тюмень

Information about the authors

Alexander V. Kobyashev, Chief
Manager, Tyumen Petroleum Scientific
Center LLC, Tyumen

Alexander A. Pyatkov, Candidate
of Physics and Mathematics, Leading Spe-
cialist, Tyumen Petroleum Scientific Cen-
ter LLC, Tyumen, aapryatkov@tnnc.rosneft.ru

Vladimir A. Zakharenko, Chief
Specialist, RN-Uvatneftegaz LLC, Tyu-
men

Igor O. Yelaev, Head of Manage-
ment, RN-Uvatneftegaz LLC, Tyumen

Igor B. Kushnarev, Head of De-
partment, RN-Uvatneftegaz LLC, Tyu-
men

Статья поступила в редакцию 27.09.2022; одобрена после рецензирования 07.03.2023; принята к публикации 22.03.2023.

The article was submitted 27.09.2022; approved after reviewing 07.03.2023; accepted for publication 22.03.2023.

УДК 622.276

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-2-62-82

Решение обратной задачи в рамках модели *D-CRMP* с учетом прогнозных свойств

Н. Г. Мусакаев^{1, 2}, С. П. Родионов¹, В. И. Лебедев^{1, 2*},
Э. Н. Мусакаев^{1, 3}

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

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

³ООО «НефтьГазИсследование», Тюмень, Россия

*vilebedev.72@gmail.com

Аннотация. В работе представлено тестирование программы, реализующей модель *D-CRMP*. Модель *D-CRMP* входит в семейство аналитических моделей «емкости — сопротивление» (*CRM*), которые предназначены главным образом для оперативного регулирования системы заводнения. Отличие модели *D-CRMP* заключается в ее способности учитывать периоды остановок добывающих скважин при адаптации модели. Решение обратной задачи основано на использовании алгоритмов имитации отжига и последовательного квадратичного программирования методом наименьших квадратов из библиотеки *SciPy*. В работе рассматривается особенность решения уравнения *D-CRMP*, связанная с ошибками в прогнозе добычи пластовой жидкости после выхода добывающей скважины из периода простоя. Производится выбор целевой функции и ограничений, являющихся предпочтительными при применении упомянутых алгоритмов для адаптации модели *D-CRMP*. Обозначен метод выбора лучшей модели при использовании для их построения алгоритма, основанного на работе генератора псевдослучайных чисел. Выбор осуществляется с учетом прогнозных свойств моделей. Подробно рассмотрен подход к построению доверительных интервалов, основанный на *F*-тесте. Проведена их оценка.

Ключевые слова: регулирование разработки нефтяных месторождений, прогноз добычи углеводородов, аналитическая модель, *Capacitance Resistance Model*, оптимизационная задача, алгоритм *SLSQP*, алгоритм имитации отжига, *SciPy*, *F*-тест

Для цитирования: Решение обратной задачи в рамках модели *D-CRMP* с учетом прогнозных свойств / Н. Г. Мусакаев, С. П. Родионов, В. И. Лебедев, Э. Н. Мусакаев. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-2-62-82 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 2. – С. 62–82.

D-CRMP history matching considering predictive properties

Nail G. Musakaev^{1, 2}, Sergey P. Rodionov¹, Vladimir I. Lebedev^{1, 2*},
Emil N. Musakaev^{1, 3}

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

²*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*

³*NS Digital LLC, Tyumen, Russia*

**vilebedev.72@gmail.com*

Abstract. The article presents results of tests of software that implements the D-CRMP model. D-CRMP is a version of the analytical capacitance-resistance model (CRM) that is primarily used for waterflood characterization and reservoir management. The difference of D-CRMP lies in its ability to take into account the shut-in periods of production wells during history matching. The optimization problem is solved by means of simulated annealing and sequential least-squares quadratic programming from the SciPy library. The study considers the feature of solving the D-CRMP equation related to the errors in the reservoir liquid production forecast when previously shut-in well starting its production. The selection of the objective function and constraints, which are preferable when using the mentioned algorithms for D-CRMP history matching, is made. A method for choosing the best model is indicated when using an algorithm, which is dependent on pseudorandom number generator. The choice is made taking into account the predictive properties of the models. An approach to calculating confidence intervals based on the F-test is considered in detail. Evaluation of confidence intervals is carried out.

Keywords: reservoir engineering, production forecast, analytical model, Capacitance Resistance Model, optimization problem, SLSQP algorithm, simulated annealing algorithm, SciPy, F-test

For citation: Musakaev, N. G., Rodionov, S. P., Lebedev, V. I., & Musakaev, E. N. (2023). D-CRMP history matching considering predictive properties. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 62-82. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-2-62-82

Введение

Актуальность работы заключается в развитии аналитических моделей, позволяющих принимать оперативные решения для ряда задач, связанных с регулированием разработки нефтяных месторождений. Данным моделям противопоставляются трехмерные гидродинамические модели, основными недостатками которых при сравнении являются вычислительная сложность и большие неопределенности, в частности относительно низкая достоверность исходных данных. В текущей работе рассматривается модель *D-CRMP*, описанная в статье [1]. Она принадлежит семейству моделей «емкости-сопротивления» (*CRM*). Впервые модель *CRM* была подробно рассмотрена в работе [2]. Разновидности моделей *CRM* продемонстрированы в работе [3]. В отечественной практике значительный вклад в развитие моделей *CRM* внесла исследовательская группа, опубликовавшая монографию [4].

В основе модели *CRM* лежит уравнение материального баланса, которое записывается для выбранного контрольного объема. Для построения модели используются, как правило, данные о дебите и забойном давлении добывающих скважин, а также о расходе нагнетательных скважин. В ходе решения обратной задачи в рамках модели *CRM* обычно находятся коэф-

коэффициенты взаимовлияния скважин f_{ij} , коэффициенты продуктивности J_j , константы времени τ_j . Коэффициенты f_{ij} представляют собой долю расхода воды нагнетательной скважины i , приходящуюся на добычу жидкости добывающей скважины j . Коэффициенты τ_j имеют единицу измерения такую же, как шаг по времени (например, сутки). По отношению к модели они объясняют задержку во времени изменения дебитов добывающих скважин в ответ на изменения расходов нагнетательных скважин. Если бы значения τ_j стремились к нулю, дебиты добывающих скважин изменялись бы мгновенно при изменении расходов нагнетательных скважин. Физический смысл этих коэффициентов выражается как: $\tau = c_t V_p / J$, где c_t — общий коэффициент сжимаемости породы и жидкости; V_p — поровый объем в контрольном объеме; J — коэффициент продуктивности.

Таким образом, τ_j связаны с запасом упругой энергии в контрольном объеме. Коэффициенты продуктивности описываются выражением:

$$q(t) = J(\bar{p}(t) - p_{wf}(t)),$$

где $\bar{p}(t) - p_{wf}(t)$ — перепад давления между пластом и забоем скважины.

В модели *D-CRMP* контрольным объемом является дренируемый объем каждой добывающей скважины (рис. 1).

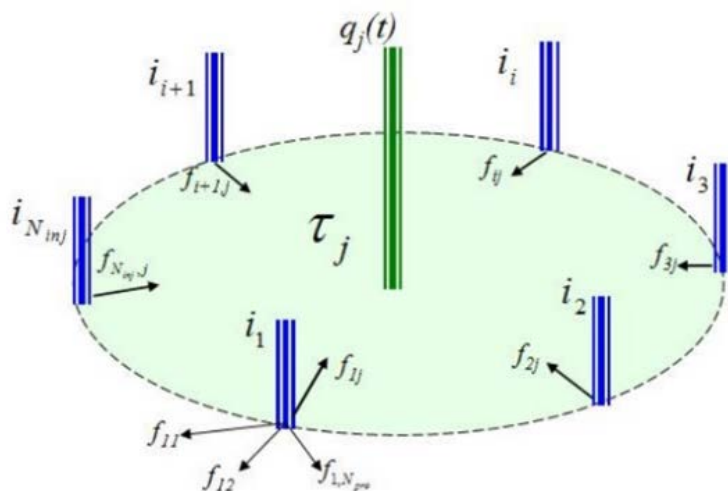


Рис. 1. Контрольный объем модели CRMP

Модель *D-CRMP* позволяет учитывать периоды остановок и введение новых добывающих скважин в разработку при решении обратной задачи. Аналитическое решение основного уравнения модели записывается следующим образом (1):

$$q_j(t_k) = \Gamma_j(t_k) \cdot \{A + B \cdot (C - D)\},$$

$$A = q_j(t_{k-1}) \cdot \exp\left(\frac{-\Delta t}{\tau_j}\right), \quad B = 1 - \exp\left(\frac{-\Delta t}{\tau_j}\right), \quad (1)$$

$$C = \sum_{i=1}^{n_I} \frac{f_{ij}}{\sum_{j=1}^{n_P} \Gamma_j(t_k) \cdot f_{ij}} \cdot I_i(t_k), \quad D = J_j \cdot \tau_j \cdot \frac{P_{wf,j}^k - P_{wf,j}^{k-1}}{\Delta t},$$

где j — номер добывающей скважины; i — номер нагнетательной скважины; t_k и k — номер временного шага; Δt — временной шаг; q — дебит добывающей скважины; I — расход нагнетательной скважины; Γ — индикаторная функция; P_{wf} — забойное давление добывающей скважины; n_I — число нагнетательных скважин; n_P — число добывающих скважин.

Индикаторная функция принимает следующие значения:

$$\Gamma_j(t_k) = \begin{cases} 1, & q_j(t_k) \neq 0, P_{wf,j}^k \neq 0 \\ 0, & \text{иначе.} \end{cases}$$

Задача оптимизации заключается в нахождении минимума целевой функции, описываемой выражением (2)

$$\min \left\{ \frac{\sum_{k=1}^{n_T} \sum_{j=1}^{n_P} (q_{j_{obs}}(t_k) - q_j(t_k))^2}{\sum_{k=1}^{n_T} \sum_{j=1}^{n_P} (q_{j_{obs}}(t_k) - \bar{q}_{obs})^2} \right\}, \quad (2)$$

где n_T — суммарное число временных шагов; $q_{j_{obs}}$ — фактический дебит скважины j ; q_j — расчетный дебит скважины j по модели D -CRMP; $\bar{q}_{obs}$ — среднее арифметическое фактических дебитов всех добывающих скважин за все время.

Для решения задачи оптимизации в рамках модели CRM применяются методы Монте-Карло, градиентные алгоритмы, генетические алгоритмы, метод имитации отжига [4]. В работе [1] для оптимизации используется алгоритм Левенберга — Марквардта. Из-за большого количества параметров и характера минимизируемой функции поиск глобального минимума затруднен и требует значительных затрат времени. Одним из подходов к решению этой проблемы является установление ограничений. Ограничения, связанные со спецификой искомых величин, могут быть записаны следующим образом:

$$f_{ij}, \tau_j, J_j \geq 0 \text{ (для всех } i \text{ и } j) \text{ и } \sum_{j=1}^{n_P} f_{ij} \leq 1 \text{ (для всех } i). \quad (3)$$

Они могут быть дополнены за счет априорной информации

$$f_{ij_{min}} \leq f_{ij} \leq f_{ij_{max}}, \quad (4)$$

$$\tau_{j_{min}} \leq \tau_j \leq \tau_{j_{max}}, \quad (5)$$

$$J_{j_{min}} \leq J_j \leq J_{j_{max}}. \quad (6)$$

Априорную информацию можно получить за счет опыта использования модели *D-CRMP*, через связь параметров с промысловыми данными и с помощью экспертной оценки. В частности, можно выделить эмпирическое правило, заключающееся в том, что время реакции добывающих скважин на изменение расхода нагнетательных скважин приближенно равно $\frac{1}{2}\tau$ [4].

Основной проблемой, поднятой в данной статье, является смещение акцента при решении обратной задачи на описание обучающей выборки, в то время как в действительности представляют интерес прогнозные свойства модели. Целью исследования является установление подхода к адаптации модели *D-CRMP* с учетом ее прогнозных свойств. Задачи исследования: реализация модели *D-CRMP* с помощью компьютерной программы; оценка качества работы модели; проверка подхода к выбору решения обратной задачи с учетом прогнозных свойств модели; описание особенностей решения; обсуждение результатов моделирования.

Методика решения обратной задачи

В работе [5] рассматривается проблема структурной идентификации, то есть выбора фильтрационной модели оптимальной сложности. Для выбора модели, которая одновременно удовлетворительно описывает промысловые данные и дает устойчивый прогноз, решается задача многокритериальной структурной идентификации с помощью двух регуляризирующих функционалов, один из которых отвечает за качество адаптации и прогноза, а другой — за сложность модели. В данной работе применяется алгоритм имитации отжига для решения задачи глобальной оптимизации, после чего полученные значения параметров используются в качестве начального приближения для алгоритма локальной оптимизации *SLSQP*. Так как алгоритм имитации отжига является разновидностью алгоритма Метрополиса [6], то есть он использует генератор псевдослучайных чисел, имеет смысл проверить влияние на построение модели случайных факторов. Этого можно добиться построением графика сравнения вариабельности значений функции принадлежности некоторого количества моделей, построенных указанным способом. Модели отличаются друг от друга значениями подобранных параметров ввиду различия начальных приближений. В данной работе не рассматривается изменение сложности модели, но используется один из регуляризирующих функционалов, используемых в работе [5], сведенных к функции принадлежности. По значению функции принадлежности можно выбрать лучшую модель из полученных.

Для нахождения значений функционала рассматриваемый временной период делится на период обучения и период теста

$$T_{all} = T_o + T_e,$$

где T_{all} — рассматриваемый период разработки; T_o — период обучения; T_e — период теста.

Нахождение минимума функции (2) с использованием наблюдений за период T_o позволяет найти вектор искомых параметров модели. При этом соответствующее значение функции (2) обозначается J_o . Используя наблюдения за период T_e , с помощью настроенной модели можно найти значение функции (2), которое обозначается J_e . Если коэффициент γ выражает значимость прогноза относительно адаптации, тогда значение регуляризирующего функционала

$$J_{all} = J_o + \gamma J_e.$$

Для того чтобы иметь перспективную возможность выбора модели по другим критериям, вводится функция принадлежности:

$$\varphi(J_{all}; 0; J_{all_{max}}; 2) = \begin{cases} 1, & J_{all} = 0 \\ \left(1 - \frac{J_{all} - 0}{J_{all_{max}} - 0}\right)^2, & 0 < J_{all} < J_{all_{max}} \\ 0, & J_{all} = J_{all_{max}} \end{cases} \quad (7)$$

где $J_{all_{max}}$ — значение регуляризирующего функционала наименее качественной модели, соответствующее наибольшему значению J_{all} .

Оценка неопределенностей

Модели *CRM* достаточно просты в построении, поэтому их можно использовать в статистическом анализе. Оценка неопределенностей производится построением доверительных интервалов параметров выбранной модели с уровнем доверия 95 %. Ввиду того, что модель является нелинейной, нахождение доверительных интервалов связано с определенными трудностями. Обычно построение доверительных интервалов для нелинейных моделей производится с помощью метода *bootstrapping* [7, 8]. Однако, как замечает автор работы [7], такой подход требует значительных временных затрат, что нивелирует преимущество модели *CRM*, заключающееся в скорости вычислений. В работе [1] перечислен ряд других подходов, например, оценка только коэффициентов взаимовлияния скважин, при которой константы времени при решении обратной задачи принимаются постоянными. Уравнение *CRM* в таком случае записывается как линейная комбинация коэффициентов взаимовлияния скважин. Становится возможным получение доверительных интервалов для параметров линейной ре-

грессии. В данном исследовании несимметричные доверительные интервалы будут построены с использованием F -теста аналогично [1].

F -распределение или распределение Фишера — это распределение отношения двух случайных величин, каждая из которых имеет распределение χ^2 с определенным количеством степеней свободы. Распределение χ^2 имеет случайная величина, являющаяся суммой квадратов совместно независимых случайных величин, каждая из которых имеет стандартное нормальное распределение. Учитывая, что сумма квадратов отклонений фактических данных от модельных для линейной регрессии имеет распределение χ^2 , так как сами отклонения распределены стандартно, нормально и являются совместно независимыми [8], можно провести статистический тест, показывающий, одинаково ли хорошо определенная модель линейной регрессии описывает разные выборки данных, к которым эта модель адаптирована. Сумма квадратов отклонений фактических данных от модельных (9) часто выбирается в качестве целевой функции при математической оптимизации или входит в ее состав. Как показано в работе [9], F -тест можно проводить как для линейной, так и для нелинейной регрессии.

Другой разновидностью F -теста является сравнение рассматриваемой (полной) модели с моделью с вложенным параметром (*nested component*) [8]. Поднимается вопрос, одинаково ли хорошо две модели описывают исходные данные (одну выборку) и, в частности, нужны ли дополнительные параметры для лучшей адаптации к исходным данным. Для демонстрации теста рассмотрим модель, описываемую уравнением регрессии с p параметрами. Сокращенная (нулевая или упрощенная) модель содержит ограничения на k из них, к примеру, модель, в которой k параметров принимаются равными нулю. Нулевая гипотеза H_0 — сокращенная модель так же хорошо описывает данные, как полная модель. Альтернативная гипотеза H_1 — сокращенная модель хуже описывает данные. Если n — количество наблюдений (фактических данных), то значение F -статистики можно найти по формуле из работы [9]:

$$F_{obs} = \frac{(SS_0 - SS_{full}) / (df_0 - df_{full})}{SS_{full} / df_{full}}, \quad (8)$$

$$df_{full} = n - p, \quad df_0 - df_{full} = n - (p - k) - (n - p) = k,$$

$$SS = \sum_{i=1}^n (y_i - f(x_i; \theta_1, \dots, \theta_p))^2, \quad (9)$$

где y — фактическое значение величины; $f(x_i; \theta_1, \dots, \theta_p)$ — модельное значение величины; x_i — регрессоры или независимые переменные; θ_j — параметр модели; SS_0 — квадрат разности между фактическими и модельными данными в нулевой или сокращенной модели; SS_{full} — квадрат

разности между фактическими и модельными данными в полной модели; df_0 — количество степеней свободы в нулевой или сокращенной модели; df_{full} — количество степеней свободы в полной модели.

Частным случаем описанного выше статистического теста является проверка модели с ограничением одного параметра, что можно трактовать как $H_0: \theta_j = \theta_0$, то есть параметр θ_j равен значению θ_0 , принятому в сокращенной модели, так как полная и сокращенная модели одинаково хорошо описывают исходные данные. Соответственно, $H_1: \theta_j \neq \theta_0$.

Для того чтобы провести тест, выбирается значение уровня статистической значимости α или вероятность ошибочно отклонить нулевую гипотезу. В одностороннем тесте при уровне доверия 95 %

$$\alpha = \frac{0,05}{2} = 0,025.$$

Значение вероятности p , соответствующее значению уравнения (8), можно найти с помощью кумулятивной функции F -распределения как

$$p = 1 - F_{cdf}(F, dfn, dfd),$$

где $F_{cdf}(F, dfn, dfd)$ — кумулятивная функция F -распределения, F — значение статистики теста, то есть F_{obs} ; dfn — число степеней свободы числителя, то есть $df_0 - df_{full}$; dfd — число степеней свободы знаменателя, то есть df_{full} .

Если $p < \alpha$, то H_0 отвергается, если $p \geq \alpha$, для этого нет достаточных оснований при заданном α , соответственно, H_0 принимается.

Учитывая вышесказанное, несимметричный доверительный интервал для одного из параметров можно найти следующим образом. Так как полной моделью является та, которая выбирается с помощью функции (7), то ряд сокращенных моделей строится с помощью ограничения на параметр вида

$$(x_{ii} + jj \cdot step; x_{ii} + jj \cdot step + 10^{-10}),$$

где x_{ii} — значение ii параметра лучшей модели; jj — номер шага; $step$ — значение шага.

Слева указана нижняя граница параметра, справа — верхняя. Такая запись справедлива для перебора с положительным шагом. Для отрицательного шага

$$(x_{ii} - jj \cdot step - 10^{-10}; x_{ii} - jj \cdot step).$$

Каждая сокращенная модель адаптируется на данные так же, как и полная модель за счет подбора $p - 1$ параметров. Параметр изменяется до тех значений, при которых H_0 отвергается.

Объект и методы исследования

Для тестирования программы исходные данные выбираются из двух сценариев [1]. Первый сценарий не содержит остановок добывающих скважин в истории разработки, во втором сценарии скважины периодически находятся в простое. В обоих сценариях рассматривается синтетическая модель пласта, созданная в гидродинамическом симуляторе [1]. Однослойная нефтяная залежь разрабатывается 4 добывающими и 5 нагнетательными скважинами (рис. 2). Размеры залежи составляют $609,60 \times 609,60 \times 30,48$ метров, а сетка состоит из $20 \times 20 \times 1$ блоков. Начальное пластовое давление в куполе залежи на глубине 1 524 м равно 34,47 МПа. Пластовая жидкость содержит две фазы: воду и нефть. Плотность нефти равна 848 кг/м^3 , пористость составляет 21 %, объемный коэффициент нефти равен $1,012 \text{ м}^3/\text{ст.м}^3$, а сжимаемость жидкости — $4,13 \cdot 10^{-10} \frac{1}{\text{Па}}$.

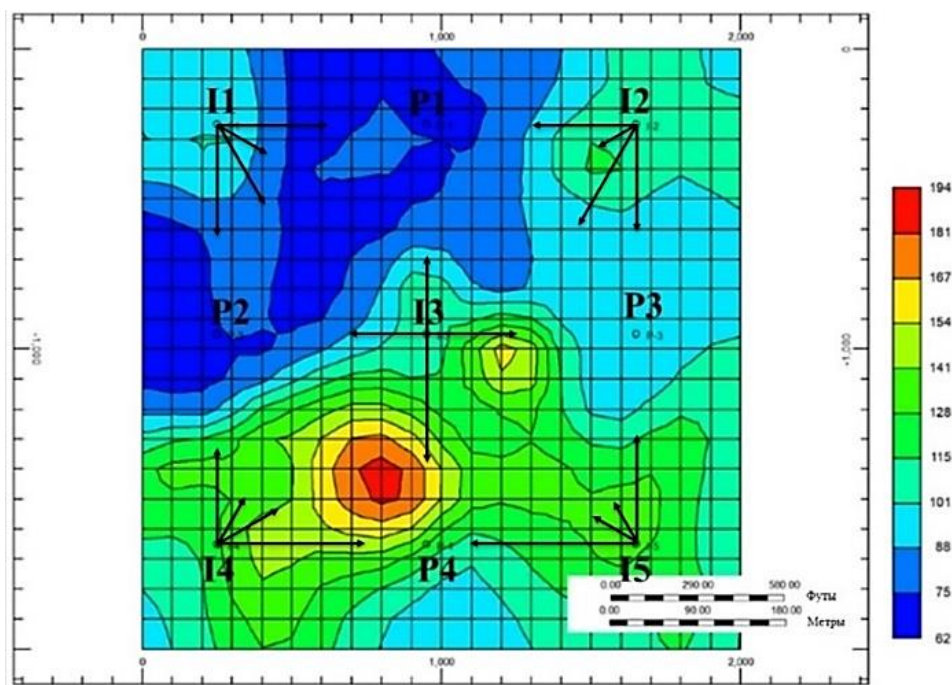


Рис. 2. Рассматриваемый элемент сетки скважин с распределением коэффициентов взаимовлияния, полученных в [1]. Модуль векторов пропорционален коэффициентам, а сами они показывают направления потоков. На карте представлено распределение проницаемости в миллиардах. Р — обозначение добывающей скважины; I — нагнетательной

История разработки представлена за 96 месяцев с января 2003 года. Динамика расходов нагнетательных скважин для обоих сценариев продемонстрирована на рисунке 3.

Забойные давления добывающих скважин поддерживаются постоянными и составляют 17,37 МПа.

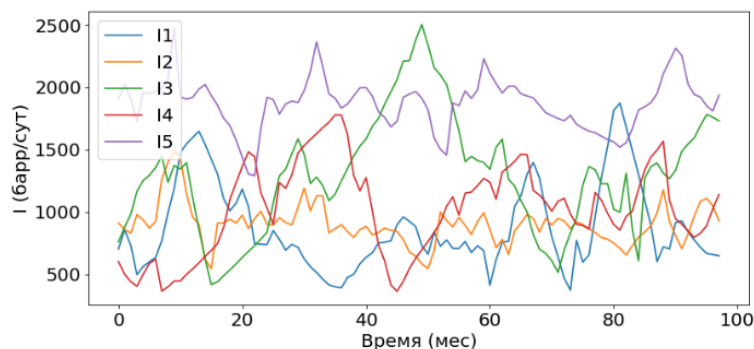


Рис. 3. Исходные данные о расходе нагнетательных скважин. Расходы записаны в барр/сут для простоты сравнения с [1]

Исходные данные о расходах и дебитах скважин были оцифрованы из [1]. По рисунку 4 можно судить о качестве оцифровки и реализации модели *D-CRMP*. Коэффициенты детерминации R^2 варьируются в пределах от 0,951 до 0,976, что говорит об удовлетворительной работе программы.

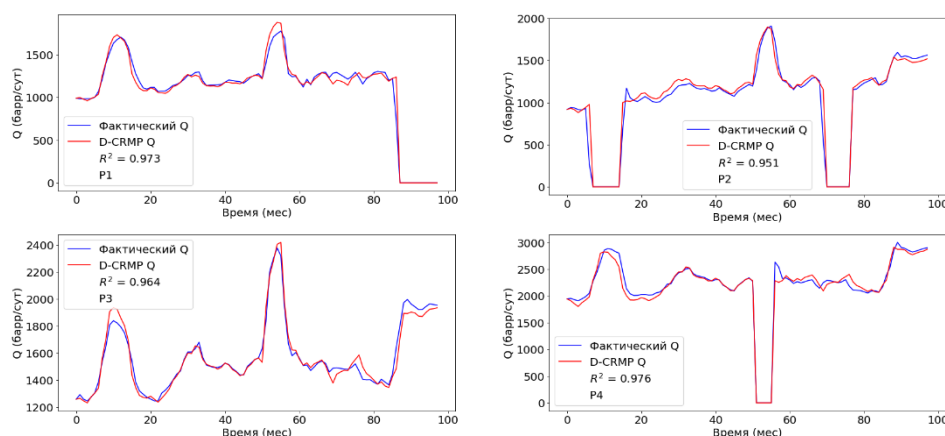


Рис. 4. Сравнение исходных данных о дебитах добывающих скважин второго сценария с модельными значениями *D-CRMP* по параметрам из таблицы 1

В ходе решения обратной задачи находятся 24 параметра модели *D-CRMP*. Параметры J_j не определяются вследствие постоянства забойных давлений. Значения параметров, полученных в работе [1], представлены в таблице 1. В обоих сценариях получены практически идентичные значения. Отличающиеся значения для второго сценария указаны в скобках. Через точку с запятой указаны соответствующие значения доверительных интервалов с уровнем доверия 95 % [1].

Модельные параметры и доверительные интервалы из [1]

f_{ij}	P_1	P_2	P_3	P_4
I_1	0,295; 0,0467	0,298; 0,0452	0,157; 0,0870	0,250; 0,0574
I_2	0,283; 0,1110	0,121; 0,1648	0,285; 0,1127	0,312; 0,0898
I_3	0,210; 0,0515	0,207; 0,0518	0,242; 0,0457	0,342; 0,0322
I_4	0,152; 0,0929	0,260; 0,0529	0,192; 0,0770	0,396; 0,0397
I_5	0,124; 0,1525	0,137; 0,1449	0,291; 0,0691	0,448; 0,0567
τ_j	43,25; 0,0735	41,31 (41,32); 0,0727	43,94 (43,95); 0,0583	38,71; 0,0330

Для определения эффективности алгоритмов оптимизации замеряется время их работы при построении модели с уникальным набором параметров. Технические характеристики используемого компьютера: процессор AMD Ryzen 5 4600H, оперативная память — 2 модуля 8 ГБ DDR4-3200 SDRAM (24-22-22-52). Записываются номера вызовов этими алгоритмами целевой функции (2). Фиксируются соответствующие вызовам значения функции (2). Использование вызовов целевой функции вместо номеров итерации связано со сложностями в получении этих значений.

Для оптимизации используются значения по умолчанию метода *optimize.minimize* библиотеки SciPy версии 1.9.3 со значением именованного аргумента *method="SLSQP"* и аргумента *options* с переданным словарем *'ftol': 10⁻⁷, 'disp': True, 'maxiter': 50*. Данный метод принимает любые ограничения, указанные в неравенствах (3)–(6). Начальное приближение искомых параметров для алгоритма SLSQP находится алгоритмом имитации отжига. Этому соответствует вызов метода *optimize.dual_annealing* с переданными значениями аргументов *maxfun = 1 000, no_local_search = True*. Данный метод принимает все ограничения из неравенств (3)–(6), кроме правого неравенства в (3). Поэтому после применения алгоритма SLSQP значение минимума (2) может быть несколько больше, чем по результатам работы алгоритма имитации отжига.

Кроме ограничения (3), в данной работе используется наблюдение из [4]. Анализируя то, как быстро добывающие скважины достигают пиков добычи из-за перераспределения к ним части притока после остановки одной из скважин на рисунке 4, выбирается ограничение (5). Коэффициенты τ_j ограничиваются в пределах от 35 до 55 суток (шаг по времени 30 суток).

Результаты

На рисунке 5 представлен процесс получения одной модели. По нему можно судить о скорости построения модели и порядках соответствующих значений целевой функции (2). При обучении модели используются 73 наблюдения ($T_o = 3T_e$), которые взяты из T_{all} в хронологическом порядке. По графику можно судить о том, что на построение 100 моделей с уникальными значениями искомых параметров потребуется около получаса, а на построение 10 000 моделей примерно 2 дня. Этот факт демонстри-

рует нерациональность методов расчета доверительных интервалов, основанных на построении значительного числа моделей [7].

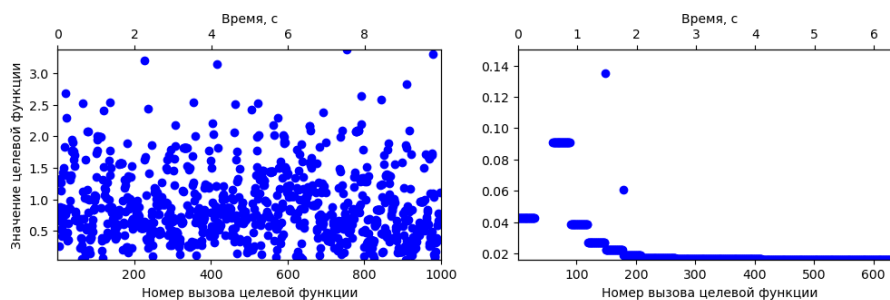


Рис. 5. Процесс получения модели с уникальными параметрами алгоритмом имитации отжига (слева) и алгоритмом последовательного квадратичного программирования (справа)

С помощью последовательности на рисунке 5 создается 100 моделей, лучшая из которых выбирается по наибольшему значению выражения (7). При расчете J_{all} значение γ выбирается равным 3 из учета $T_o = 3T_e$. При построении моделей для алгоритма имитации отжига задается и записывается значение $seed$ с помощью метода *random.randint*. Запись этих значений необходима для воспроизводимости значений начального приближения и, как следствие, для воспроизводимости параметров конкретной модели. Это свойство используется для исключения влияния случайных факторов на построение доверительных интервалов, так как для сокращенных моделей используется то же значение $seed$, что и для полной модели.

Полученные графики на рисунке 6 демонстрируют устойчивость решения к влиянию генератора псевдослучайных чисел. Разброс значений μ в пределах примерно 8 % позволяет сделать вывод, что решение устойчивое. С другой стороны, незначительная разница между лучшей и худшей моделями обусловлена единой структурой построенных моделей.

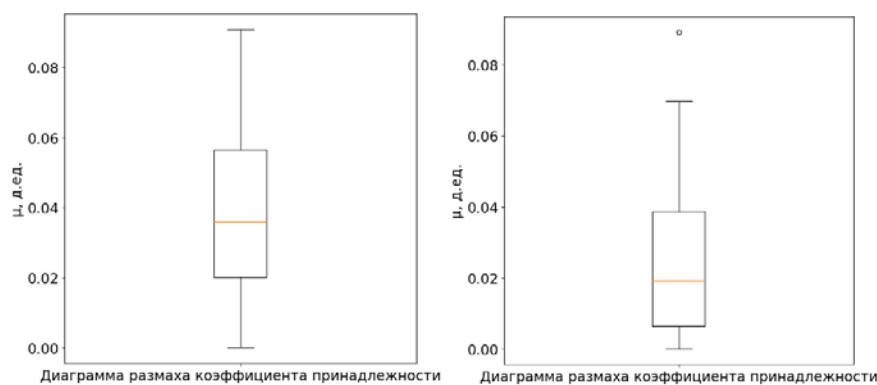


Рис. 6. Графики устойчивости для сценариев 1 (слева) и 2 (справа).
При построении графиков использовались значения по умолчанию метода *ruplot.boxplot*

Параметры выбранных моделей для сценариев 1 и 2 представлены в таблицах 2 и 3, соответственно. Границы доверительных интервалов указаны в левой и правой частях неравенств. Если значения границ интервалов совпадают с расчетными значениями параметров (в центре), значит их настоящие значения меньше выбранного шага перебора параметров. Шаг выбирается равным 0,01 для коэффициентов взаимовлияния скважин и 1 для констант времени. После получения значения τ_j , при котором значение вероятности p опускалось ниже 0,025, алгоритм возвращается на один шаг назад и перебирает значения с шагом 0,1. При расчете моделей с ограничениями на один из параметров используется тот же подход (см. рис. 5).

Таблица 2

Модельные параметры для сценария 1

f_{ij}	P_1	P_2	P_3	P_4
I_1	$0,30 \leq 0,30 \leq 0,30$	$0,26 \leq 0,29 \leq 0,31$	$0,16 \leq 0,16 \leq 0,16$	$0,24 \leq 0,24 \leq 0,24$
I_2	$0,24 \leq 0,25 \leq 0,25$	$0,13 \leq 0,13 \leq 0,16$	$0,24 \leq 0,24 \leq 0,24$	$0,28 \leq 0,35 \leq 0,35$
I_3	$0,20 \leq 0,20 \leq 0,21$	$0,17 \leq 0,20 \leq 0,20$	$0,21 \leq 0,22 \leq 0,23$	$0,33 \leq 0,33 \leq 0,33$
I_4	$0,16 \leq 0,16 \leq 0,16$	$0,25 \leq 0,25 \leq 0,26$	$0,16 \leq 0,18 \leq 0,21$	$0,37 \leq 0,37 \leq 0,37$
I_5	$0,11 \leq 0,13 \leq 0,14$	$0,13 \leq 0,13 \leq 0,14$	$0,31 \leq 0,31 \leq 0,31$	$0,44 \leq 0,44 \leq 0,44$
τ_j	$42,2 \leq 42,3 \leq 43,3$	$29,2 \leq 38,3 \leq 42,4$	$31,9 \leq 36,3 \leq 46,2$	$43,6 \leq 46,8 \leq 46,8$

Таблица 3

Модельные параметры для сценария 2

f_{ij}	P_1	P_2	P_3	P_4
I_1	$0,28 \leq 0,28 \leq 0,35$	$0,27 \leq 0,27 \leq 0,27$	$0,14 \leq 0,14 \leq 0,15$	$0,28 \leq 0,31 \leq 0,36$
I_2	$0,27 \leq 0,29 \leq 0,31$	$0,04 \leq 0,10 \leq 0,11$	$0,24 \leq 0,24 \leq 0,25$	$0,18 \leq 0,36 \leq 0,39$
I_3	$0,14 \leq 0,17 \leq 0,22$	$0,20 \leq 0,25 \leq 0,27$	$0,22 \leq 0,24 \leq 0,24$	$0,30 \leq 0,35 \leq 0,39$
I_4	$0,11 \leq 0,14 \leq 0,22$	$0,27 \leq 0,29 \leq 0,32$	$0,07 \leq 0,19 \leq 0,24$	$0,35 \leq 0,36 \leq 0,41$
I_5	$0,13 \leq 0,16 \leq 0,24$	$0,06 \leq 0,08 \leq 0,08$	$0,32 \leq 0,32 \leq 0,41$	$0,36 \leq 0,41 \leq 0,54$
τ_j	$43,5 \leq 49,5 \leq 105,7$	$31,9 \leq 35,5 \leq 59,8$	$35,3 \leq 42,7 \leq 61,8$	$34,6 \leq 52,9 \leq 85,2$

При проведении F -теста в уравнении (8) используются значения функции (2) для интервала наблюдений T_{all} со степенями свободы 73 (то есть $97 - 24$) и 74 (то есть $97 - 23$), соответственно. Использование функции (2) вместо определения (9) обусловлено тем, что знаменатели (2) сокращаются в уравнении (8) и в числителях остаются (9). Таким образом, в знаменатель уравнения (8) подставляется значение (2) лучшей модели, построенной без ограничений, в числитель — разность значения (2) модели с ограничением со значением (2) для лучшей модели.

На рисунке 7 представлены графики сравнения дебитов, полученных по модели $D-CRMP$, по параметрам, полученным в данной работе, с фактическими данными для сценария 1 за период T_{all} . Значения R^2 изменяются в пределах от 0,960 до 0,979.

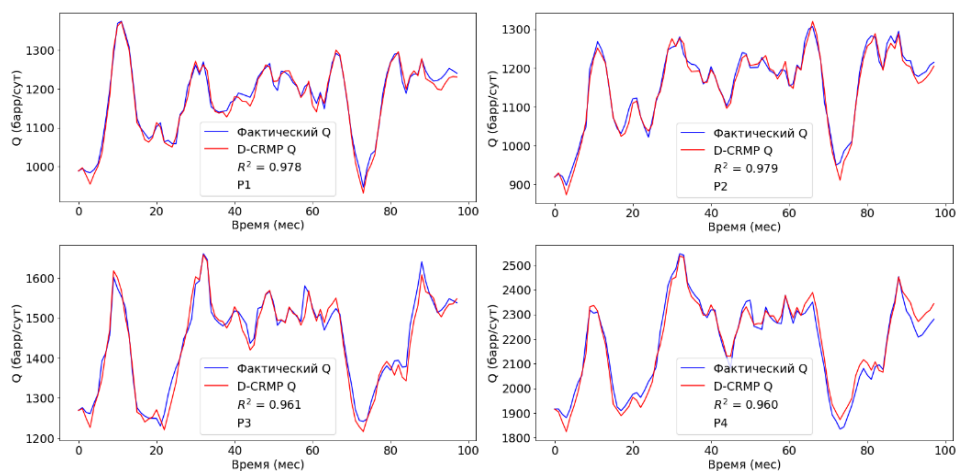


Рис. 7. Сравнение исходных данных о дебитах добывающих скважин сценария 1 за период T_{all} с модельными значениями D-CRMP

На рисунке 8 представлены графики сравнения дебитов, полученных по модели D-CRMP, по параметрам, полученным в данной работе, с фактическими данными для сценария 1 за период T_e . Значения R^2 изменяются в пределах от 0,916 до 0,968. На рисунке 9 представлено сравнение дебитов, полученных по модели D-CRMP, по параметрам, полученным в данной работе, с фактическими данными для сценария 2 за период T_{all} ; значения R^2 изменяются в пределах от 0,948 до 0,981. На рисунке 10 представлены графики сравнения дебитов, полученных по модели D-CRMP, с фактическими данными для сценария 2 за период T_e . Значения R изменяются в пределах от 0,925 до 0,970.

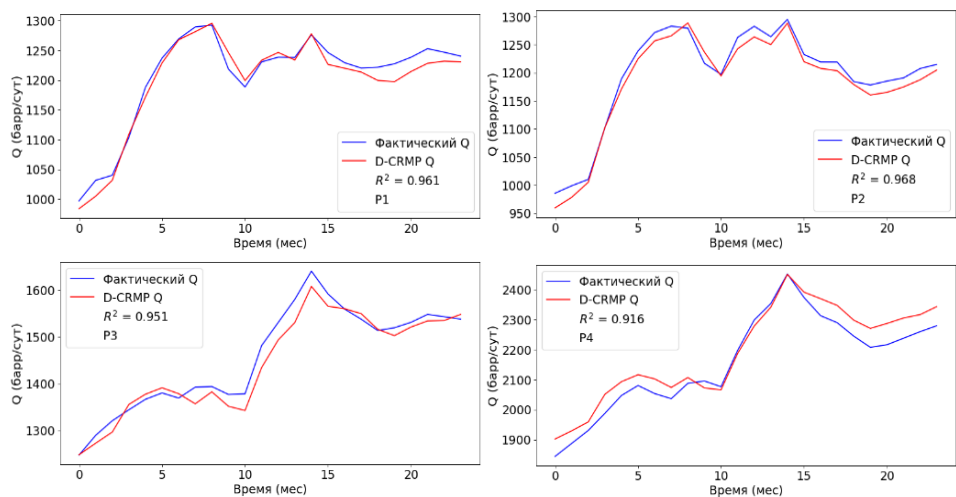


Рис. 8. Сравнение исходных данных о дебитах добывающих скважин сценария 1 за период T_e с модельными значениями D-CRMP

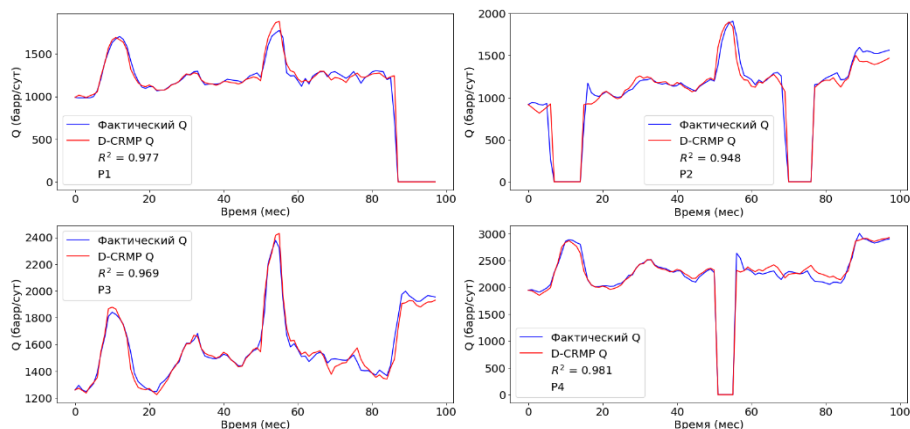


Рис. 9. Сравнение исходных данных о дебитах добывающих скважин сценария 2 за период T_{all} с модельными значениями D-CRMP

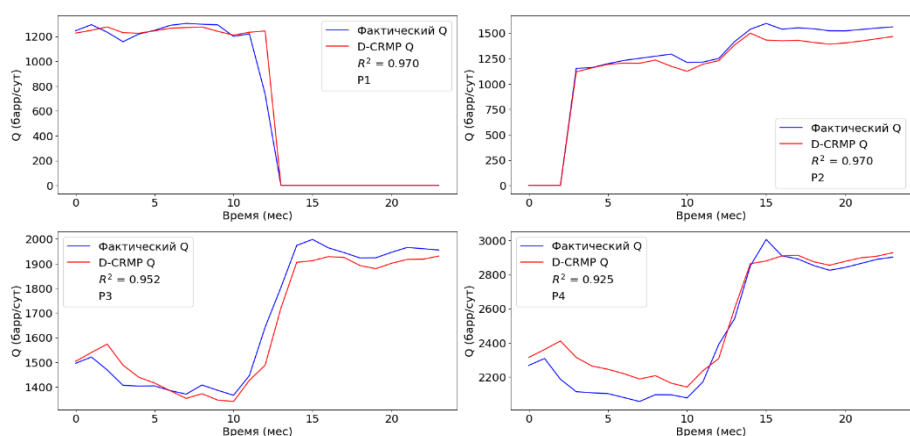


Рис. 10. Сравнение исходных данных о дебитах добывающих скважин сценария 2 за период T_e с модельными значениями D-CRMP

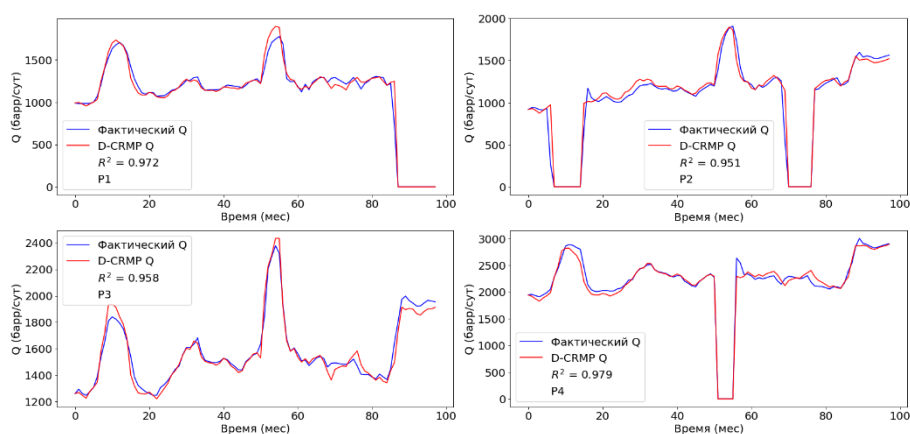


Рис. 11. Сравнение исходных данных о дебитах добывающих скважин сценария 2 за период T_{all} с модельными значениями D-CRMP по параметрам, полученным в данной работе с помощью данных сценария 1

На рисунке 11 представлены графики сравнения дебитов, полученных по модели *D-CRMP*, с использованием модельных параметров из сценария 1, с фактическими данными для сценария 2 за период T_{all} ; значения R^2 изменяются от 0,951 до 0,979. На рисунке 12 представлены карты распределений коэффициентов взаимовлияния для сценариев 1 и 2, соответственно. Распределения соответствуют параметрам из таблиц 2 и 3.

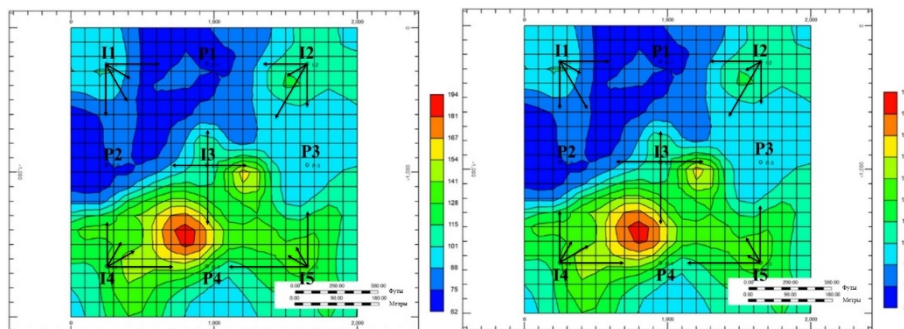


Рис. 12. Распределение коэффициентов взаимовлияния в первом и втором сценариях, соответственно. Обозначения аналогичны рисунку 2

Обсуждение

Для решения обратной задачи с помощью обозначенных алгоритмов был опробован ряд целевых функций, среди которых, помимо выражения (2), были:

$$\min \left\{ \sum_{k=1}^{n_T} \sum_{j=1}^{n_P} \left(q_{j_{obs}}(t_k) - q_j(t_k) \right)^2 \right\}, \quad (10)$$

$$\min \left\{ \sqrt{\sum_{k=1}^{n_T} \sum_{j=1}^{n_P} \left(q_{j_{obs}}(t_k) - q_j(t_k) \right)^2} \right\}, \quad (11)$$

$$\min \left\{ \sum_{k=1}^{n_T} \sum_{j=1}^{n_P} \left(\frac{q_{j_{obs}}(t_k) - q_j(t_k)}{q_{j_{obs}}(t_k)} \right)^2 \right\}. \quad (12)$$

В алгоритме *SLSQP* целевая функция (10) выдает ошибку "*positive directional derivative for linesearch*", которая, вероятнее всего, возникает из-за невозможности данного оптимизатора работать с очень большими значениями. Функции (11) и (12) возможно использовать для поиска решения, однако алгоритм сходится медленнее, чем с функцией (2). Например, при ограничении в 50 итераций с функциями (11) и (12) работа оптимизационного алгоритма прерывается с сообщением "*Iteration limit reached*", чего не происходит при использовании функции (2). Функция (2), по сути, является отклонением коэффициента детерминации от 1, если мысленно представить график работы одной псевдоскважины за время в n_P раз большее, чем число наблюдений, используемых при обучении модели.

Замечанием, касающимся уравнения (1) из [1], является невозможность получить ровную линию, как, например, на рисунке 4, при изменении значения $G_j(t_k)$ с 0 на 1, то есть при выходе скважины из простоя, используя уравнение как есть. Это связано с тем, что прирост дебита обусловлен выходом из простоя, а не с изменением расходов нагнетательных скважин, поэтому в силу природы τ_j значение дебита по (1) будет возвращаться медленнее, чем на самом деле. Чтобы избежать такой ситуации, для расчета дебита на шаге, следующем после периода простоя, можно принять дебит предыдущего шага равным дебиту до остановки.

Значения R^2 во всех рассмотренных случаях говорят о приемлемом качестве реализации модели *D-CRMP*. В каждом рассмотренном случае, включая результаты работы [1], подтверждается факт того, что значения коэффициентов взаимовлияния скважин зависят от неоднородности пласта и расстояния в паре нагнетательная — добывающая скважина. Меньшее расстояние в обозначенной паре и больший коэффициент проницаемости в пространстве пласта вокруг добывающей скважины соответствует большему коэффициенту взаимовлияния. Об этом свидетельствуют распределения коэффициентов на рисунках 2 и 12. Также данный факт подтверждается тем, что доверительные интервалы пересекаются в 16 из 24 случаев, то есть распределение коэффициентов воспроизводимо, как видно из таблиц 2 и 3. Исключительно для коэффициентов взаимовлияния доверительные интервалы пересекаются в 13 из 20 случаях, причем, даже если они не пересекаются, значения расположены достаточно близко.

Можно заметить, что доверительные интервалы, а следовательно, неопределенности, больше в случае 2, что особенно характерно для коэффициентов τ_j . Действительно, эти коэффициенты, как показывает *F*-тест, могут меняться в большом диапазоне значений, незначительно влияя на R^2 . Большие неопределенности в случае 2 связаны, очевидно, с тем, что неработающие скважины фактически уменьшают интервал обучения, так как не несут сведений о реакции добывающих скважин на нагнетательные.

На основе уже имеющейся информации невозможно сделать вывод о том, связаны ли настолько близкие значения найденных параметров в [1] с большим интервалом обучения, чем в данной работе, или, вероятно, с используемым подходом к решению обратной задачи. Даже для сценария 1 возможные решения (параметры моделей и результаты расчета динамики добычи), хотя и остаются качественно похожими (в частности, по коэффициентам взаимовлияния и R^2), варьируются в некоторых пределах.

Меньшие значения доверительных интервалов в [1] могут быть связаны с нахождением параметров, которые дают более глубокий минимум, с использованием другого оптимизационного алгоритма или с особенностями построения доверительных интервалов. Другим фактором могут являться погрешности при оцифровке данных. Не используя аналогичный подход к решению обратной задачи, проверять доверительные интервалы по значениям из [1] логически неверно. Тем не менее использование

найденных параметров из [1] с реализованным в текущей программе кодом дает результаты, сопоставимые с использованием параметров, найденных с помощью алгоритмов имитации отжига и *SLSQP*. Об этом можно судить по рисункам 2 и 12 и по близким значениям R^2 на рисунках 4 и 9. Несложно заметить, что существует множество похожих моделей, которые не отвергаются *F*-тестом, и имеют близкие R^2 и распределения коэффициентов взаимовлияния, что может говорить о том, что доверительные интервалы действительно значительно больше, чем указанные в [1].

В результатах [1] указано, что найденные параметры для сценариев 1 и 2 почти идентичны, что подтверждается и в данной работе по рисунку 11, так как использование параметров, найденных по данным сценария 1, в сценарии 2 тоже приводит к высоким значениям R^2 . Наконец, полученные в данном исследовании данные не могут ни подтвердить, ни опровергнуть вывод в [1] о том, что меньшие расстояния в парах нагнетательная — добывающая скважина и большие коэффициенты проницаемости в зонах пласта, прилегающих к добывающим скважинам, приводят к меньшим неопределенностям.

Выводы

В ходе исследования проведено тестирование программы, реализующей модель *D-CRMP*. Подтверждена эффективность при решении поставленной оптимизационной задачи алгоритмов имитации отжига (*SA*) и последовательного квадратичного программирования методом наименьших квадратов (*SLSQP*), которые реализованы в библиотеке *SciPy*. Алгоритм *SLSQP* на данный момент является одним из двух в *SciPy* с возможностью учитывать при оптимизации правую часть условия (8). Программа проверена с помощью расчетов на синтетической модели пласта для двух сценариев: с остановками добывающих скважин в рассматриваемый период разработки и без них. Выявлены особенности использования указанных алгоритмов и уравнения (1). В частности, произведен выбор целевой функции, обозначен вид используемых ограничений, а также представлено дополнительное условие для расчета дебита добывающей скважины сразу после ее вывода из простоя. Подтверждена связь между коэффициентами взаимовлияния скважин и расстояниями в парах нагнетательная — добывающая скважина, а также неоднородностью пласта в местах расположения забоев добывающих скважин. Подтверждено влияние на неопределенности при нахождении параметров, выражающиеся в размерах доверительных интервалов, размере обучающей выборки: периоды простоев ряда скважин увеличивают неопределенность. Объяснен порядок выбора лучшей модели при использовании оптимизационного алгоритма, работающего с генератором псевдослучайных чисел. Приведено описание последовательности расчета доверительных интервалов при помощи *F*-теста.

Работа выполнена в рамках государственного задания (№ госрегистрации 121030500156-6).

Список источников

1. Salehian, M. Reservoir Characterization Using Dynamic Capacitance-Resistance Model with Application to Shut-in and Horizontal Wells / M. Salehian, M. Çınar. – DOI 10.1007/s13202-019-0655-4. – Direct text // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2019. – Vol. 9. – P. 2811–2830.
2. Al-Yousef, A. A. Investigating Statistical Techniques to Infer Interwell Connectivity from Production and Injection Rate Fluctuations : PhD dissertation / A. A. Al-Yousef. – Austin : University of Texas, 2006. – 540 p. – Direct text.
3. State-of-the-Art Literature Review on Capacitance Resistance Models for Reservoir Characterization and Performance Forecasting / R. W. Holanda, E. Gildin, J. L. Jensen [et al.]. – DOI 10.3390/en11123368. – Direct text // Energies. – 2018. – Vol. 11, Issue 12. – P. 33–68.
4. Сопровождение разработки нефтяных месторождений с использованием моделей CRM : монография / С. В. Степанов, А. Д. Бекман, А. А. Ручкин, Т. А. Поспелова. – Текст : непосредственный. – Тюмень : ИПЦ «Экспресс», 2021. – 300 с.
5. Мусакаев, Э. Н. Эффективное решение задач идентификации моделей пластовых систем и управления заводнением нефтяных месторождений : специальность 05.13.18 «Математическое моделирование, численные методы и комплексы программ» : диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук / Мусакаев Эмиль Наильевич ; Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина. – Москва, 2021. – 111 с. – Текст : непосредственный.
6. Tsallis, C. Generalized Simulated Annealing / C. Tsallis, D. A. Stariolo. – DOI 10.1016/S0378-4371(96)00271-3. – Direct text // Physica A : Statistical Mechanics and its Applications. – 1996. – Vol. 233. – P. 395–406.
7. Weber, D. B. The Use of Capacitance-Resistance Models to Optimize Injection Allocation and Well Location in Water Floods : PhD dissertation / D. B. Weber. – Austin : University of Texas, 2009. – 275 p. – Direct text.
8. Bonamente, M. Statistics and Analysis of Scientific Data / M. Bonamente. – DOI 10.1007/978-1-4939-6572-4. – USA : Springer, 2013. – 301 p. – Direct Text.
9. Ekstrøm, C. T. Introduction to Statistical Data Analysis for the Life Sciences / C. T. Ekstrøm, H. Sørensen. – 2nd edition. – Boca Raton : Taylor & Francis Group, 2015. – 506 p. – Direct Text.

References

1. Salehian, M., & Çınar, M. (2019). Reservoir Characterization Using Dynamic Capacitance-Resistance Model with Application to Shut-in and Horizontal Wells. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 9, pp. 2811-2830. (In English). DOI: 10.1007/s13202-019-0655-4
2. Yousef, A. A. (2006). Investigating Statistical Techniques to Infer Interwell Connectivity from Production and Injection Rate Fluctuations: PhD dissertation. Austin, University of Texas, 540 p. (In English).

3. Holanda, R. W., Gildin, E., Jensen, J. L., Lake, L. A. & Kabir, C. S. (2018). State-of-the-Art Literature Review on Capacitance Resistance Models for Reservoir Characterization and Performance Forecasting. *Energies*, 11(12), pp. 33-68. (In English). DOI: 10.3390/en11123368
4. Stepanov, S. V., Bekman, A. D., Ruchkin, A. A., & Pospelova, T. A. (2021). Soprovozhdenie razrabotki neftnyanykh mestorozhdeniy s ispol'zovaniem modeley CRM. Tyumen, IPC "Ekspress" Publ., 300 p. (In Russian).
5. Musakaev, E. N. (2021). Effektivnoe reshenie zadach identifikatsii modeley plastovykh sistem i upravleniya zavodneniem neftnyanykh mestorozhdeniy. Diss. ... kand. techn. nauk. Moscow, 111 p. (In Russian).
6. Tsallis, C. D. & Stariolo, A. (1996). Generalized Simulated Annealing. *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*, 233, pp. 395-406. DOI: 10.1016/S0378-4371(96)00271-3. (In English).
7. Weber, D. B. (2009). The Use of Capacitance-Resistance Models to Optimize Injection Allocation and Well Location in Water Floods: PhD dissertation. Austin, University of Texas, 275 p. (In English).
8. Bonamente, M. (2013). Statistics and Analysis of Scientific Data. USA, Springer, 301 p. (In English). DOI: 10.1007/978-1-4939-6572-4
9. Ekstrøm, C. T., & Sørensen, H. (2015). Introduction to Statistical Data Analysis for the Life Sciences. 2nd edition. Boca Raton, Taylor & Francis Group, 506 p. (In English).

Информация об авторах

Information about the authors

Мусакаев Наиль Габсалямович, доктор физико-математических наук, профессор, главный научный сотрудник, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Родионов Сергей Павлович, доктор физико-математических наук, главный научный сотрудник, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, г. Тюмень

Лебедев Владимир Иванович, инженер-исследователь, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, аспирант, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, vilebedev.72@gmail.com

Nail G. Musakaev, Doctor of Physics and Mathematics, Professor, Chief Researcher, Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics SB RAS, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Sergey P. Rodionov, Doctor of Physics and Mathematics, Chief Researcher, Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics SB RAS

Vladimir I. Lebedev, Research Engineer, Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics SB RAS, Postgraduate, Industrial University of Tyumen, vilebedev.72@gmail.com

Мусакаев Эмиль Наилевич, кандидат технических наук, научный сотрудник, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, специалист по интегрированному моделированию, ООО «НефтьГазИсследование», г. Тюмень

Emil N. Musakaev, Candidate of Engineering, Researcher, Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics SB RAS, Integrated Modeling Specialist, NS Digital LLC, Tyumen

Статья поступила в редакцию 17.03.2023; одобрена после рецензирования 30.03.2023; принята к публикации 03.04.2023.

The article was submitted 17.03.2023; approved after reviewing 30.03.2023; accepted for publication 03.04.2023.

УДК 622.276.5

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-2-83-96

Повышение эффективности разработки газовых месторождений с помощью перепуска газа из туронских залежей в сеноманские

**А. Ю. Юшков¹, О. Н. Кардашина^{1*}, А. Д. Казанцев¹,
К. И. Пеплин¹, Д. Ю. Андриуца²**

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

*olgakardashina1@gmail.com

Аннотация. В настоящее время наблюдается значительное истощение запасов сеноманских газовых залежей Западной Сибири, которые составляют основу экспортируемого газа в России. В связи с этим появляется задача — вовлечь в разработку запасы, которые могли бы возместить эти объемы. Например, трудноизвлекаемые запасы газа туронских пластов, залегающих выше сеноманских. На сегодняшний день опыт промышленной эксплуатации туронских отложений практически отсутствует, что в совокупности с крайне низкими фильтрационно-емкостными свойствами делает добычу туронского газа экономически невыгодной. Для повышения рентабельности авторы предлагают способ разработки с помощью внутрискважинного перепуска газа из туронских залежей в сеноманские, который позволит сократить затраты на обустройство. В данной статье приводятся результаты гидродинамического моделирования процесса разработки туронской и сеноманской залежей с помощью традиционных методов и с помощью перепуска газа. По итогам расчетов доказана эффективность предлагаемой технологии.

Ключевые слова: разработка газовых месторождений, нерентабельные залежи, сеноманские газовые залежи, туронские газовые залежи, перепуск газа

Для цитирования: Повышение эффективности разработки газовых месторождений с помощью перепуска газа из туронских залежей в сеноманские / А. Ю. Юшков, О. Н. Кардашина, А. Д. Казанцев [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-2-83-96 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 2. – С. 83–96.

Improving the efficiency of gas fields development using an interlayer gas flow from Turonian to Cenomanian reservoirs

**Anton Yu. Yushkov¹, Olga N. Kardashina^{1*}, Artyom D. Kazantsev¹,
Konstantin I. Peplin¹, Denis Yu. Andriutsa²**

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²University of Tyumen, Tyumen, Russia

*olgakardashina1@gmail.com

Abstract. There is currently a significant depletion of Cenomanian gas reserves in Western Siberia, which have been the basis of Russian gas exports. This raises the challenge of developing reserves that could offset these volumes, such as hard-to-recover gas reservoirs in Turonian formations overlying the Cenomanian. To date, there is virtually no experience of commercial exploitation of Turonian reservoirs, which, combined with their extremely low permeability, makes Turonian gas uneconomic to produce. In order to increase the economic viability of developing such reservoirs, the authors of the article propose a reservoir engineering method using an interlayer gas flow. This method allows you to reduce the initial costs. The article presents hydrodynamic calculations of the development of Turonian and Cenomanian reservoirs using a natural flow production and an interlayer gas flow. The modelling results demonstrate the effectiveness of the proposed technology.

Keywords: gas field development, unprofitable reservoirs, Cenomanian gas reservoirs, Turonian gas reservoirs, interlayer gas flow

For citation: Yushkov, A. Yu., Kardashina, O. N., Kazantsev, A. D., Peplin, K. I., & Andriutsa, D. Yu. (2023). Improving the efficiency of gas fields development using an interlayer gas flow from Turonian to Cenomanian reservoirs. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 83-96. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-2-83-96

Введение

Сеноманский газ является основой экспортируемого газа в России с 1972 года. На сегодняшний день наблюдается значительное истощение сеноманских отложений, в чем легко убедиться, если посмотреть на динамику годовой добычи сеноманского газа за 1992, 2010 и 2018 годы. Она составляет 511, 431 и 330 млрд м³, соответственно [1].

Частично компенсировать динамику падения добычи сеноманского газа позволяет внедрение на месторождениях технологий, которые обеспечивают вынос воды с забоя скважин. Например, концентрическая лифтовая колонна и закачка поверхностно-активных веществ [2, 3]. Однако вышеприведенные технологии не позволяют в полной мере поддерживать прежние уровни добычи главным образом из-за выработки запасов. Вследствие этого появляется необходимость обращаться к трудноизвлекаемым запасам газа, потенциал разработки которых высок. К примеру, туронские отложения по примерной оценке насчитывают около 3 трлн м³ [4]. Особенностью данных отложений являются небольшая глубина залегания (800–900 м), низкая проницаемость коллекторов (1–10 мД), а также неоднородность и изменчивость по литологическому составу породы [5]. Ввиду крайне низких фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и отсутствия опыта промышленной разработки уровень сложности и затратности добычи туронского газа, безусловно, выше по сравнению с аналогичными показателями сеноманских пластов.

На данный момент Южно-Русское месторождение является единственным, где туронские отложения вовлечены в промышленную эксплуатацию, однако добыча газа нерентабельна в связи с низкими уровнями отборов при высоких затратах на проведение многостадийного гидроразрыва пласта. Также существует опыт Харампурского месторождения, но эксплуатация турона на нем ведется лишь участком опытно-промышленных ра-

бот (ОПР). Поэтому задача вовлечь эти запасы в рентабельную разработку остается нерешенной. Авторы предлагают использование метода разработки газовых месторождений с внутрискважинным перепуском газа из одного пласта в другой, который потенциально способен улучшить экономическую эффективность за счет удешевления обустройства и бурения.

В ходе литературного анализа выявлено 5 объектов интеллектуальной собственности, рассматривающих перепуск газа для различных задач [6–10], материалы ОПР, где перепуск газа был осуществлен на одном из месторождений Крайнего Севера, а также дополнение к технической схеме разработки одного из месторождений, где перепуск газа рассматривался в качестве одного из рекомендуемых вариантов разработки, однако в конечном итоге не был реализован из-за технических сложностей.

Ссылаясь на вышеприведенные материалы, можно выделить следующие положительные эффекты от внедрения перепуска газа в основной объект разработки: замедление обводнения скважин, увеличение периода бескомпрессорной эксплуатации, повышение коэффициента извлечения газа (КИГ), равномерное дренирование залежи, снижение количества бездействующего фонда и повышение коэффициента извлечения конденсата в случае перепуска газа в газоконденсатную залежь.

Также стоит отметить, что за время реализации технологии могут возникнуть следующие осложнения:

- согласно правилам разработки, необходимо осуществить подбор оборудования, позволяющего оценивать количество перетекшего газа;
- отсутствие однозначного запрета или одобрения на перепуск газа как метод разработки в нормативно-правовых актах;
- в процессе перепуска из газа может конденсироваться вода или более тяжелые углеводороды в перепускных скважинах, из-за чего возможно образование жидкостных пробок в случае перепуска газа снизу вверх;
- на некоторых объектах технология может давать незначительный эффект вследствие ограниченных дебитов.

На основе изученных материалов был сделан ряд выводов: метод перепуска газа является малоизученной темой в отечественной и зарубежной практике; фактически проведен единичный опыт перепуска газа на одном из месторождений Крайнего Севера, выполненный на двух скважинах (добывающей и нагнетательной) через поверхность.

Для более точной оценки эффективности перепуска как метода разработки необходимо решить следующие задачи: смоделировать процесс перепуска газа в гидродинамическом симуляторе; составить техническую документацию процесса перепуска газа, включающую конструкцию перепускных скважин, внутрискважинное и наземное оборудование; провести технико-экономическую оценку.

Объект и методы исследования

Идея разработки месторождений с помощью перепуска газа заключается в создании гидродинамической связи между газовыми пластами с помощью специальной скважины, которая в дальнейшем будет называться перепускной (рис. 1).

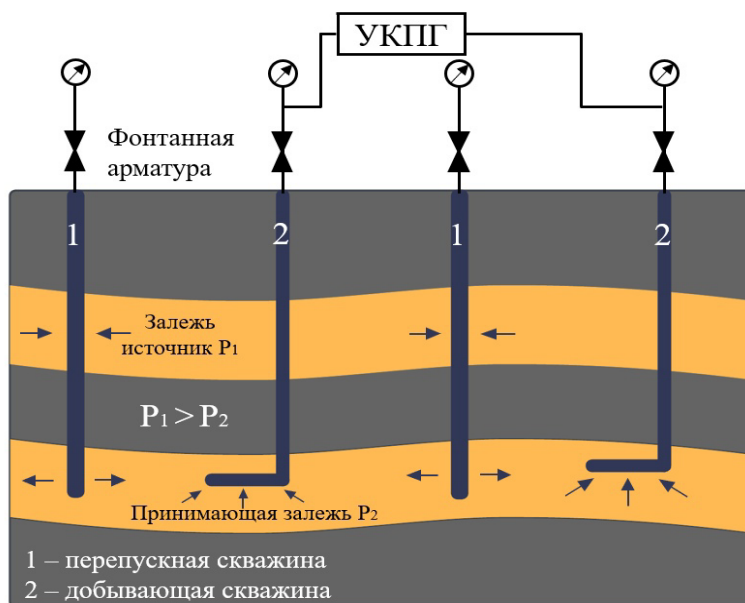


Рис. 1. Концептуальная схема перепуска газа

В то время пока происходит перепуск, принимающая залежь эксплуатируется своей сеткой добывающих скважин. В качестве перепускных скважин на месторождении могут использоваться обводнившиеся скважины, пробуренные на нижележащие объекты в случае, если перепуск осуществляется сверху вниз. Это позволит снизить капитальные затраты на бурение. Так как перепускная скважина обеспечивает внутрискважинную транспортировку газа из залежи-источника в принимающую залежь, отсутствует необходимость в строительстве наземной инфраструктуры (шлейфы, газосборные коллекторы), что также позволит снизить капитальные вложения.

Процесс перепуска газа из туронского пласта в сеноманский был смоделирован в гидродинамическом симуляторе. Чтобы судить об эффективности применения технологии, была выполнена оценка традиционных методов разработки. Изначально проводились расчеты вариантов разработки сеноманского и туронского объектов самостоятельным фондом скважин. Далее, на основе лучшего варианта рассчитывалась разработка только сеномана, что позволяло оценить, насколько вовлечение турона в промышленную эксплуатацию ухудшает экономические показатели.

Оценка эффективности выполнялась по критерию, определяемому как отношение накопленной дисконтированной добычи (в млн м³) к сумме

дисконтированных затрат на ввод перепускных, сеноманских и туронских скважин, на компримирующие мощности, строительство газосборной сети и установки комплексной подготовки газа (УКПГ) (ставка дисконтирования — 15 %). Расходы оценивались в условных единицах. При этом стоимость ввода одной сеноманской скважины оценивалась в 1 у.е. (условную единицу). Принятые стоимости всех видов расходов отображены в таблице 1.

Таблица 1

Принятые условные стоимости основных видов расходов

Вид расходов	Условная стоимость
Сеноманская скважина	1 у.е./скв.
Перепускная скважина	0,3 у.е./скв.
Туронская скважина	2 у.е./скв.
Газосборная сеть	0,2 у.е./скв.
Компримирующие мощности	1,1 у.е./МВт
УКПГ 5 млрд м ³ /год	93,5 у.е./шт.
УКПГ 2 млрд м ³ /год	60,5 у.е./шт.

Для выполнения вышеупомянутых задач была создана синтетическая модель в гидродинамическом симуляторе TNavigator на основе анализа ФЕС и проектных решений разработки месторождений-аналогов — Южно-Русского, Заполярного, Харампурского месторождений [11–14].

Основные характеристики залежей и параметры скважин, используемые в модели, представлены в таблице 2. Эти данные оставались постоянными на протяжении расчетов.

Таблица 2

Основные характеристики залежей и параметры скважин

Параметр	Пласт	
	Туронский	Сеноманский
Геологические запасы, млрд м ³	50	79
Абсолютная отметка кровли, м	810	915
Начальное пластовое давление, МПа	9,6	9,3
Проницаемость, мД	2	500
Начальная газонасыщенность, д.ед.	0,5	0,75
Пористость, д.ед.	0,3	0,25
Длина горизонтального ствола, м	1 000	300
Расположение проектного фонда	Равномерное	Неравномерное
Диаметр насосно-компрессорной трубы, мм	89	114

Для того чтобы с достоверностью найти наилучший вариант разработки сеномана и турона самостоятельными фондом скважин, был опреде-

лен набор варьируемых параметров. Выбраны такие параметры, как темпы отбора газа от начальных геологических запасов (НГЗ): от 4 до 10 % — для сеноманской залежи и от 2 до 5 % — для туронской, число скважин, очередность ввода объектов в эксплуатацию, а также вид газосборной сети. Все варьируемые параметры отображены в таблице 3.

Таблица 3

**Матрица вариантов разработки сеномана и турона
самостоятельным фондом скважин**

Очередность ввода объекта в эксплуатацию	Вид газосборной сети	Темпы отбора от НГЗ, %		Число добывающих скважин	
		Пласт			
		ПК ₁	Т	ПК ₁	Т
Одновременно	Единая	4	2	15	30
		5	3	20	40
Сначала сеноманские скважины		6			
Сначала туронские скважины	Раздельная	7	4	25	45
		8			
		9	5	30	50
		10			

Комбинированием данных параметров ($3 \times 2 \times 7 \times 4 \times 4 \times 4$) в сумме можно получить 2 688 вариантов. И даже с учетом того, что среди комбинаций есть явно нереализуемые, простым перебором считать такие объемы весьма трудозатратно. Поэтому было решено воспользоваться методом итерационного поиска [15].

По итогам проведенных расчетов и их оценки наилучшим в матрице оказался вариант разработки (далее **Вариант 1**), имеющий следующую характеристику:

- 1) первоочередной ввод в разработку сеноманской залежи с поддержанием плато добычи за счет ввода туронского промысла;
- 2) работа скважин в единую газосборную сеть;
- 3) число скважин на сеноманский объект — 20, темп отбора — 5 %;
- 4) число скважин на туронский объект — 30, темп отбора — 2 %.

Для проверки того, насколько разработка туронской залежи ухудшает экономику проекта в целом, был рассчитан **Вариант 2**, в котором разрабатывался только сеноманский объект. **Вариант 3** аналогичен варианту 2, однако в нем добавилось условие, по которому сеноманские скважины, достигающие водогазового фактора $0,0001 \text{ м}^3/\text{м}^3$, переводились на добычу газа из вышележащего туронского объекта.

Результаты расчета (приведены в конце статьи) показали, что разработка туронского пласта самостоятельным фондом полностью нерентабельна.

Далее перейдем к части моделирования перепуска газа. Газ перепускали из туронского пласта в сеноманский через наклонные скважины, забои которых расположены равномерно по площади залежи. При этом расстояние между забоями скважин составляло 1 500 м. Количество скважин — 45. Обратим внимание, что количество добывающих скважин на сеноман, их расположение и темп отбора не менялись относительно вариантов 1–3. Помимо этого, при моделировании разработки с перепуском было задано условие, по которому обводнившиеся сеноманские скважины переводились в перепускной фонд.

Варьируемым критерием в расчетах было начало работы перепускных скважин. Связано это с тем, что интенсивность перетока сильно зависит от начальных пластовых давлений в сеноманской и туронской залежах. Следовательно, чем позже начнется перепуск (другими словами, чем больше снизится давление в сеноманском пласте), тем больше будет начальный дебит перепускной скважины. Рассчитывались варианты с вводом перепускных скважин через 5–35 лет после начала разработки сеномана с шагом в 5 лет.

По итогам проведенных расчетов перепуск через 25 лет оказался наиболее эффективным (далее **Вариант 4**), так как капитальные и эксплуатационные затраты отодвигаются на более поздний период. Одновременно с этим растет интенсивность перетока газа за счет увеличения репрессии на сеноманский пласт. По результатам было отмечено снижение необходимой компримирующей мощности для извлечения газа из сеноманской залежи вследствие некоторого поддержания пластового давления за счет перепуска газа.

Для проверки эффективности перевода обводняющихся сеноманских скважин на перепуск было решено рассмотреть **Вариант 5**, в соответствии с которым обводнившиеся сеноманские скважины переводились не на перепуск, а на добычу из турона. Вариант с их переводом на добычу из турона оказался лучше.

Таким образом, главным преимуществом перепуска газа в вариантах 4 и 5 является возможность сократить и дисконтировать капитальные и эксплуатационные затраты, сохранив при этом объемы накопленной добычи. Для синхронизации запуска турона по варианту 1 с вариантами 4 и 5 было решено рассмотреть **Вариант 6** с отсрочкой ввода турона на 25 лет, чтобы убедиться в достоверности определения лучшего варианта. Как итог, сдвиг запуска турона оказал положительное влияние на критерий эффективности по сравнению с вариантом 1, несмотря на дополнительные затраты на инфраструктуру. Данные затраты связаны с тем, что разработка сеномана и турона самостоятельным фондом с отсрочкой ввода турона на 25 лет невозможна в единую газосборную сеть из-за разницы устьевых давлений на сеноманских и туронских скважинах.

Результаты

Результаты расчетов, представленные в таблице 4, показали, что применение перепуска газа позволяет вовлечь туронские отложения с наилучшим показателем эффективности в сравнении с другими методами разработки (расчетный период — 50 лет).

Таблица 4

Сводная таблица результатов расчетов

№	Вариант	Параметр*							
		1	2	3	4	5	6	7	8
1	Разработка сеномана и турона самостоятельным фондом в единую газосборную сеть	80,4	39,1	92	27 078	17,39	–	158	3,9
2	Разработка только сеномана	99,1	–	93	27 116	17,39	–	155	3,9
3	Разработка сеномана с переводом обводнившихся скважин на добычу из турона	100,5	4	93	28 663	16,82	–	208	7,3
4	Разработка турона перепускными скважинами через 25 лет, в том числе перевод обводнившихся сеноманских скважин в перепускной фонд	101,2	12	91	27 051	17,39	0,36	152	4,2
5	Разработка турона перепускными скважинами через 25 лет в том числе перевод обводнившихся сеноманских скважин на добычу из турона	101,7	11,3	91	27 051	17,39	0,36	151	4,2
6	Разработка сеномана и турона самостоятельным фондом с отсрочкой ввода турона на 25 лет (самостоятельная газосборная сеть)	95,7	29	93	27 233	17,39	–	163	8,2

Примечание. Параметр: 1) критерий эффективности варианта (млн м³/у.е.); 2) КИГ туронского пласта (%); 3) КИГ сеноманского пласта (%); 4) накопленная дисконтированная добыча газа (млн м³); 5) дисконтированная стоимость ввода сеноманских скважин (у.е.); 6) дисконтированная стоимость ввода туронских скважин (у.е.); 7) сумма дисконтированных мощностей компрессора (у.е.); 8) дисконтированная стоимость ГСС (у.е.).*

На графиках показаны накопленная добыча газа (рис. 2), годовые отборы газа (рис. 3), динамика действующего фонда на сеномане (рис. 4), динамика среднего пластового давления в газонасыщенной части залежи (рис. 5).

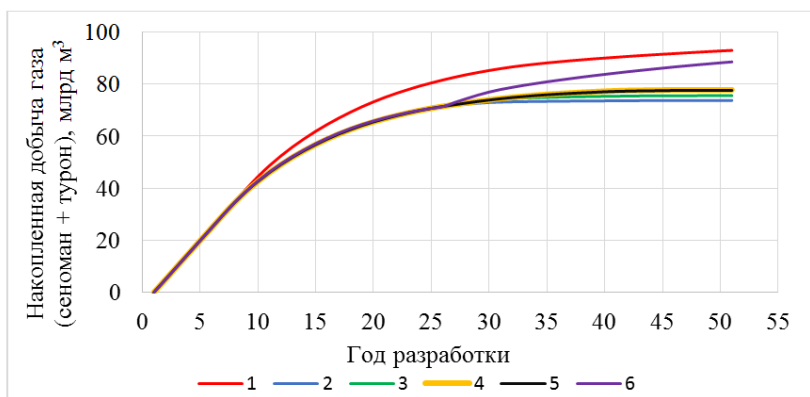


Рис. 2. График накопленной добычи газа

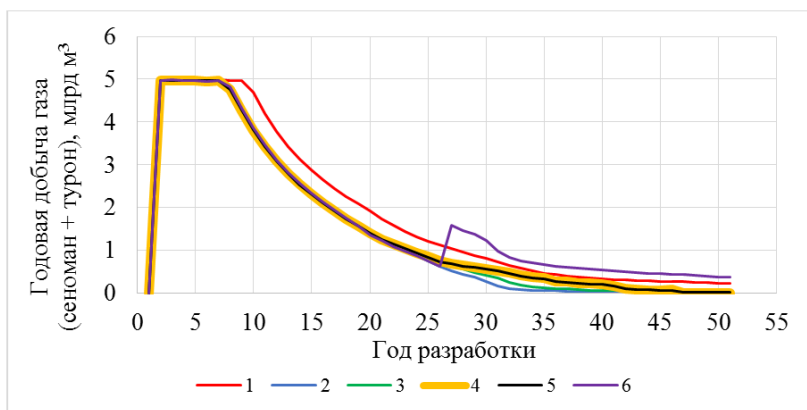


Рис. 3. График годовой добычи газа

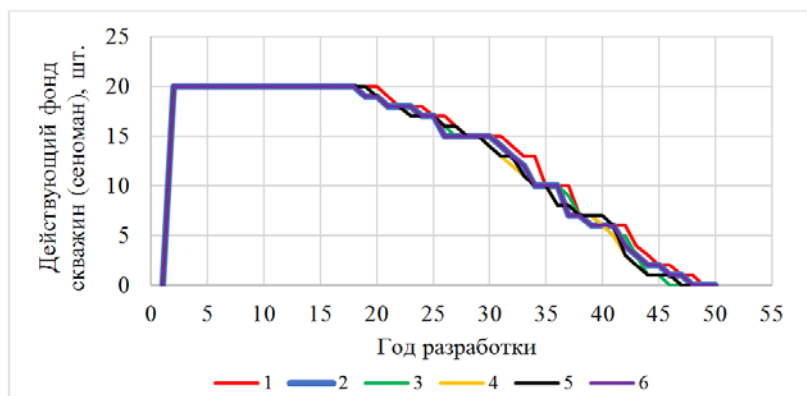


Рис. 4. График действующего фонда скважин на сеномане

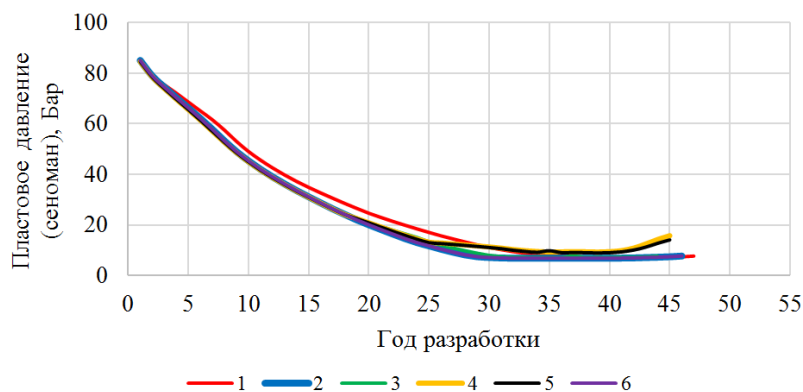


Рис. 5. График среднего пластового давления в газонасыщенной части залежи

По динамике годовых отборов, изображенной на рисунке 3, можно отметить, что вариант 1 позволяет дольше остальных удерживать полку добычи за счет подключения турона на третий год эксплуатации сеномана. В других вариантах изменения в отборах заметны только на более поздних годах эксплуатации (примерно с 25 года). В варианте 3 отклонения от варианта 1 связаны с дополнительной добычей из туронского объекта, которая становится заметной за счет увеличения числа обводнившихся сеноманских скважин, которые переводятся на добычу из вышележащего интервала. В вариантах 4 и 5 это отклонение еще больше за счет бурения перепускного фонда. В варианте 6 наблюдается резкий скачок добычи на 25 год в момент ввода туронского объекта.

По динамике действующего фонда, изображенной на рисунке 4 можно сделать вывод, что перепуск газа не влияет на скорость обводнения добывающих сеноманских скважин. Это связано с недостаточными объемами перепускаемого газа для оттеснения фронта воды вследствие низких ФЕС туронских залежей.

Стоит отметить, что восстановление пластовых давлений после 30 года на рисунке 5 связано с реакцией активного водонапорного бассейна. Самое низкое пластовое давление наблюдается в варианте 1, связано это с наибольшим отбором сеноманского газа. В вариантах 4 и 5 можно заметить эффект поддержания пластового давления, вследствие чего происходит экономия мощностей на компримирование.

Выводы

На основе проведенных исследований можно сказать, что варианты с перепуском позволяют вовлечь в разработку туронские отложения при оптимальном соотношении вложений и добытого газа при нынешнем уровне развития технологий. Главными факторами перепуска, которые

позволили повысить критерий эффективности в сравнении с вариантами разработки традиционными методами, являются следующие:

- низкая стоимость бурения вертикальных перепускных скважин по сравнению с добывающими горизонтальными;
- отсутствие необходимости в строительстве наземной инфраструктуры для перепускных скважин (шлейфы, газосборные коллектора);
- экономия на компримирующих мощностях вследствие поддержания пластового давления;
- отсрочка момента начала перепуска, что позволяет продисконтировать капитальные затраты и при этом сохранить накопленную добычу за счет увеличения интенсивности перетока.

Для принимающего объекта (сеноман) не подтвердилось замедление обводнения добывающих скважин и повышение КИГ за счет перепуска газа.

С учетом погрешности расчетов и чувствительности экономических параметров нельзя однозначно утверждать о существенном преимуществе перепуска над традиционными методами разработки, так как данная технология не дает значительного прироста критерия эффективности. Поэтому с точки зрения принятия решения варианты 2 и 5 идентичны. Таким образом, технология перепуска газа требует дальнейшей проработки и поиска оптимальных решений для ее реализации.

Список источников

1. Технологии добычи низконапорного сеноманского газа / А. В. Саранча, И. С. Саранча, Д. А. Митрофанов, С. М. Овезова. – Текст : электронный // Современные проблемы науки и образования : сетевое издание. – 2015. – № 1 (часть 1). – URL: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=18496>.
2. Пат. № 2706084 Российская Федерация, МПК E21B47/10, E21B44/00. Автоматизированная система для оптимальной эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин с высоким содержанием жидкости : № 2018108833 : заявл. 13.03.2018 : опубл. 14.11.2019, Бюл. № 29 / Юшков А. Ю., Огай В. А., Хабибуллин А. Ф. : патентообладатель ООО «Системы». – 2 с. – Текст : непосредственный.
3. Study on the Effect of Cetyltrimethylammonium Bromide on Gas-liquid Flow Characteristics at Low Gas Flow Rates and Gas Pressure / A. Yu. Yushkov, V. A. Ogai, I. A. Koroleva [et al.]. – Text : electronic // E3S Web of Conferences. Ser. "Topical Issues of Rational Use of Natural Resources 2021, TI 2021". – URL: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202126601014>.
4. Пономарева, Л. Курс на туронский газ / Л. Пономарева. – Текст : непосредственный // Нефть и газ Евразия. – 2012. – № 9. – С. 19–27.
5. Особенности моделирования разработки туронских отложений Заплярного месторождения / С. Ю. Свентский, А. О. Лысов, Г. В. Непотасов [и др.]. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2021. – № S4 (825). – С. 38–46.

6. Пат. № 2413838 Российская Федерация, МПК E21B 43/00. Способ стабильной эксплуатации обводняющегося газового пласта : № 2008125753/03 : заявл. 24.06.2008 : опубл. 24.06.2008, Бюл. № 7 / Смирнов В. С., Тимергалеев Р. Г., Серегина Н. В. : заявитель ООО «Газпром». – Текст : непосредственный.
7. Пат. № 2370640 Российская Федерация, МПК E21B 43/14. Способ бурения скважин и разработки многопластовых месторождений углеводородов с неоднородными геологическими условиями залегания продуктивных пластов : № 2008109468/03 : заявл. 11.03.2008 : опубл. 11.03.2008, Бюл. № 3 / Хайрулин Б. Ю., Витязев О. Л., Медведский Р. И. ; патентообладатель: ЗАО «Научно-производственное предприятие “СибБурМаш”» . – Текст : непосредственный.
8. Пат. № 2383719 Российская Федерация, МПК E21B 43/14. Способ разработки многопластового газоконденсатного месторождения с использованием транспорта газа по высокопроницаемому пласту : № 2008129136/03 : заявл. 16.07.2008 : опубл. 16.07.2008, Бюл. № 7 / Михельсон Л. В., Попов М. В., Гиря М. И., Фридман А. М., Леонтьев И. Ю., Юнусов Р. Р., Истомин В. А., Лузин А. А. ; заявитель : ООО «НОВАТЭК». – Текст : непосредственный.
9. Пат. № 2135748 Российская Федерация, МПК E21B43/16, E21B43/14. Способ разработки многопластовых газовых месторождений : № 98101541/03 : заявл. 30.01.1998 : опубл. 27.08.1999, Бюл. № 23 / Перемышцев Ю. А., Наренков Ю. С., Яковук Л. И., Степанов Н. Г., Гереш П. А., Скира И. Л. – Текст : непосредственный.
10. Пат. № 2034131 Российская Федерация, МПК E21B 33/12, E21B 43/00, E21B 43/14, E21B 43/18. Способ разработки многопластового газового или газоконденсатного месторождения : № 4944165/03 : заявл. 05.04.1991 : опубл. 30.04.1995, Бюл. № 3 / Облеков Г. И., Ремизов В. В., Середа М. Н., Нанивский Е. М., Нелепченко В. М., Тупысев М. К., Жиденко Г. Г. ; патентообладатель Ремизов В. В. – Текст : непосредственный.
11. Усачев, А. С. Проектирование системы разработки туронских отложений на примере месторождения N / А. С. Усачев. – Текст : непосредственный // Международный студенческий научный вестник : сетевое издание. – 2018. – № 2. – URL: <https://eduherald.ru/ru/article/view?id=18131>.
12. Освоение и испытание первой экспериментальной двухзабойной скважины на Южно-Русском месторождении / А. Н. Лапердин, Т. В. Сопнев, Р. Р. Хасаянов, А. А. Сорокин. – Текст : непосредственный // Наука и ТЭК. – 2012. – № 1. – С. 25–26.
13. Уточнение геологического строения низкопроницаемых туронских отложений Харампурского нефтегазоконденсатного месторождения по результатам комплексного литофациального анализа для оптимизации проекта разработки / Т. Э. Топалова, Т. Е. Кайдалина, М. А. Грищенко [и др.]. – DOI 10.31087/0016-7894-2020-2-95-106. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2020. – № 2. – С. 95–106.
14. Перспективы промышленной разработки запасов газа низкопроницаемых коллекторов туронских отложений Харампурского месторождения / С. В. Бучинский, А. А. Чусовитин, И. О. Ошняков, А. Ю. Королев. – Текст : непосредственный // Недропользование XXI век. – 2017. – № 6 (69). – С. 16–25.

15. Метод итерационного поиска оптимального варианта разработки месторождения / А. Ю. Юшков, Д. Н. Глумов, Б. Р. Магизов, А. А. Шахов. – DOI 10.21684/2411-7978-2021-7-4-124-146. – Текст : непосредственный // Вестник Тюменского государственного университета Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2021. – № 4 (28). – С. 124–146.

References

1. Sarancha, A. V., Sarancha, I. S., Mitrofanov, D. A., & Ovezova, S. M. (2015). Technology of production of low-pressure Cenomanian gas. *Sovremennye Problemy Nauki i Obrazovaniya*, (1 (part 1). (In Russian). Available at: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=18496>
2. Yushkov, A. Yu., Ogai, V. A., & Khabibullin, A. F. Avtomatizirovannaya sistema dlya optimal'noy ekspluatatsii gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin s vysokim содержанием жидкости. Pat. RF 2706084. No. 2018108833. Applied: 13.03.18. Published: 14.11.19. Bulletin No. 29. 2 p. (In Russian).
3. Yushkov, A. Yu., Ogai, V. A., Koroleva, I. A., Amro, M. M., Rose, F., & Kummer, N.-A. (2021). Study on the Effect of Cetyltrimethylammonium Bromide on Gas-liquid Flow Characteristics at Low Gas Flow Rates and Gas Pressure. *E3S Web of Conferences*. Ser. "Topical Issues of Rational Use of Natural Resources 2021, TI 2021". (In English). Available at: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202126601014>
4. Ponomareva, L. (2012). Kurs na Turonskii Gaz. *Oil and Gas Eurasia*, (9), pp. 19-27. (In Russian).
5. Svetskii, S. Yu., Lysov, A. O., Nepotasov, G. V., Hasayanov, R. R., & Konyashkina, K. V. (2021). Osobennosti modelirovaniya razrabotki turonskikh otlozhenii Zapolyarnogo mestorozhdeniya. *Gas Industry*, (S4(825)), pp. 38-46. (In Russian).
6. Smirnov, V. S., Timergaleev, R. G., & Seregina, N. V. Sposob stabil'noy ekspluatatsii Obvodnyayushhegosya gazovogo plasta. Pat. RF 2413838. No. 2008125753/03. Applied: 24.06.08. Published: 24.06.08. Bulletin No. 7. (In Russian).
7. Khayrulin, B. Yu., Vityazev, O. L., & Medvedskiy, R. I. Sposob bureniya skvazhin i razrabotki mnogoplastovykh mestorozhdeniy uglevodorodov s neodnorodnymi geologicheskimi usloviyami zaleganiya produktivnykh plastov. Pat. RF 2370640. No. 2008109468/03. Applied: 11.03.08. Published: 11.03.08. Bulletin No. 3. (In Russian).
8. Mikhel'son, L. V., Popov, M. V., Giry, V. I., Fridman, A. M., Leont'ev, I. Yu., Yunusov, R. R.,... Luzin, A. A. Sposob razrabotki mnogoplastovogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya s ispol'zovaniem transporta gaza po vysokopronitsaemomu plastu. Pat. RF 2383719. No. 2008129136/03. Applied: 16.07.08. Published: 16.07.08. Bulletin No. 7. (In Russian).
9. Peremyshchev, Yu. A., Narenkov, Yu. S., Yakovuk, L. I., Stepanov, N. G., Geresh, P. A., & Skira, I. L. Sposob razrabotki mnogoplastovykh gazovykh mestorozhdeniy. Pat. RF 2135748. No. 98101541/03. Applied: 30.01.98. Published: 27.08.99. Bulletin No. 23. (In Russian).
10. Obekov, G. I., Remizov, V. V., Sereda, M. N., Naniivskiy, E. M., Nelepchenko, V. M., Tupysev, M. K., & Zhidenko, G. G. Sposob razrabotki mnogoplastovogo gazovogo ili gazokondensatnogo mestorozhdeniya. Pat. RF 2034131. No. 4944165/03. Applied: 05.04.91. Published: 30.04.95. Bulletin No. 3. (In Russian).
11. Usachev, A. S. (2018). Designing a system for the development of Turonian deposits based on the example of the N deposit. *Mezhdunarodnyy studencheskiy nauchnyy vestnik*, (2). (In Russian). Available at: <https://eduherald.ru/ru/article/view?id=18131>

12. Laperdin, A. N., Sopnev, T. V., Khasayanov, R. R., & Sorokin, A. A. (2012). Osvoenie i ispytanie pervoy eksperimental'noy dvukhzaboynoy skvazhiny na Yuzhno-Russkom mestorozhdenii. *Nauka i TEK*, (1), pp. 25-26. (In Russian).
13. Topalova, T. E., Kaidalina, T. E., Grishchenko, M. A., Yackanich, I. M., Korolev, A. Yu., & Sitdikov, R. F. (2020). Results of integrated lithofacies analysis for optimisation of field development plan: updating geological structure of low-permeable Turonian formations in the Kharampursky oil and gas condensate field. *Russian Oil and Gas Geology*, (2), pp. 95-106. (In Russian). DOI: 10.31087/0016-7894-2020-2-95-106
14. Buchinsky, S. V., Chusovitin, A. A., Oshnyakov, I. O., & Korolev, A. Yu. (2017). Prospects of industrial development of gas reserves of low-permeability reservoirs of Turonian deposits of the Kharampur field. *Nedropol'zovanie XXI vek*, (6(69)), pp. 16-25. (In Russian).
15. Yushkov, A. Yu., Glumov, D. N., Magizov, B. R., & Shakhov, A. A. (2021). The method of iterative search for the optimal field development option. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, (4), pp. 124-146. (In Russian). DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-124-146

Информация об авторах

Information about the authors

Юшков Антон Юрьевич, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Anton Yu. Yushkov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Кардашина Ольга Николаевна, студент Высшей инженерной школы, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, olgakardashina1@gmail.com

Olga N. Kardashina, Student of Graduate School of engineering EG, Industrial University of Tyumen, olgakardashina1@gmail.com

Казанцев Артем Дмитриевич, студент Высшей инженерной школы, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Artyom D. Kazantsev, Student of Graduate School of engineering EG, Industrial University of Tyumen

Пеплин Константин Игоревич, студент Высшей инженерной школы, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Konstantin I. Peplin, Student of Graduate School of engineering EG, Industrial University of Tyumen

Андриуца Денис Юрьевич, студент Передовой инженерной школы, Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Denis, Yu. Andriutsa, Student of Advanced Engineering School, University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 04.03.2023; одобрена после рецензирования 04.04.2023; принята к публикации 06.04.2023.

The article was submitted 04.03.2023; approved after reviewing 04.04.2023; accepted for publication 06.04.2023.

УДК 665.75

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-2-97-115

Электродепарафинизация масляного рафината фракции 420–490 °С

А. Л. Савченков*, С. Г. Агаев, Н. С. Яковлев, Л. В. Таранова

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**savchenkoval@tyuiu.ru*

Аннотация. В нефтепереработке промышленный процесс депарафинизации масляных рафинатов остается самым дорогостоящим, сложным, низкотемпературным процессом в производстве минеральных базовых масел. Разработка альтернативного, более простого и менее энергоемкого способа депарафинизации является актуальной задачей.

В работе изучена возможность депарафинизации масляного рафината в присутствии депрессорных присадок различного класса в постоянном неоднородном электрическом поле при положительных температурах.

Установлена зависимость между депрессорными свойствами присадок и их эффективностью при депарафинизации в электрическом поле. Максимальный депрессорный эффект присадки в масляном рафинате соответствует наиболее высоким показателям процесса электродепарафинизации.

Эффект разделения масляного рафината в электрическом поле со сложнэфирными присадками зависит от химического строения используемых при их синтезе дикарбоновых кислот.

Выявлен характер распределения присадки между фазами по изменению температуры застывания получаемого депарафинированного масла.

В работе показана взаимосвязь между величиной электрического заряда кристаллов парафина и временем депарафинизации, что связано с поляризацией двойного электрического слоя частиц в электрическом поле и последующим их диполь-дипольным взаимодействием.

Ключевые слова: электродепарафинизация, депрессорная присадка, депарафинированное масло, гач, температурный эффект депарафинизации

Для цитирования: Савченков, А. Л. Электродепарафинизация масляного рафината фракции 420–490 °С / А. Л. Савченков, С. Г. Агаев, Н. С. Яковлев, Л. В. Таранова. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-2-97-115 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 2. – С. 97–115.

Electrical dewaxing of the oil raffinate fraction 420-490 °C

**Andrey L. Savchenkov*, Slavik G. Agaev, Nikolay S. Yakovlev,
Lyubov V. Taranova**

Abstract. Industrial dewaxing of oil raffinates remains the most expensive, complex, low-temperature process in the production of mineral base oils in refining. The development of an alternative, simpler and less energy-intensive method of dewaxing is an urgent task.

This article investigates the possibility of dewaxing oil refining in the presence of different classes of depressor additives in a constant inhomogeneous electric field at positive temperatures.

A correlation was established between the depressant properties of the additives and their effectiveness in electric field dewaxing.

The maximum depressant effect of the additive in the oil raffinate corresponds to the highest indicators of the electrical dewaxing process.

The effect of separating oil raffinate in an electric field with ester additives depends on the chemical structure of the dicarboxylic acids used in their synthesis.

The nature of the distribution of the additive between the phases has been revealed by changes in the pour point of the resulting dewaxed oil.

This article shows the relationship between the magnitude of the electrical charge of paraffin crystals and the time of dewaxing. This is related to the polarisation of the double electric layer of particles in an electric field and their subsequent dipole-dipole interaction.

Keywords: electrical dewaxing, depressor additive, dewaxed oil, gach, temperature effect of dewaxing

For citation: Savchenkov, A. L. Agaev, S. G. Yakovlev, N. S., & Taranova, L. V. (2023). Electrical dewaxing of the oil raffinate fraction 420-490 °C. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 97-115. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-2-97-115

Введение

В предыдущей работе [1] были исследованы основные параметры процесса электродепарафинизации тяжелого масляного рафината, такие как форма электрического поля, степень его неоднородности, величина напряженности поля, температура процесса.

Промышленный процесс депарафинизации масляных рафинатов на нефтеперерабатывающих заводах остается наиболее дорогостоящим и сложным в аппаратурном оформлении процессом [2]. В связи с необходимостью применения для разбавления масляных рафинатов больших объемов растворителей, высоких энергетических затрат на регенерацию растворителя и охлаждение сырьевой суспензии до низких температур, повышенной токсичностью, пожаро- и взрывоопасностью действующих установок депарафинизации разработка принципиально новых, высокоэффективных и экономичных способов получения масел, исключающих отмеченные недостатки, является актуальной задачей.

Возможность выделения парафиновых углеводородов в электрическом поле показана в работах [3–6]. Исследования по электроосаждению зарубежных авторов приведены в работах [7–12].

Цель данной работы — исследование процесса электродепарафинизации дистиллятного масляного рафината фракции 420–490 °C в присутствии депрессорных присадок различного химического строения.

Объект и методы исследования

Для исследования процесса электродепарафинизации за основу была взята схема установки, которая описывается в работах [13–15]. Установка состоит из стабилизатора напряжения, выпрямителя, конденсатора, киловольтметра и термостатированной камеры, в которую помещалась ячейка для электродепарафинизации. Установка питается от сети однофазного тока частотой 50 Гц, напряжением 220 В. Регулирование выпрямленного напряжения производится плавно в пределах от 0 до 25 кВ. Номинальный ток нагрузки составлял 10 мА. Ячейка имеет контакты для подсоединения клемм от источника напряжения. Киловольтметр подключается параллельно электродам ячейки. Физико-химические свойства масляного рафината приведены в таблице 1.

Таблица 1

Физико-химические свойства масляного рафината

Показатель	Значение
Пределы выкипания, °С	420–490
Температура застывания, °С	37
Плотность при 70 °С, кг/м ³	874
Показатель преломления при 70 °С	1,4712
Кинематическая вязкость при 50 °С, мм ² /с	29,5
Кинематическая вязкость при 100 °С, мм ² /с	7,4
Содержание фенола, % масс.	0,001

Для депарафинизации в электрическом поле использовались масло-растворимые присадки (ПАВ — поверхностно-активные вещества), индуцирующие электрический заряд на поверхности кристаллов твердых парафиновых углеводородов. В качестве ПАВ исследованы сложноэфирные депрессорные присадки, представляющие собой продукты конденсации синтетических жирных кислот фракции $C_{21} - C_{25}$, пентаэритрита и дикарбоновых кислот или их ангидридов — фталевого ангидрида (присадка ТюмИИ 77), 4-нитрофталевой кислоты (присадка ТюмИИ 79) и малеинового ангидрида (присадка ТюмИИ 200) [16, 17]. Исследованы также промышленные алкилароматические присадки АзНИИ–ЦИАТИМ–1, АзНИИ и АФК. Такой выбор позволит сравнить результаты исследований в присутствии присадок различного класса.

При проведении исследований процесса электроосаждения твердых парафиновых углеводородов из масляного рафината за основу была принята методика, разработанная в работах [3, 5] и описанная в предыдущей работе [1].

Эффективность электродепарафинизации масляного рафината оценивалась по выходу масла (в % масс.) от сырья, а также путем сравнения температуры застывания депарафинированного продукта (далее — деп-

масла) и температуры плавления парафиновых углеводородов (гача). Чем выше выход масла и ниже его температура застывания и чем выше температура плавления гача, тем эффективнее процесс электродепарафинизации. Кроме этого, эффективность процесса оценивалась путем сравнения показателей преломления при 70 °С рафината, депмасла и гача. По сравнению с показателем преломления исходного сырья показатель преломления масла повышается, а гача — уменьшается. Чем больше разница между показателями преломления рафината и получаемых из него продуктов, тем более эффективен процесс. В общем случае эффективность процесса можно оценивать разницей показателей преломления депмасла и гача.

На основании результатов работы [1] для исследований была выбрана ячейка с коаксиальной системой электродов, напряженность электрического поля (E_{cp}) — 10 кВ/см. Время осаждения дополнительно устанавливалось в каждом случае отдельно, в зависимости от протекания процесса. Температура электродепарафинизации влияет на углеводородный состав получаемых при разделении фаз продуктов. В связи с этим для дальнейших исследований было выбрано предельно низкое значение температуры электроосаждения — +5 °С, которое обуславливается депрессорными возможностями присадок. Для сравнения с результатами, полученными при этой температуре, были проведены исследования при более высокой температуре электродепарафинизации — +20 °С. При выбранных параметрах процесса исследования проводили в зависимости от концентрации присадок в масляном рафинате.

Результаты и обсуждение

При температуре электроосаждения +5 °С вследствие повышенной вязкости дисперсионной среды время завершения процесса электроосаждения до полного разделения фаз составляло 20–25 мин. В связи с этим время действия поля было выбрано постоянным и составляло 30 мин. Концентрация каждой присадки в рафинате изменялась в интервале от 0,01 до 1,0 % масс.

Результаты экспериментальных данных представлены в таблице 2 и на рисунках 1 и 2. С алкилароматическими присадками при температуре электродепарафинизации +5 °С разделение рафината происходит слабо — выход масла незначителен, температура плавления гача низкая. В связи с этим результаты экспериментальных данных приведены только с присадкой АзНИИ–ЦИАТИМ–1, показавшей лучшие результаты среди алкилароматических присадок. Максимальный выход масла с АзНИИ–ЦИАТИМ–1 при ее концентрации в рафинате 0,3–0,5 % составляет 17,0–18,5 %, а температура плавления гача — 39 °С. При увеличении содержания присадки выше 0,75 % полного разделения не происходит, о чем свидетельствуют повышение температуры застывания масла с +2 – +3 до +10 °С и снижение его показателя преломления с 1,4742 до 1,4731. Таким образом, использование алкилароматических присадок для электродепарафинизации при температуре +5 °С дает незначительный эффект.

Таблица 2

Присадка	Концентрация присадки, масс. %	Выход масла, масс. %	Температура застывания масла, °С	Температура плавления гача, °С	Температура застывания рафината, °С	Показатель преломления при 70 °С	
						Масла	Гача
АзНИИ-ЦИАТИМ-1	0,05	8,0	2	39,0	37	1,4742	1,4700
	0,10	22,8	2	39,0	37	1,4742	1,4698
	0,20	14,6	2	39,0	37	1,4742	1,4701
	0,30	18,5	3	39,0	37	1,4742	1,4695
	0,40	17,1	2	39,0	37	1,4742	1,4700
	0,50	18,0	2	39,0	37	1,4742	1,4700
	0,75	13,2	2	39,0	37	1,4740	1,4696
	1,00	10,4	10	39,0	36	1,4731	1,4702
ТюмИИ 200	0,01	11,2	2	38,0	37	1,4742	1,4703
	0,05	21,0	3	39,0	20	1,4742	1,4700
	0,10	30,8	2	39,0	12	1,4742	1,4696
	0,15	38,5	2	40,0	10	1,4742	1,4693
	0,25	45,1	2	41,0	8	1,4742	1,4690
	0,50	45,0	3	40,5	9	1,4742	1,4692
	0,75	44,8	2	39,5	8	1,4742	1,4697
	1,00	40,7	1	39,5	8	1,4742	1,4696
ТюмИИ 222	0,01	11,0	2	39,0	30	1,4742	1,4701
	0,10	24,2	3	39,0	16	1,4742	1,4697
	0,30	35,0	2	39,5	10	1,4742	1,4698
	0,40	34,9	3	39,5	9	1,4742	1,4696
	0,50	35,5	2	39,5	8	1,4742	1,4698
	0,60	36,3	2	40,0	9	1,4742	1,4694
	0,75	35,8	2	39,5	10	1,4742	1,4697
	1,00	34,1	2	39,5	20	1,4742	1,4696
ТюмИИ 79	0,01	15,1	4	39,0	36	1,4742	1,4700
	0,05	25,0	4	39,5	28	1,4742	1,4697
	0,10	45,8	2	40,0	8	1,4742	1,4695
	0,15	50,7	4	41,5	7	1,4742	1,4687
	0,20	49,6	3	41,0	6	1,4742	1,4690
	0,25	50,1	4	41,5	6	1,4742	1,4688
	0,40	50,6	4	41,5	7	1,4742	1,4687
	0,50	50,7	3	41,5	7	1,4742	1,4686
	0,75	48,8	3	40,0	8	1,4742	1,4695
	1,00	47,9	2	40,0	9	1,4742	1,4696
ТюмИИ 77	0,01	18,2	3	39,0	36	1,4742	1,4700
	0,05	44,3	3	41,0	8	1,4742	1,4690
	0,10	54,5	2	42,0	8	1,4742	1,4685
	0,15	57,5	3	42,5	8	1,4742	1,4683
	0,20	58,0	2	42,5	8	1,4742	1,4682
	0,25	58,6	3	43,0	9	1,4742	1,4680
	0,30	58,8	2	43,0	7	1,4742	1,4680
	0,50	58,4	2	43,0	7	1,4742	1,4681
	0,70	56,6	2	42,5	7	1,4742	1,4683
	1,00	53,3	2	42,5	8	1,4742	1,4684

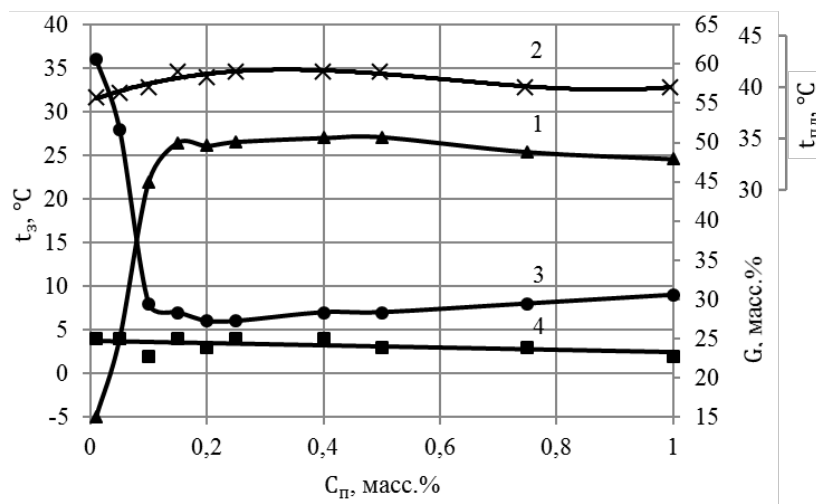


Рис. 1. Показатели процесса электродепарафинизации рафината при +5 °С от концентрации $C_{\text{П}}$ присадки ТюмIII 79: 1 — выход масла G ; 2 — температура плавления гача $t_{\text{пл}}$; 3 и 4 — температура застывания $t_{\text{з}}$, соответственно, рафината и масла

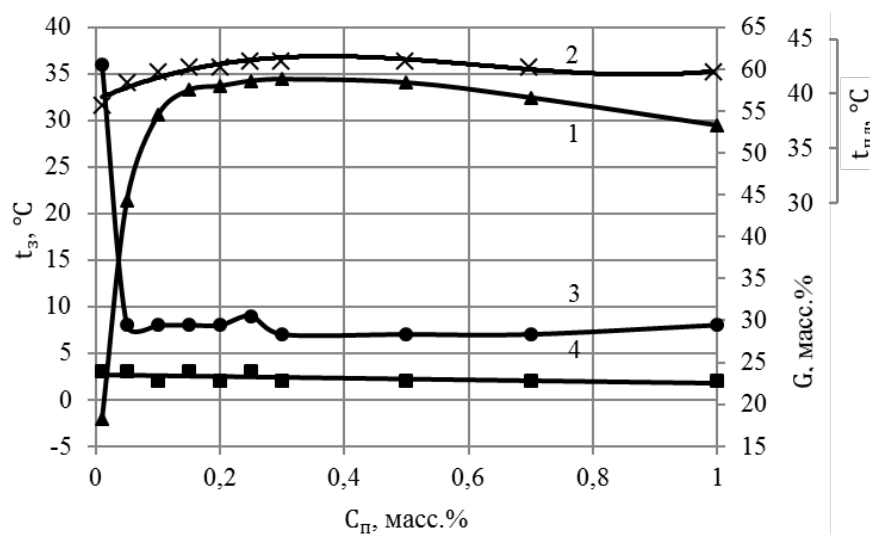


Рис. 2. Показатели процесса электродепарафинизации рафината при +5 °С от концентрации $C_{\text{П}}$ присадки ТюмIII 77: 1 — выход масла G ; 2 — температура плавления гача $t_{\text{пл}}$; 3 и 4 — температура застывания $t_{\text{з}}$, соответственно, рафината и масла

Со сложнэфирными присадками выход масла, по сравнению с алкилароматическими, увеличивается до 36,6–58,8 %, в зависимости от присадки, температура плавления гача составляет при этом 40–43 °С. Показатель преломления масла, как и с алкилароматическими присадками, остается на одном уровне — 1,4742, что говорит о постоянном углеводородном составе масла. Температура застывания масла со сложнэфирными присадками

остается на одном уровне, независимо от концентрации ПАВ в рафинате, и составляет $+1 - +4$ °С. Температурный эффект депарафинизации (ТЭД) — разница температур депарафинизации и застывания масла, составляет, таким образом, $+1 - +4$ °С. Положительное значение ТЭД свидетельствует о преимуществе способа электродепарафинизации перед промышленным способом в кетон-ароматических растворителях, где величина ТЭД отрицательна ($-8 - -10$ °С). Таким образом, при электродепарафинизации отсутствует явление переохлаждения сырья по сравнению с получаемой температурой застывания масла.

Электродепарафинизация масляного рафината при температуре $+5$ °С в присутствии отдельных присадок, $E_{cp} = 10$ кВ/см, время осаждения 30 мин.

Показатель преломления рафината при 70 °С во всех опытах — 1,4712.

Анализируя экспериментальные данные, можно отметить, что взаимосвязь депрессорных и электрокинетических свойств присадок наиболее наглядно отражается на таких показателях процесса депарафинизации, как выход масла, температура плавления гача и температура застывания рафината. С повышением концентрации присадки в рафинате происходит снижение его температуры застывания. Одновременно с увеличением депрессорного эффекта происходит рост выхода масла и температуры плавления гача. Взаимосвязь этих свойств наглядно следует из рисунков 1 и 2: форма кривой застывания рафината в зависимости от концентрации присадки как бы является зеркальным отражением формы кривой выхода масла. Наиболее интенсивный рост выхода масла и температуры плавления гача наблюдается при увеличении содержания присадки от 0,01 до 0,1–0,2 %, так как именно в этой области концентраций происходит наибольшее увеличение депрессорного эффекта ПАВ. Таким образом, при оптимальной концентрации присадки в рафинате, соответствующей минимальной температуре застывания сырья, показатели выхода масла и температуры плавления гача достигают максимальных значений.

Так, в ряду присадок ТюмИИ 222, 200, 79, 77 максимальный выход масла при электродепарафинизации составляет, соответственно, 36,3; 45,1; 50,7; 58,8 %, а температура плавления гача 40,0; 41,0; 41,5; 43,0 °С. Эти данные подтверждаются и соответствующими показателями преломления — разница их значений для масла и гача составляет для приведенного ряда, соответственно, 0,0048; 0,0052; 0,0056 и 0,0065. При этом показатель преломления масла почти не изменяется, снижается лишь показатель преломления гача, что обусловлено уменьшением содержания в нем масла.

По степени эффективности при электродепарафинизации исследованные присадки можно расположить в ряд: АзНИИ–ЦИАТИМ–1 < ТюмИИ 222 < ТюмИИ 200 < ТюмИИ 79 < ТюмИИ 77. В лучшем случае с присадкой ТюмИИ 77 при температуре электроосаждения $+5$ °С можно получить 58,8 % масла с температурой застывания $+2$ °С и гач с температурой

плавления 43 °С. Эти показатели уступают соответствующим показателям промышленного процесса депарафинизации в избирательных растворителях.

При температуре депарафинизации +20 °С исследования проводили также в зависимости от концентрации присадок в рафинате, которая изменялась от 0,01 до 2,0 % для сложноэфирных присадок и от 0,05 до 2,0 % — для алкилароматических. Время электроосаждения для присадок АФК, АзНИИ и АзНИИ–ЦИАТИМ–1 было постоянным и составляло 60 мин. При депарафинизации в присутствии сложноэфирных присадок фиксировалось время полного завершения процесса электроосаждения (визуально, до полного осветления объема масла от кристаллов твердых парафинов).

Таблица 3

**Электродепарафинизация масляного рафината при температуре +20 °С
в присутствии присадок АФК, АзНИИ, АзНИИ–ЦИАТИМ–1, $E_{cp} = 10$ кВ/см,
время осаждения 60 мин**

Присадка	Концентрация присадки, масс. %	Выход масла, масс. %	Температура застывания масла, °С	Температура плавления гача, °С	Температура застывания рафината, °С	Показатель преломления при 70°С	
						Масла	Гача
АФК	0,05	53,4	34	40,5	37	1,4722	1,4709
	0,25	55,2	30	41,0	37	1,4726	1,4703
	0,50	56,5	23	41,5	37	1,4725	1,4700
	0,75	54,1	25	41,5	36	1,4726	1,4700
	1,00	55,7	24	41,5	36	1,4726	1,4700
	1,50	52,6	22	41,5	36	1,4724	1,4700
	2,00	59,0	28	40,5	34	1,4722	1,4702
АзНИИ	0,05	49,7	28	41,5	37	1,4720	1,4700
	0,25	50,1	28	41,5	37	1,4719	1,4700
	0,50	49,7	23	41,5	36	1,4722	1,4700
	0,75	43,3	34	41,5	37	1,4720	1,4700
	1,00	47,7	26	41,5	36	1,4721	1,4700
	1,50	48,6	20	41,5	35	1,4720	1,4700
	2,00	48,9	22	41,5	35	1,4720	1,4700
АзНИИ–ЦИАТИМ–1	0,05	46,4	18	41,5	37	1,4730	1,4700
	0,25	45,8	18	41,5	37	1,4730	1,4700
	0,50	47,5	18	41,5	37	1,4730	1,4700
	0,75	43,9	10	41,5	37	1,4730	1,4700
	1,00	49,3	9	42,0	36	1,4726	1,4692
	1,50	54,9	16	41,5	35	1,4720	1,4700
	2,00	51,7	18	41,5	35	1,4718	1,4700

В таблице 3 приведены результаты электродепарафинизации масляного рафината при +20 °С в присутствии присадок АФК, АзНИИ и АзНИИ–ЦИАТИМ–1. Как следует из представленных данных, с присадкой

АзНИИ–ЦИАТИМ–1 выход масла в лучшем случае составляет 43,9–54,9 %, температура плавления гача при этом 41,5–42,0 °С. Присадки АФК и АзНИИ по степени разделения рафината менее эффективны по сравнению с АзНИИ–ЦИАТИМ–1: температура застывания масла выше температуры депарафинизации, что говорит о неполном удалении кристаллов твердых парафиновых углеводородов из объема масла. Это приводит также и к дополнительному снижению показателя преломления масла. По температуре плавления гача и его показателю преломления все алкилароматические присадки находятся на одном уровне.

Оценивая эффективность алкилароматических присадок при электродепарафинизации по разнице показателей преломления масла и гача, можно отметить, что в ряду присадок АФК, АзНИИ, АзНИИ–ЦИАТИМ–1 эта разница в лучших случаях составляет, соответственно, 0,0026; 0,0026; 0,0030. Это подтверждает большую эффективность присадки АзНИИ–ЦИАТИМ–1.

Показатель преломления рафината при 70 °С во всех опытах — 1,4712.

В лучшем случае при температуре депарафинизации +20 °С с алкилароматическими присадками можно получить 43,9–49,6 % масла с температурой застывания +10 – +18 °С и гач с температурой плавления 41,5–42,0 °С. Эти данные соответствуют содержанию присадки АзНИИ–ЦИАТИМ–1 в рафинате 0,05–0,75 %. Дальнейшее увеличение содержания присадки приводит к некоторому увеличению выхода масла, но качество его при этом, судя по показателю преломления, снижается. Необходимо отметить изменение температуры застывания получаемого депмасла. В интервале концентраций присадки АзНИИ–ЦИАТИМ–1 0,05–0,5 % температура застывания масла не изменяется и составляет +18 °С. Дальнейшее увеличение содержания присадки приводит сначала к уменьшению температуры застывания до +9 °С, а затем к увеличению ее до +18 °С.

Проведенные исследования с алкилароматическими присадками показали, что отсутствие депрессорных свойств этих ПАВ в рафинате обуславливает и отсутствие четкой взаимосвязи между показателями процесса депарафинизации и содержанием присадок в рафинате. Выход масла, температура плавления гача в этих случаях находятся на одном уровне и незначительно изменяются с изменением концентрации присадок.

Результаты экспериментальных данных при проведении процесса со сложноэфирными присадками ТюмИИ 77, 79, 200 и 222 приведены в таблице 4 и на рисунках 3 и 4. Все показатели процесса депарафинизации находятся в прямой зависимости от величины депрессорного эффекта при данной концентрации присадки: с уменьшением температуры застывания рафината происходит одновременный рост выхода масла и температуры плавления получаемого гача. Наиболее наглядно эти зависимости представлены на рисунках 3 и 4.

Таблица 4

**Электродепарафинизация масляного рафината фракции
при температуре +20 °С в присутствии сложнэфирных присадок, $E_{cp} = 10$ кВ/см**

Присадка	Концентрация присадки, масс. %	Выход масла, масс. %	Температура застывания масла, °С	Температура плавления гача, °С	Температура застывания рафината, °С	Показатель преломления гача при 70 °С	Время осаждения, мин.
ТюмИИ 222	0,01	51,2	19	43	29	1,4690	15
	0,05	64,6	19	45	17	1,4680	4
	0,10	74,7	19	47	16	1,4671	3
	0,15	76,5	19	48	15	1,4665	4
	0,25	77,2	19	49	14	1,4661	5
	0,50	80,0	18	51	8	1,4640	6
	0,75	73,3	18	47	10	1,4670	8
	1,00	69,1	18	44	20	1,4685	15
	1,25	62,3	13	40	24	1,4705	16
	1,50	57,0	6	38	27	1,4710	17
ТюмИИ 200	2,00	48,1	4	38	31	1,4710	17
	0,01	48,5	17	41	37	1,4700	5
	0,05	70,1	17	44	20	1,4685	6
	0,10	75,6	17	47	12	1,4670	8
	0,25	78,4	16	49	8	1,4660	10
	0,50	80,8	15	50	9	1,4650	12
	0,75	83,6	14	52	8	1,4630	16
	1,00	83,3	8	52	8	1,4631	18
	1,25	83,4	5	52	8	1,4629	20
	1,50	82,8	7	51	9	1,4640	25
ТюмИИ 79	1,75	82,6	6	51	8	1,4639	27
	2,00	83,3	6	52	8	1,4630	30
	0,01	58,0	18	43,0	36	1,4690	5
	0,05	66,0	18	45,0	28	1,4680	5
	0,10	77,3	18	49,0	8	1,4661	10
	0,25	81,9	18	51,5	6	1,4635	75
	0,30	83,4	16	52,0	6	1,4630	90
	0,40	83,6	10	52,0	7	1,4629	105
	0,50	83,1	3	52,0	7	1,4631	105
	0,60	84,4	3	52,0	5	1,4628	110
ТюмИИ 77	0,80	84,6	4	52,5	7	1,4628	115
	0,90	85,8	3	52,5	8	1,4625	150
	1,00	82,4	4	51,5	9	1,4635	120
	1,50	82,4	1	51,5	10	1,4635	120
	2,00	80,0	1	51,0	12	1,4640	150
	0,01	50,9	18	42,5	36	1,4693	10
	0,05	65,8	18	45,5	8	1,4677	10
	0,10	78,1	18	49,5	8	1,4655	13
	0,25	85,9	14	53,0	9	1,4620	15
	0,40	87,6	10	55,0	8	1,4600	15
	0,50	88,3	8	55,0	7	1,4595	15
	0,60	88,0	7	55,0	7	1,4597	15
	0,70	87,1	6	55,0	8	1,4601	15
	1,00	87,6	3	55,0	8	1,4600	18
	1,25	87,1	3	55,0	7	1,4600	45
	1,50	85,0	2	53,0	5	1,4619	45
	2,00	83,0	5	51,5	7	1,4636	50

Показатель преломления при 70 °С рафината и масла во всех опытах — 1,4712 и 1,4730, соответственно.

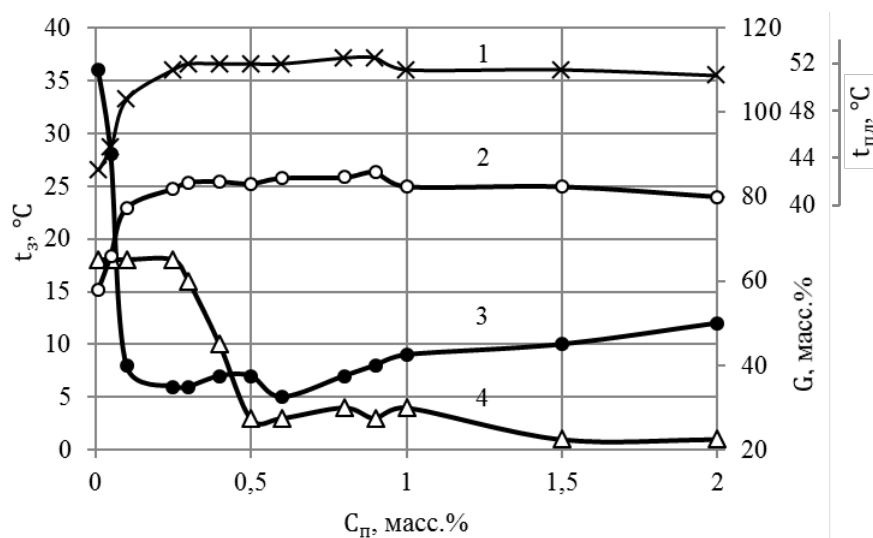


Рис. 3. Показатели процесса электродепарафинизации рафината при +20 °С от концентрации $C_{\text{п}}$ присадки ТюмИИ 79: 1 — выход масла G ; 2 — температура плавления гача $t_{\text{пл}}$; 3 и 4 — температура застывания $t_{\text{з}}$, соответственно, рафината и масла

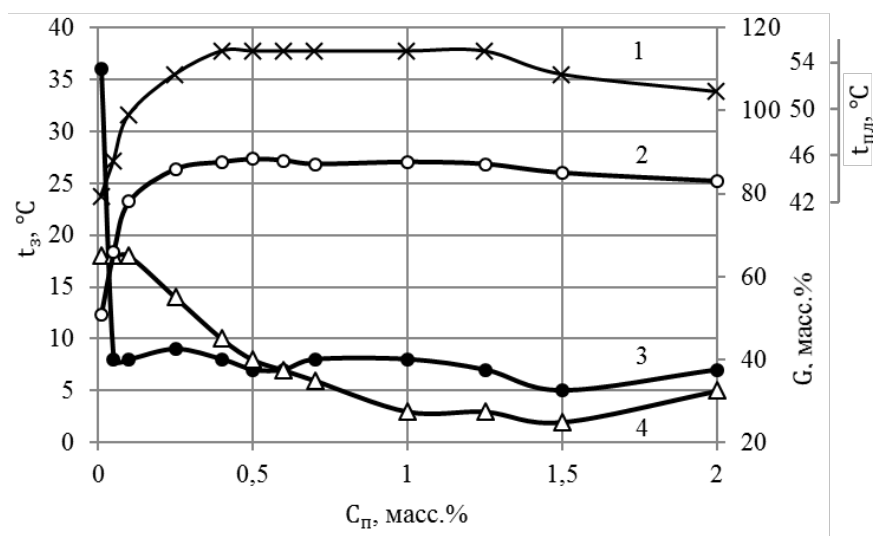


Рис. 4. Показатели процесса электродепарафинизации рафината при +20 °С от концентрации $C_{\text{п}}$ присадки ТюмИИ 77: 1 — выход масла G ; 2 — температура плавления гача $t_{\text{пл}}$; 3 и 4 — температура застывания $t_{\text{з}}$, соответственно, рафината и масла

По достигаемому максимальному эффекту при электродепарафинизации сложноэфирные присадки располагаются в следующий ряд: ТюмИИ 222 < ТюмИИ 200 < ТюмИИ 79 < ТюмИИ 77. В приведенном ряду максимальный выход масла составляет 80,0; 83,6; 85,6 и 88,3 %. Температура плавления гача при этом составляет 51,0; 52,0; 52,5 и 55,0 °С, а разница показателей преломления масла и гача — 0,0090; 0,0101; 0,0105 и 0,0135, соответственно. Наблюдаемый максимальный эффект депарафинизации достигается при концентрации присадок 0,5; 0,75; 0,9 и 0,5 % для ТюмИИ 222, 200, 79 и 77, соответственно. Если сравнить эффективность присадок при любой постоянной концентрации их в рафинате, то они расположатся в такой же ряд.

Необходимо отметить характер изменения температуры застывания масла, которая зависит от концентрации присадки и по мере ее увеличения снижается. Независимо от типа сложноэфирной присадки, снижение температуры застывания масла с увеличением содержания присадки происходит с +17 – +19 °С до +1 – +5 °С. Изменение температуры застывания масла нельзя объяснить увеличением глубины депарафинизации, так как температура электроосаждения оставалась постоянной во всех опытах. Углеводородный состав получаемого масла также не изменяется, так как при проведении электродепарафинизации в каждом случае добивались завершения осаждения до полного осаждения кристаллов парафинов из масла.

Из анализа полученных данных можно заключить, что область концентрации присадки, при которой наблюдается максимальный депрессорный эффект (наибольшее снижение температуры застывания рафината), совпадает с областью концентрации присадки, при которой наблюдается начало снижения температуры застывания получаемого масла. Так, с присадкой ТюмИИ 222 минимальная температура застывания рафината (+8 °С) наблюдается при концентрации присадки 0,5 %. При этой же концентрации наблюдается максимальный выход масла при электродепарафинизации (80 %) и начало снижения температуры застывания масла (с +19 до +18 °С). Для присадок ТюмИИ 222, 200, 79 и 77 эта область концентраций составляет, соответственно, 0,25–0,5 %; 0,15–0,25 %; 0,25–0,30 % и 0,10–0,25 %.

Время завершения электроосаждения для всех сложноэфирных присадок с ростом их концентрации в рафинате увеличивается. Если сравнить время завершения осаждения при постоянной концентрации ПАВ, то присадки можно расположить в ряд: ТюмИИ 222 < ТюмИИ 200 < ТюмИИ 77 < ТюмИИ 79.

Установленная взаимосвязь депрессорных свойств ПАВ и электрокинетических параметров парафинсодержащих дисперсных систем объясняет эффективность присадок при электродепарафинизации. Сложноэфирные присадки, обладая более высокими депрессорными свойствами по сравнению с алкилароматическими, показывают и большую эффективность при использовании их в процессе электродепарафинизации.

Разделение рафината с алкилароматическими присадками, независимо от температуры депарафинизации, неэффективно, о чем свидетельствует высокая температура застывания получаемого масла, низкая температура плавления гача, незначительная разница показателей преломления масла и гача. Повышение температуры электроосаждения с +5 до +20 °С позволяет значительно улучшить показатели процесса. Так, если при температуре +5 °С в лучшем случае с присадкой АзНИИ–ЦИАТИМ–1 можно получить 18,5 % масла, то при повышении температуры до +20 °С выход масла с этой же присадкой увеличивается до 54,9 %. При этом также наблюдается и рост температуры плавления гача — с 39 до 42 °С (см. табл. 2, 3).

Повышение температуры электроосаждения приводит к увеличению выхода масла, температуры плавления гача и для всех сложноэфирных присадок. Так, если при температуре электродепарафинизации +5 °С для присадок ТюмИИ 222, 200, 79 и 77 при их концентрациях в рафинате 0,1 % выход масла составляет, соответственно, 24,2; 30,8; 45,8 и 54,5 %, а температура плавления гача 39,0; 39,0; 40,0; 42,0 °С, соответственно, то повышение температуры до +20 °С приводит к увеличению этих показателей по выходу масла — до 74,7; 75,6; 77,3 и 78,1 %, соответственно, по температуре плавления гача — до 47,0; 47,5; 49,0 и 49,5 °С, соответственно. При этом, в отличие от алкилароматических присадок, происходит также и снижение показателя преломления гача.

Улучшение показателей процесса депарафинизации при увеличении температуры электроосаждения обусловлено, с одной стороны, значительным снижением вязкости дисперсионной среды, что облегчает процесс перемещения частиц в электрическом поле, и, с другой стороны, изменением углеводородного состава получаемого масла и гача. Увеличение температуры электроосаждения приводит к переходу в дисперсионную среду (масло) части среднеплавких парафиновых углеводородов. Таким образом, если при электроосаждении при +5 °С эта часть парафиновых углеводородов переходила в гач, то при +20 °С они растворяются в масле. Это подтверждается анализом продуктов депарафинизации: увеличение температуры электроосаждения (в присутствии присадки АзНИИ–ЦИАТИМ–1) приводит к росту температуры застывания масла с +2 – +3 °С до +9 – +18 °С и снижению его показателя преломления с 1,4742 до 1,4730.

Таким образом, при температурах депарафинизации +5 и +20 °С углеводородный состав депмасла различен. Это объясняет изменение температуры застывания получаемого масла. При температуре электроосаждения +20 °С и небольших концентрациях ПАВ в рафинате вся присадка вместе с дисперсной фазой осаждается на электроде, что подтверждается постоянным значением температуры застывания масла: +17 – +19 °С (см. рис. 3, 4; см. табл. 4). Дальнейшее увеличение содержания присадки приводит к снижению температуры застывания получаемого масла до +2 – +5 °С. Это можно объяснить тем, что после достижения некоторой определенной концентрации присадки происходит насыщение кристаллов пара-

фина присадкой и переход избытка ее в дисперсионную среду, где проявляются депрессорные свойства присадки — снижается температура застывания масла. Для каждой присадки переход ее в дисперсионную среду зависит от индивидуальных свойств присадки, но во всех случаях начало перехода присадки происходит при ее содержании в рафинате, соответствующем области оптимальной концентрации, при которой наблюдается максимальный депрессорный эффект. Отсутствие такого явления при температуре электроосаждения $+5\text{ }^{\circ}\text{C}$, где температура застывания масла остается на одном уровне ($+1 - +4\text{ }^{\circ}\text{C}$), можно объяснить тем, что в масле такого углеводородного состава сложноэфирные присадки не проявляют депрессорных свойств.

Так как переход присадки в масло происходит в области оптимальной ее концентрации в рафинате, то, следовательно, по изменению температуры застывания масла можно судить о характере распределения присадки между твердой и жидкой фазами.

Анализируя полученные экспериментальные данные, можно заключить, что проведение процесса электродепарафинизации при температуре электроосаждения $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ приводит к более четкому разделению рафината, так как при этом достигается максимальный выход масла и наиболее высокая температура плавления гача (см. табл. 4). Разница показателей преломления масла и гача при этом также достигает максимального значения. Наличие в получаемом при температуре депарафинизации $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ масле среднетемпературной части парафиновых углеводородов не снижает его качества, так как известно, что парафиновые углеводороды обладают высоким индексом вязкости.

Различие сложноэфирных присадок по достигаемому эффекту при электродепарафинизации объясняется химическим строением ПАВ. Так, в ряду присадок ТюмИИ 222, 200, 79, 77 происходит увеличение кратности связи алифатической дикарбоновой кислоты и переход к кислоте, содержащей в своем составе ароматическое ядро. В этой же последовательности увеличивается и эффективность присадок при электродепарафинизации: повышаются выход масла и температура плавления гача, растет разница показателей преломления масла и гача.

Сравнивая результаты измерения времени завершения электроосаждения при температуре депарафинизации $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$, сложноэфирные присадки можно расположить в ряд: ТюмИИ 222 < ТюмИИ 200 < ТюмИИ 77 < ТюмИИ 79. В этом ряду происходит увеличение времени завершения процесса электроосаждения. Причем в этом же ряду наблюдается и увеличение степени кратности связи дикарбоновой кислоты присадки. Если предположить, что в этой же последовательности происходит и увеличение заряда кристаллов парафина, то можно объяснить влияние ПАВ на время электроосаждения. Известно, что характеристикой начала процесса электроосаждения являются такие величины, как $E_{кр}$ и $\tau_{кр}$ — критическая напряженность электрического поля и критическое время, до значения ко-

торых процесса электроосаждения не происходит. Параметры $E_{кр}$ и $\tau_{кр}$ взаимосвязаны и, кроме этого, зависят от длительности наблюдения. Это обусловлено тем, что для начала процесса осаждения необходимо образование первичных агрегатов частиц, которые и осаждаются на электроде. Чем быстрее идет агрегация частиц, тем меньше $\tau_{кр}$. Начальной агрегации способствует наложение внешнего электрического поля ($E_{кр}$) — в этом случае агрегация частиц происходит по механизму диполь-дипольного взаимодействия.

В данной работе напряженность внешнего электрического поля оставалась постоянной. Таким образом, начало осаждения определялось только фактором $\tau_{кр}$, который можно косвенно соотносить со временем завершения электроосаждения. От величины заряда поверхности частиц будет зависеть и $\tau_{кр}$. Диполь-дипольное взаимодействие обусловлено степенью поляризации двойного электрического слоя (ДЭС) в электрическом поле. При высоком заряде частицы противоионы прочно связаны с поверхностью, при этом ДЭС тонок и трудно поляризуется во внешнем поле. Это приводит к увеличению $\tau_{кр}$ и, следовательно, времени электроосаждения. При невысоком заряде слой противоионов слабо связан с поверхностью, ДЭС легко поляризуется, что приводит к уменьшению $\tau_{кр}$, быстрой агрегации частиц и снижению времени электроосаждения. Таким образом, в ряду присадок ТюмИИ 222, 200, 77 и 79 происходит увеличение электрического заряда частиц парафина, что приводит, с одной стороны, к увеличению выхода масла, с другой стороны, к росту времени электроосаждения.

Увеличение времени осаждения с ростом концентрации присадки в рафинате можно объяснить двумя факторами. Во-первых, увеличение содержания присадки приводит к повышению заряда частиц, что, как было показано, приводит к росту $\tau_{кр}$. Во-вторых, после достижения оптимальной концентрации присадки наблюдается переход избытка ее, то есть носителей заряда, в масло, что приводит к уменьшению скачка потенциала на границе дисперсная фаза — дисперсионная среда и, следовательно, к ослаблению движущей электрофоретической силы, действующей на частицы.

Выводы

Показана возможность депарафинизации масляного рафината при положительных температурах в присутствии алкилароматических и сложнотерпеновых депрессорных присадок в постоянном неоднородном электрическом поле без многократного разбавления сырья избирательными растворителями и глубокого охлаждения получаемой суспензии.

Существует прямая зависимость между депрессорными свойствами присадок и их эффективностью при электродепарафинизации: область концентрации ПАВ, при которой наблюдается максимальный депрессорный эффект, соответствует области концентрации присадки,

при которой наблюдается наибольший выход масла и максимальная температура плавления гача.

Степень разделения масляного рафината в присутствии сложноэфирных присадок зависит от химического строения используемых при их синтезе дикарбоновых кислот: с увеличением кратности связи дикарбоновой кислоты и при переходе к кислоте, содержащей ароматическое кольцо, эффективность присадок повышается в ряду: ТюмИИ 222 < ТюмИИ 200 < ТюмИИ 79 < ТюмИИ 77. В лучшем случае в присутствии 0,5 % присадки ТюмИИ 77 при температуре электроосаждения +20 °С выход масла с температурой застывания +3 °С достигает 88,3 %, температура плавления гача — 55 °С.

По изменению температуры застывания, получаемого при электродепарафинизации масла, можно судить о характере распределения присадки между фазами. Область насыщения кристаллов парафина присадкой совпадает с областью концентрации присадки, где наблюдается наибольший выход масла и максимальная депрессия температуры застывания рафината.

Существует взаимосвязь между величиной электрического заряда кристаллов парафина и временем завершения процесса электроосаждения, что связано с характером поляризации двойного электрического слоя частиц в электрическом поле и последующим их диполь-дипольным взаимодействием.

Список источников

1. Выделение твердых парафинов из тяжелых нефтяных фракций в электрическом поле / А. Л. Савченков, С. Г. Агаев, О. П. Дерюгина [и др.]. — DOI 10.31660/0445-0108-2022-3-83-95. — Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2022. — № 3. — С. 83–95.
2. Переверзев, А. Н. Производство парафинов / А. Н. Переверзев, Н. Ф. Богданов, Ю. Н. Рощин. — Москва : Химия, 1973. — 224 с. — Текст : непосредственный.
3. Агаев, С. Г. Депарафинизация масляного сырья в электрическом поле / С. Г. Агаев, А. Н. Халин. — Текст : непосредственный // Химия и технология топлив и масел. — 2001. — № 3. — С. 38–42.
4. Агаев, С. Г. Депарафинизация летнего дизельного топлива Антипинского НПЗ в постоянном электрическом поле высокого напряжения / С. Г. Агаев, Н. С. Яковлев, Е. Ю. Зима. — Текст : непосредственный // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. — 2011. — № 10. — С. 6–8.
5. Агаев, С. Г. Распределение n-алканов в продуктах электродепарафинизации дизельного топлива / С. Г. Агаев, Н. С. Яковлев. — DOI 10.7868/S0028242118020028. — Текст : непосредственный // Нефтехимия. — 2018. — Т. 58, № 2. — С. 125–129.
6. Агаев, С. Г. Электродепарафинизация дизельных топлив / С. Г. Агаев, С. В. Гульяев. — Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2006. — № 3 (57). — С. 72–76.

7. Roa, M. Study of an asphaltene electrodeposition strategy for Colombian extra-heavy crude oils boosted by the simultaneous effects of an external magnetic field and ferromagnetic composites / M. Roa, J. M. Cruz-Duarte, R. Correa. – Text : electronic // Fuel. – 2021. – Vol. 287. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.119440>.
8. Effects of the particle concentration on the electro-dehydration of simulated SAGD produced ultra-heavy oil / B. Li, Z. Sun, Z. Wang [et al.]. – DOI 10.1016/j.cherd.2019.09.004. – Direct text // Chemical Engineering Research and Design. – 2019. – Vol. 151. – P. 157–167.
9. Strelets, L. A. Effect of enhanced oil recovery on the composition and rheological properties of heavy crude oil / L. A. Strelets, S. O. Ilyin. – Text : electronic // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 203. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108641>.
10. Heavy Crude Oils/Particle Stabilized Emulsions / I. Kralova, J. Sjöblom, G. Øye [et al.]. – DOI 10.1016/j.cis.2011.09.001. – Direct text // Advances in Colloid and Interface Science. – 2011. – Vol. 169, Issue 2. – P. 106–127.
11. The study of asphaltene desorption from the iron surface with molecular dynamics method / M. Hekmatifar, D. Toghraie, A. Khosravi [et al.]. – DOI 10.1016/j.molliq.2020.114325. – Direct text // Journal of Molecular Liquids. – 2020. – Vol. 318. – P. 10–19.
12. Study of asphaltene adsorption onto raw surfaces and iron nanoparticles by AFM force spectroscopy / J. Castillo, V. Vargas, V. Piscitelli [et al.]. – DOI 10.1016/j.petrol.2017.01.019. – Direct text // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – Vol. 151. – P. 248–253.
13. Савченков, А. Л. Влияние маслорастворимых присадок на электрокинетические и депрессорные свойства дистиллятного рафината из смеси нефтей Западной Сибири / А. Л. Савченков, С. Г. Агаев. – Текст : непосредственный // Нефть и газ. – 1989. – № 11. – С. 41–45.
14. Савченков, А. Л. О распределении сложноэфирных депрессорных присадок в масляном рафинате / А. Л. Савченков, С. Г. Агаев. – Текст : непосредственный // Химия и технология топлив и масел. – 1991. – № 5. – С. 29–30.
15. Агаев, С. Г. Электродепарафинизация Уренгойской нефти / С. Г. Агаев, А. Л. Савченков. – Текст : непосредственный // Химия и технология топлив и масел. – 1996. – № 6. – С. 18–19.
16. Агаев, С. Г. Диэлектрические и электрофоретические свойства парафинсодержащих дисперсий / С. Г. Агаев, Л. В. Таранова. – Текст : непосредственный // Химия и технология топлив и масел. – 1986. – № 10. – С. 27–29.
17. Агаев, С. Г. Улучшение низкотемпературных свойств высокопарафинистых масел с помощью композиций сложных эфиров пентаэритрита и депрессатора АзНИИ / С. Г. Агаев, Л. В. Таранова. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1986. – № 1. – С. 39–43.

References

1. Savchenkov, A. L., Agaev, S. G., Deryugina, O. P., Skvortsova, E. N., & Mozyrev, A. G. (2022). Separation of solid paraffins from heavy oil fractions in an electric field. Oil and Gas Studies, (3), pp. 83-95. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-3-83-95

2. Pereverzev, A. N., Bogdanov, N. F., & Roshchin, Yu. N. (1973). *Proizvodstvo parafinov*. Moscow, Khimiya Publ., 224 p. (In Russian).
3. Agaev, S. G., & Khalin, A. N. (2001). Dewaxing of lube stock in an electric field. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, (3), pp. 38-42. (In Russian).
4. Agaev, S. G., Yakovlev, N. S., & Zima, E. Yu. (2011). Dewaxing of summer diesel fuel of Antipinsky refinery in a high voltage constant electric field. *Neftepererabotka i neftekhimiya*. Nauchno-tekhnicheskie dostizheniya i peredovoy opyt, (10), pp. 6-8. (In Russian).
5. Agaev, S. G., & Yakovlev, N. S. (2018). Distribution of n-alkanes in the products of electric dewaxing of diesel fuel. *Petroleum Chemistry*, 58(3), pp. 174-178. (In English). DOI: 10.1134/S0965544118030027
6. Agaev, S. G. & Gulyaev, S. V. (2006). Elektrodeparafinizatsiya dizel'nykh topliv. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz*, (3(57)), pp. 72-76. (In Russian).
7. Roa, M., Cruz-Duarte, J. M., & Correa, R. (2021). Study of an asphaltene electrodeposition strategy for Colombian extra-heavy crude oils boosted by the simultaneous effects of an external magnetic field and ferromagnetic composites. *Fuel*, 287. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.119440>
8. Li, B., Sun, Z., Wang, Z., Wang, J., Wang, Z., Dou, X.,... Liu, H. (2019). Effects of the particle concentration on the electro-dehydration of simulated SAGD produced ultra-heavy oil. *Chemical Engineering Research and Design*, (151), pp. 157-167. (In English). DOI: 10.1016/j.cherd.2019.09.004
9. Strelets, L. A., & Ilyin, S. O. (2021). Effect of enhanced oil recovery on the composition and rheological properties of heavy crude oil. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 203. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108641>
10. Kralova, I., Sjöblom, J., Øye, G., Simon, S., Grimes, B. A., & Paso, K. (2011). Heavy Crude Oils/Particle Stabilized Emulsions. *Advances in Colloid and Interface Science*, 169(2), pp. 106-127. (In English). DOI: 10.1016/j.cis.2011.09.001
11. Hekmatifar, M., Toghraie, D., Khosravi, A., Saberi, F., Soltani, F., Sabetvand, R., & Goldanlou, A. Sh. (2020). The study of asphaltene desorption from the iron surface with molecular dynamics method. *Journal of Molecular Liquids*, 318, pp. 10-19. (In English). DOI: 10.1016/j.molliq.2020.114325
12. Castillo, J., Vargas, V., Piscitelli, V., Ordoñez, L., & Rojas, H. (2017). Study of asphaltene adsorption onto raw surfaces and iron nanoparticles by AFM force spectroscopy. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 151, pp. 248-253. (In English). DOI: 10.1016/j.petrol.2017.01.019
13. Savchenkov, A. L., & Agaev, S. G. (1989). Vliyanie maslorastvorimyykh prisadok na elektrokineticheskie i depressornye svoystva distillyatnogo rafinata iz smesi neftey Zapadnoy Sibiri. *Neft' i gaz*, (11), pp. 41-45. (In Russian).
14. Savchenkov, A. L., & Agaev, S. G. (1991). Distribution of ester pour-point depressants in oil raffinate. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 27(5), pp. 274-275. (In English).
15. Agaev, S. G., & Savchenkov, A. L. (1996). Electrodeparaffinization of Uren-goy oil. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, (6), pp. 18-19. (In Russian).
16. Agaev, S. G., & Taranova, L. V. (1986). Dielectric and electrophoretic properties of wax dispersions in the presence of pour depressants. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 22(10), pp. 541-545. (In English).

17. Agaev S. G. & Taranova, L. V. (1986). Uluchshenie nizkoterperaturnykh svoystv vysokoparafinystrykh masel s pomoshch'yu kompozitsiy slozhnykh efirov pen-taeritrita i depressatora AzNII. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz, (1), pp. 39-43. (In Russian).

Информация об авторах

Савченков Андрей Леонидович, кандидат технических наук, доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, savchenkoval@tyuiu.ru

Агаев Славик Гамид оглы, доктор технических наук, профессор, главный научный сотрудник кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Яковлев Николай Семенович, кандидат технических наук, доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Таранова Любовь Викторовна, кандидат технических наук, доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Andrey L. Savchenkov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen, savchenkoval@tyuiu.ru

Slavik G. Agaev, Doctor of Engineering, Professor, Chief Researcher at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen

Nikolay S. Yakovlev, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen

Lyubov V. Taranova, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 28.02.2023; одобрена после рецензирования 10.03.2023; принята к публикации 15.03.2023.

The article was submitted 28.02.2023; approved after reviewing 10.03.2023; accepted for publication 15.03.2023.

Методики оценки напряженно-деформированных состояний хрупкими тензочувствительными покрытиями

В. Н. Пермяков¹, Н. А. Махутов², В. Л. Мартынович³,
С. А. Еренчинов¹, Л. А. Казанцева^{1*}

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²Институт машиноведения им. А. А. Благонравова Российской академии наук,
Москва, Россия

³Институт прикладных исследований газовой промышленности, Тюмень, Россия

*kazantsevala@tyuiu.ru

Аннотация. Раннее предсказание аварийной ситуации имеет большое значение, особенно для объектов с высокой ценой аварии. Это связано с тем, что по сигналам ранней диагностики оказывается возможным прекратить процесс развития аварийной ситуации до перехода ее в необратимую фазу, когда уже приходится рассматривать последствия аварии. Здесь важны два аспекта. Во-первых, своевременная фиксация сигнала о начале развития нештатной работы оборудования; во-вторых, необходимо четко отфильтровывать ложные сигналы, так как они могут привести к немотивированной остановке оборудования и к экономическим потерям.

Выход из этой ситуации видится в комплексировании различных методов, с тем чтобы различные помехи, принципиальные для одного метода, оказывали слабое влияние на результаты, даваемые другим методом. Такой подход в совокупности с адекватной обработкой результатов позволит выдавать надежные данные в начале аварийного развития процесса.

Рассматриваются высокочувствительные методы ранней диагностики с целью определения времени безопасной работы оборудования при обнаружении сигнала о начале аварийного процесса. Это дает возможность при наличии модели развития аварийной ситуации принять обоснованное решение: немедленно останавливать работу либо без серьезной опасности продолжать работу оборудования до следующего планового ремонта.

В работе исследуются комбинированные методы диагностики: хрупкие тензочувствительные покрытия, акустическая эмиссия, генерация аэрозольных частиц и техническое зрение.

Методологическая оценка физико-механических свойств покрытий, связи величин напряжений и деформаций с параметрами выходных сигналов приборов в лабораторных условиях проводилась на балках различного профиля, что позволило повысить точность измерений и качества новых тензочувствительных покрытий.

Ключевые слова: хрупкие покрытия, деформация, напряжение, неразрушающий контроль

Для цитирования: Методики оценки напряженно-деформированных состояний хрупкими тензочувствительными покрытиями / В. Н. Пермяков, Н. А. Махутов, В. Л. Мартынович [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-2-116-128 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 2. – С. 116–128.

Methods for assessing stress-strain states of brittle strain sensitive coatings

**Vladimir N. Permyakov¹, Nikolay A. Makhutov²,
Vladimir L. Martynovich³, Sergey A. Erenchinov¹,
Lyudmila A. Kazantseva^{1*}**

¹*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*

²*Institute of Machines Science named after A.A. Blagonravov of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia*

³*Institute for Applied Research of the Gas Industry, Tyumen, Russia*

*kazantsevala@tyuiu.ru

Abstract. Early prediction of an emergency situation is of great importance, especially for objects with high accident costs. This is due to the fact that, according to the signals of early diagnosis, it is possible to stop the development of an emergency before it enters an irreversible phase, when it is already necessary to consider the consequences of the accident. There are two important aspects to this work. Firstly, the timely detection of the signal at the beginning of the development of abnormal operation of the equipment; secondly, it is necessary to clearly filter out false signals, since they can lead to unmotivated shutdown of the equipment and economic losses.

The way out of this situation is seen in the combination of different methods, so that different interferences, which are fundamental for one method, have little effect on the results given by another method. This approach, together with appropriate processing of the results, will provide reliable data at the beginning of the emergency development of the process.

This article discusses highly sensitive methods of early diagnosis to determine the time of safe operation of equipment when a signal of the onset of an emergency process is detected. This allows an informed decision to be made in the presence of an emergency development model: to stop work immediately or to continue operating the equipment without serious risk until the next scheduled repair.

The article considers combined methods of diagnosis: fragile strain-sensitive coatings, acoustic emission and aerosol particle generation, technical vision.

A methodological evaluation of the physical and mechanical properties of the coatings, the relationship between the stress and strain values and the parameters of the output signals of the devices under laboratory conditions was carried out on beams of various profiles, which made it possible to improve the accuracy of the measurements and the quality of the new strain-sensitive coatings.

Keywords: brittle coatings, deformation, stress, non-destructive testing

For citation: Permyakov, V. N., Makhutov, N. A., Martynovich, V. L., Erenchinov, S. A., & Kazantseva, L. A. (2023). Methods for assessing stress-strain states of brittle strain sensitive coatings. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 116-128. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-2-116-128

Введение

Первые искусственные покрытия для определения напряжений и деформаций стали применять в середине 20-х годов прошлого века. При нанесении такого покрытия образовывались трещины материалов и конструкций при незначительных деформациях.

Метод хрупких покрытий обладает приемлемой погрешностью и высокой информативностью на больших площадях общей и локальной поверхности.

Хрупкие тензочувствительные покрытия являются пассивным методом неразрушающего контроля напряженно-деформированного состояния материалов и конструкций [1].

Объект и методы исследования

В Институте машиноведения им. А. А. Благонравова Российской академии наук (ИМАШ РАН) [1–9] тензочувствительность хрупких покрытий определяли на тарировочной балке, представляющей собой прямоугольный объект, один конец которой закреплен неподвижно, другой конец нагружается определенной силой. На балку наносили хрупкое покрытие, деформация которого измерялась в разных точках с помощью тензодатчиков (рис. 1).

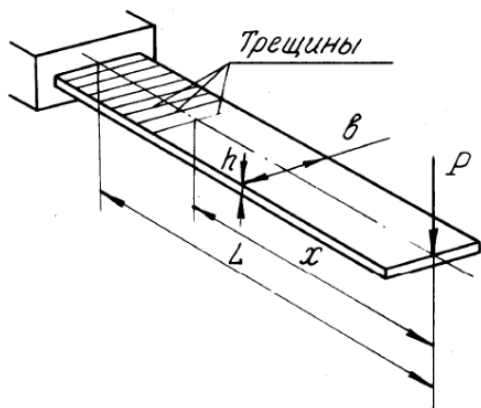


Рис. 1. Определение тензочувствительности хрупкого покрытия по методике ИМАШ

Для определения характеристик тензочувствительности хрупкого покрытия рассматривались напряженные состояния, возникающие в покрытии на поверхности тарировочной балки (рис. 2) при ее консольном изгибе.

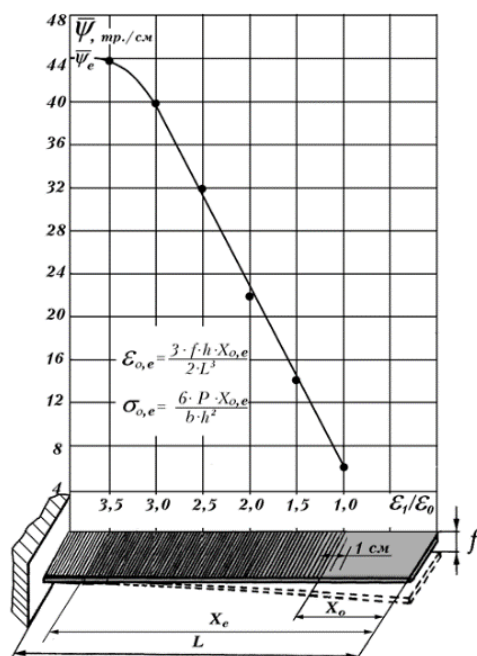


Рис. 2. Определение характеристик тензочувствительности хрупких покрытий на тарировочных балках: $\epsilon_0(\sigma_0)$ — пороговая деформация (напряжение) образования трещин в покрытии; $\epsilon_e(\sigma_e)$ — пороговая деформация (напряжение) отслаивания покрытия; ψ — средняя численность трещин в покрытии на базе 1 см; ψ_e — численность трещин, соответствующая деформации отслаивания

Для исследования новых покрытий [10–12] и методов тарировки, оценки характеристик покрытий (рис. 3) эксперименты проводили на балке равного сопротивления [13].

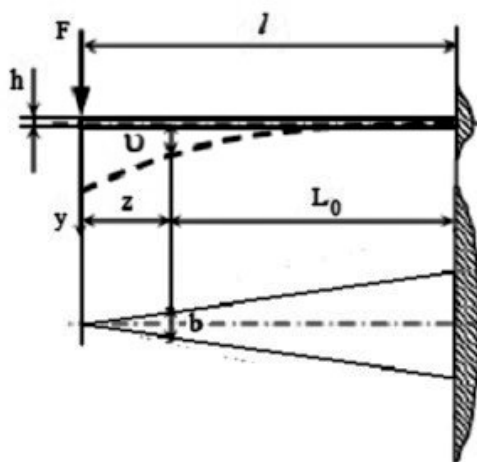


Рис. 3. Схема балки равного сопротивления (вид сверху):
b — ширина балки; h — высота сечения балки; l — длина балки

Критическое значение напряжения при испытаниях на балке, которое действует перпендикулярно к образующимся трещинам, вычисляют по закону Гука (формула 1)

$$\sigma^M = E^M \cdot \varepsilon^* = \sigma^*, \quad (1)$$

где E^M — модуль упругости исследуемого объекта.

Интерпретировать полученные результаты лучше по упрощенной формуле 2

$$\sigma_1^M = E^M \cdot \varepsilon^* = \frac{E^M}{E^{\pi}} \cdot \sigma^*. \quad (2)$$

Грузы задавали величину прогиба (v_0), с помощью индикатора часового типа определялось отклонение балки от положения равновесия.

Определяем напряжение на консольной балке (σ) по формуле 3

$$\sigma = \frac{6 \cdot F}{h^2 \cdot \alpha}, \quad (3)$$

где α — коэффициент, зависящий от длины и наибольшей ширины балки, $\alpha = \frac{b(l)}{l}$; F — сила тяжести, которая рассчитывается по формуле 4

$$F = m \cdot 9,81. \quad (4)$$

Далее замерялось расстояние от центра нагрузки до первой трещины, полученной при нагрузке балки.

По снятым значениям вычисляли деформацию (ε) по формуле 5

$$\varepsilon = \frac{h \cdot v_0}{l_0^2}, \quad (5)$$

где h — толщина балки, мм; v_0 — отклонение балки от начального положения, мм; l_0 — расстояние от начала балки до первой трещины.

Одним из наиболее привлекательных и относительно новых методов неразрушающего контроля и технической диагностики (НК и ТД) является метод акустической эмиссии (АЭ). В его основе регистрация звуковых сигналов, излучающихся при пластической деформации твердых сред, развитии дефектов, трении, прохождении жидких и газообразных сред через узкие отверстия — сквозные дефекты. Метод АЭ обладает рядом достоинств, благодаря которым существенно расширяются возможности ТД и НК [14, 15].

Метод АЭ как метод неразрушающего контроля и технической диагностики есть совокупность научных моделей, специализированных технических средств, промышленных методик, технологий и подходов, применение которых предоставляет возможность предотвратить катастрофическое разрушение объекта.

Кроме того, метод АЭ обладает также потенциалом мощного инструмента исследования различных процессов в реальном времени, то есть позволяет наблюдать и изучать динамику этих процессов.

Применяя метод АЭ, можно детально изучать в реальном времени процессы деформации, разрушения, перестройки структуры, химических реакций, взаимодействия излучения с веществом и т. д.

Метод АЭ основан на регистрации и анализе акустических волн, возникающих в процессе пластической деформации и разрушения (роста трещин) контролируемых объектов. Это позволяет формировать адекватную систему классификации дефектов и критерии оценки состояния объекта, основанные на реальном влиянии дефекта на объект. Другим источником АЭ-контроля является истечение рабочего тела (жидкости или газа) через сквозные отверстия в контролируемом объекте.

Характерными особенностями метода АЭ-контроля, определяющими его возможности и область применения, являются следующие:

- метод АЭ-контроля обеспечивает обнаружение и регистрацию только развивающихся дефектов, что позволяет классифицировать дефекты не по размерам, а по степени их опасности;
- метод АЭ-контроля обладает весьма высокой чувствительностью к растущим дефектам — позволяет выявить в рабочих условиях приращение трещины порядка долей мм. Предельная чувствительность акустико-эмиссионной аппаратуры по теоретическим оценкам составляет

порядка $1 \cdot 10^{-6}$ мм², что соответствует выявлению скачка трещины протяженностью 1 мкм на величину 1 мкм;

- свойство интегральности метода АЭ-контроля обеспечивает контроль всего объекта с использованием одного или нескольких преобразователей АЭ-контроля, неподвижно установленных на поверхности объекта;
- метод АЭ позволяет проводить контроль различных технологических процессов и процессов изменения свойств и состояния материалов;
- положение и ориентация объекта не влияют на выявляемость дефектов;
- метод АЭ имеет меньше ограничений, связанных со свойствами и структурой материалов;
- особенностью метода АЭ, ограничивающей его применение, является в ряде случаев трудность выделения сигналов АЭ из помех. Это объясняется тем, что сигналы АЭ являются шумоподобными, поскольку АЭ есть стохастический импульсный процесс. Поэтому, когда сигналы АЭ малы по амплитуде, выделение полезного сигнала из помех представляет собой сложную задачу.

При развитии дефекта, когда его размеры приближаются к критическому значению, амплитуда сигналов АЭ и темп их генерации резко увеличиваются, что приводит к значительному возрастанию вероятности обнаружения такого источника АЭ.

Метод АЭ может быть использован для контроля объектов при их изготовлении, в процессе приемочных испытаний, при периодических технических обследованиях, в процессе эксплуатации.

Целью АЭ-контроля является обнаружение, определение координат и слежение (мониторинг) за источниками акустической эмиссии, связанными с несплошностями на поверхности или в объеме стенки объекта контроля, сварного соединения и изготовленных частей и компонентов. Все индикации, вызванные источниками АЭ, должны быть при наличии технической возможности оценены другими методами неразрушающего контроля.

АЭ-метод может быть использован также для оценки скорости развития дефекта в целях заблаговременного прекращения испытаний и предотвращения разрушения изделия. Регистрация АЭ позволяет определить образование свищей, сквозных трещин, протечек в уплотнениях, заглушках и фланцевых соединениях.

АЭ-контроль технического состояния обследуемых объектов проводится только при создании в конструкции напряженного состояния, инициирующего в материале объекта работу источников АЭ. Для этого объект подвергается нагружению силой, давлением, температурным полем и т. д. Выбор вида нагрузки определяется конструкцией объекта и условиями его работы, характером испытаний.

На рисунке 4 представлены экспериментальные акустико-эмиссионные исследования, график «Длительность, мкс/Амплитуда, дБ» по временным интервалам нагружения [12, 16].

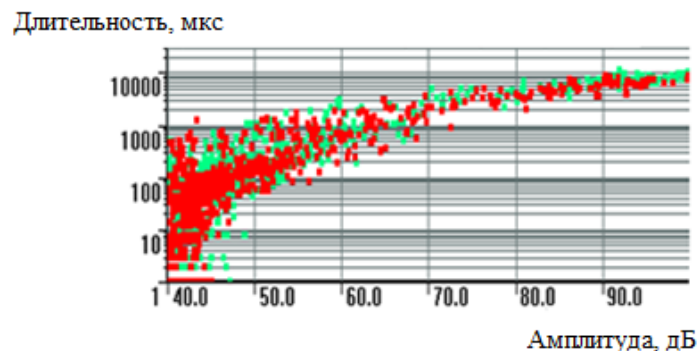


Рис. 4. Акустические сигналы при разрушении тензочувствительных покрытий

Свойства аэрозолей существенным образом зависят от количества взвешенных частиц. В технике чистых помещений основной характеристикой, описывающей количество частиц, является счетная концентрация частиц — среднестатистическое количество отдельных аэрозольных частиц определенного размера, содержащееся в единице объема воздуха.

Задачи механики аэрозолей — разработка адекватных физико-математических моделей процессов и явлений эволюции аэрозолей и создание эффективных экспериментальных методик их исследования, которые не только верифицируют теоретические предсказания, но и открывают новые стороны явлений и процессов. В результате мы должны объяснить существующие факты в данной научной области, а также получить возможность предсказывать с необходимой точностью ход процессов [7, 12, 16–18].

Результаты и обсуждение

Исследования проводились в лаборатории с нормальными параметрами микроклимата, влажность составляла 45 %, температура воздуха — 21 °С.

В проведенных исследованиях использовалось хрупкое покрытие на основе канифоли. Канифоль измельчалась до состояния порошка, затем наносилась на тарировочную балку. Перед нанесением хрупкого покрытия балка тщательно зачищалась мелкой наждачной бумагой, затем обезжиривалась спиртом или ацетоннитритом.

На всю длину балки наносилась подложка из пластификатора, растворенного до жидкого состояния. Толщина слоя составляла 0,1 мм.

Время высыхания подложки составляло около 20 минут, чем тоньше слой, тем меньше времени, затрачивалось на высыхание слоя подложки.

После на балку наносится слой порошкообразной канифоли, толщина которого составляла 1–1,5 мм, по длине всей балки. Измерение толщины слоя нанесенного покрытия проводили с помощью толщиномера.

Далее балка нагревается при помощи нагревательного прибора до температуры 84 °С. При такой температуре нанесенный слой плавится, об-

разу тонкое хрупкое покрытие, состояние которого должно быть прозрачным и однородным.

После образования тонкого прозрачного покрытия испытуемая балка охлаждалась до комнатной температуры. Время охлаждения составляет около 60 минут.

Для получения наиболее достоверной информации эксперимент проводился при равномерной сушке покрытия, так как изменение температуры или влажности могли привести к изменению характеристик покрытия.

Следующий этап проведения эксперимента — это нагружение балки и определение деформации.

Нагружение балки с нанесенным покрытием проводим ступенчато, при этом каждая последующая нагрузка проводится через 20 секунд, за это время снимаются визуальные показания трещин.

Форма трещин представляет собой V-образные профили, глубина которых будет равна толщине нанесенного слоя, раскрытие трещин — 0,05 мм.

Визуально снимаем показания образования трещин на хрупком покрытии после каждой ступени нагружения. Чем больше нагружается балка (1–5), тем больше образуется трещин, которые показывают напряжение и деформации самой балки (рис. 5).

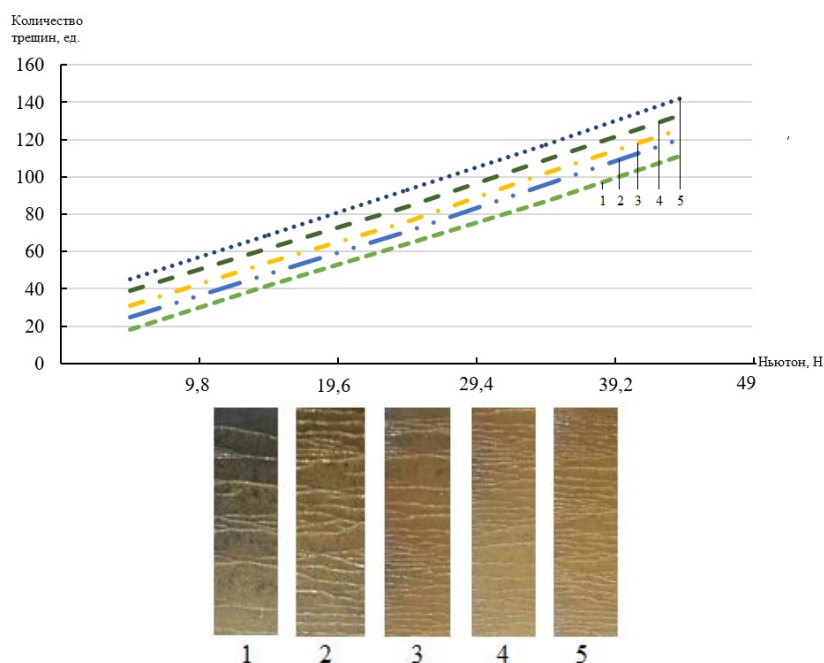


Рис. 5. Зависимость числа трещин от приложенной нагрузки

Эксперимент проводился при растягивающей нагрузке.

При повышении уровня растягивающей нагрузки до $P = 43$ МПа происходит разрушение образца.

На рисунке 6 приведены графики изменения счетной концентрации микрочастиц, зарегистрированные в ходе нагружения образца с применением лазерного счетчика Lighthouse Handheld 3016 [16].

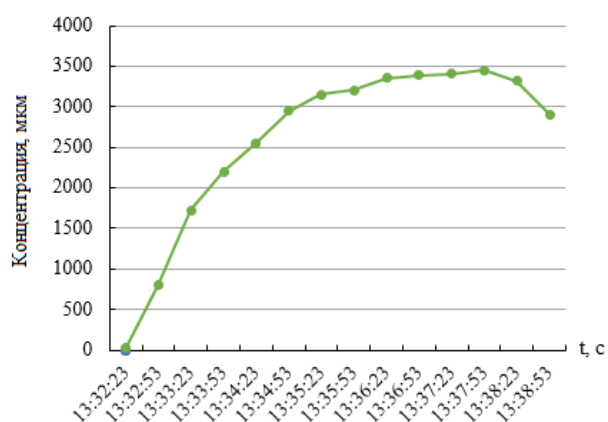


Рис. 6. **Диаграмма счета аэрозольных частиц**

С целью упрощения регистрации трещин, повышения точности измерений и повышения безопасности при воздействии статических и циклических нагрузок возможно применение классических и комбинированных методов диагностики (рис. 7) [10–12].

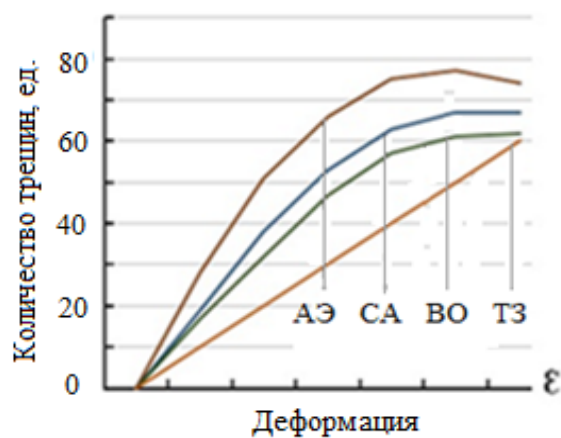


Рис. 7. **Оценка количества трещин различными методами диагностики при нагружении равнопрочной балки: АЭ — акустическая эмиссия; СА — счетчик аэрозолей; ВО — визуально-оптический метод; ТЗ — техническое зрение**

Выводы

Таким образом, в лабораторном и промышленном эксперименте по оценке деформаций в балках различного типа и напряженно-

деформированного состояния конструкций применялась комбинированная диагностика, что позволило определить новые зависимости свойств хрупких тензочувствительных покрытий в принципиально разных условиях нагружения и деформирования, характерные фазы свойств хрупких тензочувствительных покрытий и реальные уровни деформаций и напряжений.

Список источников

1. Махутов, Н. А. Ресурс безопасной эксплуатации сосудов и трубопроводов : монография / Н. А. Махутов, В. Н. Пермьяков ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Тюменский государственный нефтегазовый ун-т. – Новосибирск : Наука – 2005. – 516 с. – Текст : непосредственный.
2. Аппен, А. А. Температурустойчивые неорганические покрытия / А. А. Аппен. – 2-е изд., перераб. и доп. – Ленинград : Химия, 1976. – 295 с. – Текст : непосредственный.
3. Васильев, И. Е. Определение напряжений в экстремальных условиях методом хрупких тензочувствительных покрытий : специальность 05.02.19 «Экспериментальная механика машин» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Васильев Игорь Евгеньевич. – Москва, 1999. – 222 с. – Текст : непосредственный.
4. Голубев, А. И. Анодное окисление алюминиевых сплавов / А. И. Голубев. – Москва : Изд-во АН СССР, 1961. – 200 с. – Текст : непосредственный.
5. Durelli, A. Introduction to the theoretical and experimental analysis of stress and strain / A. Durelli, E. Phillips, C. Tsao. – New York : McCraw Hill Book Comp., 1958. – 498 p. – Direct text.
6. Пригоровский, Н. И. Методы и средства определения полей деформаций и напряжений : справочник / Н. И. Пригоровский. – Москва : Машиностроение, 1983. – 248 с. – Текст : непосредственный.
7. Райст, П. Аэрозоли. Введение в теорию / П. Райст ; перевод с английского Б. И. Огородникова, А. Б. Садовского, А. К. Будыка ; под редакцией Б. Ф. Садовского. – Москва : Мир, 1987. – 278 с. – Перевод изд.: Introduction to aerosol science / P. C. Reist. London, 1984. – Текст : непосредственный.
8. Физические свойства сталей и сплавов, применяемых в энергетике : справочник / Под редакцией Б. Е. Неймарк. – Москва – Ленинград : Энергия, 1967. – 240 с. – Текст : непосредственный.
9. Handbook on experimental mechanics / Edited by A. S. Kobayashi. – Prentice-Hall : Society for Experimental Mechanics, Inc. 1987. – 1002 p. – Direct text.
10. Патент № 2609185 Российская Федерация, МПК G01B 7/16 G01B 17/04. Способ исследования деформаций и напряжений с помощью газоанализатора : заявл. 23.09.2015 : опубл. 30.01.2017, Бюл. № 1 / Пермьяков В. Н., Махутов В. Н., Сидельников С. Н. : патентообладатель Тюменский индустриальный университет. – Текст : непосредственный.
11. Патент № 2712758 Российская Федерация, МПК G01N 21/88 G06T 7/181 G01B 11/16. Способ исследования деформаций и напряжений методом технического зрения : заявл. 07.06.19 : опубл. 31.01.20, Бюл. № 4 / Пермьяков В. Н., Гордеев Д. В. : патентообладатель Тюменский индустриальный университет. – Текст : непосредственный.

12. Патент № 2505779 Российская Федерация, МПК G01B 5/30. Способ регистрации трещин в хрупких тензоиндикаторах : заявл. 17.07.2012 : опубл. 27.01.2014, Бюл. № 3 / Махутов Н. А., Пермяков В. Н., Александров П. А., Иванов В. И. Новоселов В. В. : патентообладатель Тюменский индустриальный университет. – Текст : непосредственный.
13. Сопротивление материалов / А. Ф. Смирнов, А. В. Александров, Н. И. Монахов [и др.] ; под общей редакцией А. Ф. Смирнова. – 2-е изд., перераб. – Москва : Высшая школа, 1969. – 595 с. – Текст : непосредственный.
14. Иванов, В. И. Метод акустической эмиссии. Неразрушающий контроль : справочник. В 7 т. / В. И. Иванов, И. Э. Власов ; под редакцией В. В. Клюева. – Москва : Машиностроение, 2005. – Т. 7. Кн. 1. – 340 с.
15. Неразрушающий контроль и диагностика : справочник / В. В. Клюев, Ф. Р. Соснин, А. В. Ковалев [и др.] ; под редакцией В. В. Клюева. – 2-е изд. – Москва : Машиностроение, 2003. – 656 с. – Текст : непосредственный.
16. Многоуровневая диагностика штатных и опасных состояний технических объектов : электронное учебное пособие / В. Н. Пермяков, Н. А. Махутов, П. А. Александров, В. И. Иванов. – Свидетельство о госуд. регистрации № 2014620296, правообладатель Тюменский государственный нефтегазовый ун-т ; заявка № 2013621807, заявл.: 30.12.2013 ; зарегистр.: 17.02.2014. – Текст : электронный.
17. Раннее предупреждение аварийных ситуаций по мониторингу микрочастиц / П. А. Александров, В. И. Калечиц, Р. С. Лысов [и др.]. – Текст : непосредственный // Машиностроение и инженерное образование. – 2005. – № 4 (5). – С. 2–18.
18. Александров, П. А. Исследование влияния усталостных повреждений на генерацию частиц металла при механических воздействиях / П. А. Александров, М. Н. Шахов. – Текст : непосредственный // Проблемы машиностроения и надежности машин. – 2005. – № 2. – С. 32–35.

References

1. Makhutov, N. A., & Permyakov, V. N. (2005). Resurs bezopasnoy ekspluatatsii sosudov i truboprovodov. Novosibirsk, Nauka Publ., 516 p. (In Russian).
2. Appen, A. A. (1976). Temperaturoustoychivye neorganicheskie pokrytiya. Leningrad, Khimiya Publ., 295 p. (In Russian).
3. Vasil'ev, I. E. (1999). Opredelenie napryazheniy v ekstremal'nykh usloviyakh metodom khrupkikh tenzochuvstvitel'nykh pokrytiy. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Moscow, 222 p. (In Russian).
4. Golubev, A. I. (1961). Anodnoe okislenie alyuminievykh splavov. Moscow, Izd-vo AN SSSR Publ., 200 p. (In Russian).
5. Durelli, A., Phillips, E., Tsao, C. (1958). Introduction to the theoretical and experimental analysis of stress and strain. New York, McCraw Hill Book Comp., 498 p. (In English).
6. Prigorovskiy, N. I. (1983). Metody i sredstva opredeleniya poley deformatsiy i napryazheniy: spravochnik. Moscow, Mashinostroenie Publ., 248 p. (In Russian).
7. Reist, P. C. (1984). Introduction to aerosol science. London, MacMillan Publ. Co., 299 p. (In English).

8. Neymark, B. E. (Ed.) (1967). Fizicheskie svoystva staley i splavov, primenyaemykh v energetike. Moscow-Leningrad, Energiya Publ., 240 p. (In Russian).
9. Kobayashi, A. S. (1987). Handbook on experimental mechanics. Prentice-Hall, Society for Experimental Mechanics, Inc., 1002 p. (In English).
10. Permyakov, V. N., Makhutov, V. N., & Sidel'nikov, S. N. Sposob issledovaniya deformatsiy i napryazheniy s pomoshch'yu gazoanalizatora. Pat. RF 2609185. MPK G01B 7/16 G01B 17/04. Applied: 23.09.15. Published: 30.01.17. Bulletin No 1. (In Russian).
11. Permyakov, V. N., & Gordeev, D. V. Sposob issledovaniya deformatsiy i napryazheniy metodom tekhnicheskogo zreniya. Pat. RF 2712758. Applied: 07.06.19. Published: 31.01.20. Bulletin No 4. (In Russian).
12. Makhutov, N. A., Permyakov, V. N., Aleksandrov, P. A., Ivanov, V. I. & Novoselov, V. V. Sposob registratsii treshchin v khrupkikh tenzoidikatorakh. Pat. RF 2505779. Applied: 17.07.12. Published: 27.01.14. Bulletin No 3. (In Russian).
13. Smirnov, A. F., Aleksandrov, A. V., Monakhov, N. I., Parfenov, D. F., Potapov, V. D., Skryabin, A. I.,... Kholchev, V. V. (1969). Soprotivlenie materialov. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 595 p. (In Russian).
14. Ivanov, V. I., & Vlasov, I. E. (2005). Metod akusticheskoy emissii. Nerazrushayushchiy kontrol': spravochnik. V 7 tomakh. Tom 7, Kniga 1. Moscow, Mashinostroenie Publ., 340 p. (In Russian).
15. Klyuev, V. V., Sosnin, F. R., Kovalev, A. V., Filinov, V. N., Aerts, V., Babadzhanyan, L. S.,... Yansens, V. (2003). Nerazrushayushchiy kontrol' i diagnostika. 2nd edition. Moscow, Mashinostroenie Publ., 656 p. (In Russian).
16. Permyakov, V. N., Makhutov, N. A., Aleksandrov, P. A., & Ivanov, V. I. Mnogourovnevaya diagnostika shtatnykh i opasnykh sostoyaniy tekhnicheskikh ob"ektov: elektronnoe uchebnoe posobie. Svidetel'stvo o gosud. registratsii No 2014620296, zayavka No 2013621807. Applied: 30.12.13. Registered: 17.02.14. (In Russian).
17. Aleksandrov, P. A., Kalechits, V. I., Lysov, R. S., Maslakov, O. Yu., Hozyasheva E. S., Chechuev, A. P.,... Shakhov, M. N. (2005). Rannee preduprezhdenie avariynykh situatsiy po monitoringu mikrochastits. Mechanical engineering and engineering education, (4(5)), pp. 2-18. (In Russian).
18. Aleksandrov, P. A., & Shakhov, M. N. (2005). Issledovanie vliyaniya ustalostnykh povrezhdeniy na generatsiyu chastits metalla pri mekhanicheskikh vozdeystviyakh. Problemy mashinostroeniya i nadezhnosti mashin, (2), pp. 32-35. (In Russian).

Информация об авторах

Пермяков Владимир Николаевич,
доктор технических наук, профессор
кафедры техносферной безопасности,
Тюменский индустриальный универси-
тет, г. Тюмень

Information about the authors

Vladimir N. Permyakov, Doctor of
Engineering, Professor at the Department
of Technosphere Safety, Industrial Univer-
sity of Tyumen

Махутов Николай Андреевич, доктор технических наук, профессор, член-корреспондент РАН, главный научный сотрудник, Институт машиноведения им. А. А. Благонравова Российской академии наук, г. Москва

Мартынович Владимир Леонидович, кандидат технических наук, начальник отдела ООС, ПБ, ГО и ЧС, Институт прикладных исследований газовой промышленности, г. Тюмень

Еренчинов Сергей Александрович, кандидат технических наук, доцент кафедры строительных конструкций, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Казанцева Людмила Анатольевна, кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, kazantsevala@tyuiu.ru

Nikolay A. Makhutov, Doctor of Engineering, Professor, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Chief Researcher, Institute of Machines Science named after A.A. Blagonravov of the Russian Academy of Sciences, Moscow

Vladimir L. Martynovich, Candidate of Engineering, Head of the Department of Environmental Protection, Safety, Civil Defense and Emergencies, Institute for Applied Research of the Gas Industry, Tyumen

Sergey A. Erenchinov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Building Structures, Industrial University of Tyumen

Lyudmila A. Kazantseva, Candidate of Geology, Head of the Laboratory of the Department of Technosphere Safety, Industrial University of Tyumen, kazantsevala@tyuiu.ru

Статья поступила в редакцию 22.03.2023; одобрена после рецензирования 29.03.2023; принята к публикации 31.03.2023.

The article was submitted 22.03.2023; approved after reviewing 29.03.2023; accepted for publication 31.03.2023.



Земенкову Юрию Дмитриевичу, доктору технических наук, профессору, члену редакционной коллегии нашего журнала — 65 лет!

Юрий Дмитриевич родился 1 апреля 1958 года. Окончил в 1980 году Тюменский индустриальный институт. Заведующий кафедрой «Транспорт углеводородных ресурсов» Тюменского индустриального университета (ТИУ). Профессор, доктор технических наук. Научно-педагогический стаж — 43 года. Кандидатскую диссертацию защитил в Уфимском нефтяном институте в 1986 году. Звание доцента присвоено в 1991 году.

Докторскую диссертацию на тему «Методологическое обеспечение экспертных расчетов утечек и выбросов при трубопроводном транспорте жидких углеводородов в условиях Западной Сибири» защитил в ТюмГНГУ (1999 г.). Ученое звание профессора присвоено в 2001 году.

Выполняемые научные исследования связаны с директивными документами: «Энергетической стратегией России»; Федеральным

законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», при выполнении которых выиграны гранты научно-технических программ Минобразования по следующим темам:

- Национальный проект «Наука и университеты» Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (FEWN-2021-0012) — создание молодежной Лаборатории вибрационного и гидродинамического моделирования в рамках Технологического проекта программы деятельности Западно-Сибирского межрегионального научно-образовательного центра мирового уровня;
- Федеральная целевая программа «Интеграция науки и высшего образования России» по разделу «Проблемы динамики газонефтяных систем»;
- Грант по фундаментальным исследованиям в области технических наук, тема: «Разработка экспертных методов регионального мониторинга безопасности и надежности систем трубопроводного транспорта нефти и газа»;
- Программа «Научные исследования высшей школы по приоритетным направлениям науки и техники», тема: «Разработка комплексных методов повышения надежности и эффективности работы системы сбора, подготовки, хранения и транспорта углеводородов» и др.

Значительное количество научных работ посвящено экспертным оценкам качества и организации управления, а также подготовки кадров высшей квалификации.

Юрий Дмитриевич Земенков аттестован по результатам прохождения курсов повышения квалификации по программам: «Training Professionals. A Continuing Professionals Development Programme for Trainers and Organisers of Training» (The College of Petroleum and Energy Studies Oxford, 1996 г.); «Управление в сфере высшего профессионального образования» (Япония); «Аттестационная экспертиза высших учебных заведений» (г. Москва, 2002 г.); «Transmission Pipeline Design» (Chicago Gas Technology Institute, 2004); «A Continuing Professionals Development Programme for Trainers and Organisers of Training» (Chicago Gas Technology Institute, 2006 г.) и др.

Юрий Дмитриевич — руководитель направления по нефтегазовому делу в рамках Института повышения квалификации ТюмГНГУ для предприятий АК «Транснефть», РАО «Газпром», Президентской программы повышения квалификации инженерных кадров «Евракор», эксперт Департамента образования Тюменской области. Аттестован в качестве эксперта высшего III уровня по промышлен-

ной безопасности в нефтяной и газовой промышленности и эксперта системы экспертизы промышленной безопасности Ростехнадзора России.

С 2017 года — член экспертного совета ВАК РФ и эксперт проектов НИОКР ПАО «Газпром». Член диссертационных советов ТИУ (г. Тюмень) и Санкт-Петербургского горного университета (г. Санкт-Петербург) по защите докторских и кандидатских диссертаций. Под его руководством защищено 19 кандидатских диссертаций аспирантов и соискателей.

Юрий Дмитриевич, имея стаж почти 45 лет, будучи высокопрофессиональным преподавателем и заведующим кафедрой (25 лет), в результате ответственного труда и успешного руководства внес значительный вклад в развитие высшего и дополнительного образования нефтегазовой отрасли Тюменской области и страны. Под его руководством открыто актуальное направление подготовки «Нефтегазовое дело», реализована практико-ориентированная модульная система обучения с участием ведущих предприятий нефтегазового профиля, внедряются методы дистанционного образования на российском и международном уровне. Из ежегодного выпуска 700–900 студентов кафедры (среди них более 150 магистров) большая часть является победителями научных конкурсов, конференций и грантов на российском и региональном уровне.

Результаты труда Юрия Дмитриевича Земенкова достойно отмечены высокими наградами, премиями и почетными званиями:

- Лауреат премии имени В. И. Муравленко «За разработку энергосберегающих технологий при транспорте нефтепродуктов».
- Лауреат премии ТюмГНГУ имени А. Н. Косухина за лучшую методическую разработку (2000, 2004, 2005, 2010, 2013).
- Лауреат регионального конкурса «Книга года 2010, 2019» Департамента информационной политики Тюменской области.
- Финалист и победитель конкурсов «Интеллект Нефтегаза» и «Интеллектуальная элита» (2007, 2008, 2009, 2020, 2022), «Лучший профессор института транспорта», «Лучшая кафедра института транспорта», «Лучшая кафедра ТюмГНГУ» (2003), «Лучший куратор ТюмГНГУ», «Лучший профессор ТюмГНГУ» (2004), «Лучший лектор ТюмГНГУ» и др.

Ю. Д. Земенков неоднократно отмечался благодарностями губернатора и администрации Тюменской области (2000, 2006), администрации ПАО «Транснефть» (2006, 2011), ПАО «Газпром», ТюмГНГУ и ТИУ.

Награжден медалью Министерства топлива и энергетики Российской Федерации «За заслуги в развитии топливно-энергетического комплекса» (1998).

Присвоено звание «Почетный работник газовой промышленности России» (1998). «Почетный работник высшего профессионального образования России» (2008), Академик РАЕН (2008). Почетный работник ТюмГНГУ (2012). Лауреат всероссийского конкурса «Инженер года» в номинации «Нефтяная и газовая промышленность» (2016, 2018), призер конкурса «Интеллектуальная элита» в номинации «Генеральный конструктор» (дипломы 2 и 3 степеней) (2020, 2022). Награжден медалью Трубопроводных войск РФ за личный вклад в становление и развитие трубопроводных войск (г. Москва, 2017). В 2018 году награжден Почетной грамотой Тюменской областной Думы.

Уважаемый Юрий Дмитриевич!

Сердечно поздравляем Вас с замечательным юбилеем!

Желаем новых достижений и открытий в научной деятельности, удачи и присущего Вам творческого энтузиазма в сфере педагогического воспитания и наставничества, крепкого здоровья, благополучия и уверенного движения вперед!

*Ректорат, коллеги, друзья,
редакционная коллегия и коллектив редакции журнала
«Известия высших учебных заведений. Нефть и газ»*

Правила подготовки рукописи

1. К предоставляемой рукописи должны быть приложены следующие документы:

- сопроводительное письмо руководства организации, откуда исходит рукопись; рекомендация соответствующей кафедры вуза (заверенная выписка из протокола заседания кафедры);
- экспертное заключение организации, откуда исходит рукопись, о возможности открытого опубликования;
- заявление автора о публикации произведения и передаче исключительных прав на него редакции журнала;
- сопроводительное письмо автора на имя главного редактора журнала, подтверждающее, что статья нигде ранее не была опубликована.

2. В целях обеспечения качества публикуемых материалов и соблюдения авторских прав все поступающие в редакцию журнала рукописи проходят проверку на наличие заимствований и только после этого направляются на рецензирование. Статьи, содержащие менее 75 % оригинального текста, в журнале не публикуются.

3. Все поступающие в редакцию рукописи, соответствующие тематике журнала, проходят процедуру рецензирования с целью их экспертной оценки. Рецензенты являются признанными специалистами по тематике рецензируемых материалов. Рецензии хранятся в редакции в течение 5 лет.

4. **Технические требования к тексту.** Материалы поступают в редакцию через сайт журнала (tumnig.tyuiu.ru) и могут дублироваться по электронной почте (shuvaevanv@tyuiu.ru). Рукопись предоставляется в виде файла, набранного с использованием редактора Microsoft Word.

Поля: верхнее — 2,8 см; нижнее — 5,07 см; левое — 4,2 см; правое — 4,2 см; переплет — 0. От края до колонтитула: верхнего — 1,25 см; нижнего — 4,1 см. Размер шрифта — 11 пт (Times New Roman), 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.

Ссылаться нужно в первую очередь на оригинальные источники из научных журналов, включенных в глобальные индексы цитирования. Состав источников должен быть актуальным.

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 (tumng.tyuiu.ru); they can also duplicate documents, which are submitted for publication, through e-mail (shuvaevanv@tyuiu.ru).
 - Margins: top — 2,8 cm; bottom — 5,07 cm; left — 4,2 cm; right — 4,2 cm; cover — 0. From the edge to the headline: top — 1,25 cm; bottom — 4,1 cm. 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.

It would be desirable to refer to papers published in indexed journals with impact factor. References must be relevant.

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!**

На научно-технический журнал

«Известия высших учебных заведений. Нефть и газ»

(подписной индекс: 73837)

можно оформить **П О Д П И С К У** на сайте Объединенного каталога

«Пресса России»:

<https://www.pressa-rf.ru/cat/1/edition/t73837/>,

а также можно подписаться через интернет-магазин

«Пресса по подписке»:

https://www.akc.ru/itm/izvestiy_a-vy_iss_hih-uc_hebny_ih-zavedeniy-neft-i-gaz/

Редактор — А. С. Коленникова

Редактор, дизайнер — Н. В. Шуваева

Тираж 500 экз. Заказ № 2623.

Дата выхода в свет 16.05.23. Формат 70x108/16.

Уч.-изд. л. 7,71. Усл. печ. л. 12,16.

Распространяется по подписке. Цена свободная.

Центр развития публикационной активности федерального государственного бюджетного
образовательного учреждения высшего

образования «Тюменский индустриальный университет».

625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса. 625027,

Тюмень, ул. Киевская, 52.

Editor — Anastasia S. Kolennikova

Editor, designer — Natalya V. Shuvaeva

Number of copies 500. Order No 2623.

Date of publishing 16.05.23. Sheet size 70x108/16.

Published sheets 7,71. Conventional printed sheets 12,16.

Distributed by subscription. Free price.

Center for the development of publication activity. Industrial University of Tyumen.

625000, Tyumen, 38 Volodarskogo St.

Printing house of the library and publishing complex.

625027, Tyumen, 52 Kievskaya St.