DOI:10.31660/0445-0108-2019-5

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

5 (137) Сентябрь — октябрь 2019	5 (137) September — October 2019

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

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

Учредители журнала

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

The Journal Founders

Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation

Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

Industrial University of Tyumen

Ufa State Petroleum Technological University

Ukhta State Technical University

Almetyevsk State Oil Institute

Редакция
625027, г. Тюмень, Киевская, 52,
офис 314, телефон: 8(3452)283076

Editorial office
625027, Tyumen, 52 Kievskaya St.,
office 314, phone: 8(3452)283076

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

© Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет», 2019

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

Наше издание рассчитано на профессорско-преподавательский состав, аспирантов, студентов вузов, работников научно-исследовательских и проектных институтов, инженерно-технический персонал нефтегазовых объединений и предприятий.

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

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

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Новосёлов Владимир Васильевич, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень — главный редактор

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

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

Быков Игорь Юрьевич, д. т. н., профессор, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Владимиров Альберт Ильич, к. т. н., профессор, президент, НИУ «Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина», г. Москва

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

Дмитриев Аркадий Николаевич, д. г.-м. н., профессор кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

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

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

Емекеев Александр Александрович, д. социол. н., профессор, ректор, Альметьевский государственный нефтяной институт, 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

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

Курчиков Аркадий Романович, д. г.-м. н., профессор, член-корреспондент РАН, директор, Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень

Лебедев Михаил Валентинович, д. г.-м. н., профессор, эксперт Управления геолого-разведочных работ Западной Сибири, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Мартынов Виктор Георгиевич, д. э. н., профессор, ректор, НИУ «Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина», г. Москва

Нежданов Алексей Алексеевич, д. г.-м. н., профессор, заместитель начальника инженерно-технического центра, ООО «Газпром геологоразведка», г. Тюмень

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

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

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

Силин Михаил Александрович, д. х. н., профессор, проректор по инновационной деятельности и коммерциализации разработок, НИУ «Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина», г. Москва

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

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

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

Редактор — **А. С. Коленникова** Редактор, дизайнер — **Н. В. Шуваева**

Тираж 500 экз. Заказ № 1742. Подписано в печать 31.10.19. Формат 70x108/16. Уч.-изд. л. 10,94. Усл. печ. л. 15,23.
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.
Подписной индекс в каталоге агентства «Роспечать» — 73837.
Свободная цена.

OIL AND GAS STUDIES — The journal publishes the results of scientific research in the field of geology, prospecting and exploration; well drilling and mining; 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.

"Oil and Gas Studies" is included in the list of Russian Higher Educational Attestation Commission (in Russia as knows as VAK) journals, in which the main scientific results of dissertations for the degree of candidate and doctor of science should be published. Our publication 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.

The list of the peer-reviewed scientific publications where the main scientific results of Ph. D. and doctoral theses (by applicants for Candidate of Sciences and Doctor of Sciences degrees) in scientific specialties and their respective branches of science should be published:

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

EDITORIAL BOARD

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

Vladimir A. Beshentsev, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, Tyumen
Igor Yu. Bykov, Doctor of Engineering, Professor, Ukhta State Technical University, Ukhta
Albert I. Vladimirov, Candidate of Engineering, Professor, President, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow
Sergey I. Grachev, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, Tyumen
Arkadiy N. Dmitriev, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, Tyumen
Yury N. Dolgikh, Doctor of Geology and Mineralogy, Scientific Secretary, NOVATEK NTC LLC, Tyumen
Vladimir V. Dolgushin, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Machines and Tools, Industrial University of Tyumen, Tyumen
Alexander A. Emekeev, Doctor of Sociology, Professor, Rector, Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk
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
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
Arkadiy R. Kurchikov, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Director, West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen
Mikhail V. Lebedev, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Expert of the Department of Geological Exploration in Western Siberia, Tyumen Oil Research Center LLC, Tyumen
Victor G. Martynov, Doctor of Economics, Professor, Rector, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow
Alexey A. Nezhdanov, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Deputy Head of the Engineering Center, Gazprom Geologorazvedka LLC, Tyumen
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, Saint-Petersburg
Mikhail A. Silin, Doctor of Chemistry, Professor, Prorector for Innovation and Commercialization of Developments, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow
Sergey K. Turenko, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, Tyumen
Nikolay D. Tskhadaya, Doctor of Engineering, Professor, Rector, Ukhta State Technical University, Ukhta
Alexey E. Cherepovitsyn, Doctor of Economics, Professor, Head of the Department of Organization and Management, Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Editor — **Anastasia S. Kolennikova** Editor, designer — **Natalya V. Shuvaeva**

Web-site — **http://tumnig.tyuiu.ru**

Subscription index in catalogue of agency "Rospechat" — 73837.

Free price.

Содержание

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Бешенцев В. А., Сальникова Ю. И., Абдрашитова Р. Н., Воробьева С. В.
Гидрогеохимические условия нефтегазовых областей Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона (часть 1) **10**

Межецкий В. В., Хасанов Р. Н., Тарачева Е. С., Малюгина А. Д.
О перспективах нефтегазоносности отложений тюменской свиты в пределах Имилорско-Источного участка недр **23**

Строянецкая Г. Е.
Проблемы определения критической водонасыщенности по формулам Бурдайна с учетом различий в пределах интегрирования **30**

Сысоев Б. К., Ягафаров А. К., Арсан Ш. А., Худяков Д. С., Савина М. Е.
Особенности магнитотеллурического сканирования земной коры при поисках и разведке месторождений углеводородов **40**

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Азаров Е. С.
Влияние геологических и технологических факторов на вероятность определения зон остаточных запасов нефти **46**

Кузнецов В. Г., Щербич Н. Е., Герасимов Д. С., Гречин Е. Г., Речапов Д. А.
Основные требования к свойствам тампонажного раствора и камня для низкотемпературных скважин **57**

Курбанов Я. М., Черемисина Н. А.
Анализ технических решений по предотвращению поступления пластовых флюидов в заколонное пространство скважины в период ожидания затвердевания цемента **64**

Леонтьев Д. С., Клещенко И. И., Шлеин Г. А., Семененко А. Ф., Левитина Е. Е., Должикова Л. В.
Технология создания подвижного вязкоупругого водоизоляционного экрана в скважине, вскрывшей водонефтяную залежь **72**

Мякишев Е. А., Тарасов М. Ю., Леонтьев С. А.
Моделирование искусственных водонефтяных эмульсий для исследования процесса отстаивания с применением коалесцирующих элементов **79**

Паникаровский Е. В., Паникаровский В. В., Тулубаев А. Б., Клепак Д. Н.
Способы повышения продуктивности скважин при разработке Бованенковского месторождения **88**

Цидаев Б. С., Голик В. И., Майер А. В.
Новое направление повышения эффективности добычи нефти из битумов 100

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Обухов А. Г., Максимов Л. И.
Расчет скоростей течений газа в концентрированных огненных вихрях 108

Сальников А. В., Игнатик А. А.
Применение комбинированной вероятностно-статистической методики количественной оценки прочности и долговечности магистральных трубопроводов с одиночными и комбинированными дефектами 115

ХИМИЯ И ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Глазунов А. М., Мозырев А. Г., Семухин С. П., Землянский Е. О.
Поликонденсационные депрессорные присадки для нефтяных продуктов с использованием высших жирных спиртов 125

МАШИНЫ, ОБОРУДОВАНИЕ И ОБУСТРОЙСТВО ПРОМЫСЛОВ

Белозёров В. А., Барбышев Б. В.
Оптимальное управление прочностью режущих частей инструментов из СТМ при точении жаропрочных сплавов на станках с ЧПУ 132

Марфицын С. В., Марфицын А. В., Марфицын В. П.
О циклических нагрузках, влияющих на прочность труб для добычных скважин газа 140

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, АВТОМАТИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Горшкова К. Л., Алаева Н. Н., Орехова Л. Г.
К вопросу выбора режима работы скважинного насоса при нестационарном отборе жидкости 145

НЕФТЯНАЯ И ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Глазунов А. М., Мозырев А. Г., Семухин С. П., Землянский Е. О.
Эфирополиамидные депрессорные присадки для нефтяных топливных фракций **153**

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

Пауков А. Н., Магарил Р. З., Магарил Е. Р.
Основы метода переработки органических твердых бытовых отходов коксованием **160**

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке) **170**

Правила подготовки рукописи (на английском языке) **172**

Contents

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Beshentsev V. A., Salnikova Yu. I., Abdrashitova R. N., Vorobjeva S. V.
Hydrogeochemical conditions of oil and gas areas in Yamalo-Nenets oil and gas producing region (Part 1) **10**

Mezhetsky V. V., Khasanov R. N., Taracheva E. S., Malyugina A. D.
Petroleum potential of Tyumen suite within Imilorsko-Istochny subsoil area **23**

Stroyanetskaya G. E.
Approaches to determining the critical coefficients of water saturation Burdine formulas taking into account the differences in the limits of integration **30**

Sysoev B. K., Yagafarov A. K., Arsan Sh. A., Khudyakov D. S., Savina M. E.
Features of magnetotelluric scanning of the Earth's crust while searching and exploring hydrocarbon deposits **40**

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

Azarov E. S.
The influence of geological and technological factors on the probability of determining zones of residual oil reserves **46**

Kuznetsov V. G., Shcherbich N. E., Gerasimov D. S., Grechin E. G., Rechapov D. A.
Fundamental requirements for properties of cement slurry and stone for low-temperature wells **57**

Kurbanov Ya. M., Cheremisina N. A.
Analysis of technical solutions for preventing admission of formation fluids in the annular space of the well during the waiting on cement time **64**

Leontiev D. S., Kleshchenko I. I., Schlein G. A., Semenenko A. F., Levitina E. E., Dolzhikova L. V.
Technology of creating a mobile viscoelastic waterproof screen in the well that uncovers an oil-water reservoir **72**

Myakishev E. A., Tarasov M. Yu., Leontiev S. A.
The artificial simulation of oil-water emulsions to study emulsion settling process with the use of coalescing element **79**

Panikarovskii E. V., Panikarovskii V. V., Tulubaev A. B., Klepak D. N.
Approaches to increasing well productivity in the development of the Bovanenkovo oil and gas condensate field **88**

Tsidaev B. S., Golik V. I., Mayer A. V.
A new direction of increasing the efficiency of oil production from bitumen **100**

DESIGNING, CONSTRUCTION AND OPERATION OF PIPELINE TRANSPORT SYSTEM

Obukhov A. G., Maksimov L. I.
Calculation of gas flow rates in concentrated fire vortices **108**

Salnikov A. V., Ignatik A. A.
Application of the combined probabilistic-statistical methods of quantitative assessment of strength and durability of main pipelines with single and combined defects **115**

CHEMISTRY AND CHEMICAL TECHNOLOGIES

Glazunov A. M., Mozyrev A. G., Semuhin S. P., Zemlyanskiy E. O.
Polycondensation depressor additives for oil products using higher fat alcohols **125**

MACHINERY, EQUIPMENT AND FIELD CONSTRUCTION

Belozerov V. A., Barbyshev B. V.
Optimal management strength of cutting parts of tools from STM when there is turning heat-resistant alloys on CNC machines **132**

Marfitsyn S. V., Marfitsyn A. V., Marfitsyn V. P.
Cyclic loads affecting the durability of pipes for production wells gas **140**

INFORMATION TECHNOLOGIES, AUTOMATION AND MANAGEMENT IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

Gorshkova K. L., Alaeva N. N., Orekhova L. G.
To the issue of choosing the well pump operation mode under unsteady drainage **145**

OIL AND GAS INDUSTRY

Glazunov A. M., Mozyrev A. G., Semuhin S. P., Zemlyanskiy E. O.
Etheropoliamide depressor additives for oil fuel fractions **153**

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

Paukov A. N., Magaril R. Z., Magaril E. R.
Fundamentals of the method for organic solid waste processing by coking **160**

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian) **170**

Manuscripts presentation requirements (In English) **172**

25.00.07 Гидрогеология (технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-5-10-22

УДК 556.3.01

Гидрогеохимические условия нефтегазовых областей Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона (часть 1)

В. А. Бешенцев[1], Ю. И. Сальникова[1,2]*, Р. Н. Абдрашитова[1], С. В. Воробьева[1]

[1]Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
[2]Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа Тюменского индустриального университета, г. Тюмень, Россия
**e-mail: salnikova.julja@rambler.ru*

Аннотация. Объектом исследований авторов статьи являлись гидрогеохимические условия мезозойского гидрогеологического бассейна в пределах Ямало-Ненецкого нефтегазоносного региона. Мезозойский бассейн включает в себя апт-альб-сеноманский, неокомский и юрский гидрогеологические комплексы, содержащие термальные, минерализованные воды. Отмечено, что водообмен в рассматриваемом бассейне значительно затруднен, что накладывает отпечаток на гидрогеохимические условия. В работе приведены карты распространения типов вод по трем комплексам мезозойского бассейна, карты изменения величины минерализации и наиболее ценных микрокомпонентов (йода и брома). Установлено, что с глубиной (от апт-альб-сеноманского до юрского комплекса) увеличивается площадь распространения гидрокарбонатно-натриевого типа вод. Отмечены дальнейшие направления исследований подземных вод региона.

Ключевые слова: Западно-Сибирский мегабассейн; гидрогеологический комплекс; минерализация подземных вод; водопроводимость; йод и бром в подземных водах; прогноз нефтегазоносности

Hydrogeochemical conditions of oil and gas areas in Yamalo-Nenets oil and gas producing region (Part 1)

Vladimir A. Beshentsev[1], Yulia I. Salnikova[1,2]*, Rimma N. Abdrashitova[1], Seema V. Vorobjeva[1]

[1]Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
[2]West Siberian Institute of Oil and Gas Geology of Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
**e-mail: salnikova.julja@rambler.ru*

Abstract. The object of our research is hydrogeochemical conditions of the Mesozoic hydrogeological basin within Yamalo-Nenets oil and gas bearing region. The Mesozoic basin includes the Aptian-Albian-Cenomanian, Neocomian and Jurassic hydrogeological complexes. These complexes contain thermal and mineralized water. The water exchange in the basin in question is significantly hampered; this is reflected in hydrogeochemical conditions. The article presents the distribution maps of water types in three complexes of the Mesozoic basin, maps of changes in the magnitude of mineralization and the content of the most valuable microcomponents (iodine and bromine). It has been established that with the depth (from the Aptian-Albian-Cenomanian to the Jurassic complex) the area of distribution of sodium bicarbonate-type water increases. Further directions of groundwater research in the region are noted.

Key words: the West Siberian megabasin; hydrogeological complex; groundwater salinity; water conductivity; iodine and bromine in groundwater; oil and gas content forecast

Введение

По данным нефтегазогеологического районирования, проведенного специалистами, результаты которого отражены в работах [1, 2], на территории Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона в настоящий момент выделяется 7 нефтегазоносных областей (НГО) (рис. 1): Васюганская; Гыданская; Надым-Пурская; Пур-Тазовская; Среднеобская; Фроловская; Ямальская.

Следует отметить, что Среднеобская и Васюганская НГО территориально приурочены в основном к Ханты-Мансийскому автономному округу — Югре, лишь малой частью попадая в Ямало-Ненецкий нефтегазодобывающий регион.

В данной статье (часть 1) рассмотрены Васюганская, Гыданская и Надым-Пурская НГО, результаты исследований по остальным четырем нефтегазоносным областям будут опубликованы в следующем номере журнала (часть 2).

Объект и методы исследования

Объектом исследования, результаты которого приводятся ниже, является геохимический облик мезозойских подземных вод, приуроченных к нефтегазовым месторождениям Ямало-Ненецкого нефтегазоносного региона.

Подземные воды исследуемой территории относятся к северной части Западно-Сибирского мегабассейна. Вертикальный разрез этой части мегабассейна состоит из кайнозойского, мезозойского и палеозойского гидрогеологических бассейнов [3, 4]. Условия кайнозойского гидрогеологического бассейна не являются целью данного исследования, поскольку в статье главным образом рассмотрена природа глубоких нефтегазоносных горизонтов.

Мезозойский бассейн включает в себя апт-альб-сеноманский, неокомский и юрский гидрогеологические комплексы, содержащие термальные минерализованные воды, водообмен которых значительно затруднен. Движение вод происходит в направлении от обрамления бассейна через центр и далее на север в сторону Карского моря [1].

Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс пользуется повсеместным распространением на территории Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона. Водообильность комплекса в разрезе мезозойского бассейна самая высокая. Дебиты скважин варьируют в пределах от 100 до 600 м^3/сут. Подземные воды данного комплекса высоконапорные.

Рис. 1. ***Нефтегазоносные области Ямало-Ненецкого автономного округа***

Пьезометрические уровни устанавливаются на отметках 50–60 метров. Коэффициент водопроводимости km = 300–500 м^2/сут. Коэффициент пьезопроводности a = $5\cdot10^{-5}$ – $5\cdot10^{-6}$ м^2/сут [3]. Подземные воды достаточно широко применяются с целью заводнения нефтеносных пластов, а сам коллектор используется для целей подземного захоронения сточных вод.

Неокомский гидрогеологический комплекс в региональном масштабе также имеет широкое распространение. Его строение характеризуется крайней неоднородностью по взаимоотношению водоносных и водоупорных толщ. Водо-

обильность отложений комплекса незначительна, дебиты воды изменяются от 1 до 350 м^3/сут при динамических уровнях 129–1 797 метров.

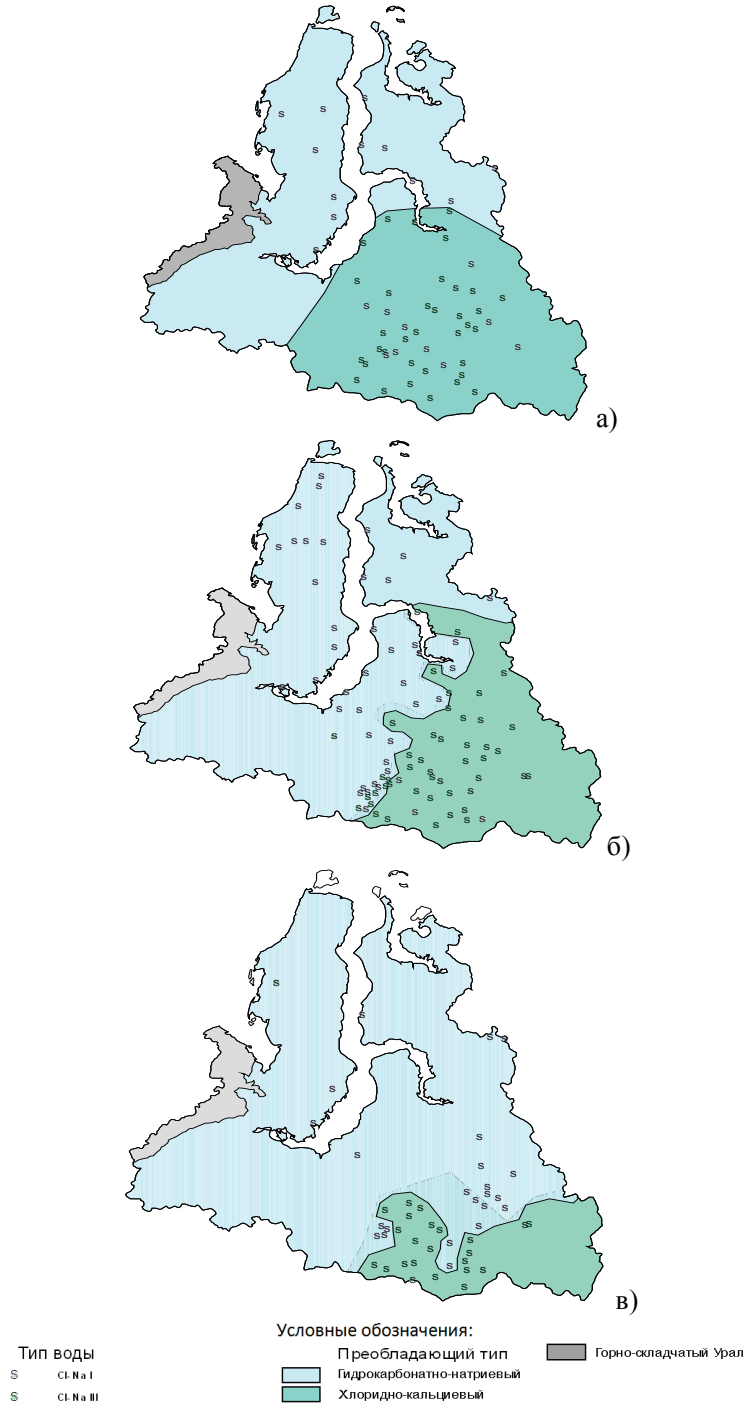


Рис. 2. ***Тип вод апт-альб-сеноманского (а), неокомского (б), юрского (в) гидрогеологических комплексов***

Пьезометрический уровень устанавливается в скважинах на глубинах до 20–30 м [3]. Воды неокома не представляют интереса для хозяйственно-питьевого водоснабжения, однако их солевой и микрокомпонентный состав позволяет их рассматривать как лечебные и лечебно-столовые воды.

Юрский гидрогеологический комплекс в центральной части исследуемого региона вскрывается на глубинах 3 000 м, глубина залегания его отложений на периферии уменьшается вплоть до выхода на поверхность. Воды комплекса характеризуются незначительными дебитами от 0,7 до 63,4 $м^3$/сут и неупорядоченными напорами пластовых вод [3].

Проведенными гидрогеологическими исследованиями на месторождениях нефти и газа севера Западно-Сибирского мегабассейна [1, 5] установлено, что гидрогеохимический облик представлен в основном хлоридно-кальциевым типом подземных вод (рис. 2; табл. 1). При этом с глубиной наблюдается тенденция к преобладанию гидрокарбонатно-натриевого типа вод.

Таблица 1

Усредненный химический состав подземных вод нефтегазоносных областей, мг/дм^3 [1]

Нефтегазоносная область	Гидрогеологический комплекс	Общая минерализация, г/$дм^3$	$Na^+ + K^+$	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Cl^-	HCO_3^-	SO_4^{2-}
Гыданская	Апт-альб-сеноманский Неокомский Юрский	13,00 6,77 1,37	4 908,00 1 924,50 441,00	92,00 16,00 8,00	54,00 8,50 4,00	7 447,00 1 684,50 411,00	476,00 1 159,00 500,00	28,00 56,00 4,00
Ямальская	Апт-альб-сеноманский Неокомский Юрский	9,89 6,75 9,91	3 636,50 2 236,50 3 562,00	48,00 32,00 35,00	13,00 12,00 23,00	4 751,50 2 411,00 4 042,00	964,00 2 135,00 1 214,00	7,50 26,50 38,00
Надым-Пурская	Апт-альб-сеноманский Неокомский Юрский	16,71 12,10 34,55	5 814,50 4 288,88 11 321,50	306,50 135,00 947,75	80,50 14,25 49,00	9 444,00 6 320,50 20 389,00	308,00 1 061,50 610,00	18,28 27,00 24,50
Пур-Тазовская	Апт-альб-сеноманский Неокомский Юрский	11,67 12,01 11,53	4 190,25 3 873,00 4 298,50	201,00 536,50 160,00	43,50 16,50 20,50	5 993,00 7 136,25 6 241,00	274,75 305,00 1 055,50	13,50 24,00 21,50
Среднеобская	Апт-альб-сеноманский Неокомский Юрский	14,26 16,11 23,05	4 860,00 5 681,75 8 540,00	680,00 312,50 250,00	12,00 26,25 78,00	8 510,00 9 234,25 12 980,00	195,00 1 095,50 1 240,00	16,00 654,00
Фроловская	Апт-альб-сеноманский Неокомский Юрский	19,00 5,18 16,80	1 630,00 3 060,00 1 730,00	98,00 69,00 31,60	7,00 13,00 51,00	2 340,00 3 547,00 5 319,00	573,00 903,00 998,00	н/о 115,00 н/о
Васюганская	Апт-альб-сеноманский Неокомский Юрский	8,79 21,17 28,81	2 738,00 7 050,00 9 180,00	508,00 864,00 794,00	29,00 50,50 130,00	5 008,00 12 162,00 16 600,00	389,00 230,00 770,00	12,00 28,50 26,00

Более подробная характеристика химического состава подземных вод мезозойского гидрогеологического бассейна представлена ниже при описании гидрогеохимических условий нефтегазоносных областей.

Результаты

1. Васюганская НГО

Васюганская нефтегазоносная область находится в юго-восточной части Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона и большей частью в Ханты-Мансийском автономном округе. Она включает в себя Александровский нефтегазоносный район.

Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс

Пластовые воды изучаемого гидрогеологического комплекса имеют минерализацию 8,79 г/дм^3 (см. табл. 1). По классификации В. А. Сулина они относятся к хлоридно-кальциевому типу. Водородный показатель (pH) составляет 6,8–8,7.

Основные солеобразующие компоненты, формирующие состав пластовых вод изучаемого комплекса, характеризуются средними содержаниями: $Na^+ + K^+$ составляет 2 738,0 мг/дм^3, Ca^{2+} — 508,0 мг/дм^3, Mg^{2+} — 29,0 мг/дм^3, Cl^- — 5 008,0 мг/дм^3, HCO_3^- —389 мг/дм^3, CO_3^- — 6 мг/дм^3, SO_4^{2-} —12,0 мг/дм^3, NH_4^+ — 12,5 мг/дм^3 (см. табл. 1). В состав вод входит ряд микрокомпонентов, определенных в следующем количестве: бор (7,2–38,7 мг/дм^3), бром (51,3–63,3 мг/дм^3), йод (2,5–24,6 мг/дм^3), железо (1,4–6,5 мг/дм^3) и фтор (0,9 мг/дм^3) (табл. 2). Содержание в водах йода и брома отражено на рисунках 3, 4. Коэффициент rNa/rCl варьирует в пределах от 0,79 до 0,97. Удельный вес составляет 1,010–1,013 г/см^3.

Таблица 2

Усредненный микрокомпонентный состав подземных вод нефтегазоносных областей, мг/дм^3 [1]

Нефтегазоносная область	Гидрогеологический комплекс	Йод	Бром	Бор	Железо	Фтор	Нафтеновые кислоты	Удельный вес
Гыданская	Апт-альб-сеноманский Неокомский Юрский	10,0–25,6 1,6–14,2 3,4–5,7	11,4–57,5 3,2–39,6 4,2–6,9	1,3–13,8 0,8–15,5 1,2–5,2	0,5–4,0 – –	0,4–4,4 0,3–7,0 –	0,2–1,02 0,1–1,04 –	1,003–1,014 1,002–1,011 –
Ямальская	Апт-альб-сеноманский Неокомский Юрский	4,2–14,0 8,7–21,8 7,0–27,3	7,5–44,0 28,7–51,7 10,0–47,3	1,3–19,0 1,1–41,7 0,9–33,0	1,5–1,9 – –	1,3–4,0 0,3–3,0 0,5–5,5	– 0,1–2,3 0,1–1,2	1,001–1,011 1,001–1,007 1,007–1,017
Надым-Пурская	Апт-альб-сеноманский Неокомский Юрский	8,54–29,9 0,84–15,77 1,75–12,26	22,59–50,54 61,99 11,32–61,45	4,2–10,0 3,0–45,8 3,01–17,19	– – –	0,68–1,2 0,0–3,11 0,27–1,31	0,0–0,3 0,0–1,4 0,2–0,24	1,009–1,011 1,01–1,014 1,006–1,028
Пур-Тазовская	Апт-альб-сеноманский Неокомский Юрский	1,72–17,44 14,84 0,31–6,12	1,29–70,22 57,78 2,13–40,55	0,43–56,43 0,1–7,16 1,14–10,92	– – –	0–26,0 0,1–3,51 0,5–0,81	1,04 56,0 0,36–3,54	1,001–1,016 1,000–1,017 1,002–1,014
Среднеобская	Апт-альб-сеноманский Неокомский Юрский	15,2–21,0 8,7–21,8 20,0	45,0–50,0 28,7–51,7 90,0	5,71 14,3 6,05	– – –	– – –	– – –	– – –
Фроловская	Апт-альб-сеноманский Неокомский Юрский	2,0 1,0–6,0 9,0	13,7 2,16–38,0 23,2	5,51 3,39–27,9 14,3	– – –	0,8 0,3–1,0 0,5	0,18 0,54 0,04	1,002 1,000–1,006 1,007
Васюганская	Апт-альб-сеноманский Неокомский Юрский	2,5–24,6 8,9–33,0 4,8–20,3	51,3–63,3 15,0–84,0 29,0–38,3	7,2–38,7 3,8–21,1 3,8–15,0	1,4–6,5 – –	0,9 0,4–2,4 0,6–24,0	– – –	1,010–1,013 1,004–1,012 1,002–1,014

На исследуемой территории применение минерализованных подземных вод апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса осуществляется главным образом для целей поддержания пластового давления при разработке месторождений углеводородов. Это объясняется близостью их химического состава к законтурным водам в интервалах промышленной нефтеносности, отсутствием негативных последствий для фильтрационных свойств пластов при смешении вод и, соответственно, положительными нефтевымывающими свойствами.

В водах апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса содержится растворенный газ с тенденцией изменения состава с азотного (от окраин) на метановый (к центру). Доля метана в составе достигает 98 %, углекислого газа — 1,6 %, гелия — 0,006–0,022 %.

В верхней части исследуемого комплекса температура воды изменяется от +5 до +45 °С, в центральной части она находится в пределах от +20 до +40 °С. Наиболее холодные воды с температурой от +5 до +20 °С наблюдаются в периферийных частях изучаемой территории.

Неокомский гидрогеологический комплекс

По химическому составу воды комплекса хлоридные натриевые, согласно классификации В. А. Сулина гидрокарбонатно-натриевого, хлоридно-кальциевого, редко хлоридно-магниевого типа. Имеют минерализацию 21,17 г/дм^3. Величина pH равна 6,0–8,9.

В среднем концентрации основных солеобразующих компонентов в пластовых водах изучаемого комплекса составляют: $Na^+ + K^+$ — 7 050,0 мг/дм^3, Ca^{2+} — 864,0 мг/дм^3, Mg^{2+} — 50,50 мг/дм^3, Cl^- — 12 162,0 мг/дм^3, HCO_3^- — 230,0 мг/дм^3, SO_4^{2-} — 28,50 мг/дм^3 (см. табл. 1). Микрокомпонентный состав вод охарактеризован йодом (8,9–33,0 мг/дм^3), бромом (15,0–84,0 мг/дм^3), бором (3,8–21,1 мг/дм^3), фто-ром (0,4–2,4 мг/дм^3) (см. табл. 2, рис. 5, 6). Значения удельного веса изменяются от 1,004 до 1,012 г/см^3.

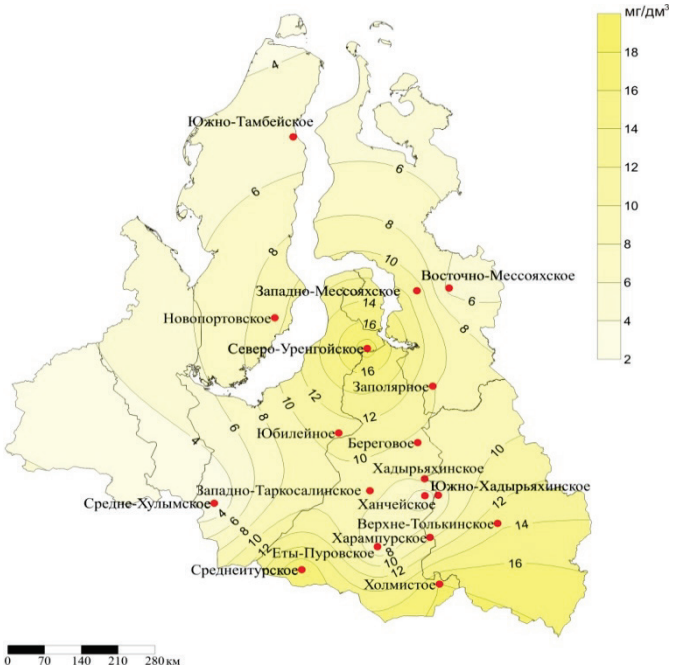


Рис. 3. ***Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс. Изменение содержания йода в пластовых водах***

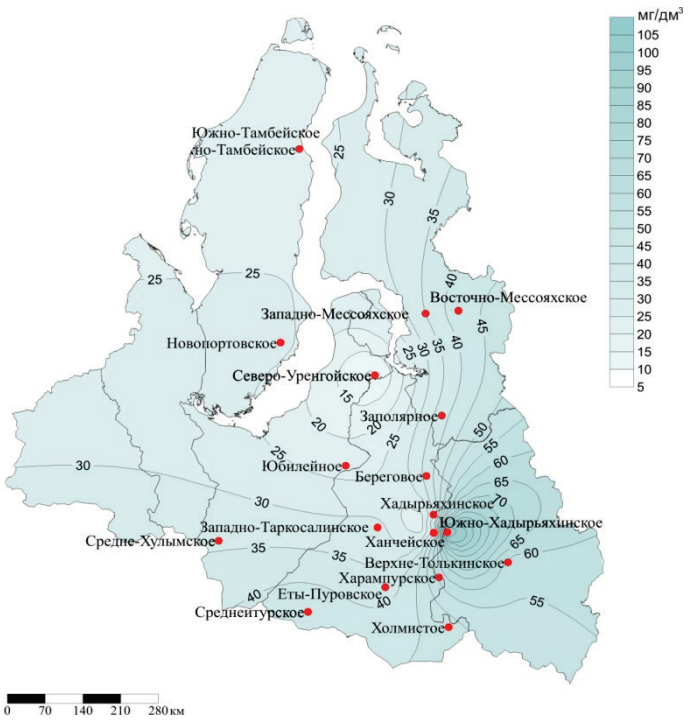


Рис. 4. ***Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс. Изменение содержания брома в пластовых водах***

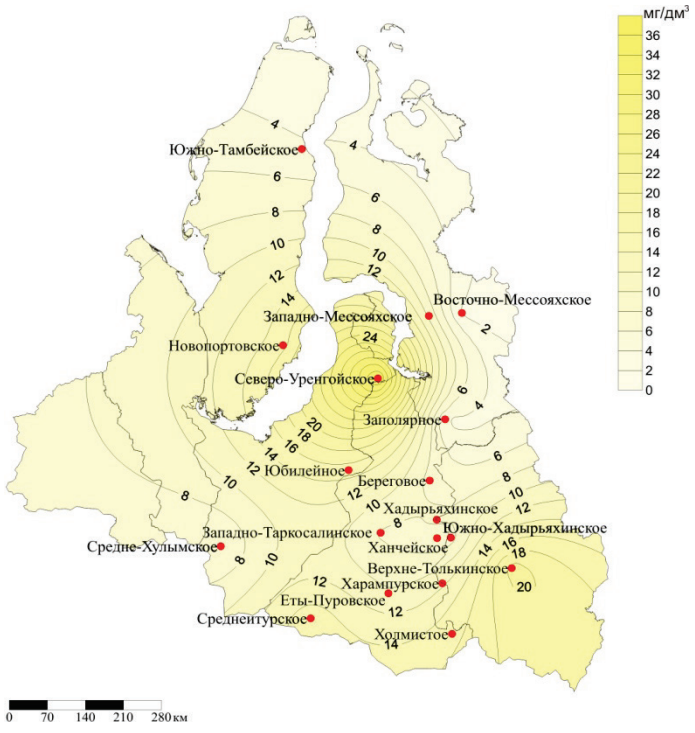


Рис. 5. ***Изменение содержания йода в подземных водах неокомского гидрогеологического комплекса***

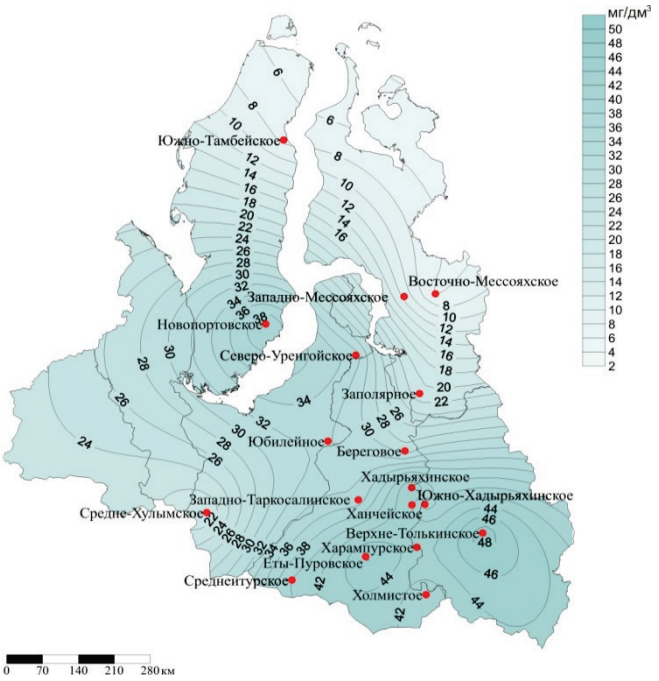


Рис. 6. ***Изменение содержания брома в подземных водах неокомского гидрогеологического комплекса***

Юрский гидрогеологический комплекс

В исследуемом комплексе преобладают преимущественно воды хлоридно-натриевого типа с минерализацией 28,81 г/дм^3 (см. табл. 1).

Макрокомпоненты в пластовых водах описываемого комплекса содержатся в среднем: $Na^+ + K^+$ (9 180,0 мг/дм^3), Ca^{2+} (794,0 мг/дм^3), Mg^{2+} (130,0 мг/дм^3), Cl^- (16 600,0 мг/дм^3), HCO_3^- (770,0 мг/дм^3), SO_4^{2-} (26,0 мг/дм^3) (см. табл. 1). В состав вод входят следующие микрокомпоненты: йод (4,8–20,3 мг/дм^3), бор (3,8–15,0 мг/дм^3), бром (38,3–29,0 мг/дм^3), фтор (0,6–24,0 мг/дм^3) (см. табл. 2, рис. 7, 8).

2. Гыданская НГО

Гидрогеологическая изученность разреза мезозойского и палеозойского гидрогеологических бассейнов Гыданской НГО по сравнению с южными районами несколько слабее [3, 6].

Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс

Пластовые воды изучаемого гидрогеологического комплекса имеют минерализацию 13,0 г/дм^3 (см. табл. 1). По классификации В. А. Сулина они относятся к хлоридно-кальциевому типу. Величина pH составляет 6,8–8,7.

Компоненты, формирующие основной состав пластовых вод данного комплекса, характеризуются средними содержаниями, которые отображены в таблице 1: $Na^+ + K^+$ (4 908,0 мг/дм^3), Cl^- (7 447,0 мг/дм^3), HCO_3^- (476,0 мг/дм^3), Ca^{2+} (92,0 мг/дм^3), Mg^{2+} (54,0 мг/дм^3), SO_4^{2-} (28,0 мг/дм^3). Микрокомпонентные составляющие подземных вод представлены в следующем количестве: бром (11,4–57,5 мг/дм^3), бор (1,3–13,8 мг/дм^3), йод (10,0–25,6 мг/дм^3), фтор (0,4–4,4 мг/дм^3), железо (0,5–4,0 мг/дм^3) (см. табл. 2, рис. 3, 4).

Неокомский гидрогеологический комплекс

Воды неокомского гидрогеологического комплекса относятся в основном к гидрокарбонатно-натриевому типу по В. А. Сулину (rNa/rCl = 1,01–1,99). Воды хлоридно-кальциевого типа (rNa/rCl = 0,74–0,95) с минерализацией от 6,77 г/дм^3 характеризуются ограниченным распространением (установлены в единичных скважинах на Пякяхинской, Южно-Мессояхской, Находкинской и Соленинской площадях). По водородному показателю среда вод обычно нейтральная или слабощелочная (pH = 6,1–8,4). Плотность вод равна 1,002–1,011 г/см^3.

Содержания основных ионов солевого раствора по району имеют следующие значения: $Na^+ + K^+$ (1 924,0 мг/дм^3), Cl^- (1 684,50 мг/дм^3), Ca^{2+} (16,0 мг/дм^3), Mg^{2+} (8,5 мг/дм^3), HCO_3^- (1 159,0 мг/дм^3), SO_4^{2-} (56,0 мг/дм^3) (см. табл. 1). Микрокомпонентный состав представлен бором (0,8–15,5 мг/дм^3), бромом (3,2–39,6 мг/дм^3), йодом (1,6–14,2 мг/дм^3), фтором (0,3–7,0 мг/дм^3) (см. табл. 2, рис. 5, 6).

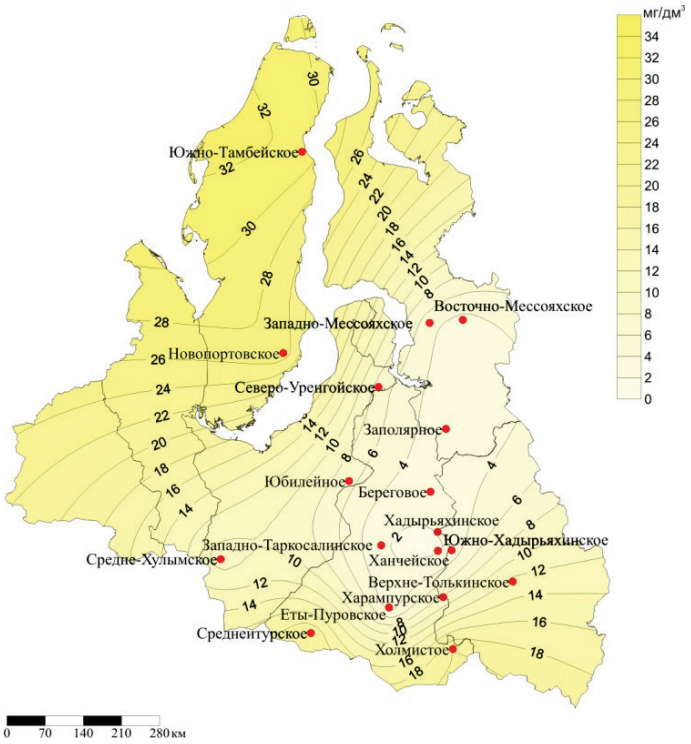


Рис. 7. ***Изменение содержания йода в подземных водах юрского гидрогеологического комплекса***

Юрский гидрогеологический комплекс

Гидрохимическая характеристика комплекса в районе работ изучена слабо за счет низкой информативности большинства проб (недоосвоенность скважин).

По классификации В. А. Сулина воды относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу. Коэффициент метаморфизации rNa/rCl составляет 2,10–2,74, водородный показатель (pH) — 8,4. Минерализация вод юрских отложений почти не изменяется по разрезу и находится в узком диапазоне — 1,37 г/дм^3.

В подземных водах, заключенных в юрском гидрогеологическом комплексе, содержание $Na^+ + K^+$ в среднем составляет 441,0 мг/дм^3, остальные макрокомпонен-

ты — Cl^- (411,0 мг/дм^3), Ca^{2+} (8,0 мг/дм^3), Mg^{2+} (4,0 мг/дм^3), HCO_3^- (500,0 мг/дм^3), SO_4^{2} (4,0 мг/дм^3) (см. табл. 1). Микрокомпоненты определены в следующем количестве: бром (4,2–6,9 мг/дм^3); бор (1,2–5,2 мг/дм^3); йод (3,4–5,7 мг/дм^3) (см. табл. 2, рис. 7, 8).

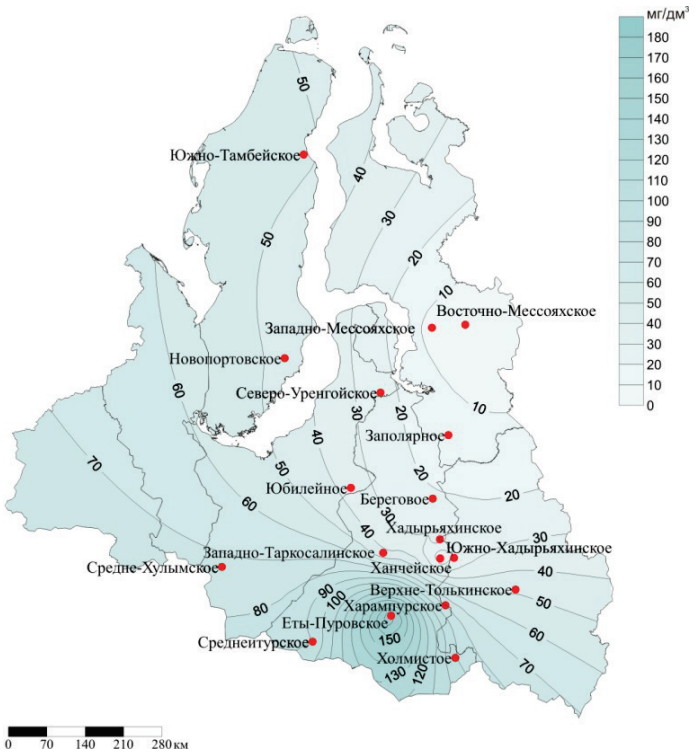


Рис. 8. ***Изменение содержания брома в подземных водах***
юрского гидрогеологического комплекса

3. Надым-Пурская НГО

Данная нефтегазоносная область находится в южной части Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона (см. рис. 1). Она является самой многочисленной по количеству разрабатываемых и эксплуатируемых месторождений углеводородов. Включает в себя Губкинский, Уренгойский, Ярудейский, Надымский, Вынгапуровский, Варьеганский нефтегазоносные районы, в которых расположены более пятидесяти месторождений [7].

Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс

Согласно классификации В. А. Сулина по химическому составу пластовые воды комплекса хлоридно-кальциевые с минерализацией 16,71 г/дм^3 (см. табл. 1). В ионном составе пластовых вод наряду с преобладающими ионами $Na^+ + K^+$ (5 814,5 мг/дм^3) и Cl^- (9 444,0 мг/дм^3) в меньшем количестве присутствуют ионы Ca^{2+} (306,5 мг/дм^3), Mg^{2+} (80,5 мг/дм^3), HCO_3^- (308,0 мг/дм^3) и SO_4^{2-} (18,28 мг/дм^3) [8]. В подземных водах комплекса микрокомпоненты находятся в следующем количестве: йод (8,54–29,9 мг/дм^3), бром (22,59–50,54 мг/дм^3), бор (4,2–10,0 мг/дм^3), фтор (0,68–1,2 мг/дм^3) и NH_4 (9,0–22,5 мг/дм^3) (см. табл. 2, рис. 3, 4).

Растворенный в воде газ имеет состав, аналогичный свободному. Содержание метана достигает 96,9 %. Количество инертных газов незначительно. Значение относительной плотности по воздуху соответствует 0,567.

Неокомский гидрогеологический комплекс

Тип воды комплекса — хлоридно-кальциевый (по В. А. Сулину), имеет широкое распространение на территории Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона (см. рис. 2 б). Подземные воды характеризуются минерализацией, нарастающей вниз по разрезу — до 12,10 г/дм^3 (см. табл. 1). Преобладающими ионами солевого состава являются (в среднем) $Na^+ + K^+$ — 4 288,88 мг/дм^3 и Cl^- — 6 320,5 мг/дм^3. В меньшей степени присутствуют Ca^{2+} (в среднем) в количестве 135,0 мг/дм^3, Mg^{2+} — 14,25 мг/дм^3, HCO_3^- — 1 061,5 мг/дм^3 и SO_4^{2-} — 27,0 мг/дм^3. Из микрокомпонентов в подземных водах отмечаются йод (0,84–15,77 мг/дм^3), бром (61,99 мг/дм^3), бор (3,0–45,8 мг/дм^3) и NH_4 (0,4–69 мг/дм^3) (см. табл. 2, рис. 5, 6).

Водорастворенный газ имеет метановый состав, его содержание составляет 87–98 %. Газонасыщенность вод изменяется от 0,84 до 4,25 м^3/м^3. Относительная плотность по воздуху составила 0,5867.

Юрский гидрогеологический комплекс

Воды комплекса гидрокарбонатно-натриевого типа характеризуются средней минерализацией 34,55 г/дм^3 (см. табл. 1). Здесь также в составе пластовых вод доминируют ионы $Na^+ + K^+$ — 11 321,5 мг/дм^3 и Cl^- — 20 389,0 мг/дм^3 (в среднем), ионы Ca^{2+} в среднем составляют 947,75 мг/дм^3, Mg^{2+} — 49,0 мг/дм^3, HCO_3^- — 610,0 мг/дм^3 и SO_4^{2-} — 24,5 мг/дм^3 [7]. Микрокомпонентый состав в подземных водах определен следующими составляющими: йод (1,75–12,26 мг/дм^3), бром (11,32–61,45 мг/дм^3), бор (3,01–17,19 мг/дм^3) и NH_4 (10,5–36,0 мг/дм^3) (см. табл. 2, рис. 7, 8).

Библиографический список

1. Оценка ресурсов и качества подземных вод Ямало-ненецкого автономного округа / И. В. Абатурова [и др.]; Институт геологии и геохимии УрО РАН. – Екатеринбург, 2003. – 394 с.
2. Западная Сибирь // Геология и полезные ископаемые России. В шести томах. Т. 2 / Гл. ред. В. П. Орлов; ред. 2-го тома: А. Э. Конторович, В. С. Сурков. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2000. – 477 с.
3. Бешенцев В. А., Семенова Т. В. Подземные воды Севера Западной Сибири (в пределах Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона): моногр. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 224 с.
4. Матусевич В. М. Гидрогеологические бассейны Западно-Сибирской равнины // 27-я сессия Международного геологического конгресса, тезисы. – М., 1984. – Т. IX, часть 2. – С. 373–374.
5. Бешенцев В. А., Лазутин Н. К. Подземные воды мезозойского гидрогеологического бассейна, приуроченные к месторождениям нефти и газа Пур-Тазовской НГО Ямало-Ненецкого нефтегазоносного региона // Горные ведомости. – 2017. – № 3. – С. 32–41.
6. Сальникова Ю. И., Абдрашитова Р. Н., Бешенцев В. А. Гидрогеохимические условия Западно- и Восточно-Мессояхского месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 2. – С. 28–35. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-2-28-35
7. Бешенцев В. А. Мезозойские подземные воды Надым-Пурской нефтегазоносной области Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона // Горные ведомости. – 2017. – № 1. – С. 40–50.
8. Матусевич В. М., Рыльков А. В. Геолого-геохимические условия нефтегазообразования и формирование нефтегазоносности осадочных бассейнов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 1. – С. 28–36.

References

1. Abaturova, I. V., & Beshentsev, V. A. (2003). Otsenka resursov i kachestva podzemnykh vod Yamalo-nenetskogo avtonomnogo okruga. Ekaterinburg, Institut geologii i geokhimii UrO RAN Publ., 394 p. (In Russian).
2. Kontorovich, A. E., & Surkov, V. S. (Ed.). (2000). Zapadnaya Sibir'. Geologiya i poleznye iskopaemye Rossii. V shesti tomakh. Tom 2. St. Petersburg, VSEGEI Publ., 477 p. (In Russian).
3. Beshentsev, V. A., & Semenova, T. V. (2015). Podzemnye vody Severa Zapadnoy Sibiri (v predelakh Yamalo-Nenetskogo neftegazodobyvayushchego regiona). Tyumen, TyumGNGU Publ., 224 p. (In Russian).
4. Matusevich, V. M. (1984). Gidrogeologicheskie basseyny Zapadno-Sibirskoy ravniny. Mezhdunarodnyy geologicheskiy kongress (27th session), IX(chast' 2). Moscow, pp. 373-374. (In Russian).
5. Beshentsev, V. A., & Lazutin, N. K. (2017). Podzemnye vody mezozoyskogo gidrogeologicheskogo basseyna, priurochennye k mestorozhdeniyam nefti i gaza Pur-Tazovskoy NGO Yamalo-Nenetskogo neftegazonosnogo regiona. Gornye vedomosti, (3), pp. 32-41. (In Russian).
6. Salnikova, Yu. I., Abdrashitova, R. N., & Beshentsev, V. A. (2017). Hydrogeochemical conditions of Western and Eastern Messoyakhsk deposits. Oil and Gas Studies, (2), pp. 28-35. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2017-2-28-35
7. Beshentsev, V. A. (2017). Mezozoyskie podzemnye vody Nadym-Purskoy neftegazonosnoy oblasti Yamalo-Nenetskogo neftegazodobyvayushchego regiona. Gornye vedomosti, (1), pp. 40-50. (In Russian).
8. Matusevich, V. M., & Ryl'kov, A. V. (2014). Geological and geochemical conditions of oil and gas generation and formation of oil and gas content of the sedimentary basins. Oil and Gas Studies, (1), pp. 28-36. (In Russian).

Сведения об авторах

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

Сальникова Юлия Ивановна, *аспирант, Тюменский индустриальный университет, заведующий сектором Западно-Сибирского института проблем геологии нефти и газа Тюменского индустриального университета, г. Тюмень, e-mail: salnikova.julja@rambler.ru*

Абдрашитова Римма Наильевна, *к. г.-м. н., доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Воробьева Сима Васильевна, *д. т. н., профессор кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Information about authors

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

Yulia I. Salnikova, *Postgraduate, Industrial University of Tyumen, Head of sector of the West Siberian Institute of Oil and Gas Geology of Industrial University of Tyumen, e-mail: salnikova.julja@rambler.ru*

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

Seema V. Vorobjeva, *Doctor of Engineering, Professor at the Department of Technosphere Safety, Industrial University of Tyumen*

25.00.10 Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых (технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-5-23-29

УДК 551.86:552.513

О перспективах нефтегазоносности отложений тюменской свиты в пределах Имилорско-Источного участка недр

В. В. Межецкий*, Р. Н. Хасанов, Е. С. Тарачева, А. Д. Малюгина

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, Россия
**e-mail: MezhetskyVV@tmn.lukoil.com*

Аннотация. В работе проведен анализ геологических особенностей строения тюменской свиты (пласта $Ю_2$ Имилорского месторождения) с учетом детального анализа данных 3D-сейсморазведки, в том числе карт спектральной декомпозиции, атрибутного анализа и особенностей поведения волновой картины. Совместный анализ морфологии представленных карт может служить основой для реконструкции палеообстановок осадконакопления и прогноза зон распространения эффективного коллектора.

Ключевые слова: тюменская свита; реконструкция палеообстановок осадконакопления; спектральная декомпозиция; акустический импеданс

Petroleum potential of Tyumen suite within Imilorsko-Istochny subsoil area

Vladimir V. Mezhetsky*, Rishat N. Khasanov, Elizaveta S. Taracheva, Alena D. Malyugina

KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia
**e-mail: MezhetskyVV@tmn.lukoil.com*

Abstract. The article analyzes features of the geological structure of Tyumen suite (J_2 layer of the Imilorskoye oil field) based on detailed analysis of 3D seismic data, including maps of spectral decomposition, attribute analysis, and behavior of the wave pattern. A joint analysis of morphology presented maps can be as a basis for paleosedimentation reconstruction and prediction for distribution zones of effective bed thickness.

Key words: Tyumen suite; paleosedimentation reconstruction; spectral expansion; acoustic impedance

Введение

В настоящее время тюменская свита является одним из перспективных нефтегазоносных объектов, включая прирост запасов. Однако отсутствие достаточной изученности и сложное строение залежей, связанные с условиями образования отложений тюменской свиты, значительно увеличивают риски при бурении скважин на данный объект в качестве целевого.

Характеристика объекта исследования

По мнению большинства исследователей, отложения верхней подсвиты тюменской свиты в пределах Широтного Приобья формировались преимуще-

ственно в переходной зоне от прибрежно-морских к субконтинентальным обстановкам осадконакопления. Для подобных условий осадконакопления в мористой части характерно наличие дельтовых отложений, устьевых баров, барьерных островов и пляжевых отложений. В континентальной части отмечены песчаные тела речных долин, кос, прирусловых валов, боковых проток и конусов прорыва. Сопутствующие палеоруслам отложения представлены углисто-глинистыми осадками, образованными в результате заболачивания территории с образованием маршевых болот.

Данные отложения характеризуются не выдержанными по разрезу и площади песчано-алевролитовыми разностями и низкими коллекторскими свойствами. На исследуемом Имилорском месторождении в настоящее время притоков из пластов тюменской свиты не получено. Вместе с тем известно, что на ближайших Тевлинской, Западно-Тевлинской площадях, Конитлорском месторождении и др. [1] получены притоки нефти из пласта $ЮС_2$.

Методы исследования и полученные результаты

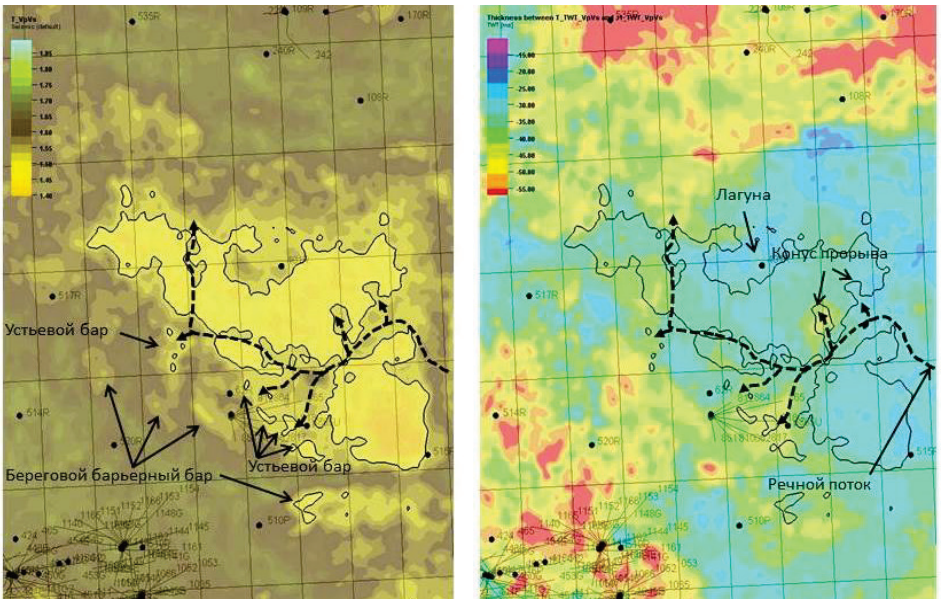
В пределах Имилорско-Источного участка недр выделяются две потенциально перспективных зоны распространения улучшенных коллекторских свойств пласта $ЮС_2$ — восточная и западная (по карте параметра Vp/Vs), которые полностью или частично сопряжены с локальными поднятиями. Морфология пониженного значения параметра Vp/Vs западной перспективной зоны указывает на возможные палеодельтовые отложения с многократным делением на рукава. Помимо контрастного понижения параметра Vp/Vs палеодельта характеризуется временным раздутием (в пределах скв. 571П, 552Р и 93П), что может быть связано как с увеличением мощности пласта, так и с аномалией понижения интервальных скоростей, вызванной фактором нефтенасыщения. Аналогичная картина наблюдается в районе восточной перспективной зоны.

На рисунке 1а представлена цветокодированная карта параметра Vp/Vs с контуром по значению параметра 1,5; на рисунке 1б — карта изохор между сейсмическими горизонтами $Ю_1$ и Т, характеризующая палеорельеф на время формирования горизонта $ЮС_2$.

Совместный анализ морфологии представленных карт может служить основой для реконструкции палеообстановок осадконакопления и прогноза зон распространения эффективного коллектора [2, 3]. Понижение временной мощности на рисунке 1Б (сине-зеленый цвет) в пределах аномалии пониженных значений параметра Vp/Vs свидетельствует о том, что в среднеюрское время на восточном борту Имилорского прогиба был структурный выступ.

Морфология поля параметра Vp/Vs (см. рис. 1а) позволяет предположить местоположение древней дельты, образованной на мелководном участке моря при впадении реки, переносящей массы обломочного материала. Выделяются как минимум два острова, отражающие заключительную стадию наступления среднеюрского моря.

Острова разделены предполагаемым палеоканалом руслового типа (речным потоком), размывающим промоины в дельте и переоткладывающим осадки в устьевых барах и конусах прорыва в пойменных палеоозерах в периоды сильных паводков, наложенных, по-видимому, друг на друга.



а) *б)*

Рис. 1. ***Карта параметра Vp/Vs для пласта ЮС$_2$ (а) и карта изохор между горизонтами Ю$_1$ и Т (б)***

В северной части верхнего острова выделяется мелководная лагуна, отделенная от древнего моря малоразмерными наносными островами. В мористой юго-западной части палеодельты выделяется серия береговых барьерных баров (барьерных островов), образованных за счет «донного перемещения наносов при относительно мелководном морском бассейне» (не глубже 20 м [4]).

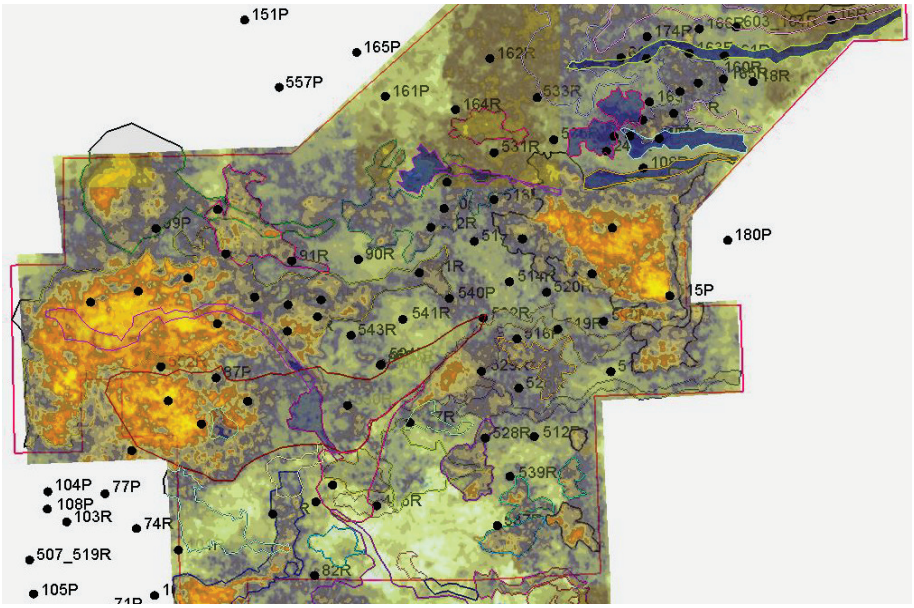


Рис. 2. ***Карта цветового смешивания для пласта ЮС$_2$***

Для детальной геометризации границ различных палеофациальных обстановок тестировались кубы данных, полученные в результате спектральной декомпозиции [5–8]. Были проанализированы кубы, полученные в результате фильтрации импульсом Риккера и вейвлет-импульсом с различными доминантными частотами [9]. В качестве исходных кубов задавались куб акустического импеданса и куб атрибута Vp/Vs.

В качестве примера на рисунке 2 представлен фрагмент варианта цветового смешивания результатов спектральной декомпозиции с фильтрацией куба акустического импеданса вейвлет-импульсами с частотами 18, 40 и 60 Гц в пределах западного участка площади работ, отображающий очень сложное строение среднеюрских отложений.

На финальной карте цветовой суммы достаточно уверенно просматриваются палерусла, косы и конуса прорыва. Более молодые русловые системы накладываются на более древние, образуя довольно сложный рисунок распределения разновозрастных палеотел.

На рисунке 3 представлен вариант интерпретации результатов спектральной декомпозиции, с помощью которой возможно картирование песчаных тел со сложной морфологией. Характер распределения палеотел позволяет говорить об отложениях преимущественно континентального генезиса в пределах озерно-болотной равнины. Выделяется несколько русловых тел и конусов прорыва (см. рис. 3, синяя заливка), которые впадали в пойменные озера. По-видимому, в межрусловых участках ожидается распространение озерно-болотных фаций.

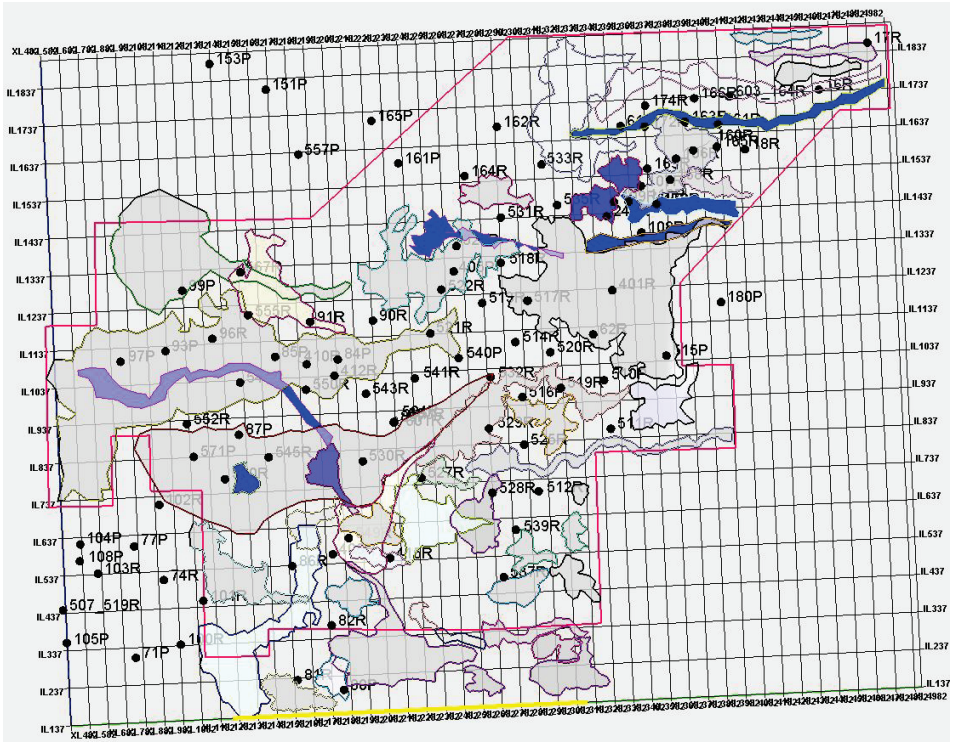


Рис. 3. ***Карта фациальной неоднородности для пласта ЮС$_2$***

Исходя из анализа карты, можно утверждать, что пласт ЮС$_2$ существенно неоднороден и представляет из себя комбинацию наложенных друг на друга

разновозрастных тел различных фациальных обстановок. Наиболее перспективными и первоочередными участками для бурения на пласт $ЮС_2$ будут краевые восточный и западный участки месторождения с отложениями конусов выноса.

Интерпретация полученных результатов исследования и выводы

Все указанные палеообстановки способствовали формированию сложнопостроенных песчаных тел. Наибольшие емкостные свойства приурочены к коллекторам, образованным песчаными телами речных долин и фронтальной части дельтовых комплексов. Благоприятным фактором сохранения залежей углеводородов в этих телах также является наличие вышележащей глинистой покрышки.

По результатам бурения скв. 810, 866, 867 были вскрыты песчаники пласта $ЮС_2$ с признаками продуктивности по результатам геолого-технических исследований и повышенными удельными электрическими сопротивлениями по данным геофизических исследований скважин (ГИС).

С учетом результатов ГИС и интерпретации данных 3D-сейсморазведочных работ была построена прогнозная 2D-модель пласта $ЮС_2$ Имилорского месторождения. В связи с тем, что предположительно продуктивная часть изучаемых отложений вскрыта преимущественно на востоке, в районе кустовой площадки № 8 был выделен контур перспективного в нефтеносном смысле песчаного тела, позволивший геометризировать литологическую залежь. На рисунке 4 представлен фрагмент структурной карты по кровле пласта $ЮС_2$ с вынесенной границей восточной перспективной линзы.

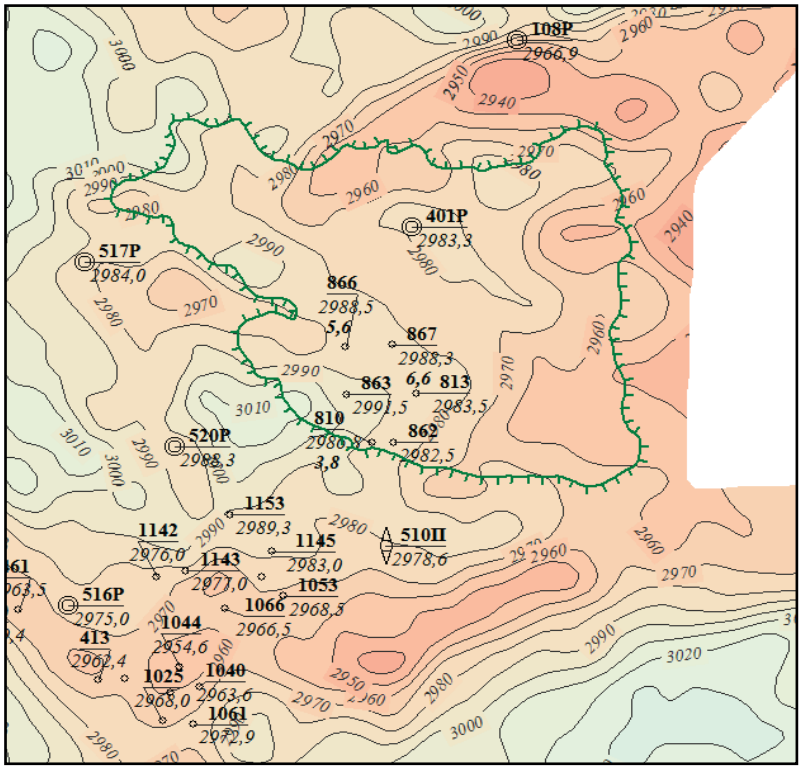


Рис. 4. ***Фрагмент структурной карты по кровле пласта $ЮС_2$ с вынесенной границей литологического тела***

Установлено, что наличие либо отсутствие коллектора, а также характер насыщения плохо коррелируются со структурным фактором. Отсутствие возможных структурных ловушек предполагает изучение палеофациальных обстановок осадконакопления. Для каждой из обстановок осадконакопления характерны свои закономерности распределения толщин и параметров фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Помимо этого, часто границам фациальной неоднородности свойственно наличие непроницаемых экранов. Из-за отсутствия функциональной связи сейсмических атрибутов с эффективной толщиной пласта был использован регрессионный анализ, где в качестве предиктора выступал сейсмический атрибут Vp/Vs. На основании выявленных зависимостей толщины коллектора от параметра был рассчитан грид прогнозных эффективных толщин.

Выводы

В настоящее время ожидается испытание пласта $ЮС_2$ в скв. 866, на основании полученных результатов работы по изучению перспектив нефтегазоносности тюменской свиты будут продолжены. Субконтинентальные отложения требуют нестандартных подходов к прогнозированию их продуктивности. Картирование зон вероятного распространения коллекторов с улучшенными ФЕС невозможно без детального анализа данных 3D-сейсморазведки, в том числе карт спектральной декомпозиции, атрибутного анализа, особенностей поведения волновой картины.

В заключение можно отметить, что постоянная актуализация данных и оперативное уточнение сейсмогеологической модели позволяет эффективно контролировать геологическое изучение и осваивать бурением Имилорское месторождение.

Библиографический список

1. Перспективы разработки отложений тюменской свиты на территории ХМАО — Югры / А. А. Севастьянов [и др.] // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 12–2. – С. 444–448.
2. Тюменская свита. Методология создания концептуальных геологических моделей / М. Фёдорова [и др.] // Oil&Gas Journal Russia. – 2016.– № 11. – С. 60–63.
3. Методика выделения палеорусел в тюменской свите с использованием технологии спектральной декомпозиции [Электронный ресурс] / Т. Н. Кирьянова [и др.] // 7-я междунар. геолого-геофизическая конф. и выставка «Санкт-Петербург–2016» (11–14 апреля 2016 г.). – Режим доступа: http://ingenix-group.ru/about/events/uploads/EAGE_%D0%9A%D0%B8%D1%80%D0%B7%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%B2%D0%B0_%D0%9E.pdf.
4. Палеогеографические реконструкции для северо-восточной части Широтного Приобья на время формирования нефтегазоносного горизонта $Ю_2$ / А. Ю. Попов [и др.] // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 5–6. – С. 777–786.
5. Chopra S., Marfurt K. J. Choice of mother wavelets in CWT spectral decomposition // SEG Technical Program Expanded Abstracts. – 2015. – Available at: https://doi.org/10.1190/segam2015-5852193.1.
6. Spectral-decomposition response to reservoir fluids from a deepwater West Africa reservoir / G. Chen [et al.] // Geophysics. – 2008. – Vol. 73, Issue 6. – P. C23–C30. DOI: 10.1190/1.2978337
7. Chopra S., Castagna J., Portniaguine O. Seismic resolution and thin-bed reflectivity inversion // Canadian Society of Exploration Geophysicists Recorder. – 2006. – Vol. 31, Issue 1. – P. 19–25.
8. Arif Kurniawan B., Zabihi Naeini E., Kazyyeva D. Spectral decomposition based inversion: application on Brenda Field, Central North Sea Basin // First break. – 2013. – Vol. 31, Issue 10. – P. 83–92.
9. Catagna J. P., Sun Sh., Siegfried R. W. Instantaneous spectral analysis: Detection of low-frequency shadows associated with hydrocarbons // The Leading Edge. – 2003. – Vol. 22, Issue 2. – P. 96–173. DOI: 10.1190/1.1559038

References

1. Sevastyanov, A. A., Korovin, K. V., Zotova, O. P., & Zubarev, D. I. (2016). Prospects of development Tyumen suite deposits in the territory of Khmao-Yugra. Advances in current natural sciences, (12-2), pp. 444-448. (In Russian).
2. Fyodorova, M., Kirzelyova, O., Katayev, O., Ananyeva, Ye., & Osipova, Yu. (2016). An approach to creating conceptual geological models of the Tyumen suite. Oil&Gas Journal Russia, (11), pp. 60-63. (In Russian).
3. Kir'yanova, T. N., Kirzeleva, O. Ya., Kopenkin, R. Yu., Klyazhnikov, D. V., & Bronskova, E. I. (2016). Metodika vydeleniya paleorusel v tyumenskoy svite s ispol'zovaniem tekhnologii spektral'noy dekompozitsii. 7th Saint Petersburg International Conference & Exhibition - Understanding the Harmony of the Earth's Resources through Integration of Geosciences Saint Petersburg, Russia, 11-14 April 2016. (In Russian). Available at: http://ingenix-group.ru/about/events/uploads/EAGE_%D0%9A%D0%B8%D1%80%D0%B7%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%B2%D0%B0_%D0%9E.pdf.
4. Popov, A., Vakulenko, L. G., Kazanenkov, V. A., & Yan, P. A. (2014). Paleogeographical reconstructions for the northeastern part of the latitudinal Ob' region during the formation of petroleum horizon J_2. Russian Geology and Geophysics, 55(5-6), pp. 610-618. (In Russian).
5. Chopra, S., & Marfurt, K. J. (2015). Choice of mother wavelets in CWT spectral decomposition. SEG Technical Program Expanded Abstracts. (In English). Available at: https://doi.org/10.1190/segam2015-5852193.1.
6. Chen, G., Matteucci, G., Fahmy, B., & Finn, Ch. (2008). Spectral-decomposition response to reservoir fluids from a deepwater West Africa reservoir. Geophysics, 73(6), pp. C23-C30. (In English). DOI: 10.1190/1.2978337
7. Chopra, S., Castagna, J., & Portniaguine, O. (2006). Seismic resolution and thin-bed reflectivity inversion. Canadian Society of Exploration Geophysicists Recorder, 31(1), pp. 19-25. (In English).
8. Arif Kurniawan, B., Zabihi Naeini, E., & Kazyyeva, D. (2013). Spectral decomposition based inversion: application on Brenda Field, Central North Sea Basin. First break, 31(10), pp. 83-92. (In English).
9. Catagna, J. P., Sun, Sh., & Siegfried, R. W. (2003). Instantaneous spectral analysis: Detection of low-frequency shadows associated with hydrocarbons. The Leading Edge, 22(2), pp. 96-173. (In English). DOI: 10.1190/1.1559038

Сведения об авторах

Межецкий Владимир Васильевич, *главный специалист Проектного офиса по освоению Имилорско-Источного участка недр, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, e-mail: MezhetskyVV@tmn.lukoil.com*

Хасанов Ришат Нургаянович, *главный специалист Проектного офиса по освоению Имилорско-Источного участка недр, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень*

Тарачева Елизавета Сергеевна, *инженер Проектного офиса по освоению Имилорско-Источного участка недр, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень*

Малюгина Алена Дмитриевна, *инженер Проектного офиса по освоению Имилорско-Источного участка недр, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «Когалым НИПИнефть», г. Тюмень*

Information about the authors

Vladimir V. Mezhetsky, *Chief Specialist of the Project Office for the Development of Imilorsko-Istochny Subsoil Area, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, e-mail: MezhetskyVV@tmn.lukoil.com*

Rishat N. Khasanov, *Chief Specialist of the Project Office for the Development of Imilorsko-Istochny Subsoil Area, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen*

Elizaveta S. Taracheva, *Engineer of the Project Office for the Development of Imilorsko-Istochny Subsoil Area, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen*

Alena D. Malyugina, *Engineer of the Project Office for the Development of Imilorsko-Istochny Subsoil Area, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen*

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-5-30-39

УДК 550.832.57

Проблемы определения критической водонасыщенности по формулам Бурдайна с учетом различий в пределах интегрирования

Г. Е. Строянецкая

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
e-mail: galina_Stro@mail.ru

Аннотация. При интерпретации геофизических исследований скважин на этапе поисковых работ необходимы сведения о критических коэффициентах водонасыщенности продуктивных коллекторов. В печатных изданиях для определения указанных коэффициентов предлагаются формулы Бурдайна, которые содержат определенные интегралы, требующие решения. При этом верхние и нижние пределы интегралов у разных авторов полностью не совпадают. Проведен анализ формул Бурдайна, приведенных в разных источниках, и предложены формулы Бурдайна без интегралов. Установлено, что для реальных условий подходят формулы Бурдайна, представленные в работе [6], но при этом должен быть учет условий, при которых относительные фазовые проницаемости по нефти и воде равны 0 и 1.

Ключевые слова: керн; остаточная нефтенасыщенность; критическая водонасыщенность; относительная фазовая проницаемость

Approaches to determining the critical coefficients of water saturation Burdine formulas taking into account the differences in the limits of integration

Galina E. Stroyanetskaya

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
e-mail: galina_Stro@mail.ru

Abstract. The article is devoted to the determination of the critical water saturation ratio productive reservoirs. It is necessary to have information about these coefficients in order to interpret the geophysical research wells at the stage of exploration. The print media publish Burdine formulas, which contain definite integrals, to determine the coefficients that need to be solved. In this case, the upper and lower limits of the integrals in the works of different authors don't completely coincide. The author of this article analyses Burdine formulas, which have been published in various print media, and proposes Burdine formulas without integrals. As a result, it is established that Burdine formulas, which are presented in the work [6], are suitable for real conditions; but there should be taken into account the conditions under which the relative phase permeability of oil and water is equal to 0 and 1.

Key words: core; residual oil saturation; critical water saturation; relative phase permeability

Введение

Оценка характера насыщения коллекторов по данным геофизических исследований скважин (ГИС) может проводиться по критическим значениям коэффициентов водонасыщенности ($K_в^{кр}$), установленным статистическим или петрофизическим способами. Статистический способ требует значительного количества качественных испытаний продуктивных и водоносных коллекторов, поэтому используется на завершающей стадии разведки месторождения.

Для оценки $K_в^{кр}$ на начальном этапе разведки месторождений предлагаются технологии, заключающиеся в определении $K_в^{кр}$ по кривым относительных фазовых проницаемостей (ОФП) по нефти ($K_{ПР.ОТН}^{н}$) и воде ($K_{ПР.ОТН}^{в}$). Значения $K_{ПР.ОТН}^{н}$ и $K_{ПР.ОТН}^{в}$ могут быть вычислены по формулам Бурдайна [1–19] на основе петрофизической информации, получаемой при капилляриметрических исследованиях образцов керна (табл. 1).

Таблица 1

Данные капилляриметрии образца керна из юрских отложений

Обороты в минуту	$P_к$, кг/см^2	$K_в$, %	$K_п$, %	$K_{ПР} \cdot 10^{-15}$, м^2	$K_{во}$, %	$K_{но}$, %
400	0,030	96,4	17,4	8,8	42,7	38
700	0,098	95,5				
1 000	0,200	88,0				
2 000	0,814	58,3				
3 000	1,820	49,8				
5 000	5,050	42,7				

Примечание. $K_п$ *— коэффициент пористости,* $K_{ПР}$ *— коэффициент абсолютной газопроницаемости,* $K_в$ *— коэффициент водонасыщенности,* $K_{но}$ *— коэффициент остаточной нефенасыщенности,* $P_к$ *— капиллярное давление при лабораторных условиях.*

Кривые капиллярного давления (рис. 1) $P_к = f(K_в)$ перестраиваются в кривые относительной фазовой проницаемости по нефти и воде, которые являются функцией $K_в$.

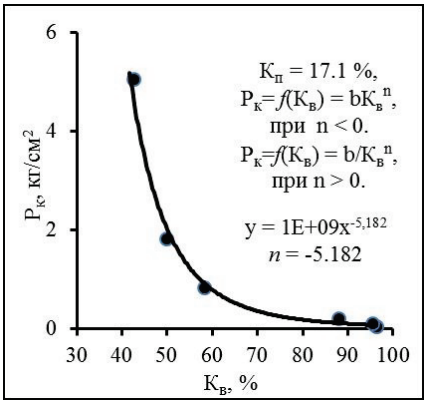


Рис. 1. ***Зависимость*** $P_к = f(K_в)$ ***для образца керна***

Объект и методы исследования

Вычисление относительной фазовой проницаемости по нефти ($K_{ПР.ОТН}^{н}$) и воде ($K_{ПР.ОТН}^{в}$) выполнено по трем вариантам формул Бурдайна.

Первый вариант — формулы, приведенные в работе [10]:

$$K^{в}_{ПР.ОТН} = \left(\frac{K_в - K_{во}}{1 - K_{во}}\right)^2 \cdot \frac{\int_0^{K_в} \frac{dK_в}{P_к^2}}{\int_0^1 \frac{dK_в}{P_к^2}}; \quad (1)$$

$$K^{н}_{ПР.ОТН} = \left(1 - \frac{K_в - K_{во}}{1 - K_{во} - K_{но}}\right)^2 \cdot \frac{\int_{K_в}^1 \frac{dK_в}{P_к^2}}{\int_0^1 \frac{dK_в}{P_к^2}}. \quad (2)$$

Второй вариант — формулы, представленные в работе [12]

$$K^{в}_{ПР.ОТН} = \left(\frac{K_в - K_{во}}{1 - K_{во}}\right)^2 \cdot \frac{\int_{K_{во}}^{K_в} \frac{dK_в}{P_к^m}}{\int_{K_{во}}^1 \frac{dK_в}{P_к^m}}; \quad (3)$$

$$K^{н}_{ПР.ОТН} = \left(1 - \frac{K_в - K_{во}}{1 - K_{во} - K_{но}}\right)^2 \cdot \frac{\int_{K_в}^1 \frac{dK_в}{P_к^m}}{\int_{K_{во}}^1 \frac{dK_в}{P_к^m}}, \quad (4)$$

где m может быть отличным от 2. Нижние пределы интегралов в формулах (3) и (4) по сравнению с формулами (1) и (2) отличны от 0 и равны $K_{во}$.

Третий вариант — формулы из работы [6]:

$$K^{в}_{ПР.ОТН} = \left(\frac{K_в - K_{во}}{1 - K_{во}}\right)^2 \cdot \frac{\int_{K_{во}}^{K_в} \frac{dK_в}{P_к^2}}{\int_{K_{во}}^{1-K_{но}} \frac{dK_в}{P_к^2}}; \quad (5)$$

$$K^{н}_{ПР.ОТН} = \left(1 - \frac{K_в - K_{во}}{1 - K_{во} - K_{но}}\right)^2 \cdot \frac{\int_{K_в}^{1-K_{но}} \frac{dK_в}{P_к^2}}{\int_{K_{во}}^{1-K_{но}} \frac{dK_в}{P_к^2}}. \quad (6)$$

Верхние пределы интегралов в формулах (5) и (6) по сравнению с формулами (3) и (4) отличны от 1 и равны $1-K_{но}$.

В таблице 2 приведено решение трех неопределенных интегралов из курса дифференциального и интегрального исчисления [20]. Они позволяют решить интегралы в формулах (1)–(6).

Решение каждого интеграла в формулах (1), (2), (5), (6) сводится к следующему:

- заменяется $P_к^2$, например, на $b^2 K_в^{2n}$ при $n < 0$ (см. рис. 1);
- выражение под знаком интеграла приводится к виду

$$b^{-2} K_в^{-2n} \cdot dK_в = a K_в^{-2n} \cdot dK_в, \quad (7)$$

где $a = b^{-2}$ является действительным числом;

- неопределенный интеграл

Таблица 2

Неопределенные интегралы и их решение

№ п/п	Интеграл
1	$\int 0 \cdot dx = C$
2	$\int 1 \cdot dx = x + C$
3	$\int x^{\mu} \cdot dx = \frac{x^{\mu+1}}{\mu+1} x + C$

$$\int a K_в^{-2n} \cdot dK_в = \frac{a}{-2n+1} K_в^{-2n+1} + C, \quad (8)$$

исходя из третьей формулы в таблице 2;

- определенный интеграл

$$\int_A^B (a K_в^{-2n}) \cdot dK_в = \frac{a}{-2n+1} (B^{-2n+1} - A^{-2n+1}) \quad (9)$$

согласно основной формуле интегрального исчисления [20]; A и B — пределы интеграла.

Поскольку под знаками определенных интегралов в формулах (1), (2), (4), (5) стоит одно и то же выражение, то все они будут равны

$$\frac{a}{-2n+1} (B^{-2n+1} - A^{-2n+1}), \quad (10)$$

где A и B — нижний и верхний пределы каждого интеграла.

В итоге получим следующие результаты:

- относительная фазовая проницаемость по воде по формуле (1) будет равна

$$K_{ПР.ОТН}^{в} = \left(\frac{K_в - K_{во}}{1 - K_{во}} \right)^2 \cdot K_в^{-2n+1}; \quad (11)$$

- относительная фазовая проницаемость по нефти по формуле (2) будет равна

$$K_{ПР.ОТН}^{н} = \left(\frac{1 - K_в - K_{но}}{1 - K_{во} - K_{но}} \right)^2 \cdot (1 - K_в^{-2n+1}); \quad (12)$$

- относительная фазовая проницаемость по воде по формуле (3) при $m = 2$ будет равна

$$K^{в}_{ПР.ОТН} = \left(\frac{K_в - K_{во}}{1 - K_{во}} \right)^2 \cdot \frac{K_в^{-2n+1} - K_{во}^{-2n+1}}{1 - K_{во}^{-2n+1}}; \quad (13)$$

- относительная фазовая проницаемость по нефти по формуле (4) при $m = 2$ будет равна

$$K^{н}_{ПР.ОТН} = \left(\frac{1 - K_в - K_{но}}{1 - K_{во} - K_{но}} \right)^2 \cdot \frac{1 - K_в^{-2n+1}}{1 - K_{во}^{-2n+1}}; \quad (14)$$

- относительная фазовая проницаемость по воде по формуле (5) будет равна

$$K^{в}_{ПР.ОТН} = \left(\frac{K_в - K_{во}}{1 - K_{во}} \right)^2 \cdot \frac{K_в^{-2n+1} - K_{во}^{-2n+1}}{(1 - K_{но})^{-2n+1} - K_{во}^{-2n+1}}; \quad (15)$$

- относительная фазовая проницаемость по нефти по формуле (6) будет равна

$$K^{н}_{ПР.ОТН} = \left(\frac{1 - K_в - K_{но}}{1 - K_{во} - K_{но}} \right)^2 \cdot \frac{(1 - K_{но})^{-2n+1} - K_в^{-2n+1}}{(1 - K_{но})^{-2n+1} - K_{во}^{-2n+1}}. \quad (16)$$

Результаты и обсуждение

Для образца керна с данными из таблицы 1 по формулам (11) и (12) были вычислены значения $K^{в}_{ПР.ОТН}$ и $K^{н}_{ПР.ОТН}$ (табл. 3) и построены графики $K^{в}_{ПР.ОТН} = f(K_в)$, $K^{н}_{ПР.ОТН} = f(K_в)$ (рис. 2).

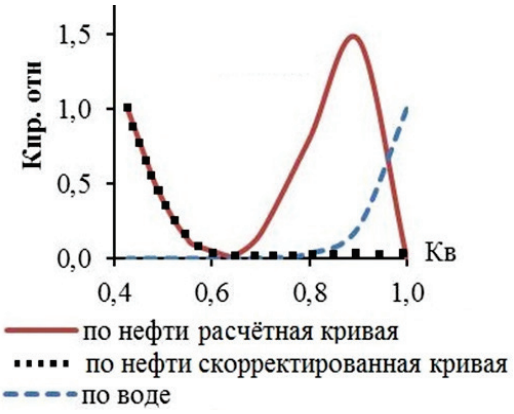
Таблица 3

Расчет относительных фазовых проницаемостей по формулам (11) и (12) для образца керна

$K_{во}$, в долях 1	$K_{но}$, в долях 1	$K_н$, в долях 1	$K_в$, в долях 1	N = –2n+1	$K^{в}_{ПР.ОТН}$ по формуле (11)	$K^{н}_{ПР.ОТН}$ по формуле (12)
0,427	0,38	0,000	1,000	11,364	1,0000	0,0000
0,427	0,38	0,100	0,900	11,364	0,2058	1,4646
0,427	0,38	0,200	0,800	11,364	0,0336	0,7985
0,427	0,38	0,300	0,700	11,364	0,0039	0,1683
0,427	0,38	0,350	0,650	11,364	0,0011	0,0239
0,427	0,38	0,360	0,640	11,364	0,0009	0,0106
0,427	0,38	0,440	0,560	11,364	0,0001	0,0962
0,427	0,38	0,450	0,550	11,364	0,0000	0,1310
0,427	0,38	0,460	0,540	11,364	0,0000	0,1711
0,427	0,38	0,470	0,530	11,364	0,0000	0,2166
0,427	0,38	0,480	0,520	11,364	0,0000	0,2675
0,427	0,38	0,500	0,500	11,364	0,0000	0,3853
0,427	0,38	0,510	0,490	11,364	0,0000	0,4522
0,427	0,38	0,520	0,480	11,364	0,0000	0,5245
0,427	0,38	0,573	0,427	11,364	0,0000	1,0000

На рисунке 2 в правой части кривой $K^{н}_{ПР.ОТН} = f(K_в)$ наблюдаются повышение показаний $K^{н}_{ПР.ОТН}$ при $K_в$ = 0,62÷0,9 до ≈ 1,5, а затем их понижение от 1,5 до 0 при $K_в$ = 0,9÷1. Это обусловлено тем, что продуктивный пласт не может характеризоваться $K_в$ большим чем 1– $K_{но}$. В рассмотренном примере $K_{но}$ = 0,38, и, следовательно, максимальное значение $K_в$ = 0,62. Поэтому для всех $K_в$ > 0,62 значения $K^{н}_{ПР.ОТН}$ должны быть заменены на 0.

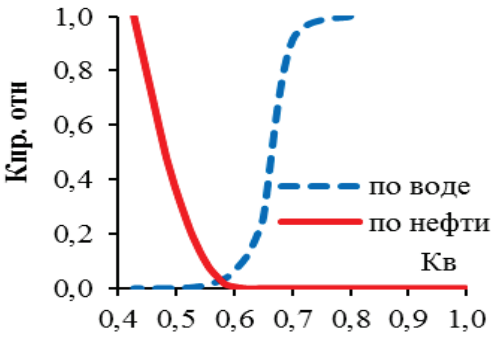
Рис. 2. ***Зависимости*** $K^{в}_{ПР.ОТН} = f(K_в)$ ***и*** $K^{н}_{ПР.ОТН} = f(K_в)$, ***полученные по формулам (11), (13) и (12), (14) соответственно***



Для образца керна с данными из таблицы 1 по формулам (13) и (14) были вычислены значения $K^{в}_{ПР.ОТН}$, $K^{н}_{ПР.ОТН}$ при m = 2 и построены графики зависимостей $K^{в}_{ПР.ОТН} = f(K_в)$, $K^{н}_{ПР.ОТН} = f(K_в)$. Графики, полученные по формулам (11) и (13), а так же по формулам (12) и (14), совпали. Это свидетельствует о том, что формулы (11) и (13); (12) и (14) равнозначны.

Для построения графиков зависимостей $K^{в}_{ПР.ОТН} = f(K_в)$, $K^{н}_{ПР.ОТН} = f(K_в)$ со значениями относительных проницаемостей, вычисленных по формулам (15) и (16), составлена таблица 4. Перед построением графиков (рис. 3) проведен анализ вычисленных значений $K^{в}_{ПР.ОТН}$ и $K^{н}_{ПР.ОТН}$.

Рис. 3. ***Зависимости*** $K^{в}_{ПР.ОТН} = f(K_в)$ ***и*** $K^{н}_{ПР.ОТН} = f(K_в)$, ***полученные по формулам (15) и (16) соответственно***



Из таблицы 4 следует, что при $K_в$ ≥ 0,8 (колонка 4) значения $K^{в}_{ПР.ОТН}$ > 1 (колонка 7). При $K_н$ < $K_{но}$ = 0,38 (колонка 3) значения $K^{н}_{ПР.ОТН}$ < 0 (колонка 9). Это обусловлено тем, что формулы Бурдайна (15) и (16) могут использо-

ваться только при значениях $K_н \geq K_{но}$ и $K_в \leq 1-K_{но}$. Поэтому при определении $K^{в}_{ПР.ОТН}$ и $K^{н}_{ПР.ОТН}$ по формулам (15) и (16) все значения $K^{в}_{ПР.ОТН} > 1$ необходимо заменить на 1, а $K^{н}_{ПР.ОТН} < 0$ заменить на 0.

Таблица 4

Расчет относительных проницаемостей по формулам (15) и (16) для образца керна

$K_{во}$, в долях 1	$K_{но}$, в долях 1	$K_н$, в долях 1	$K_в$ в долях 1	$K_в$ для оценки характера притока	N = -2*n*+1	$K^{в}_{ПР.ОТН}$ по формуле (15)	$K^{в}_{ПРОТН}$ исправл.	$K^{н}_{ПР.ОТН}$ по формуле (16)	$K^{н}_{ПРОТН}$ исправл.
0,427	0,38	0,000	1,000		11,364	232,032		-895,62	0,0000
0,427	0,38	0,100	0,900		11,364	47,7430		-145,36	0,0000
0,427	0,38	0,200	0,800		11,364	7,7813	1,0000	-15,103	0,0000
0,427	0,38	0,300	0,700		11,364	0,9114	0,9114	-0,5180	0,0000
0,427	0,38	**0,380**	**0,620**		11,364	0,1135	0,1135	0,0000	0,0000
0,427	0,38	0,390	0,610		11,364	0,0845	0,0845	0,0005	0,0005
0,427	0,38	0,400	0,600		11,364	0,0624	0,0624	0,0034	0,0034
0,427	0,38	0,410	0,590	$K_в^{**}$	11,364	0,0455	0,0455	***0,0106***	0,0106
0,427	0,38	0,420	**0,580**	$K_в^{KP}$	11,364	0,0329	0,0329	0,0232	0,0232
0,427	0,38	0,430	0,570		11,364	0,0234	0,0234	0,0419	0,0419
0,427	0,38	0,440	0,560		11,364	0,0164	0,0164	0,0672	0,0672
0,427	0,38	0,450	0,550	$K_в^{*}$	11,364	***0,0113***	0,0113	0,0993	0,0993
0,427	0,38	0,460	0,540		11,364	0,0076	0,0076	0,1381	0,1381
0,427	0,38	0,470	0,530		11,364	0,0050	0,0050	0,1835	0,1835
0,427	0,38	0,480	0,520		11,364	0,0032	0,0032	0,2355	0,2355
0,427	0,38	0,500	0,500		11,364	0,0012	0,0012	0,3582	0,3582
0,427	0,38	0,520	0,480		11,364	0,0003	0,0003	0,5048	0,5048
0,427	0,38	0,573	0,427		11,364	0,0000	0,0000	1,0000	1,0000

При этих условиях графики зависимостей (см. рис. 3) $K^{в}_{ПР.ОТН} = f(K_в)$, $K^{н}_{ПР.ОТН} = f(K_в)$ согласуются со значениями $K_{во}$ и $K_{но}$, а так же четко видна точка их пересечения со значением $K_в$, принимаемым в качестве критического ($K^{кр}_в$). Значение $K^{кр}_в$ более надежно определяется по таблице расчета $K^{в}_{ПР.ОТН}$ и $K^{н}_{ПР.ОТН}$, поскольку уравнения зависимостей $K^{в}_{ПР.ОТН} = f(K_в)$, $K^{н}_{ПР.ОТН} = f(K_в)$ бывает трудно подобрать. Значения $K^{в}_{ПР.ОТН}$ и $K^{н}_{ПР.ОТН}$ при $K^{кр}_в$ должны отличаться не более чем на 0,01 при одном $K_в$.

В работах [10, 19] рекомендуется определять пределы значений $K_в$, при которых из прослоев поступает продукт с водой. Предлагается [19] определять эти пределы ($K^{*}_в$ и $K^{**}_в$) по величинам $K^{в}_{ПР.ОТН} = K^{н}_{ПР.ОТН} = 0{,}01$. При отсутст-

вии надежных зависимостей $K^{в}_{ПР.ОТН} = f(K_в)$, $K^{н}_{ПР.ОТН} = f(K_в)$ эти пределы можно определить по таблице расчета $K^{в}_{ПР.ОТН}$ и $K^{н}_{ПР.ОТН}$.

Так, для рассматриваемого образца керна (см. табл. 4) при $K^{в}_{ПР.ОТН}$ = 0,0113 значение $K_в(K^{*}_{в})$ = 0,55, при $K^{н}_{ПР.ОТН}$ = 0,0106 величина $K_в(K^{**}_{в})$ = 0,59. Приток продукта с водой из пласта должен поступать при $K_в$ = 0,55–0,59. При $K_в \leq 0{,}55$ — продукт с незначительным количеством воды. При $K_в > 0{,}59$ — вода.

Формулы Бурдайна выведены на основании представлений следующих из закона Пуазейля о фильтрации флюидов через капилляры разного диаметра. Это накладывает ограничения на применение их для пористых сред со сложной, не поддающейся формализованному описанию геометрией порового пространства. Тем не менее предложенные формулы предполагают возможность качественной оценки характера зависимости относительной фазовой проницаемости (ОФП) пород-коллекторов от степени их водонасыщенности. Вместе с тем рассчитанные ОФП и, соответственно, характерные значения $K^{*}_{в}$, $K^{кр}_{в}$, $K^{**}_{в}$, определяемые по ним, могут отличаться от тех, которые получают по экспериментальным данным. Поэтому при выполнении производственных работ, связанных с оценкой $K^{*}_{в}$, $K^{кр}_{в}$, $K^{**}_{в}$, возникает необходимость в установлении соответствия экспериментальных данных и данных, полученных расчетным путем. При качественном эксперименте величины $K^{*}_{в}$, $K^{кр}_{в}$, $K^{**}_{в}$, полученные на основе значений $K^{в}_{ПР.ОТН}$ и $K^{н}_{ПР.ОТН}$, рассчитанных по формулам, должны быть скорректированы в соответствии с экспериментальными данными.

Выводы

- Формулы Бурдайна, представляемые в печатных изданиях для практического использования, даются с интегралами без окончательного решения. Верхние и нижние пределы интегралов не всегда заданы корректно. В связи с этим получаются не реальные кривые относительных фазовых проницаемостей, по которым невозможно оценить $K^{кр}_{в}$.
- Реально можно оценить $K^{кр}_{в}$ по формулам, представленным в работе [6]. При этом при расчетах $K^{в}_{ПР.ОТН}$ и $K^{н}_{ПР.ОТН}$ все значения $K^{в}_{ПР.ОТН} > 1$ необходимо заменить на 1, а $K^{н}_{ПР.ОТН} < 0$ заменить на 0.
- При трудности подбора уравнений зависимостей $K^{в}_{ПР.ОТН} = f(K_в)$, $K^{н}_{ПР.ОТН} = f(K_в)$ значение $K^{кр}_{в}$ целесообразно устанавливать по результатам расчета $K^{в}_{ПР.ОТН}$ и $K^{н}_{ПР.ОТН}$ при их отличии не более чем на 0,01 при одном $K_в$.
- При выполнении производственных работ, связанных с оценкой $K^{*}_{в}$, $K^{кр}_{в}$, $K^{**}_{в}$ конкретных геологических объектов, рекомендуется подтверждение их экспериментальными данными, полученными хотя бы для единичных групп пород по фильтрационно-емкостным свойствам. При качественном эксперименте величины расчетные значения $K^{*}_{в}$, $K^{кр}_{в}$, $K^{**}_{в}$ должны быть скорректированы в соответствии с экспериментальными данными.

Библиографический список

1. Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта / Пер. с англ. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 572 с.
2. Большаков Ю. Я. Теория капиллярности нефтегазонакопления. – Новосибирск: Наука, 1995. – 184 с.
3. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа / В. М. Добрынин [и др.]. – М.: ВНИИОЭНГ, 1988. – 55 с.
4. Вендельштейн Б. Ю. Геофизические критерии продуктивного нефтяного коллектора, основанные на законах фазовой проницаемости // Вопросы петрофизики и интерпретации результатов геофизических исследований скважин в нефтегазоносных коллекторах: труды МИНХ и ГП. – М., 1979. – С. 20–30.
5. Крэйг Ф. Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении / Пер. с англ. под ред. В. Л. Данилова. – М.: Недра, 1974. – 192 с.
6. Количественная оценка добывных характеристик коллекторов нефти и газа по петрофизическим данным и материалам ГИС: моногр. / Л. М. Дорогиницкая [и др.]. – Томск: STT, 2007. – 278 с.
7. Методика оценки характера насыщенности пластов и прогнозирования состава притока по данным каротажа / О. Н. Кропотов [и др.] // Геология нефти и газа. – 1983. – № 2. – С. 33–38.
8. Lomeland F., Ebeltoft E., Thomas W. H. A new versatile relative permeability correlation // Reviewed Proceedings of the 2005 International Symposium of the SCA (Abu Dhabi, United Arab Emirates, 31 October – 2 November). – 2005. – P. 32.
9. Мальшаков А. В., Ефимов В. А. Проницаемость и перколяционные свойства порового пространства осадочных горных пород // Инженерный журнал. – 1991. – Т. 61, № 4. – С. 635–640.
10. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В. И. Петерсилье, В. И. Пороскуна, Г. Г. Яценко. – Москва — Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 258 с.
11. Некрасов А. С., Луппов В. И. Обоснование положения водонефтяного контакта залежи нефти и газа с использованием кривых относительных фазовых проницаемостей // Каротажник. – 2016. – № 10. – С. 65–73.
12. Мулявин С. Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений: учеб. пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 215 с.
13. Пирсон С. Дж. Учение о нефтяном пласте / Пер. с англ.; под ред. М. М. Кусакова [и др.]. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 570 с.
14. Пирсон С. Дж. Справочник по интерпретации данных каротажа / Пер. с англ. А. С. Петухова, И. К. Купалова-Ярополка; под ред. С. Г. Комарова. – М.: Недра, 1966. – 414 с.
15. К вопросу оценки параметров переходной зоны с использованием кривых капиллярного давления / В. И. Петерсилье [и др.] // Совершенствование методики разведки нефтяных и газовых месторождений: труды ВНИГНИ. – 1982. – Вып. 242. – С. 63–71.
16. Определение параметров пластов с большими переходными зонами по данным ГИС / А. В. Ручкин [и др.]. – М.: ВНИИМС, 1986. – 55 с.
17. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении / Пер. с англ. Ю. А. Наумова. – 2-е изд., доп. – М.: Юкос – Schlumberger, 2001. – 144 с.
18. Фоменко В. Г. Критерии для разделения коллекторов по насыщенности и прогнозирования состава ожидаемых из них притоков при испытаниях // Геология нефти и газа. – 1993. – № 5. – С. 50–55.
19. Геолого-петрофизические особенности обоснования параметров ФЕС Северо-Ледового месторождения / С. Г. Михалков [и др.] // Горные ведомости. – 2012. – № 3. – С. 58–72.
20. Фихтенгольц Г. М. Курс дифференциального и интегрального исчисления. Т. II. – 7-е изд., стер. – М.: Наука, 1970. – 800 с.

References

1. Amyx, J. W., Bass, D. M., & Whiting, R. Z., Jr. (1960). Petroleum reservoir engineering. Physical properties. New York, McGraw-Hill. (In English). Available at: http://dspace.bhos.edu.az/jspui/handle/123456789/1765.

2. Bol'shakov, Yu. Ya. (1995). Teoriya kapillyarnosti neftegazonakopleniya. Novosibirsk, Nauka Publ., 184 p. (In Russian).
3. Dobrynin, V. M., Kovalev, A. G., Kuznetsov, A. M., & Chernoglazov, V. N. (1988). Fazovye pronitsaemosti kollektorov nefti i gaza. Moscow, VNIIOENG Publ., 55 p. (In Russian).
4. Vendel'shteyn, B. Yu. (1979). Geofizicheskie kriterii produktivnogo neftyanogo kollektora, osnovannye na zakonakh fazovoy pronitsaemosti. Voprosy petrofiziki i interpretatsii rezul'tatov geofizicheskikh issledovaniy skvazhin v neftegazonosnykh kollektorakh: trudy MINKH i GP. Moscow, pp. 20-30. (In Russian).
5. Craig F. F., Jr. (1971). The reservoir engineering aspects of waterflooding. U.S.A., Amoco Production Company. (In English). Available at: https://store.spe.org/Reservoir-Engineering-Aspects-Of-Waterflooding--P68.aspx.
6. Doroginitskaya, L. M., Dergacheva, T. N., Anashkin, A. R., Kolyvanov, A. I., Kushnarev, S. V., Khudyakova, L. D., & Romanova, E. A. (2007). Kolichestvennaya otsenka dobyvnykh kharakteristik kollektorov nefti i gaza po petrofizicheskim dannym i materialam GIS. Tomsk, Scientific & Technical Translations Publ., 278 p. (In Russian).
7. Kropotov, O. N., Ruchkin, A. B., Yatsenko, G. G., & Kozyar, V. F. (1983). Metodika otsenki kharaktera nasyshchennosti plastov i prognozirovaniya sostava pritoka po dannym karotazha. Oil and gas geology, (2). pp. 33-38. (In Russian).
8. Lomeland, F., Ebeltoft, E., Thomas, W. H. (2005). A new versatile relative permeability correlation. Reviewed Proceedings of the 2005 International Symposium of the SCA (Abu Dhabi, United Arab Emirates, 31 October – 2 November). pp. 32. (In English).
9. Mal'shakov, A. V., & Efimov, V. A. (1991). Pronitsaemost' i perkolyatsionnye svoystva porovogo prostranstva osadochnykh gornykh porod. Inzhenernyy zhurnal, 61(4), pp. 635-640. (In Russian).
10. Petersil'e, V. I., Poroskun, V. I., Yatsenko, G. G. (Eds) (2003). Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefti i gaza ob"emnym metodom. Moscow - Tver: VNIGNI, Tver'geofizika NPTS, 258 p.
11. Nekrasov, A. S., & Luppov, V. I. (2016). Oil-and-gas deposit water-oil contact position validation using relative phase permeabilities curves. Karotazhnik, (10(268)), pp. 65-73. (In Russian).
12. Mulyavin, S. F. (2012). Osnovy proektirovaniya razrabotki neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. Tyumen: TyumGNGU Publ., 215 p. (In Russian).
13. Pirson, S. J. Oil reservoir engineering. (1958). 2nd ed. New York, McGraw-Hill. (In English).
14. Pirson, S. J. (1963). Handbook of well log analysis for oil and gas formation evaluation. U.S.A. (In English). Available at: https://www.osti.gov/biblio/7351209.
15. Petersil'e, V. I., Belov, Yu. A., Veselov, M. F., & Gorbunova, S. P. (1982). K voprosu otsenki parametrov perekhodnoy zony s ispol'zovaniem krivykh kapillyarnogo davleniya, (242). Moscow, VNIGNI Publ., pp. 63-71. (In Russian).
16. Ruchkin, A. V., Fomenko, V. G., Danilova, N. N., Kropotov, O. N., Akhiyarov, V. Kh., Khafizov, F. Z., & Petersil'e, V. I. Opredelenie parametrov plastov s bol'shimi perekhodnymi zonami po dannym GIS. (1986). Moscow: VNIIMS Publ., 55 p. (In Russian).
17. Wolcott, D. (2009). Applied waterflood field development. Houston, Energy Tribune Publishing Inc. (In English).
18. Fomenko, V. G. (1993). Kriterii dlya razdeleniya kollektorov po nasyshchennosti i prognozirovaniya sostava ozhidaemykh iz nikh pritokov pri ispytaniyakh. Oil and gas geology, (5), pp. 50-55. (In Russian).
19. Mikhalkov, S. G., Zosimov, F. N., Shagimardanova, O. I., Zuyeva, N. I., & Mulyavin, S. F. (2012). Geologo-petrofizicheskie osobennosti obosnovaniya parametrov FES Severo-Ledovogo mestorozhdeniya. Gornye vedomosti, (3), pp. 58-72. (In Russian).
20. Fikhtengol'ts, G. M. (1970). Kurs differentsial'nogo i integral'nogo ischisleniya. Tom II. Moscow, Nauka Publ., 800 p. (In Russian).

Сведения об авторе

Строянецкая Галина Евгеньевна, *старший преподаватель кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: galina_Stro@mail.ru*

Information about the author

Galina E. Stroyanetskaya, *Senior Lecturer at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, e-mail: galina_Stro@mail.ru*

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-5-40-45

УДК 550.3

Особенности магнитотеллурического сканирования земной коры при поисках и разведке месторождений углеводородов

Б. К. Сысоев[1], А. К. Ягафаров[2], Ш. А. Арсан[2]*, Д. С. Худяков[1], М. Е. Савина[2]

[1]ООО «МТелл», г. Тюмень, Россия
[2]Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
**e-mail: shadiarsan@geologist.com*

Аннотация. Работа раскрывает информацию об особенностях магнитотеллурического сканирования земной коры при поисках и разведке месторождений углеводородов. Рассматриваются возможности применения магнитотеллурического зондирования в исследованиях земной коры.

Ключевые слова: метод электромагнитной разведки; метод магнитотеллурического зондирования; электромагнитное поле Земли

Features of magnetotelluric scanning of the Earth's crust while searching and exploring hydrocarbon deposits

Boris K. Sysoev[1], Alik K. Yagafarov[2], Shadi A. Arsan[2]*, Denis S. Khudyakov[1], Marina E. Savina[2]

[1]MTell LLC, Tyumen, Russia
[2]Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
**e-mail: shadiarsan@geologist.com*

Abstract. The article describes features of magnetotelluric scanning of the Earth's crust while searching and exploring hydrocarbon deposits. The text gives valuable information on possibilities of magnetotelluric method in the study of the Earth's crust.

Key words: electromagnetic prospecting method; magnetotelluric sounding method; the Earth's electromagnetic field

Введение

Высокая геолого-экономическая эффективность оценивается точным попаданием скважин в малоразмерные геологические объекты, латеральные размеры которых составляют первые сотни метров. Новейшие концепции происходящих геологических процессов, приводящих к формированию малоразмерных залежей и вместе с тем «ураганных» по дебиту и по накопленной добыче углеводородов, позволяют конкретно определять наиболее перспективное направление развития геолого-геофизических работ. Одним из таких направле-

ний является применение детальной электроразведки методом магнитотеллурического сканирования (МТ-сканирования).

Обьект и методы исследования

Метод МТ-сканирования представляет собой высокотехнологичный метод электромагнитной разведки, осуществляющий сканирование земной коры на различных глубинах, в основе которого используется энергия электромагнитного излучения, имеющая природное происхождение и связанная с энергетикой Земли.

Традиционно считалось, что теллурические токи возникают в Земле только в результате космофизических явлений. Но теоретические исследования электромагнитного излучения самой Земли внесли в теорию возникновения теллурических токов и магнитотеллурического сканирования новые данные в генетическую природу этих явлений. Было установлено, что под влиянием различных эндогенных воздействий в земной коре могут генерироваться локальные электромагнитные поля (вихри). Установлены также значительные по величине вариации всех компонент геомагнитного поля и обнаружены быстрые флуктуации электромагнитного поля, возникающие как под влиянием магнитных вспышек на Солнце, так и независимо от него. Некоторые исследователи считают, что последние связаны с глубинными источниками внутри Земли. Источниками магнитотеллурических вариаций могут служить электрические токи во внешней оболочке ядра и мантии Земли, которые совместно с субвертикальными каналами участвуют в создании глобальной сети теллурических токов [1–3]. Внутренняя дегазация Земли обязательно сопровождается электромагнитным излучением. Энергетические вихри в электромагнитных полях ярко выражены в отложениях фундамента в виде субвертикальных проводящих каналов.

Наблюдаемые деформации магнитотеллурического (электромагнитного) поля обусловлены неоднородностями геосреды. Наличие внутри геологических образований проводящих объектов даже в виде замкнутых трещин создают замкнутые электромагнитные вихри, обеспечивающие дополнительные потери энергии электромагнитного поля в трещиноватых породах [4–6].

Таким образом, изменения пористости трещиноватых пород в случае заполнения их различными флюидами сопровождаются существенными изменениями их электросопротивления. Из всех геофизических методов к выявлению зон трещиноватости и тектонических нарушений метод магнитотеллурического сканирования выделяется своей высокой эффективной чувствительностью [4, 7, 8].

В общепринятой теории электромагнитных зондирований источниками магнитотеллурических вариаций являются электрические токи в околоземном космическом пространстве. В связи с этим длина волны магнитотеллурических вариаций в атмосфере во много раз превышает диаметр Земли, падающая электромагнитная волна принимается плоской и однородной. Проникающее в земную кору электромагнитное поле вызывает в ней однородный вихревой ток с определенной плотностью, направление которого соответствует земной поверхности. При этом в зависимости от частоты и проводимости горных пород возможно определение глубины исследования [4, 9–11].

Это положение и предопределило применение магнитотеллурических исследований в качестве региональных геофизических методов, нацеленных на изучение крупнейших структур земной коры, осадочных бассейнов. Но в действительности МТ-методами сканируется множество малоразмерных объектов в отложениях осадочного чехла.

Переменные поля проникают в породу с конкретной проводимостью. В идеально проводящей среде электромагнитное поле отсутствует. Проводник характеризуется наличием тока проводимости, синфазного с напряженностью электрического поля. Установлено, что на границе между горными породами с различными литологическими параметрами среды скачкообразно изменяются.

Сейсморазведка — основной метод подготовки объектов под поисковое бурение, даже в трехмерном исполнении не позволяет однозначно выявлять залежи нефти. Она лишь с бóльшей степенью достоверности и детальности картирует ловушки, которые при определенных условиях могут содержать залежи, а могут их и не содержать. На самом деле в Западной Сибири, как и всюду, искали нефть методом проб и ошибок, применяли аэромагнитную съемку и бурили, бурили, и бурили.

Доля затрат на обеспечение добывания сейсмической информации, включающее отвод земельных участков, рубку просек и строительство дорог, транспортировку грузов, природоохранные мероприятия, организацию связи и др., в общем балансе геолого-разведочных работ составляет 46 % [12–14].

Тенденция непрерывного сгущения сети сейсморазведочных профилей с целью детализации настолько уже очевидна, что вызывают беспокойство тотальная вырубка лесов и поражение зеленого покрова на исследуемых территориях.

Сейсморазведка испытывает серьезные трудности при выполнении работ в населенных районах, где оплаты потрав могут превысить стоимость съемки, работы в залесенных районах, заповедных зонах, районах с пересеченным рельефом, экологически чувствительных областях; реки, каналы, озера также представляют серьезную проблему при проведении работ [13, 15–17].

При проведении работ методом электромагнитного сканирования (электромагнитной разведки) указанные проблемы вполне разрешимы.

При полевых работах применяется малоразмерная четырехканальная установка с радиусом площадки не более 10 м (рис. 1).

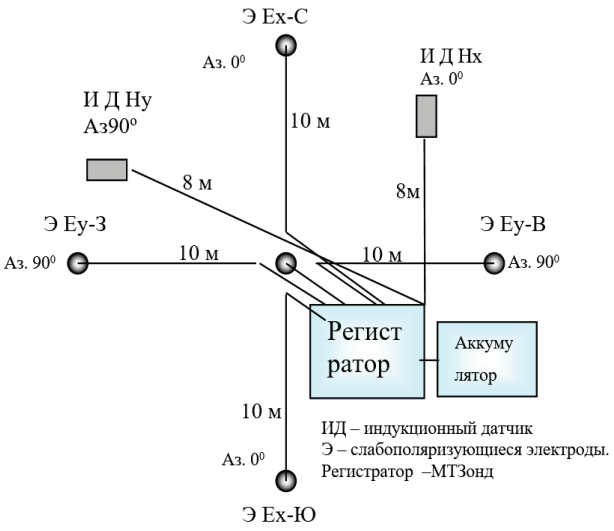


Рис. 1. ***Четырехканальная установка МТЗ***

Установки размещаются по профилю через 100–500 м (при глубинных исследованиях шаг может достигать 1–2 км) и работают автономно или под контролем оператора через узел связи с автоматизированным местом оператора (АРМ) в реальном времени. При установке приборов расстояние между пикетами определяется с помощью GPS-навигатора. Координаты пунктов наблюдения автоматически определяются во время записи встроенным в регистратор GPS-приемником.

Организация полевых работ электромагнитным методом не предусматривает развертывания больших базовых лагерей. Обслуживание регистраторов в количестве 10 шт. осуществляют не более 9 человек (3 ИТР + 6 рабочих) [4, 18, 19].

Применяемая технология электромагнитной разведки включает высокотехнологическую телеметрическую аппаратуру МТЗонд и программное обеспечение для всех стадий процесса получения данных, их обработки и интерпретации. Доля затрат на обеспечение получения геоэлектрической информации в 3–4 раза ниже, чем в сейсморазведке.

В России реализован выпуск четырехканального и двухканального регистраторов электромагнитного поля Земли (выпуск пятиканального регистратора производится по специальному заказу) (рис. 2). Эта аппаратура по сравнению с лучшими мировыми аналогами обеспечивает повышение точности измерений, расширение функциональных возможностей, снижение энергопотребления, увеличение надежности, снижение стоимости в 2–3 раза, повышение гибкости и удобства эксплуатации.

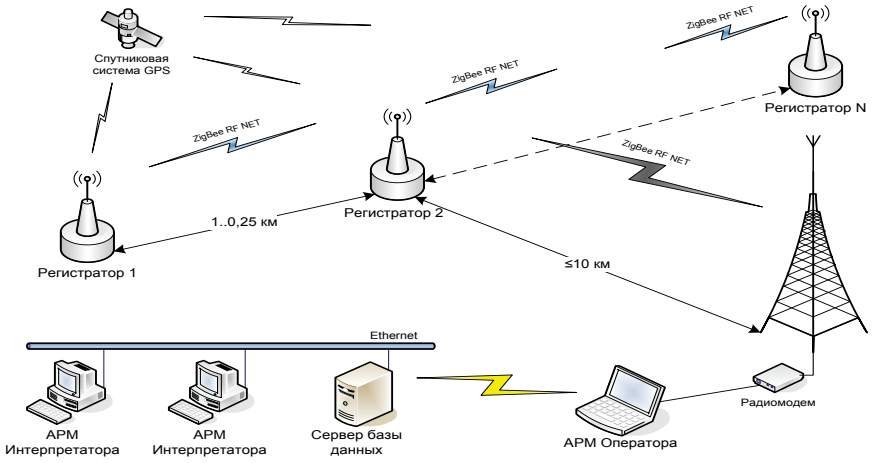


Рис. 2. ***Структура комплекса МТ-зондирования***

Комплекс МТЗонд включает аппаратуру для измерения сигналов датчиков, преобразования и хранения их в цифровой форме, автоматизированное рабочее место оператора, управляющего регистратором.

Выводы

В данной работе приведены основные положения применения метода магнитотеллурического зондирования для изучения недр. Показана возможность применения метода при проведении региональных геологических исследований, а также выявления не только крупноразмерных структур, но и малоразмерных в отложениях осадочного чехла. Этот метод, по нашему мнению, будет эффективен при поисках и разведке месторождений нефти и газа в сложившихся реальных горно-геологических условиях.

Библиографический список

1. Сысоев Б. К., Шейнкман А. Л. Использование детальных магнитотеллурических зондирований для поиска малоразмерных залежей в фундаменте // Физика Земли. – 2007. – № 4. – С. 43–47.

2. Изучение внутренней структуры и коллекторских свойств кристаллического фундамента сейсморазведкой 3Д / А. Г. Авербух [и др.] // Геофизика. – 2007. – № 4 – С. 66–73.

3. Блинов В. Ф. Растущая Земля: из планет в звезды. – М.: Едиториал УРСС. – 2003. – 272 с.
4. Zhang K., Yan J. A 3D magnetotelluric inversion system with a theoretical assessment in oil and gas exploration // Acta Geologica Sinica (English Edition). – 2015. – Vol. 89, Issue s1. – P. 434–436. DOI: 10.1111/1755-6724.12307_11
5. The magnetotelluric method theory and practice / A. D. Chave, A. G. Jones (Eds.). – New York: Cambridge University Press, 2012. – 604 p.
6. Spichak V. V. Modeling of magnetotelluric fields in 3-D media // Methods in Geochemistry and Geophysics. – 2007. – Vol. 40. – P. 313–350.
7. Бембель Р. М., Мегеря В. М., Бембель С. Р. Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов: моногр. – Тюмень: Вектор Бук, 2003. – 344 с.
8. Berdichevsky M. N., Zhdanov M. S. Advanced theory of deep geomagnetic sounding. – Amsterdam: Elsevier, 1984. – 408 p.
9. Berdichevsky M. N., Dmitriev V. I. Models and methods of magnetotellurics. – Berlin: Springer-Verlag, 2008. – 576 p.
10. Барашков А. С. Восстановление электромагнитных полей на поверхности Земли по тензору импеданса //Физика Земли. –1986. – № 5. – С. 43–52.
11. Барашков А. С., Дмитриев В. И. Об обратной задаче глубинного магнитотелурического зондирования // Доклады Академии наук СССР. – 1987. – Т. 295, № 1. – С. 83–86.
12. Тимурзиев А. И. К созданию новой парадигмы нефтегазовой геологии на основе глубинно-фильтрационной модели нефтегазообразования и нефтегазонакопления // Геофизика. – 2007. – № 4. – С. 49–60.
13. Гатаулин Р. М., Адиев Я. Р., Сейсмические образы “троп” вертикальной миграции флюидов как цилиндрические зоны коллапса // Геофизика. – 2003. – № 1 – С. 209–211.
14. Результаты применения новых технологий электромагнитных зондирований на юге Сибирской платформы / В. А. Кондратьев [и др.] // Разведка и охрана недр. – 2004. – № 8–9. – С. 26–28.
15. Joint interpretation of magnetotelluric, seismic, and well-log data in Hontomín (Spain) / X. Ogaya [et al.] // Solid Earth. – 2016. – № 7. – P. 943–958. DOI: 10.5194/se-7-943-2016
16. Мартьянов Н. Е. Размышления о пульсациях Земли. – Красноярск: КНИИГиМС, 2003. – 272 с.
17. Theoretical assessment of 3-D magnetotelluric method for oil and gas exploration: Synthetic examples / K. Zhang [et al.] // Journal of Applied Geophysics. – 2014. – Vol. 106. – P. 23–36. DOI: 10.1016/j.jappgeo.2014.04.003
18. Дортман Н. В., Фивег С. М. Удельное электрическое сопротивление минералов и горных пород // Петрофизика: справочник. В трех книгах. Книга первая. Горные породы и полезные ископаемые / Под ред. Н. В. Дортман. – М.: Недра, 1992. – С. 183–204.
19. Кузнецов В. А. О нормализации кривых магнитотеллурического зондирования, искаженных S-эффектом // Физика Земли. – 2005. – № 7. – С. 91–96.

References

1. Sysoev, B. K., & Sheinkman, A. L. (2007). Application of detailed magnetotelluric sounding to prospecting for small-size deposits of hydrocarbons in the basement. Izvestiya. Physics of the Solid Earth, 43(4), pp. 304-308. (In English).
2. Averbukh, A. G., Arapova, A. I., Akhmetova, E. R., Garnov, A. V., Graf, S. Yu., Gritsenko, A. M.,… Oberemechenko, I. S. (2007). Detailed 3D Seismic Studies of Crystalline Basement Structure and Reservoir Properties. Russian Geophysics, (4), pp. 66-73. (In Russian).
3. Blinov, V. F. The growing Earth: from planets to stars. Moscow, Editorial URSS, 272 p. (In Russian).
4. Zhang, K., & Yan, J. (2015). A 3D magnetotelluric inversion system with a theoretical assessment in oil and gas exploration. Acta Geologica Sinica (English Edition), 89(s1), pp. 434-436. (In English). DOI: 10.1111/1755-6724.12307_11
5. Chave, A. D., & Jones, A. G. (Eds.). (2012). The magnetotelluric method theory and practice. New York, Cambridge University Press, 604 p. (In English).
6. Spichak, V. V. (2007). Modeling of magnetotelluric fields in 3-D media. Methods in Geochemistry and Geophysics, 40, pp. 313-350. (In English).

7. Bembel, R. M., Megerya, V. M., & Bembel, S. R. (2003). Geosolitony: funktsional'naya sistema Zemli, kontseptsiya razvedki i razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov: monogr. Tyumen, Vektor Buk Publ., 344 p. (In Russian).
8. Berdichevsky, M. N., & Zhdanov, M. S. (1984). Advanced theory of deep geomagnetic sounding. Amsterdam, Elsevier, 408 p. (In English).
9. Berdichevsky, M. N., Dmitriev, V. I. (2008). Models and methods of magnetotellurics. Berlin, Springer-Verlag, 576 p. (In English).
10. Barashkov, A. S. (1986). Vosstanovlenie elektromagnitnykh poley na poverkhnosti Zemli po tenzoru impedansa. Fizika Zemli, (5), pp. 43-52. (In Russian).
11. Barashkov, A. S., & Dmitriev, V. I. (1987). Ob obratnoy zadache glubinnogo magnitoteluricheskogo zondirovaniya. Transactions (Doklady) of the USSR Academy of Sciences, 295(1), pp. 83-86. (In Russian).
12. Timurziyev, A. I. (2007). New Paradigm of Oil and Gas Geology Based on deep filtration model of fluid formation and accumulation. Russian Geophysics, (4), pp. 49-60. (In Russian).
13. Gataulin, R. M. & Adiev, Ya. R. (2003). Seysmicheskie obrazy "trop" vertikal'noy migratsii flyuidov kak tsilindricheskie zony kollapsa. Russian Geophysics, (1), pp. 209-211. (In Russian).
14. Kondrat'ev, V. A., Pospeev, A. V., Agafonov, Yu. A., Pashevin, A. M., & Ol'khovik, E. A. (2004). Rezul'taty primeneniya novykh tekhnologiy elektromagnitnykh zondirovaniy na yuge Sibirskoy platform. Prospect and protection of mineral resources, (8-9), pp. 26-28. (In Russian).
15. Ogaya, X., Alcalde, J., Marzán, I., Ledo, J., Queralt, P., Marcuello, A.,… Benjumea, B. (2016). Joint interpretation of magnetotelluric, seismic, and well-log data in Hontomín (Spain). Solid Earth, (7), pp. 943-958. (In English). DOI: 10.5194/se-7-943-2016
16. Mart'yanov, N. E. (2003). Razmyshleniya o pul'satsiyakh Zemli. Krasnoyarsk, KNIIGiMS Publ., 272 p. (In Russian).
17. Zhang, K., Wei, W., Lu, Q., Dong, H., & Li, Y. (2014). Theoretical assessment of 3-D magnetotelluric method for oil and gas exploration: Synthetic examples. Journal of Applied Geophysics, 106, pp. 23-36. (In English). DOI: 10.1016/j.jappgeo.2014.04.003
18. Dortman, N. V., & Fiveg, S. M. (1992). Udel'noe elektricheskoe soprotivlenie mineralov i gornykh porod. Petrofizika. Spravochnik. V trekh knigakh. Kniga pervaya. Gornye porody i poleznye iskopaemye. Mocsow, Nedra Publ., pp. 183-204. (In Russian).
19. Kuznetsov, V. A. (2005). Normalization of magnetotelluric sounding curves distorted by the S effect. Izvestiya. Physics of the Solid Earth, 41(7), pp. 594-598. (In English).

Сведения об авторах

Сысоев Борис Константинович, *геофизик, ООО «МТелл», г. Тюмень*

Ягафаров Алик Каюмович, *д. г.-м. н., профессор, академик РАЕН, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Арсан Шади Арсанович, *аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: shadiarsan@geologist.com*

Худяков Денис Сергеевич, *инженер, ООО «МТелл», г. Тюмень*

Савина Марина Егоровна, *ассистент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Information about the authors

Boris K. Sysoev, *Geophysicist, MTell LLC, Tyumen*

Alik K. Yagafarov, *Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Academician of the Russian Academy of Natural Sciences, Industrial University of Tyumen*

Shadi A. Arsan, *Postgraduate at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: shadiarsan@geologist.com*

Denis S. Khudyakov, *Engineer, MTell LLC, Tyumen*

Marina E. Savina, *Assistant at the Department of Geology of Oil and Gas, Industrial University of Tyumen*

25.00.17 Разработка и эксплуатация (технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-5-46-56

УДК 622.276.1/.4

Влияние геологических и технологических факторов на вероятность определения зон остаточных запасов нефти

Е. С. Азаров

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, Россия
e-mail: AzarovES@tmn.lukoil.com

Аннотация. В работе выполнено построение карт вероятностей для прогнозирования зон остаточных запасов нефти на примере месторождений Шаимского района. Произведено уточнение представленного в работе [4] алгоритма, который помогает с достаточно высокой степенью вероятности в короткие сроки локализовать остаточные запасы нефти на основе 2D-моделирования. В процессе работы установлено влияние многих геолого-технологических параметров на конечную карту вероятности, установлено влияние зоны наблюдения на величину коэффициента корреляции карты остаточных подвижных запасов нефти с картой текущих подвижных запасов нефти, основанной на геолого-гидродинамическом моделировании.

Ключевые слова: метод Монте-Карло; коэффициент корреляции; зона остаточных запасов нефти; выработанное месторождение; фактор выработки

The influence of geological and technological factors on the probability of determining zones of residual oil reserves

Evgeny S. Azarov

KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia
e-mail: AzarovES@tmn.lukoil.com

Abstract. This article is devoted to the probability maps have been constructed for predicting the zones of residual oil reserves using the example of deposits in Shaim region. The refinement of the previously presented algorithm [4] has been made, which helps with a fairly high degree of probability to quickly localize the residual oil reserves based on 2D modeling. In the process of work, the influence of many geological and technological parameters on the final probability map was established, the influence of the observation zone on the value of the correlation coefficient of the map of residual mobile oil reserves with the map of current mobile oil reserves based on geological and hydrodynamic modeling was established.

Key words: Monte Carlo method; correlation coefficient; zone of residual oil reserves; depleted field; production factor

Введение

На сегодняшний день большая часть месторождений в Западной Сибири находится на стадии высокой выработки запасов. На территории деятельности ТПП «Урайнефтегаз» данная проблема является одной из основных. Для поиска зон остаточных запасов нефти используются различные методы геолого-промыслового анализа и геолого-гидродинамического моделирования [1–3].

Целью данной работы является разработка методики построения карт вероятностей для прогнозирования зон остаточных запасов нефти [4] на примере месторождений Шаимского района.

Объект и методы исследования

Основная идея методики заключается в построении карт вероятностей наличия остаточных запасов с использованием метода Монте-Карло [5, 6].

В настоящей работе выделены следующие пути развития:

1) определение плотности сетки точек для выполнения корреляции факторов с картами запасов;
2) выделение геологических факторов, взаимосвязанных с вероятностью наличия зон остаточных запасов нефти;
3) уточнение определения максимального значения каждого фактора (необходимость использования статистической сортировки);
4) учет факторов выработки запасов нефти;
5) построение карт вероятностей наличия зон остаточных запасов нефти по результатам исследования.

Экспериментальная часть

На начальном этапе работы была определена плотность сетки точек корреляции. В работе рассмотрены три возможных варианта:

1) по точкам сетки размерностью 50 × 50 м;
2) по точкам сетки размерностью 100 × 100 м;
3) по точкам сетки размерностью 250 × 250 м.

В таблице 1 представлены данные значений коэффициента корреляции (Ккор) в зависимости от плотности сетки точек.

Таблица 1

Зависимость Ккор от плотности сетки точек

Сетка точек, м	Количество точек корреляции	Ккор
50 × 50	41 792	0,723
100 × 100	10 429	0,723
250 × 250	1 662	0,725

По полученным данным был сделан вывод, что увеличение плотности корреляционной сетки не имеет большого влияния на значение коэффициента корреляции, при этом наименее трудозатратно производить коррелирование по

сетке размерностью 250 × 250 м. В дальнейшем именно эта размерность использовалась для построения корреляционных зависимостей.

В работе использованы геологические и промысловые данные по Ловинскому и Северо-Даниловскому месторождениям. Оба месторождения имеют процент разбуренности более 90 и находятся на завершающей стадии разработки. Первоначально все построения осуществлялись по данным Ловинского месторождения и уточнялись на Северо-Даниловском месторождении.

Для определения зон остаточных запасов нефти на начальном этапе (на примере Ловинского месторождения) использовалась сходимость факторов с зонами остаточных запасов нефти на текущую дату, определенных по результатам гидродинамического моделирования (ГДМ) [7]. При этом в ходе поиска запасов по данному алгоритму преследовалась цель исключить влияние ГДМ на выполнение работ для реализации возможности использования алгоритма вне зависимости от того, есть модель или нет.

В результате анализа полученных данных были выявлены три фактора, имеющих коэффициент корреляции с картами текущих подвижных запасов более 0,5 (выше средней). Но при построении тех же корреляционных зависимостей по Северо-Даниловскому месторождению надежной корреляционной связи между величиной остаточных запасов нефти и геолого-технологическими параметрами, за исключением нефтенасыщенной толщины, не обнаружено (табл. 2).

Таблица 2

Результаты оценки коэффициента корреляции между факторами и значением остаточных запасов нефти (по ГДМ)

Параметр	Значение Ккор (месторождение)	
	Ловинское	Северо-Даниловское
Нефтенасыщенная толщина	**0,681**	**0,584**
Расчлененность	**0,617**	0,236
Песчанистость	**0,590**	0,188
Пористость	0,474	0,053
Нефтенасыщенность	0,396	0,135
Проницаемость	0,261	0,231
Дебит нефти текущий	0,089	0,072
Накопленная добыча нефти	0,250	0,207
Накопленное время работы добывающих скважин	0,340	0,200
Средний дебит нефти за историю разработки	0,149	0,162

При анализе формулы подсчета запасов, где каждый член произведения важен и определяет конечную величину запасов [8], была выявлена следующая особенность: большинство переменных членов множества имеют невысокий Ккор с начальными геологическими запасами нефти (НГЗ) (табл. 3), но их произведение увеличивает значение коэффициента корреляции.

Исходя из логики, что на процессы выработки запасов могут оказывать влияние все геологические параметры и их коэффициент корреляции с запасами не должен быть фактором, по которому отфильтровывают

построение карт вероятности, было принято решение в дальнейшем карты вероятностей строить по геологическим параметрам без учета Ккор с картой текущих подвижных запасов нефти из ГДМ. К тому же метод Монте-Карло, который лежит в основе данной работы, предполагает наличие большого количества определений вероятностей для поиска наиболее точного значения средней вероятности [9].

Таблица 3

Ккор между начальными геологическими запасами и параметрами, которые определяют величину НГЗ

Параметр	Коэффициент пористости (m), д.ед	Коэффициент нефтенасыщенности (Кнн), д.ед	Нефтенасыщенная толщина (Ннн), м	m·Кнн·Ннн
Ккор с НГЗ	0,390	0,325	0,893	0,900

Таким образом, в работе были использованы вероятности по следующим геологическим параметрам: пористость (обратная зависимость); проницаемость (обратная зависимость); нефтенасыщенность (прямая зависимость); нефтенасыщенная толщина (обратная зависимость); расчлененность (прямая зависимость).

В процессе работы по определению вероятностей возник вопрос об эффективности использования максимальных значений параметров без какой-либо статистической фильтрации данных.

Для уточнения алгоритма в области первичной обработки процессов были применены U-статистики [10, 11], представляющие собой случайные величины, распределенные по гауссовскому закону, и статистики, описанные в работе [12], учитывающие оценку математического ожидания и дисперсии.

С помощью параметрических статистик Стьюдента или Румшинского, которые исследованы в работе Г. Дэйвида [13], проверяется гипотеза о достоверности крайних отсчетов некоррелированного стационарного случайного процесса Y(t). Если выборку из N отсчетов расположить в вариационный ряд $Y_1, Y_2, \ldots Y_N$, где $Y_{min} = Y_1$ и $Y_{max} = Y_N$, тогда:

$$t = \frac{Y_N - \overline{m_Y}}{\overline{\sigma}_Y}, \; t = \frac{\overline{m_Y} - Y_N}{\overline{\sigma}_Y}, \; Z = \frac{Y_N - \overline{m_Y}^*}{\overline{\sigma}_Y}, \; Z = \frac{\overline{m_Y}^* - Y_N}{\overline{\sigma}_Y},$$

где $\overline{m_Y}^* = \frac{1}{N-1}\sum_{k=1}^{N-j} Y_k$, j — число аномальных отсчетов; $\overline{m_Y}$ — среднее значение выборки, $\overline{\sigma}_Y$ — среднеквадратичное отклонение.

Если проверку на аномальность необходимо применить к нескольким элементам исследуемого процесса, тогда для каждого сомнительного элемента вычисляется максимальное значение относительно отклонения *t*. Далее эти значения располагаются в порядке возрастания, и выбирается элемент, которому соответствует наименьшее значение *t*. Остальные элементы временно исключаются из выборки, затем заново определяются значения $\overline{m_Y}$ и $\overline{\sigma}_Y$ при уменьшенном объеме выборки и соответствующее значение статистики *t* для исследуемого значения и т. д.

Использование данных статистик позволило выявить и устранить аномально высокие и низкие значения параметров, которые приводили к появлению больших погрешностей в дальнейшей составляющей процесса.

Примером внедрения отбраковки аномальных значений служит определение карты вероятности по удельному среднему дебиту нефти за историю разработки. При использовании максимального значения удельного среднего дебита нефти карта распределения вероятности имела вид, представленный на рисунке 1.

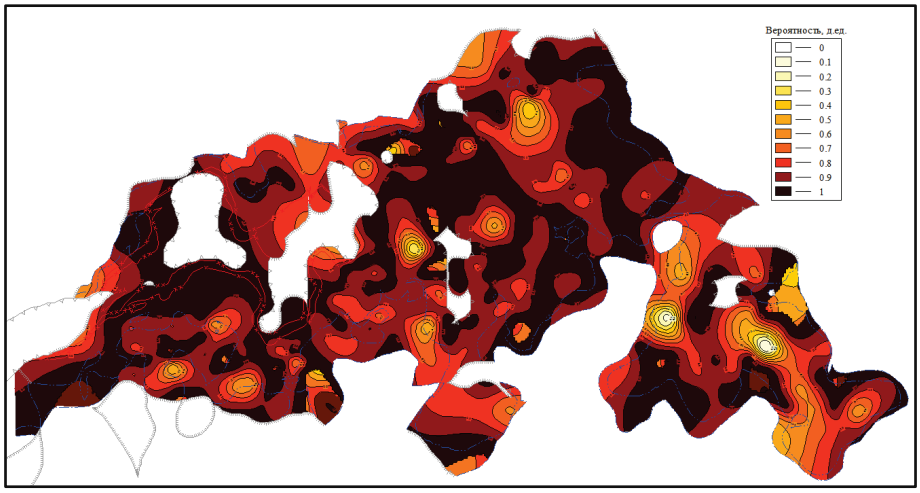


Рис. 1. ***Распределение вероятности без учета аномальных значений***

Но одновременно с этим возник вопрос использования аномальных значений на карте вероятности. Было принято решение внести параметр веса для аномальных значений. При выявлении истинного максимального значения аномальные значения обретали вид 1 или 0 и получали вес, который опеределялся как отношение значения аномального и истинного максимального (минимального). В результате проведенного эксперимента, карта распределения поля вероятности приобрела вид, представленный на рисунке 2.

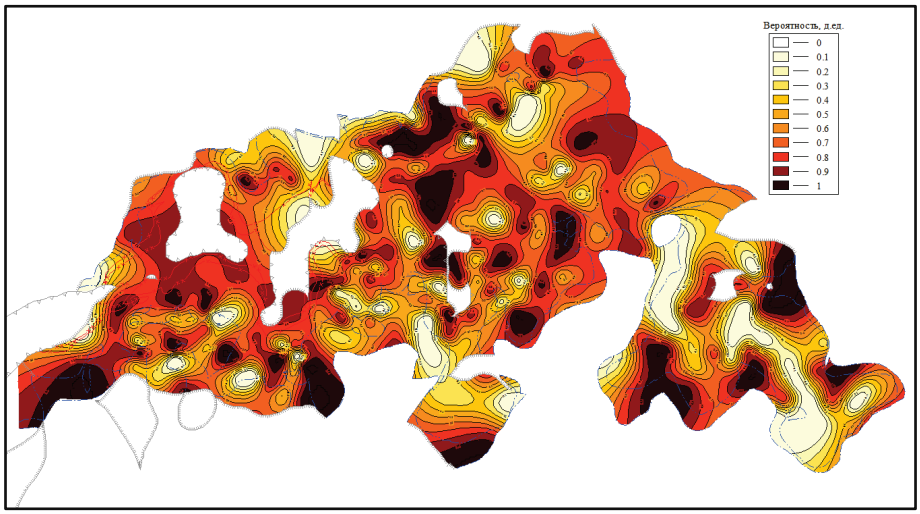


Рис. 2. ***Распределение вероятности с учетом аномальных значений***

Используя данную фильтрацию для всех параметров, коэффициент корреляции каждого параметра удалось повысить на 5–10 %. Общий коэффициент корреляции вырос на 8 %.

Для определения фактора выработки в работе по Ловинскому месторождению было введено допущение, что геологические запасы нефти в каждой зоне дренирования скважин умножались на утвержденный в целом по месторождению коэффициент извлечения нефти (КИН), что исключало дифференциацию зон с разными коллекторскими свойствами. В работе по Северо-Даниловскому месторождению было предложено изменить подход и использовать утвержденные зависимости коэффициента вытеснения от коэффициента нефтенасыщенности (Квыт = f(Кнн)) отдельно по пластам.

На рисунке 3 представлена карта начальных подвижных запасов нефти, полученная при использовании ГДМ [14], на рисунке 4 — карта начальных извлекаемых запасов нефти, полученная путем перемножения начальных геологических запасов нефти на утвержденный КИН по месторождению, на рисунке 5 — карта начальных подвижных запасов нефти, полученная путем попластового 2D-моделирования запасов через функцию Квыт = f(Кнн).

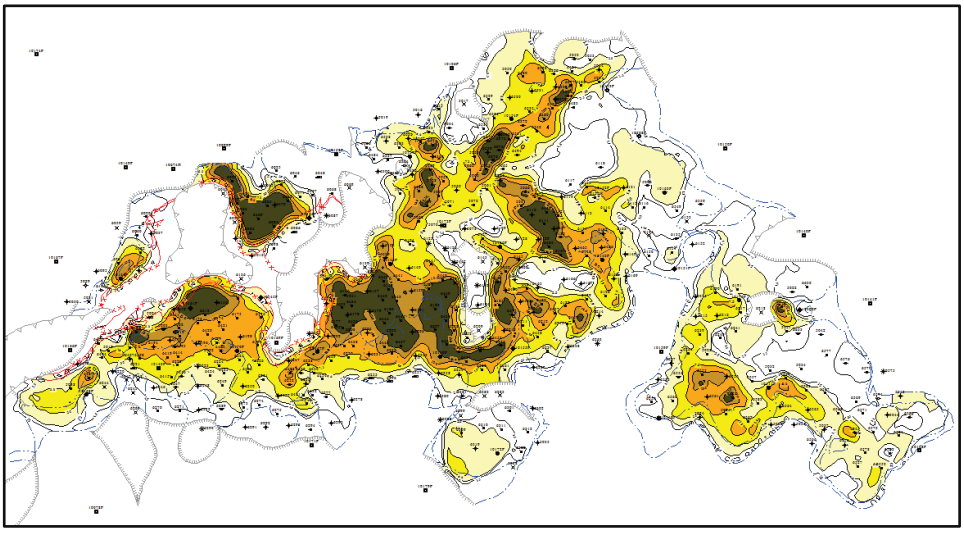


Рис. 3. ***Начальные подвижные запасы нефти (ГДМ)***

Однако утвержденные зависимости не всегда имеют максимально возможный коэффициент корреляции. Проблема заключается в том, что в проектно-технологических документах используются двумерные зависимости, которые не всегда позволяют охарактеризовать сложнопостроенный коллектор. Макронеоднородное строение пластов — наиболее существенная причина неполной отдачи нефти пластом. Неоднородностью строения, свойств и состава пород объясняется появление зон, не промываемых водой [15]. В дальнейших работах предлагается проанализировать исследования керна и найти зависимости, которые позволяют увеличить коэффициент корреляции. Это возможно сделать, используя трехмерные зависимости. Также это позволит учесть структуру остаточной нефтенасыщенности [16, 17].

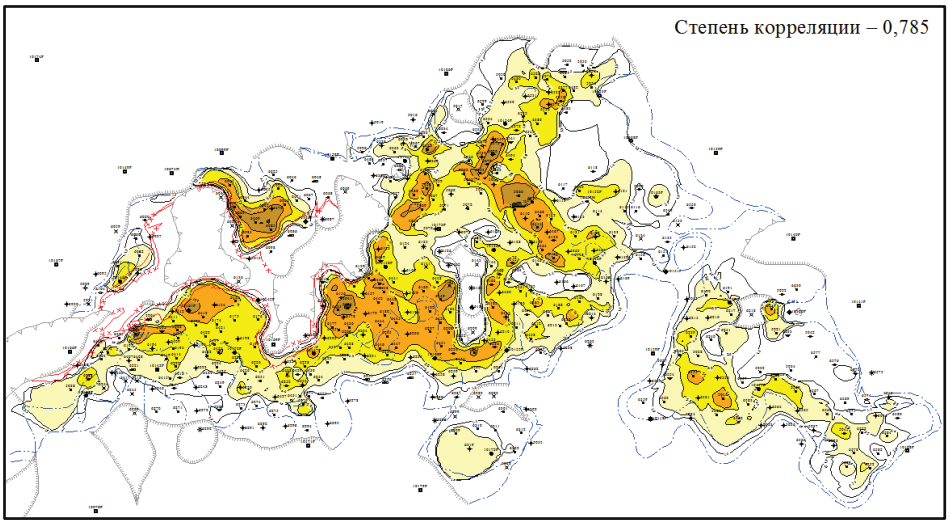


Рис. 4. ***Начальные извлекаемые запасы нефти (утвержденный КИН)***

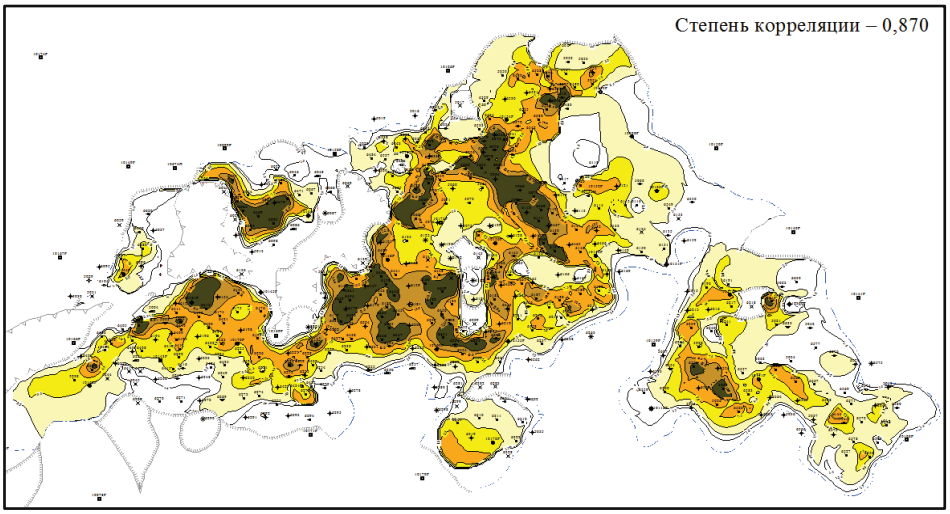


Рис. 5. ***Начальные подвижные запасы нефти (Квыт = f(Кнн))***

На рисунках 6 и 7 представлены корреляционные зависимости карт запасов из фильтрационной модели с запасами, основанными на использовании двух алгоритмов. Можно с полной уверенностью сказать, что использованный метод получения подвижных запасов через функцию Квыт = f(Кнн) следует признать предпочтительным для дальнейших работ.

В работе по Северо-Даниловскому месторождению было предложено увеличить количество технологических факторов. Так как месторождение находится на завершающей стадии разработки, и данный алгоритм нацелен как раз на подобные месторождения, очень важно учитывать параметры разработки, такие как дебит нефти, водонефтяной фактор (ВНФ), обводненность и т. п. Ряд учитываемых параметров можно расширять, в текущей же работе ограничились следующими: выработкой, перфорацией, ВНФ [18], средней удельной приемистостью за историю разработки, средним

удельным дебитом нефти за историю разработки. Важную роль в локализации остаточных запасов нефти играет учет неперфорированных толщин, поэтому в текущей работе учтен фактор вероятности по невскрытым интервалам пластов.

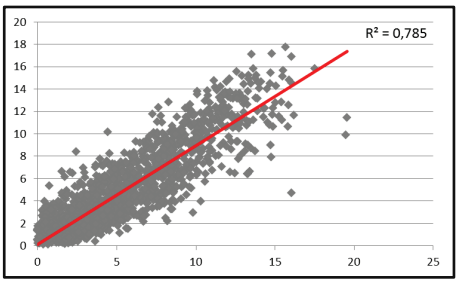


Рис. 6. ***Корреляция начальных извлекаемых запасов, рассчитанных через КИН, с запасами из ГДМ***

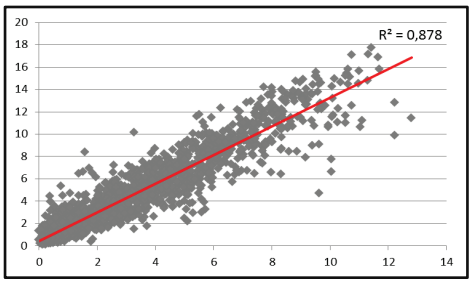


Рис. 7. ***Корреляция начальных подвижных запасов, рассчитанных через функцию Квыт = f(Кнн), с запасами из ГДМ***

В таблице 4 представлено влияние каждого из этих факторов на итоговую величину коэффициента корреляции карты остаточных подвижных запасов нефти с картой текущих подвижных запасов нефти, основанной на ГДМ. Стартовой картой названа карта текущих подвижных запасов, основанная на начальных подвижных запасах по результатам 2D-моделирования с учетом вероятности по геологическим параметрам.

Таблица 4

Влияние учета факторов выработки на итоговую величину корреляции

Параметр	Ккор
Стартовая карта (основа — НПЗ 2D-модель + вероятность по геологическим параметрам)	0,642
+ перфорация	0,642
+ учет накопленной добычи нефти	0,646
+ ВНФ (текущий и накопленный)	0,666
+ приемистость	0,671
+ средний удельный дебит нефти за историю	0,671
Учет всех факторов (основа — НГЗ из модели)	0,725
Расчет карты на основе прошлого алгоритма (основа — НГЗ из модели)	0,681

Ввиду того что алгоритм нацелен на поиск запасов именно в разбуренной части месторождения, дополнительно был выполнен анализ величины Ккор в зависимости от зоны наблюдения (табл. 5).

Таблица 5

Изменение Ккор при изменении зоны наблюдения

Зона наблюдения	Ккор
Вся площадь месторождения	0,725
Разбуренная часть месторождения	0,735

Из представленной таблицы видно, что значение Ккор в разбуренной части незначительно, но выше, чем на месторождении в целом, что объясняется отстутствием данных по неразбуренной части и, как следствие, отсутствием каких-либо надежных корреляционных зависимостей. Но так как разбуренность месторождения очень высокая, то влияние Ккор в неразбуренной части на общую вероятность не велико.

Дополнительно в работе выполнена ранжировка посскважинной корреляции по категорям скважин. Данные представлены в таблице 6.

Значение корреляции варьирует по категориям скважин в достаточно большом интервале, что дает возможность более детально оценить влияние и учет факторов на общую вероятность в дальнейшей работе по уточнению алгоритма поиска остаточных запасов нефти.

Таблица 6

Корреляция в зависимости от категории скважин

Категория скважин	Текущее состояние	Ккор
Нефтяные	Действующие	0,736
	Бездействующие	0,864
	В консервации	0,580
	Пьезометрические	0,651
	В ликвидации	0,833
	В целом	0,724
Нагнетательные	Действующие	0,640
	Бездействующие	Не представительно (одно значение)
	В консервации	0,680
	Пьезометрические	0,956
	В ликвидации	0,881
	В целом	0,642
В целом		0,744

Выводы

- Все поставленные в работе задачи решены.
- Представленный ранее алгоритм [4] подтвердил, что существует возможность с достаточно высокой степенью вероятности в короткие сроки локализовать остаточные запасы нефти на основе 2D-моделирования.
- Алгоритм позволяет с большей долей вероятности локализовать остаточные запасы нефти.
- Установлено влияние многих геолого-технологических параметров на конечную карту вероятности, что говорит о необходимости расширения их списка для будущих работ в данном направлении.
- Установлено влияние зоны наблюдения на величину коэффициента корреляции.
- Определены дальнейшие пути развития предложенного алгоритма.

Библиографический список

1. Гусейнова Д. Ф. Определение степени дренируемости нефтяной залежи // Нефтегазовое дело. – Т. 14, № 2. – 2016. – С. 50–54.

2. Воронова Е. В. Создание методики оценки остаточных запасов нефти на месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки // Актуальные проблемы нефтегазового дела. Сборник научных трудов. – 2006. – Т. 1. – С. 26–30.
3. Зайдуллин А. И., Воронова Е. В. Разработка и внедрение программы анализа и аппроксимации многофакторных связей на примере геолого-технических данных // Проблемы разработки и эксплуатации нефтяных месторождений: межвузовский сб. науч. тр. – Уфа, 2004. – С. 391–396.
4. Кондратьев М. А., Азаров Е. С. Вероятностный подход как инструмент выявления зон остаточных запасов нефти // Нефтепромысловое дело. – 2018. –№ 10. – С. 12–19.
5. Дюбрул О. Использование геостатистики для включения в геологическую модель сейсмических данных / Пер. с англ. – EAGE, 2003. – 296 с.
6. Johnson M. E. Multivariate Statistical Simulation, Wiley Series in Probability and Mathematical Statistics. – 1987. – 230 p.
7. Кондратьев М. А., Азаров Е. С. Вероятностный подход как инструмент выявления зон остаточных запасов нефти // SPE-187925-RU. – 2017. – 12 с.
8. Кузнецов Д. В., Кулешов В. Е., Могутов А. С. Подсчет запасов нефти и растворенного газа: учеб. пособие / Ухтинский государственный технический университет. – Ухта: УГТУ, 2013 – С. 21–33.
9. Костин В. Н., Тишина Н. А. Статистические методы и модели: учеб. пособие. – Оренбург: ОГУ, 2004. – 138 с.
10. Марчук В. И., Токарева С. В. Способы обнаружения аномальных значений при анализе нестационарных случайных процессов: моногр. – Шахты: Южно-Российский государственный университет экономики и сервиса, 2009. – 210 с.
11. Пустыльник Е. И. Статистические методы анализа и обработки наблюдений. – М.: Наука, 1968. – 288 с.
12. Thompson W. R. The problem of negative estimates of variance components // Annals of mathematical statistics. – 1962. – Vol. 33, Issue 1. – P. 273–289.
13. Дэйвид Г. Порядковые статистики / Пер. с англ.; под ред. В. В. Петрова. – М.: Наука, 1979. – 336 с.
14. Низаев Р. Х., Судо Р. М. Принципы построения распределения плотности подвижных запасов нефти // Территория Нефтегаз. – 2016. – № 3. – С. 126–130.
15. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1971. – 312 с.
16. Михайлов Н. Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. – М.: Недра, 1992. – 270 с.
17. Larson R. G., Davis H. T., Scriven, L. E. (1981). Displacement of residual nonwetting fluid from porous media // Chemical Engineering Science. – 1981. – Vol. 36, Issue 1. – P. 75–85. DOI: 10.1016/0009-2509(81)80049-8
18. Петров В. Н. Совершенствование системы разработки зонально-неоднородных колелкторов на примере терригенных отложений горизонта $Д_I$ Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения // Территория Нефтегаз. – № 11. – 2015. – С. 113–117.

References

1. Huseynova, D. F. (2016). Oil field drainage efficiency identification. Neftegazovoye delo,15(2), pp. 50-54. (In Russian).
2. Voronova, E. V. (2006). Sozdaniye metodiki otsenki ostatochnykh zapasov nefti na mestorozhdeniyakh, nakhodyashchikhsya na zavershayushchey stadia razrabotki. Aktual'nyye problem neftegazovogo dela. Sbornik nauchnykh trudov, tom 1, pp. 26-30. (In Russian).
3. Zaydullin, A. I. & Voronova, E. V. (2004). Razrabotka i vnedreniye programmy analiza i approksimatsii mnogofaktornykh svyazey na primere geologo-tekhnicheskikh dannykh. Problemy razrabotki i ekspluatatsii neftyanykh mestorozhdeniy: mezhvuzovskiy sbornik nauchnykh trudov, pp. 391-396. (In Russian).
4. Kondratev, M. A. & Azarov, E. S. (2018). Probability approach as a tool for detecting-zones of oil residual reserves. Oilfield Engineering, (10), pp. 12-19. (In Russian).
5. Dubrule, O. (2003). Geostatistics for Seismic Data Integration in Earth Models. EAGE, 296 p. (In English).
6. Johnson, M. E. (1987). Multivariate Statistical Simulation, Wiley Series in Probability and Mathematical Statistics, 230 p. (In English).

7. Kondratiev, M. A. & Azarov, E. S. (2018). Probabilistic Approach as a Tool for Identifying Areas of Residual Oil Reserves, SPE-187925-MS, 11 p. (In English).
8. Kuznetsov, D. V., Kuleshov, V. E., & Mogutov, A. S. (2013). Podschet zapasov nefti i rastvorennogo gaza. Ukhta, Ukhta State Technical University Publ., pp. 21-33. (In Russian)
9. Kostin, V. N. & Tishina, N. A. (2004). Statisticheskiye metody i modeli. Orenburg, Orenburg State University Publ., 138 p. (In Russian).
10. Marchuk, V. I. & Tokareva, S. V. (2009). Sposoby obnaruzheniya anomal'nykh znacheniy pri analize nestatsionarnykh sluchaynykh protsessov. Shakhty, 210 p. (In Russian).
11. Pustyl'nik, E. I. (1968). Statisticheskiye metody analiza i obrabotki nablyudeniy. Moscow, Nauka Publ., 288 p. (In Russian).
12. Thompson, W. R. (1962). The problem of negative estimates of variance components. Annals of mathematical statistics, 33(1), pp. 273-289. (In English).
13. David Garson, G. (1979). Ordinal Regression. 336 p. (In English)
14. Nizaev, R. Kh., & Sudo, R. M. (2016). Principles of mobile oil distribution mapping. Oil and Gas Territory, (3), pp. 126-130. (In Russian).
15. Gimatudinov, Sh. K. (1971). Fizika neftyanogo i gazovogo plasta. Moscow, Nedra Publ., 312 p. (In Russian).
16. Mikhaylov, N. N. (1992). Ostatochnoye neftenasyshcheniye razrabatyvayemykh plastov. Moscow, Nedra Publ., 270 p. (In Russian).
17. Larson, R. G., Davis, H. T. & Scriven, L. E. (1981). Displacement of residual nonwetting fluid from porous media. Chemical Engineering Science, 36(1), pp. 75-85. (In English). DOI: 10.1016/0009-2509(81)80049-8
18. Petrov, V. N. (2015). Optimization of heterogeneous reservoir development by the example of terrigenous formation D1 of Abdrakhmanovskaya area, Romashkinskoye oil field. Oil and Gas Territory, (11), pp.113-117. (In Russian).

Сведения об авторе

Азаров Евгений Сергеевич, *главный специалист, филиал «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, e-mail: AzarovES@tmn.lukoil.com*

Information about the author

Evgeny S. Azarov, *Chief Specialist, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, e-mail: AzarovES @tmn.lukoil.com*

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-5-57-63

УДК 622.245.42.(075)

Основные требования к свойствам тампонажного раствора и камня для низкотемпературных скважин

В. Г. Кузнецов*, Н. Е. Щербич, Д. С. Герасимов, Е. Г. Гречин, Д. А. Речапов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
**e-mail: kuznetsovvg@tyuiu.ru*

Аннотация. Рассмотрены проблемы цементирования скважин в интервале залегания мерзлых горных пород и факторы, влияющие на качество цементирования. Обоснованы основные требования к технологическим свойствам тампонажного раствора и камня для низкотемпературных скважин.

Ключевые слова: цементирование скважин; тампонажный раствор; тампонажный камень; мерзлые горные породы

Fundamental requirements for properties of cement slurry and stone for low-temperature wells

Vladimir G. Kuznetsov*, Nikolai E. Shcherbich, Dmitry S. Gerasimov, Evgeny G. Grechin, Danir A. Rechapov

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
**e-mail: kuznetsovvg@tyuiu.ru*

Abstract. The article is devoted to the issue of well cementing in the interval of frozen rocks and factors affecting the quality of cementing. Attention is drawn to fundamental requirements for the technological properties of cement slurry and stone for low-temperature wells.

Key words: well cementing; cement slurry; grouting stone; frozen rocks

Введение

Месторождения нефти и газа Крайнего Севера имеют в геологическом разрезе мерзлые горные породы, глубина залегания которых может изменяться от нескольких метров до 800 метров, а температура может достигать минус 8 °С, что обусловливает возникновение специфических осложнений и аварий при строительстве скважин. Накопленный опыт сооружения арктических скважин показывает, что при цементировании обсадных колонн отмечаются недоподъем тампонажного раствора до проектной отметки, плохое сцепление тампонажного камня с обсадными трубами и горными породами, смятие обсадных труб и др. [1–3]. Особенно это относится к цементированию кондуктора, являющегося опорной обсадной колонной любой конструкции скважины. Учитывая, что кондуктор удерживает в подвешенном состоянии последующие обсадные колонны и на нем устанавливается тяжелое устьевое противовыбросовое оборудование, нормативными документами для обеспечения его продоль-

ной устойчивости регламентируется проводить цементирование до устья. Цементный раствор, закачанный в заколонное пространство, контактируя со стенкой скважины, быстро начинает охлаждаться. В результате гидратация цемента резко замедляется, активируются процессы седиментации, происходит изменение водосодержания тампонажного раствора, что ухудшает технологические характеристики формирующегося тампонажного камня.

Не менее проблематичным является получение качественного цементирования последующих обсадных колонн в интервале мерзлых горных пород. При твердении тампонажного раствора в межколонном пространстве в отличие от твердения его в открытом стволе эффект контракции усиливается. Возникают значительные усадочные деформации, что не обеспечивает герметичный контакт тампонажного камня с обсадными трубами.

Необходимо учитывать опасность разрушения тампонажного камня под воздействием знакопеременных температур в интервале сезонных теплооборотов, ограниченного снизу «нейтральным слоем», глубина залегания которого может достигать нескольких десятков метров. Морозостойкость тампонажного камня не нормируется регламентирующими документами[1]. Однако в связи с актуальностью проблемы в 1982 году в институте ВНИИГАЗ была специально разработана методика по испытанию тампонажного камня на морозостойкость[2].

Особенно важное значение для арктических скважин имеют механические и теплофизические характеристики тампонажного камня. Сформировавшаяся в условиях низких положительных и отрицательных температур цементная оболочка за обсадными колоннами должна обеспечивать герметичность и прочность крепи скважины, при этом ограничивать тепловое воздействие на мерзлые горные породы во избежание их осыпей и обвалов. При проектировании скважин в районах распространения мерзлых горных пород проводят расчеты радиуса растепления околоскважинного пространства скважины.

Смятие обсадных колонн в криолитозоне является тяжелым по последствиям видом аварий. Одним из способов предупреждения смятия обсадных колонн является создание оптимально прочной крепи скважины. В работах [2, 4] проведены исследования прочности крепи скважин при воздействии на нее давления обратного промерзания. Цементная оболочка, расположенная между обсадными колоннами, препятствует свободной деформации труб, выполняя роль упругого подпора. Напряженно-деформированное состояние цементной оболочки зависит от ее упругих характеристик (модуля Юнга и коэффициента Пуассона), варьируя которыми, можно найти оптимальную конструкцию крепей, работающих в области упругих деформаций при наибольших значениях наружного давления. Показано, что для трех- и четырехколонной конструкций скважин, применяемых на месторождениях Крайнего Севера Западной Сибири, цементный камень должен имеет модуль упругости не менее $1{,}010^3$ МПа.

Объект и методы исследования

Качество цементирования обсадных колонн в интервале мерзлых горных пород в основном зависит от учета термобарических и геокриологических условий, квалифицированного выполнения технологических проектных мероприятий (центрирование обсадных колонн, соблюдение расчетного режима

[1] РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. – Введ. 2000-08-01. – М.: ОАО «Газпром»; ОАО НПО «Бурение», 2000. – 100 с.

[2] Методические указания по испытанию тампонажных материалов в условиях многолетнемерзлых грунтов. – М.: ВНИИГАЗ, 1982. – 81 с.

процесса цементирования, выдерживание сроков ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) и т. д.). При этом большое значение имеет соблюдение требований к свойствам тампонажного раствора и камня.

Процесс твердения тампонажного раствора в скважине при низких положительных или отрицательных температурах имеет свои особенности. Тампонажный раствор долгое время не затвердевает, так как гидратация цемента резко замедляется при таких температурах [5]. Нередко по результатам геофизических исследований скважин фиксируются переменная плотность камня и дефекты его структуры (каналы, трещины), что отрицательно сказывается на технологических свойствах формирующегося тампонажного камня.

В действующем ГОСТ 1581–96 приведены требования к основным свойствам тампонажных портландцементов, предназначенных для цементирования нефтяных и газовых скважин в условиях только положительных температур (от 15 до 150 °С).

В разное время в научных работах [2, 4, 6, 7], учитывая производственную необходимость качественного крепления обсадных колонн в криолитозоне, были изложены представления о назначении и основных свойствах тампонажного раствора-камня для низкотемпературных скважин. В основном рассматривались, исходя из технологических возможностей, требования к срокам твердения раствора, водоотделению и прочностным показателям тампонажного камня. В настоящее время имеются более совершенные технологии, тампонажные материалы и добавки к ним, применение которых повышает качество крепления скважин. Так, современные тампонажные составы, применяемые для условий МГП, имеют водоотделение близкое к нулевому значению, а камень имеет повышенные теплофизические характеристики.

Таким образом, на основании вышеизложенного необходимо уточнить требования к свойствам тампонажного раствора и камня, предназначенного для цементирования низкотемпературных скважин.

Методика исследований

Измерение технологических показателей тампонажного раствора и камня осуществляется с применением стандартных и специальных методов исследования. Стандартными исследованиями определяют водоотделение, растекаемость и плотность тампонажного раствора, сроки его схватывания, прочность тампонажного камня на изгиб и сжатие. Исследования проводятся в соответствии с ГОСТ 26798.1-96, ГОСТ 26798.2-9, РД 9510-72-86 и стандартом АНИ [6].

Перед испытанием тампонажный материал, химреагенты и приборы выдерживают в холодильной камере до достижения температуры испытания (20 ± 2 и 0 ± 0,5; –2,0 ± 0,5; –5,0 ± 0,5 °С). Измерения при температуре 20 °С проводят в помещении лаборатории, а при температурах 0; –2,0; –5,0 °С — в холодильной камере. Твердение образцов тампонажного камня при положительных температурах происходит в воде, а при отрицательных — в воздушной среде. Плотность тампонажного раствора определяют с помощью ареометра АБР-1М. Растекаемость при заданной температуре определяют с помощью формы-конуса АзНИИ. Сроки схватывания при заданной температуре и атмосферном давлении определяют с помощью прибора ВИКА в соответствии с ГОСТ 310.3. При использовании ультразвуковых анализаторов типа 5265 SGSA/UCA, 4265UCA и др. автоклав анализатора перед испытанием должен быть охлажден до температуры 5 ± 2 °С. Предел прочности тампонажного камня на изгиб и сжатие определяют с помощью специального пресса. При испытании на изгиб исследуемый тампонажный раствор заливают в фор-

мы ФБС-1 размерами 40 × 40 × 160 или 20 × 20 × 100 мм для изготовления образцов-балочек. Образцы, предназначенные для определения прочности на изгиб при температурах 20 и 0 °С, хранятся первые сутки в воде, а при температурах минус 2 и минус 5 °С — в воздушной среде холодильной камеры в течение установленного времени ОЗЦ. За 60 минут до окончания времени затвердевания формы с образцами извлекают из холодильной камеры, маркируют и выдерживают на воздухе при температуре 22 ± 2 °С. Предел прочности тампонажного камня на сжатие определяют, используя в качестве образцов половинки балочек, полученных после испытания на изгиб, или специально изготавливают в форме образцов-кубиков размером 50 × 50 × 50 мм. Коэффициент водоотделения рассчитывают как отношение объема отделившейся жидкости в процессе седиментации к объему залитого в цилиндр тампонажного раствора (250 $см^3$) после двух часов покоя при соответствующей температуре [6, 8].

В группу специальных методов исследований входят исследования объемных изменений твердеющего тампонажного раствора и камня, определение коэффициента морозостойкости тампонажного камня и его упругих характеристик, измерение теплопроводности тампонажного камня [6].

Измерения линейной деформации тампонажного камня рекомендуется определять с использованием специального прибора расширения и усадки. Измерение изменения объема образца формирующегося тампонажного камня осуществляется с помощью диафрагмы и поршня перемещения. Перемещение поршня измеряется в миллиметрах или процентах.

Для исследования модуля упругости цементного камня рекомендуется неразрушающий ультразвуковой способ измерения прибором «Бетон-22» [9]. Зависимость модуля упругости цементного камня ($E_ц$) от скорости УЗК (С) описывается уравнением (1)

$$E_ц = 0{,}833C^2_ц, \quad МПа\ . \qquad (1)$$

Для испытания берут три балочки тампонажного камня 40 × 40 × 160 мм. Каждую грань образца протирают насухо, а затем покрывают тонким слоем технического вазелина. После чего прибором «Бетон-22» измеряют поочередно время пробега УЗК в трех различных плоскостях и определяют среднее арифметическое значение [8].

Коэффициент морозостойкости (Км) тампонажного камня рекомендуется определять по методике ВНИИГАЗ[3]. Морозостойкость оценивают по отношению предела прочности при изгибе или сжатии образцов тампонажного камня, испытанных после создания трех циклов воздействия знакопеременных температур (табл. 1), к пределу прочности при изгибе или сжатии контрольных образцов тампонажного камня, испытанных через 30 суток твердения при температуре (5 ± 2) °С. Исследуемый тампонажный раствор заливают в формы ФБС-1 для получения двенадцати образцов-балочек размером 40 × 40 × 160 мм или образцов-кубиков 50 × 50 × 50 мм, которые сразу же помещают в воздушную среду холодильной камеры, где они хранятся при температуре 5 ± 2 °С. Через 24 часа образцы расформировывают и помещают на 24 часа в водную среду. После 48 часов твердения образцы разделяют на группы: три контрольных образца продолжают хранить в воде при температуре 5 ± 2 °С до достижения ими возраста 30 суток. Оставшиеся девять образцов хранят в соответствии с режимами, приведенными в таблице 1.

[3] Методические указания… – С. 64.

После окончания каждого цикла воздействия знакопеременных температур испытывают по три образца на прочность. Одновременно проводят испытания контрольных образцов. Тампонажный камень считают морозостойким, если он сохранил свои прочностные свойства после трех циклов воздействия.

Теплопроводность (λ) тампонажного камня рекомендуется определять с помощью прибора ИТС-1. По величине теплового потока (q), создаваемого прибором, температуре противоположных граней образца (ΔT) и его толщине (d) теплопроводность образца вычисляется по формуле

$$\lambda = d\, q/\Delta T\,. \qquad (2)$$

Таблица 1

План проведения исследования тампонажного камня на морозостойкость

Продолжительность испытания, ч	Температура, °С	Продолжительность испытания, ч	Температура, °С	Продолжительность выдержки, ч	Температура, °С
Первый цикл		Второй цикл		Третий цикл	
48	5	48	–5	48	–5
48	–5	24	5	24	5
24	5	48	20	48	20
48	20	24	5	24	5
24	5	48	–5	48	–5
48	–5	24	5	24	5
48	5	–	–	–	–

Результаты исследований

Основные требования к свойствам тампонажного раствора и камня для крепления обсадных колонн в криолитозоне представлены в таблице 2.

Таблица 2

Основные требования к свойствам тампонажного раствора и камня, предназначенного для цементирования скважин в криолитозоне

Показатель	Единица измерения	Нормируемый показатель цемента	
		нормальной плотности	облегченный
Водоотделение при температуре 5 °С	мл	0,10	0,10
Растекаемость при температуре 5 °С, не менее	м	0,20	–
Время загустевания до консистенции 30 Вс, мин, не менее	мин	90	90
Предел прочности при изгибе за 48 ч твердения при температуре 5 °С, не менее	МПа	2,70	0,70
Предел прочности при сжатии за 48 ч твердения при температуре 5 °С, не менее	МПа	3,50	1,50
Теплопроводность тампонажного камня, не более	Вт/м^{0}С	–	0,50
Модуль упругости тампонажного камня при температуре 5 °С, не менее	10^3 МПа	1,0	1,0
Усадка тампонажного камня, не более	%	0,10	0,10
Морозостойкость тампонажного камня		Сохранение прочности	
Водостойкость тампонажного камня		Сохранение прочности	

Выводы

Предложены научно обоснованные требования к свойствам тампонажного раствора и камня для низкотемпературных скважин, соблюдение которых будет способствовать повышению качества цементирования обсадных колонн.

Библиографический список

1. Тампонажные смеси для цементирования обсадных колонн в интервалах многолетнемерзлых пород / И. И. Белей [и др.] // Бурение и нефть. – 2014. – № 11. – С. 30–34.
2. Медведский Р. И. Строительство и эксплуатация скважин на нефть и газ в вечномерзлых породах. – М.: Недра, 1987. – 230 с.
3. Стригоцкий С. В. Основы управления качеством строительства скважин в многолетнемерзлых породах. – М.: ВНИИОЭНГ, 1991. – 179 с.
4. Напряженно-деформированное состояние крепи скважин в криолитозоне / В. Г. Кузнецов [и др.]. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 154 с.
5. Булатов А. И. Формирование и работа цементного камня в скважине. – М.: Недра, 1990. – 409 с.
6. Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин / П. В. Овчинников [и др.]. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 115 с.
7. Горский А. Т. Требования к свойствам тампонажного раствора-камня для крепления разведочных скважин на нефть и газ в условиях многолетнемерзлых пород Западной Сибири. – Тюмень: ЗапСибБурНИПИ, 1981. – 16 с.
8. Кузнецов В. Г. Повышение устойчивости крепи скважин в сложных геокриологических условиях: дис. ... канд. техн. наук. – Тюмень, 1992. – 198 с.
9. Клюсов А. А., Лепнев Э. Н., Каргапольцева Л. М. Взаимосвязь прочностных и акустических характеристик цементного камня // Газовая промышленность. – 1987. – № 3. – С. 50–51.

References

1. Beley, I., Korostelev, A., Karmatskikh, S., Roder, S., Kashnikova, L., Shcherbich, N.,… Krivoshey, A. (2014). Cement mixtures for casing cementing in permafrost sections. Burenie i neft', (11), pp. 30-34. (In Russian).
2. Medvedskiy, R. I. (1987). Stroitel'stvo i ekspluatatsiya skvazhin na neft' i gaz v vechnomerzlykh porodakh. Moscow, Nedra Publ., 230 p. (In Russian).
3. Strigotskiy, S. V. (1991). Osnovy upravleniya kachestvom stroitel'stva skvazhin v mnogoletnemerzlykh porodakh. – Moscow, VNIIOENG Publ., 179 p. (In Russian).
4. Kuznetsov, V. G., Ovchinnikov, V. P., Frolov, A. A., Kucheryuk, V. I., Sorokin, V. F., & Ivanov, S. I. (2003). Napryazhenno-deformirovannoe sostoyanie krepi skvazhin v kriolitozone. Moscow, Nedra-Biznestsentr LLC, 154 p. (In Russian).
5. Bulatov, A. I. (1990). Formirovanie i rabota tsementnogo kamnya v skvazhine. Moscow, Nedra Publ., 409 p. (In Russian).
6. Ovchinnikov, P. V., Kuznetsov, V. G., Frolov, A. A., Ovchinnikov, V. P., Urmancheev, V. I., & Shatov, A. A. (2002). Spetsial'nye tamponazhnye materialy dlya nizkotemperaturnykh skvazhin. Moscow, Nedra-Biznestsentr LLC, 115 p. (In Russian).
7. Gorskiy, A. T. (1981). Trebovaniya k svoystvam tamponazhnogo rastvora-kamnya dlya krepleniya razvedochnykh skvazhin na neft' i gaz v usloviyakh mnogoletnemerzlykh porod Zapadnoy Sibiri. Tyumen, ZapSibBurNIPI Publ., 16 p. (In Russian).
8. Kuznetsov, V. G. (1992). Povyshenie ustoychivosti krepi skvazhin v slozhnykh geokriologicheskikh usloviyakh. Diss. kand. tekhn. nauk. Tyumen, 198 p. (In Russian).
9. Klyusov, A. A., Lepnev, E. N., & Kargapol'tseva, L. M. (1987). Vzaimosvyaz' prochnostnykh i akusticheskikh kharakteristik tsementnogo kamnya. GAS Industry of Russia, (3), pp. 50-51. (In Russian).

Сведения об авторах

Кузнецов Владимир Григорьевич, *д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: kuznetsovvg@tyuiu.ru*

Щербич Николай Ефимович, *к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Герасимов Дмитрий Семенович, *к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Гречин Евгений Глебович, *д. т. н., профессор кафедры прикладной механики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Речапов Данир Ахатович, *ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Information about the authors

Vladimir G. Kuznetsov, *Doctor of Engineering, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: kuznetsovvg@tyuiu.ru*

Nikolai E. Shcherbich, *Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen*

Dmitry S. Gerasimov, *Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen*

Evgeny G. Grechin, *Doctor of Engineering, Professor at the Department of Applied Mechanics, Industrial University of Tyumen*

Danir A. Rechapov, *Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen*

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-5-64-71

УДК 622.224

Анализ технических решений по предотвращению поступления пластовых флюидов в заколонное пространство скважины в период ожидания затвердевания цемента

Я. М. Курбанов[1], Н. А. Черемисина[2]*

[1]Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
[2]ООО «НовТехСервис», г. Тюмень, Россия
**e-mail: burnipi@mail.ru*

Аннотация. Создание герметичной крепи, обеспечивающей надежную изоляцию пластов друг от друга, является одной из важнейших задач при строительстве нефтегазовых скважин. В работе приведены наиболее распространенные за последние годы в нашей стране и за рубежом специальные технологические и технические мероприятия, применяемые для повышения качества изоляции нефтегазовых пластов на стадии цементирования и ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) с различными градиентами пластовых давлений.

Рассмотрено решение технико-технологической задачи предотвращения поступления пластового флюида в тампонажную суспензию в заколонном пространстве в процессе цементирования и ОЗЦ путем создания расчетного давления на устье скважины в затрубном пространстве со скоростью, пропорциональной скорости снижения гидростатического давления столба тампонажного (бурового) растворов, вследствие упрочнения структуры тампонажного раствора.

Ключевые слова: скважина; герметичность; цементный камень; пластовые флюиды; заколонные перетоки; качество цементирования

Analysis of technical solutions for preventing admission of formation fluids in the annular space of the well during the waiting on cement time

Yaragi M. Kurbanov[1], Natalya A. Cheremisina[2]*

[1]Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
[2]NovTekhServis LLC, Tyumen, Russia
**e-mail: burnipi@mail.ru*

Abstract. The creation of a sealed support, providing reliable isolation of layers from each other, is one of the most important tasks in the construction of oil and gas wells. The article presents the most common in recent years in our country and abroad special technological and technical measures used to improve the quality of isolation of oil and gas reservoirs at the stage of cementing and waiting on cement with different gradients of reservoir pressures.

Attention is drawn to technical and technological solutions for preventing admission of formation fluids in the annular space of the well during cementing and waiting on cement. The solution to this problem is based on creating the design pressure at the wellhead in the annulus at a rate proportional to the rate of reduction of the hydrostatic pressure column of cement slurry (drilling mud) due to the structure hardening cement slurry.

Key words: well; tightness; cement stone; formation fluids; annular flows; the quality of the cementing

Введение

Важнейшей задачей достижения надежности и долговечности скважины является создание герметичной крепи, обеспечивающей изоляцию пластов друг от друга в разрезе скважины, сохранение целостности обсадной колонны и цементного кольца при проведении внутрискважинных работ, а также в процессе эксплуатации скважины.

Как известно, в большинстве случаев причинами, приводящими к некачественному цементированию скважины, являются неполное вытеснение бурового раствора тампонажным, суффозионные процессы в тампонажном растворе в период ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ), разрушение цементного камня под действием механических нагрузок и агрессивных пластовых флюидов. Кроме того, нарушение герметичности затрубного пространства обусловлено усадочными деформациями твердеющего цементного камня и образованием флюидопроводящих каналов в системе «обсадная колонна — цементный камень — стенка скважины» [1–10].

В настоящее время в нашей стране и за рубежом достаточно промысловых материалов о том, что каналообразование возникает в тампонажном растворе в начальный период его затвердевания при креплении газовых и газоконденсатных скважин с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД) [5, 11, 12].

Имеются различные варианты этой гипотезы, однако суть их сводится к следующему: частицы твердой фазы цементной суспензии в процессе затвердевания выходят из взвешенного состояния в жидкой фазе суспензии. При этом статическое напряжение сдвига (СНС) цементного раствора повышается, поровое давление в суспензии снижается до гидростатического и ниже, которое в случае АВПД всегда меньше пластового. В дальнейшем под действием градиента пластового давления, направленного в скважину, начинается фильтрация жидкости через поровое пространство цементной суспензии (твердеющего цементного камня), имеющие в начальный период высокую проницаемость и недостаточную прочность структуры. При этом фильтрационный поток раздвигает элементы образующейся коагуляционно-кристаллизационной структуры цементного раствора в наиболее слабых участках, образуя фильтрационные каналы, которые в дальнейшем расширяются под действием суффозии, а также химической коррозии [3, 5, 6, 13].

Объект и методы исследований

Исходя из этого, одной из вероятных и распространенных причин, как утверждает основная часть исследователей и как подтверждает анализ промысловых материалов, нарушение герметичности крепи и возникновение газонефтеводопроявлений и заколонных давлений, имеет место при разрушении «молодой» структуры тампонажного раствора в период ОЗЦ вследствие падения активного гидростатического давления на проницаемые (продуктивные) пласты [5, 6].

Таким образом, суффозионное разрушение твердеющего цементного раствора-камня пластовыми флюидами связано с падением порового давления в «молодой», непрочной структуре тампонажной суспензии ниже пластового в результате физико-химических процессов, происходящих при твердении из-

вестных силикатных тампонажных материалов. Особенно интенсивно и более масштабно этим процессам подвержены газовые и газоконденсатные скважины с АВПД [5, 6, 11].

Для повышения качества изоляции нефтегазовых пластов на стадии цементирования и ОЗЦ с различными градиентами пластовых давлений, а также зон с АВПД в последние годы в нашей стране и за рубежом разработаны специальные технологические и технические мероприятия, наиболее распространенными из которых являются следующие [1, 3, 4, 7–9, 12–14]:

- обеспечение наиболее полного вытеснения бурового раствора тампонажным путем создания рационального гидравлического режима вытеснения с оптимальными структурно-механическими характеристиками тампонажного и бурового растворов и применения многофункциональных буферных систем и др.;
- применение утяжеленных тампонажных растворов с целью создания эффективного противодавления на пласт (с учетом давления разрыва пород);
- создание избыточного давления в заколонном пространстве в период ОЗЦ;
- установка герметизирующих заколонных пакеров на обсадной колонне с целью разобщения пластов с различными градиентами давлений;
- ступенчатое цементирование с разрывом во времени, а также цементирование с использованием порций цементного раствора с различными сроками схватывания с целью обеспечения гидростатического давления на затвердевающую нижнюю порцию тампонажного раствора;
- применение сжимаемых тампонажных растворов для компенсации снижения порового давления;
- проведение процесса цементирования с обеспечением избыточного давления путем дросселирования вытесняемой жидкости (бурового раствора);
- использование тампонажных растворов, способных расширяться в ранний период твердения, с целью «закрытия» фильтрационных каналов и создания напряженного контакта цементного камня с обсадной колонной и стенками скважины;
- проведение испытаний на герметичность обсадных колонн на завершающей стадии цементирования в процессе получения «СТОП»;
- применение тампонажных цементов с высокими деформативными свойствами;
- применение седиментационно- и суффозионно-устойчивых тампонажных растворов с высокими изоляционными характеристиками (тампонирующей способностью); применение системы «газ — блок»;

Несмотря на то что большинство вышеперечисленных мероприятий позволяют существенно повысить качество разобщения пластов, повсеместно решить эту проблему пока не удается. Примером этому является наличие заколонных (межколонных) давлений и перетоков в газовых и газоконденсатных скважинах на ряде месторождений Мексиканского залива, Средней Азии, Прикаспия, Западной Сибири и др., где доля скважин на месторождениях с некачественным креплением составляет более 40 %, то есть решение данной проблемы для топливно-энергетического комплекса страны является важнейшей технологической и экологической задачами. Причина этого — сложность некоторых из предлагаемых мероприятий, невозможность применения того или иного мероприятия по геолого-техническим, технологическим и организационным причинам на конкретной скважине (особенно в поисково-разведочном этапе), а в некоторых случаях велика доля негативного «человеческого фактора».

АВПД, в особенности в газовых скважинах, обусловливают действие ряда факторов, благодаря которым традиционно применяемые методы и применяемые тампонажные материалы не обеспечивают надлежащего качества крепления. К таким факторам относятся в первую очередь следующие:

- большие фильтрационные градиенты давления, возникающие в тампонажном растворе вблизи продуктивных пластов;
- высокая проникающая способность пластового газа в тампонажный цементный раствор на ранней стадии твердения;
- грубодисперсная природа и значительные межчастичные расстояния в тампонажной суспензии; особенности кристаллизации и твердения тампонажного цементного раствора в заколонном пространстве скважины с шероховатой поверхностью и кавернозностью, где имеются предпосылки к «зависанию» структуры тампонажного раствора в период ОЗЦ, приводящие к падению активного гидростатического давления.

Действия этих факторов приводят к притоку пластового флюида в твердеющий тампонажный раствор в заколонном пространстве, потере пластовой энергии и природных запасов углеводородов, образованию техногенных залежей, а также серьезным экологическим последствиям.

С учетом имеющих место естественных процессов при твердении тампонажного раствора в период ОЗЦ одним из авторов этой статьи, совместно с В. С. Данюшевским и К. А. Джабаровым, предлагалось технически несложное для реализации, в том числе и на разведочных объектах, технологическое решение для предотвращения поступления пластового флюида в тампонажную суспензию в заколонном пространстве. Решение этой задачи основано на создании расчетного давления на устье скважины в затрубном пространстве со скоростью, пропорциональной скорости снижения гидростатического давления столба тампонажного (бурового) растворов, вследствие «зависания» структуры тампонажного раствора.

Скорость и величина создаваемого давления зависят от темпа роста структурной прочности тампонажного раствора и, соответственно, от темпа падения активного гидростатического давления столба жидкости на продуктивный пласт.

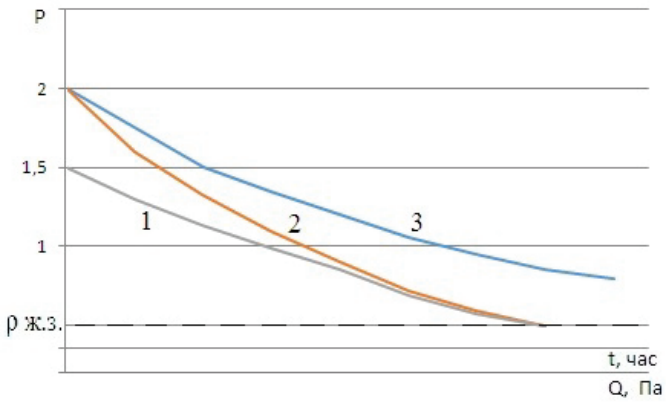


Рис. 1. ***Качественные кривые падения активного гидростатического давления во времени при упрочнении структуры дисперсных систем (без учета контракции):*** *1 — облегченный тампонажный раствор ρ — 1,50 г/см^3; 2 — тампонажный раствор ρ — 1,82 г/см^3; 3 — буровой раствор ρ — 1,82 г/см^3*

Буровые и тампонажные растворы являются термодинамически неустойчивыми дисперсными системами, подверженными структурированию (изменению СНС во времени) и седиментационному разделению фаз. Скорость структурообразования и седиментации зависят от вязкости и плотности дисперсионной среды, а также способности к структурообразованию коллоидной (твердой) фаз [13].

Качественно поведение этих физических явлений описывается кривыми, приведенными на рисунке 1.

Для выбора требуемого режима создания давления в затрубном пространстве на устье используют экспериментальные кривые изменения статического напряжения сдвига (СНС) тампонажного (бурового) растворов, составляющих столб в заколонном пространстве в период ОЗЦ (рис. 2).

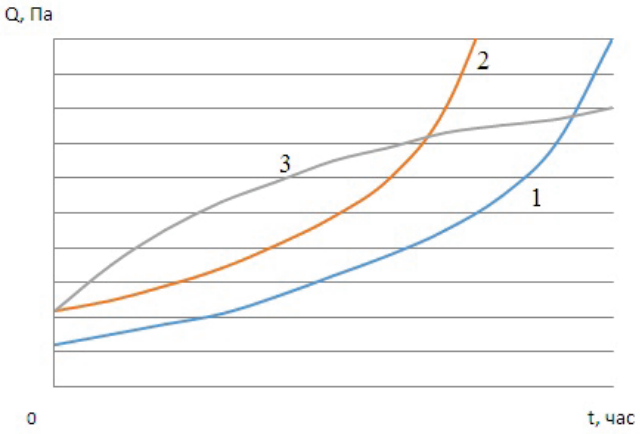


Рис. 2. ***Кривые изменения СНС тампонажного портландцементного и бурового растворов плотностью ρ — 1,82 кг/м^3 при различных температурах:***
1 — тампонажный раствор (Т — 22 °С); 2 — тампонажный раствор (Т —80 °С); 3 — буровой раствор (Т—22 °С)

Рассмотрим последовательность операций при создании избыточного давления на устье в простейшем случае одноступенчатого цементирования скважины одним видом тампонажного раствора плотностью $\rho_{\text{ц.р.}}$.

Величина создаваемого давления связана с темпом падения гидростатического давления на пласт и начинают ее увеличивать, когда СНС тампонажного раствора выше продуктивного (аномального) пласта достигает величины

$$\theta_1 = 0{,}25 \cdot g \cdot (d_c - d_2) \cdot (\rho_{\text{ц.р.}} \cdot \cos\alpha - \rho_1 \cdot Ka), \quad (1)$$

где $\rho_{\text{ц.р.}}$, ρ_1 — плотности тампонажного раствора и жидкости затворения, кг/м^3; d_c, d_2 — диаметр скважины и наружный диаметр обсадной колонны соответственно, м; α — усредненный угол отклонения оси скважины от вертикали, град.; Ka — коэффициент аномальности пластового давления.

При этом скорость увеличения давления в начале процесса устанавливается в соответствии с формулой

$$v = \rho_1 \cdot g \cdot (K_a - 1) \cdot \frac{h \cdot a}{\theta_2 - \theta_1}, \quad (2)$$

где h — высота столба раствора, для которого рассчитывают СНС θ_1, м; θ_2 — СНС тампонажного раствора в зоне продуктивного пласта, при котором прекращается падение порового давления данного раствора, Па; a — средняя скорость роста СНС данного раствора, Па/ч.

θ_2 рассчитывается по формуле, при соответствующей пластовой температуре,

$$\theta_2 = 0{,}25 \cdot g \cdot (d_c - d_2) \cdot (\rho_{\text{ц.р.}} \cos\alpha - \rho_1). \quad (3)$$

Естественно, темп роста СНС θ_2 будет значительно выше, чем θ_1 в связи с влиянием температуры, а a определяют по экспериментальной кривой изменения СНС во времени, при соответствующей температуре (см. рис. 2).

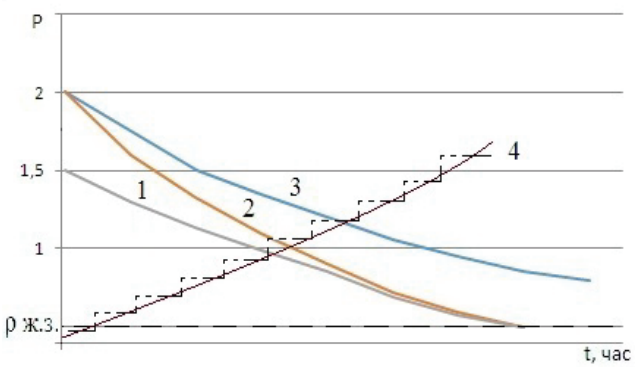


Рис. 3. ***График падения активного гидростатического давления в заколонном пространстве и создания избыточного давления в заколонном пространстве в период ОЗЦ:*** *1, 2 — падение гидростатического давления тампонажных растворов; 3 — падение гидростатического давления бурового раствора; 4 — создание избыточного давления в заколонном пространстве*

При достижении тампонажным раствором величины СНС, соответствующей θ_1, скорость повышения давления увеличивают на величину v, рассчитанную по формуле (2), с подстановкой в нее величин h, a, θ_1, θ_2 соответствующих растворов верхней и нижней (забойной) порций.

При стремлении СНС верхнего раствора к величине θ_2 скорость увеличения давления на устье уменьшают на v, а в момент достижения СНС верхнего раствора значения θ_2 повышение давления прекращают (рис. 3).

Выводы

- Увеличение плотности жидкости затворения (дисперсионной среды) тампонажного раствора способствует сохранению повышенного порового давления в период твердения тампонажного раствора.
- Цементирование составными столбами тампонажных растворов (тампонажного и бурового растворов) с различной динамикой порового давления и твердения способствует также сохранению противодавления на пласт и предотвращению прорыва пластового флюида в заколонное пространство.
- Ограничением создания предельного противодавления на пласт в заколонном пространстве в период ОЗЦ являются наименьшее давление проницаемого пласта в цементируемом интервале, а также давление смятия обсадной колонны в наиболее уязвимой части.

Библиографический список

1. Предотвращение миграции газа в затрубном пространстве цементируемой скважины / Д. К. Левайн [и др.] // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1980. – № 10. – С. 8–17.
2. Sabins F. L., Browning P. L. Cement compressibility evaluated // Drill Bit. – 1983. – Vol. 31, № 2. – P. 67–69.
3. Мавлютов М. Р., Кравцов В. М., Овчинников В. П. Анализ причин заколонных газопроявлений и пути повышения качества цементирования скважин в условиях сероводородной агрессии // ВНИИЭГазпром. – 1990. – Вып. 10. – С. 11–13.
4. Теория и практика заканчивания скважин. В 5 т. Т. 1. / А. И. Булатов [и др.]. – М.: Недра, 1997. – 395 с.
5. Гаранин М. П. Перетоки газа в скважинах через цементный раствор // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных скважин: науч.-техн. обзор ВНИИЭГазпром. – М.: ВНИИЭГазпром, 1977. – 52 с.
6. Грачев В. В. Исследование и разработка методов повышения герметичности заколонного пространства скважин: дис. … канд. техн. наук. – М., 1981. – 267 с.
7. Каримов Н. Х. Разработка составов и технологии применения расширяющихся тампонажных материалов для цементирования глубоких скважин в сложных геологических условиях: дис. … д-ра техн. наук. – Уфа, 1986. – 259 с.
8. Природа флюидопроявлений после цементирования обсадных колонн и пути их предупреждения / А. К. Куксов [и др.] // Нефтегазовая геология, геофизика и бурение. – 1985. – Вып. 9. – С. 41–45.
9. Сулейманов И. А. Причины заколонных проявлений и пути их предотвращения при креплении скважин на площади Мурадханлы // Бурение глубоких нефтяных и газовых скважин в Азербайджане. – Баку: АзНИПИНефть, 1983. – С. 40–48.
10. Шмелев П. С. Бурение глубоких скважин в условиях аномального воздействия коррозионно-активных сред. – М.: Наука, 1998. – 351 с.
11. Данюшевский В. С., Курбанов Я. М. Тампонажные растворы для газовых и газоконденсатных скважин с АВПД // Обзор. информ. ВНИИЭГазпром. сер. Бурение газовых и газоконденсатных скважин. – М., 1987. – № 4. – 40 с.
12. Булатов А. И. Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин. – 3-е изд. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2009. – 934 с.
13. Тампонажные растворы для глубоких нефтегазовых скважин / Я. М. Курбанов [и др.]. – М.: Недра, 1996. – 234 с.
14. Повышение качества цементирования нефтяных и газовых скважин / А. Х. Мирзаджанзаде [и др.]. – М.: Недра, 1975. – 232 с.

References

1. Levayn, D. K., Tomas, E. U., Bezner, Kh. B., Tolpe, Dzh. K. (1980). Predotvrashchenie migratsii gaza v zatrubnom prostranstve tsementiruemoy skvazhiny. Neft', gaz i neftekhimiya za rubezhom, (10), pp. 8-7. (In Russian).
2. Sabins, F. L., & Browning. P. L. (1983). Cement compressibility evaluated. Drill Bit, 31(2), pp. 67-69. (In English).
3. Mavlyutov, M. R., Kravtsov, V. M., & Ovchinnikov V. P. (1990). Analiz prichin zakolonnykh gazoproyavleniy i puti povysheniya kachestva tsementirovaniya skvazhin v usloviyakh serovodorodnoy agressii. VNIIEGazprom, (10), pp. 11-13. (In Russian).
4. Bulatov, A. I., Makarenko, P. P., Budnikov, V. F. & Basarygin, Yu. M. (1997). Teoriya i praktika zakanchivaniya skvazhin. V 5 t. Tom 1. Moscow, Nedra Publ., 395 p. (In Russian).
5. Garanin, M. P. (1977). Peretoki gaza v skvazhinakh cherez tsementnyy rastvor. Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin: nauchno-tekhnicheskiy obzor VNIIEGazprom. Moscow, VNIIEGazprom Publ., 52 p. (In Russian).
6. Grachev, V. V. (1981). Issledovanie i razrabotka metodov povysheniya germetichnosti zakolonnogo prostranstva skvazhin. Diss. kand. tekhn. nauk. Moscow, 267 p. (In Russian).
7. Karimov, N. H. (1986). Razrabotka sostavov i tekhnologii primeneniya rasshiryayushchikhsya tamponazhnykh materialov dlya tsementirovaniya glubokikh skvazhin v slozhnykh geologicheskikh usloviyakh. Diss. dokt. tekhn. nauk. Ufa, 259 p. (In Russian).

8. Kuksov, A. K., Chernenko, A. V., Gorlov, A. E. & Komnatnyy, Yu. D. (1985). Priroda flyuidoproyavleniy posle tsementirovaniya obsadnykh kolonn i puti ikh preduprezhdeniya. Neftegazovaya geologiya, geofizika i burenie, (9), pp. 41-45. (In Russian).
9. Suleymanov, I. A. (1983). Prichiny zakolonnykh proyavleniy i puti ikh predotvrashcheniya pri kreplenii skvazhin na ploshchadi Muradkhanly. Burenie glubokikh neftyanykh i gazovykh skvazhin v Azerbaydzhane. Baku: AzNIPINeft' Publ., pp. 40-48. (In Russian).
10. Shmelev, P. S. (1998). Burenie glubokikh skvazhin v usloviyakh anomal'nogo vozdeystviya korrozionno-aktivnykh sred. Moscow, Nauka Publ., 351 p. (In Russian).
11. Danyushevskiy, V. S., & Kurbanov, Ya. M. (1987). Tamponazhnye rastvory dlya gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin s AVPD. Obzor. inform. VNIIEGazprom. Ser. Burenie gazovyh i gazokondensatnyh skvazhin, (4). Moscow, 40 p. (In Russian).
12. Bulatov, A. I. (2009). Detektivnaya biografiya germetichnosti krepi neftyanykh i gazovykh skvazhin. 3rd ed. Krasnodar, Prosveshchenie-Yug Publ., 934 p. (In Russian).
13. Kurbanov, Ya. M., Khahaev, B. N., Aliev, R. M, & Danyushevskiy, V. S. (1996). Tamponazhnye rastvory dlya glubokikh neftegazovykh skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 234 p. (In Russian).
14. Mirzadzhanzade, A. Kh., Mishchevich, V. I., Titkov, N. I., Bulatov, A. I., & Sherstnev, I. M. (1975). Povyshenie kachestva tsementirovaniya neftyanykh i gazovykh skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 232 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Курбанов Яраги Маммаевич, *д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Черемисина Наталья Анатольевна, *руководитель центра лабораторных исследований, ООО «НовТехСервис», г. Тюмень, e-mail: burnipi@mail.ru*

Information about the authors

Yaragi M. Kurbanov, *Doctor of Engineering, Professor, Industrial University of Tyumen*

Natalya A. Cheremisina, *Head of the Center for Laboratory Research, NovTekhServis LLC, Tyumen, e-mail: burnipi@mail.ru*

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-5-72-78

УДК 608.2

Технология создания подвижного вязкоупругого водоизоляционного экрана в скважине, вскрывшей водонефтяную залежь

Д. С. Леонтьев*, И. И. Клещенко, Г. А. Шлеин, А. Ф. Семененко, Е. Е. Левитина, Л. В. Должикова

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
**e-mail: leontevds@tyuiu.ru*

Аннотация. В работе представлена технология создания подвижного вязкоупругого водоизоляционного экрана в скважине, вскрывшей водонефтяную залежь, основанная на закачивании на границе водонефтяного контакта вязкоупругого геля в три этапа при следующем соотношении компонентов, масс. %: 1 %-й (вес.) раствор унифлока + 5 %-й (вес.) $CuSO_4$. Затем производится закачивание второй порции состава при следующем соотношении компонентов, масс. %: 1 %-й (вес.) раствор унифлока + 10 %-й (вес.) $CuSO_4$ + ЭТС-32 (объемное отношение ЭТС-32:$CuSO_4$ = 0,33:0,17). На заключительной стадии производится закачивание третьей порции состава при следующем соотношении компонентов, масс. %: 2 %-й (вес.) раствор унифлока + 10 %-й (вес.) $CuSO_4$ + ЭТС-32 (объемное отношение ЭТС-32:$CuSO_4$ = 0,33:0,17).

Ключевые слова: обводненность; конус воды; вязкоупругий водоизоляционный экран

Technology of creating a mobile viscoelastic waterproof screen in the well that uncovers an oil-water reservoir

Dmitry S. Leontiev*, Ivan I. Kleshchenko, Gennady A. Schlein, Anastasia F. Semenenko, Ekaterina E. Levitina, Lyudmila V. Dolzhikova

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
**e-mail: leontevds@tyuiu.ru*

Abstract. The article describes the technology for creating a mobile viscoelastic waterproof screen in the well that uncovers an oil-water reservoir. There are three stages with the following ratio of components, mass. %, based on the completion at the boundary of the oil-water contact. The first portion of the composition is 1 % (wt.) uniflock solution + 5 % (wt.) CuSO4. Then the second portion of the composition is pumped in the following ratio of components, mass. %: 1 % (wt.) uniflock solution + 10 % (wt.) CuSO4 + ETS-32 (volume ratio ETS-32:CuSO4 = 0,33:0,17). At the final stage is the injection of the third portion of the composition in the following ratio of components, mass. %: 2 % (wt.) uniflock solution + 10 % (wt.) CuSO4 + ETS-32 (volume ratio ETS-32:CuSO4 = 0,33:0,17).

Key words: watercut; water cone; viscoelastic waterproof screen

Введение

На заключительной стадии разработки нефтяных и газовых месторождений по мере снижения пластового давления в нефтегазонасыщенную часть залежей пластово-сводового (или же массивного) типа постепенно начинают подтягиваться контурные (подошвенные) воды. Первоначально к забоям добывающих скважин нижезалегающая пластовая вода начинает подтягиваться в виде конуса (иначе такое явление называется конусообразованием), а уже по мере подъема водонефтяного контакта (ВНК) через имеющийся интервал перфорации начнется постепенное скапливание жидкости на забое. В конечном результате скважина начинает обводняться, и добыча из нее прекращается.

Важным параметром при установлении режима работы скважин и дальнейшем прогнозировании технологических показателей разработки залежи является анизотропия пласта, обоснование которой необходимо для каждой конкретной залежи.

Объект и методы исследования

С целью предупреждения конусообразования в процессе эксплуатации скважин более правильным следует считать создание между нефте- и водонасыщенной частями пласта (то есть на границе ВНК) подвижного вязкоупругого экрана, который будет способствовать равномерному вытеснению углеводородов пластовой водой. Достичь такого эффекта можно путем закачивания через имеющиеся перфорационные отверстия в эксплуатационной колонне в верхнюю часть водонасыщенной зоны пласта (на контакте с нефтью) раствора для создания подвижного вязкоупругого экрана.

Необходимо учесть то, что при закачивании вязкоупругого геля и создании подвижного вязкоупругого экрана в скважине, вскрывшей водонефтяную залежь, экран при этом должен состоять из жидкости с вязкостью водной фазы не меньше вязкости вытесняемой нефти и плотностью меньше плотности пластовой воды, но больше плотности вытесняемой нефти [1–11].

Практическая часть

Предлагаемая нами технология создания подвижного вязкоупругого экрана в скважине, вскрывшей водонефтяную залежь, до ее запуска в эксплуатацию включает спуск перфоратора на кабеле или насосно-компрессорных трубах (НКТ) до уровня ВНК (рис. 1 А), перфорацию эксплуатационной колонны на 1,5–2 м ниже и выше уровня ВНК, подъем перфоратора, спуск колонны НКТ с пакером до перфорационных отверстий (рис. 1 Б).

Закачивание и продавливание в пласт изоляционных композиций на основе унифлока, $CuSO_4$ и ЭТС-32 происходят в следующей последовательности и при следующем соотношении компонентов, масс. %:

1) сначала 2 %-й (вес.) раствор унифлока + 10 %-й (вес.) $CuSO_4$;

2) затем закачивание порции состава при следующем соотношении компонентов, масс. %: 1 %-й (вес.) раствор унифлока + 10 %-й (вес.) $CuSO_4$ + ЭТС-32 (объемное отношение ЭТС-32:$CuSO_4$ = 0,33:0,17);

3) после этого закачивание порции состава при следующем соотношении компонентов, масс. %: 2 %-й (вес.) раствор унифлока + 10 %-й (вес.) $CuSO_4$ + ЭТС-32 (объемное отношение ЭТС-32:$CuSO_4$ = 0,33:0,17).

Закачивание изоляционной композиции в три этапа позволит создать протяженный подвижный вязкоупругий экран в скважине на границе ВНК. После закачивания последней порции вязкоупругого состава проводится закачка микроцементного раствора на основе ОТДВ «Микродур» (к примеру, можно

рекомендовать состав по патенту [11]) с целью докрепления созданного водоизоляционного экрана с последующей установкой микроцементного стакана до кровли продуктивного пласта. После этого осуществляют подъем колонны НКТ, проводят ОЗЦ (ожидание затвердевания микроцемента). Разбуривают микроцементный стакан до кровли подвижного вязкоупругого экрана (рис. 1 В), спускают перфоратор на кабеле или на НКТ в нефтенасыщенный интервал пласта, проводят перфорацию (рис. 1 Г), скважину осваивают и выводят на режим.

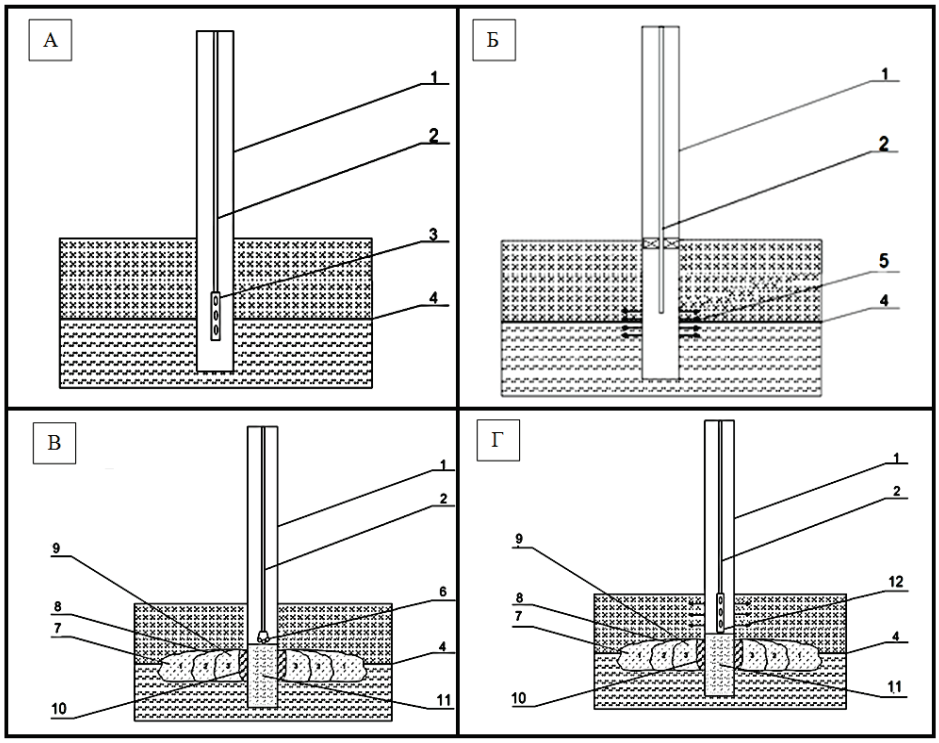


Рис. 1. ***Схема реализации технологии:***
А — спуск перфоратора до уровня ВНК; Б — спуск колонны НКТ с пакером;
В — создание подвижного экрана и разбуривание микроцементного стакана;
Г — перфорирование нефтенасыщенного интервала пласта
(1 — эксплуатационная колонна; 2 — НКТ с пакером; 3 — перфоратор (для проведения перфорации эксплуатационной колонны на 1,5 м выше и ниже уровня ВНК); 4 — ВНК; 5 — перфорационные отверстия; 6 — долото; 7 — первая порция ВИК; 8 — вторая порция ВИК; 9 — третья порция ВИК; 10 — микроцементный раствор; 11 — цементный стакан, разбуренный до кровли водоизоляционного экрана; 12 — перфоратор (для проведения перфорации в нефтенасыщенной части пласта))

Исследования изоляционных композиций на основе унифлока, $CuSO_4$ и ЭТС-32 проводились на флюидодинамической установке с имитацией термобарических условий продуктивного пласта (интервала создания водоизоляционного экрана). В частности, в таблице приведены результаты обработки искусственных кернов при температуре продуктивного пласта +60 °С и пластовом давлении (давлении гидрообжима) 20 МПа.

Результаты обработки водонасыщенных образцов

Номер образцов керна	Проницаемость, мкм$^2 \cdot 10^{-3}$				Закупоривающая способность $\frac{К_{пр}^{3} - К_{пр}^{4}}{К_{пр}^{3}} \cdot 100\ \%$
	Абсолютная		По пластовой воде		
	До обработки ($Кпр^1$)	После обработки ($Кпр^2$)	До обработки ($Кпр^3$)	После обработки ($Кпр^4$)	
1	256,1	1,07	102,7	0,376	99,6
2	423,8	3,70	207,7	1,290	99,4
3	378,8	2,30	193,4	1,410	99,2
4	416,7	3,14	205,8	1,130	99,4

Исследование вязкоупругого состава, предлагаемого при реализации технологии, заключалось в определении возможности использования реагентов для получения гелеобразного материала, закупоривающего поровое пространство коллектора. Инициатором реакции полимеризации выступает 10 %-й водный раствор медного купороса $CuSO_4$ [12].

Присутствие в данном гелеобразном водоизоляционном составе сернокислой меди и ЭТС-32, содержащего кремний (Si), обеспечивает термостойкость состава, возможность полимеризации композиции при различных термобарических условиях продуктивного пласта, а также сохранение необходимой подвижности состава.

При этом потерь давления при прокачивании составов по трубам почти не наблюдается. Рост давления начинается при закачивании составов непосредственно в интервале создания изоляционного экрана и зависит от его приемистости.

Экспериментальная часть

На первоначальном этапе эксперимента был произведен подбор добавок. Для этого готовились 1 %-й и 2 %-й растворы унифлока и на их основе составлялись следующие рабочие составы:

1) 1 %-й (вес.) раствор унифлока + 5 %-й (вес.) $CuSO_4$;
2) 1 %-й (вес.) раствор унифлока + 10 %-й (вес.) $CuSO_4$;
3) 2 %-й (вес.) раствор унифлока + 10 %-й (вес.) $CuSO_4$ + ЭТС-32 (объемное отношение ЭТС-32:$CuSO_4$ = 0,33:0,17);
4) 2 %-й (вес.) раствор унифлока + 5 %-й (вес.) $CuSO_4$;
5) 2 %-й (вес.) раствор унифлока + 10 %-й (вес.) $CuSO_4$;
6) 2 %-й (вес.) раствор унифлока + 10 %-й (вес.) $CuSO_4$ + ЭТС-32 (объемное отношение ЭТС-32:$CuSO_4$ = 0,33:0,17).

В составах № 1, 2, 4 и 5 изменений не наблюдалось. В составе № 3 наблюдалось слабое гелеобразование. А вот в составе № 6 гелеобразование наблюдалось по всему объему, поэтому именно этот состав был подвергнут дальнейшим исследованиям.

Эксперимент проводился в следующей последовательности:

1) определение относительной проницаемости керна по пластовой воде при температуре +60 °С ($Кпр^3$) и давлении гидрообжима 20 МПа;
2) закачка 10 %-го (вес.) $CuSO_4$ + ЭТС-32 (объемное отношение ЭТС-32:$CuSO_4$ = 0,33:0,17);
3) закачка 2 %-го (вес.) раствора унифлока;
4) выдержка на реакции 6–8 часов;
5) определение относительной проницаемости керна по пластовой воде ($Кпр^4$).

Результаты

Результаты эксперимента представлены на рисунке 2.

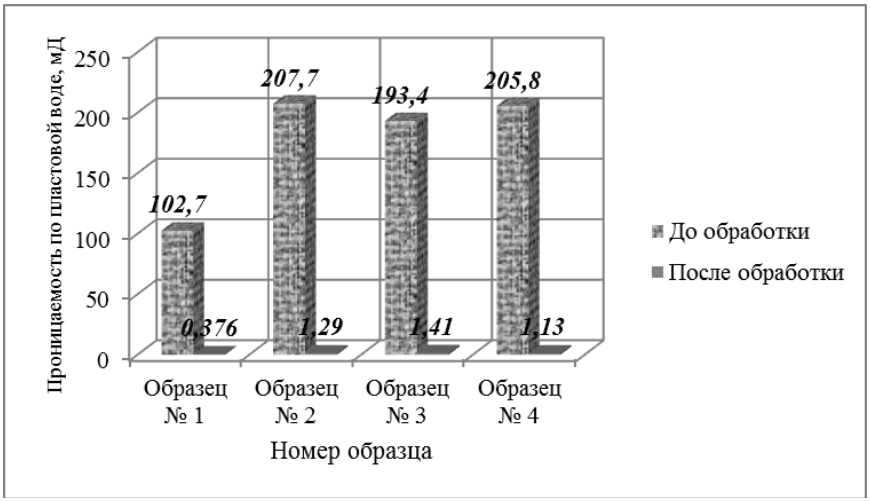


Рис. 2. ***Результаты обработки водонасыщенных образцов кернов***

Выводы

- Для предупреждения конусообразования подошвенных вод в процессе эксплуатации добывающих скважин более правильным следует считать создание между нефте- и водонасыщенной частями пласта подвижного вязкоупругого экрана.
- Мы предлагаем технологию создания экрана в скважине, вскрывшей водонефтяную залежь, с применением водоизоляционных составов на основе унифлока, $CuSO_4$ и ЭТС-32 в конкретной последовательности и процентном соотношении компонентов, так как при реализации это позволит создать протяженный подвижный вязкоупругий экран в скважине на границе ВНК.
- Результаты, полученные при проведении лабораторных исследований, позволили установить оптимальные концентрации водоизоляционных композиций, а точнее рекомендуются 2 %-й раствор унифлока + 10 %-й $CuSO_4$; 1 %-й раствор унифлока + 10 %-й $CuSO_4$ + ЭТС-32 (объемное отношение ЭТС-32:$CuSO_4$ = 0,33:0,17) и 2 %-й раствор унифлока + 10 %-й $CuSO_4$ + ЭТС-32 (объемное отношение ЭТС-32:CuSO4 = 0,33:0,17), закупоривающая способность которого по пластовой воде составляет более 99 %.
- Таким образом, при реализации технологии планируется увеличение продолжительности эффекта от водоизоляционных работ за счет создания подвижного вязкоупругого водоизоляционного экрана в скважине, вскрывшей водонефтяную залежь.

Библиографический список

1. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде / Пер. с англ. – М.–Л.: Гостоптехиздат, 1949. – 628 с.
2. Алиев А. И., Стуганогов Ю. А., Корсин О. Э. Подвижный вязкоупругий экран для вязконефтяных залежей // Нефтяное хозяйство. – 1996. – № 5. – С. 70–71.

3. Леонтьев Д. С., Клещенко И. И. Ограничение и ликвидация водопритоков в нефтедобывающие скважины. – Тюмень: Вектор Бук, 2019. – 159 с.
4. Клещенко И. И. Зозуля Г. П., Ягафаров А. К. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: учеб. пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 344 с.
5. Кагарманов И. И., Дмитриев А. Ю. Ремонт нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие – Томск: STT, 2007. – 324 с.
6. Ремонт нефтяных и газовых скважин: справочник в 2 частях / Ю. А. Нифонтов [и др.]; под ред. Ю. А. Нифонтова. – СПб.: АНО НПО «Профессионал», 2005. – Т. 1 – 914 с. – Т. 2 – 548 с.
7. Демахин С. А., Демахин А. Г. Химические методы ограничения водопритока в нефтяные скважины: справ. пособие. – М.: Недра, 2011. – 213 с.
8. Клещенко И. И., Григорьев А. В., Телков А. П. Изоляционные работы при заканчивании и эксплуатации нефтяных скважин: учеб. пособие / Под ред. А. П. Телкова – М.: Недра, 1998. – 267 с.
9. Стрижнев К.В. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах: теория и практика. – СПб.: Недра, 2010. – 560 с.
10. К вопросу установки водоизоляционных экранов в нефтяных скважинах при подтягивании конуса подошвенных вод / И. И. Клещенко [и др.] // Бурение и нефть. – 2015. – № 5. – С. 30-31.
11. Пат. 2613067 РФ, МПК C09K 8/504 (2006.01), C09K 8/506 (2006.01), № 2015140215. Состав для ремонтно-изоляционных работ в скважинах / Леонтьев Д. С., Кустышев А. В., Клещенко И. И., Ягафаров А. К., Жапарова Д. В., Сипина Н. А., Бакин Д. А., Хачатурян Д. В., Пономарев А. А; заявл. 21.09.15; опубл. 15.03.17, Бюл. № 8.
12. Пат. 2196877. РФ, E21B 33/138 (2000.01), № 2000127630/03. Состав для изоляции пластовых вод в нефтяных и газовых скважинах / Клещенко И. И., Ягафаров А. К., Паникаровский В. В., Ефимов А. Д., Демичев С.С.; заявл. 02.11.00; опубл. 20.01.03, Бюл. № 2.

References

1. Muskat, M. (1946). The flow of homogeneous fluids through porous media. New York, P.imprenta, 763 p. (In English).
2. Aliev, A. I., Stuganogov, Yu. A., & Korsin, O. E. (1996). Podvizhnyy vyazkouprugiy ekran dlya vyazkoneftyanykh zalezhey. Oil Industry, (5), pp. 70-71. (In Russian).
3. Leontiev, D. S., & Kleshchenko, I. I. (2019). Ogranichenie i likvidaciya vodopritokov v nef-tedobyvayushchie skvazhiny. Tyumen, Vektor Buk Publ., 159 p. (In Russian).
4. Kleshchenko, I. I., Zozulya, G. P., & Yagafarov, A. K. (2010). Teoriya i praktika remontno-izolyatsionnykh rabot v neftyanykh i gazovykh skvazhinakh. Tyumen, TyumGNGU Publ., 344 p. (In Russian).
5. Kagarmanov, I. I. & Dmitriev A. Yu. (2007). Remont neftyanykh i gazovykh skvazhin. Tomsk, STT Publ., 324 p. (In Russian).
6. Nifontov, Yu. A., Kleshchenko, I. I., Telkov, A. P., Geykhman, M. G., Gerasimov, G. T., Dernov, D. A., & Shipulin A. V. (2005). Remont neftyanykh i gazovykh skvazhin: spravochnik v 2 chastyah. St. Petersburg, Professional ANO NPO Publ., Tom 1, 914 p., Tom 2, 548 p. (In Russian).
7. Demakhin, S. A., Demakhin, A. G. (2011). Khimicheskie metody ogranicheniya vodopritoka v neftyanye skvazhiny. Moscow, Nedra Publ., 213 p. (In Russian).
8. Kleshchenko, I. I., Grigor'ev, A. V., & Telkov, A. P. (1998). Izolyatsionnye raboty pri zakanchivanii i ekspluatatsii neftyanykh skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 267 p. (In Russian).
9. Strizhnev, K. V. (2010). Remontno-izolyatsionnye raboty v skvazhinakh: teoriya i praktika. St. Petersburg, Nedra Publ., 560 p. (In Russian).
10. Kleshchenko, I., Leontiev, D., Yagafarov, A., Dolgushin, V., Popova, Zh., & Ankudinov, A. (2015). To the question of instalation waterproofing screens in oil wells when tightening cone bottom waters. Burenie i neft', (5), pp. 30-31. (In Russian).
11. Leontiev, D. S., Kustyshev, A. V., Kleshchenko, I. I., Yagafarov, A. K., Zhaparova, D. V., Sipina, N. A.,… Ponomarev, A. A. Sostav dlya remontno-izolyatsionnykh rabot v skvazhinakh. Pat. 2613067 RF, MPK C09K 8/504 (2006.01), C09K 8/506 (2006.01), No 2015140215. Applied: 21.09.15. Published: 15.03.17. Bulletin No 8. (In Russian).

12. Kleshchenko, I. I., Yagafarov, A. K., Panikarovskii, V. V., Efimov, A. D., Demichev, S. S. Sostav dlya izolyatsii plastovykh vod v neftyanykh i gazovykh skvazhinakh. Pat. 2196877. RF, E21B 33/138 (2000.01), No 2000127630/03. Applied: 02.11.00. Published: 20.01.03. Bulletin No 2. (In Russian).

Сведения об авторах

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

Клещенко Иван Иванович, *д. г.-м. н., академик РАЕН, профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Шлеин Геннадий Андреевич, *к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Семененко Анастасия Федоровна, *ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Левитина Екатерина Евгеньевна, *к. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Должикова Людмила Васильевна, *ассистент кафедры иностранных языков, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Information about the authors

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

Ivan I. Kleshchenko*, Doctor of Geology and Mineralogy, Academician of the Russian Academy of Natural Sciences, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen*

Gennady A. Shlein*, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen*

Anastasia F. Semenenko, *Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen*

Ekaterina E. Levitina, *Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen*

Lyudmila V. Dolzhikova, *Assistant at the Department of Foreign Languages, Industrial University of Tyumen*

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-5-79-87

УДК 622.276.8

Моделирование искусственных водонефтяных эмульсий для исследования процесса отстаивания с применением коалесцирующих элементов

Е. А. Мякишев[1], М. Ю. Тарасов[2], С. А. Леонтьев[3]*

[1]ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Тюмень, Россия
[2]ПАО «Гипротюменнефтегаз», Группа ГМС, г. Тюмень, Россия
[3]Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
**e-mail: leontevsa@tyuiu.ru*

Аннотация. В работе приведены последовательность и результаты экспериментальных работ по моделированию искусственных водонефтяных эмульсий, приготовленных из безводной нефти и воды, по своей плотности и минерализации максимально приближенных к реальным промысловым условиям исследуемых месторождений. Практическая важность моделирования искусственных эмульсий была обусловлена необходимостью работы с эмульсиями различной степени обводненности, что возможно только в случае их лабораторного моделирования. Искусственную водонефтяную эмульсию готовили с помощью турбинной мешалки в термостатированной емкости. Далее устанавливали режим приготовления эмульсии: задавали количество оборотов (n_1, мин $^{-1}$) и время перемешивания (t, мин). Для различных типов нефтей подобрали оптимальные параметры для создания стойких искусственных водонефтяных эмульсий.

Ключевые слова: турбинная мешалка; разрушение водонефтяных эмульсий; искусственные водонефтяные эмульсии; коалесцирующие элементы; обводненность

The artificial simulation of oil-water emulsions to study emulsion settling process with the use of coalescing element

Evgeny A. Myakishev[1], Mikhail Yu. Tarasov[2], Sergey A. Leontiev[3]*

[1]Gazpromneft NTC LLC, Tyumen, Russia
[2]Giprotyumenneftegaz PJSC, HMS Group, Tyumen, Russia
[3]Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
**e-mail: leontevsa@tyuiu.ru*

Abstract. The article presents the sequence and results of experimental modeling of artificial oil-water emulsions based on anhydrous oil and water with density and mineralization as close as possible to the real field conditions of the researched deposits. The practical importance of simulation of artificial emulsions was due to the need to work with emulsions of different degrees of water cut, which is possible only by laboratory simulation conditions. We prepared artificial oil-water emulsion using a turbine mixer in a thermostated container. Then we set the emulsion preparation mode: number of revolutions (n_1, min $^{-1}$) and mixing time (t, min). We selected the optimal parameters to create stable artificial oil-water emulsions according to different types of oils.

Key words: turbine agitator; destruction of oil-water emulsions; artificial oil-water emulsions; coalescing elements; water cut

Введение

Одной из современных и перспективных технологий подготовки нефти является обезвоживание скважинной продукции в комбинированных аппаратах-нефтеводогазоразделителях с прямым подогревом, совмещающих в себе процессы нагрева, контактного воздействия на эмульсию коалесцирующих элементов и последующего отстаивания.

Существуют современные методы интенсификации процессов разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий. Одним из таких является предварительное укрупнение дисперсной фазы перед отстаиванием с применением интенсифицирующих устройств — коалесцирующих элементов. При прохождении водонефтяной эмульсии через данные элементы дисперсная фаза накапливается на гидрофильной поверхности материала, укрупняется и в более крупных формах направляется на отстаивание. Это позволяет в большинстве случаев сократить время пребывания эмульсии в технологическом оборудовании и уменьшить ее остаточную обводненность [1–10]. Поэтому изучен процесс разрушения агрегативно устойчивых водонефтяных эмульсий с различными физико-химическими и эмульсионными свойствами до величины остаточного содержания воды в нефти W = 5 % (предварительный сброс воды) и W = 0,5 % (глубокое обезвоживание) в условиях дополнительной обработки коалесцирующими элементами [11–15].

Методика приготовления искусственных водонефтяных эмульсий

Для проведения исследования процесса разрушения эмульсий с различными физико-химическими и эмульсионными свойствами использовались легкая, средняя и тяжелая типовые нефти. Характеристики исследуемых нефтей приведены в таблице 1.

Таблица 1

Физико-химические свойства исследуемых нефтей

Параметр	Нефть № 1	Нефть № 2	Нефть № 3
Плотность при 20 ºС, кг/м^3	836,4	850,0	881,0
Группа нефти согласно ГОСТ Р 51858-2002	Легкая	Средняя	Тяжелая
Кинематическая вязкость, мм^2/с – при 20 ºС – при 50 ºС	 6,63 3,448	 8,98 Нет данных	 51,7 15,6
Температура застывания	–18	–60,0	–6
Температура начала кипения	32	Нет данных	81
Молекулярная масса	191	Нет данных	303
Массовое содержание – асфальтенов – смол силикагелевых – парафинов – серы	 0,05 4,10 1,91 0,42	 0,48 7,4 2,7 0,323	 0,82 18,8 5,73 3,3

Экспериментальные исследования проводились на искусственных водонефтяных эмульсиях, приготовленных из безводной нефти и воды, по своей плотности и минерализации максимально приближенных к реальным промысловым условиям исследуемых месторождений. Практическая важность моде-

лирования искусственных эмульсий была обусловлена необходимостью работы с эмульсиями различной степени обводненности, что возможно только в случае их лабораторного моделирования.

Существующие способы лабораторного приготовления искусственных водонефтяных эмульсий (гомогенизации) можно условно разделить на следующие [16, 17]:

- механическое встряхивание воды и нефти в сосуде;
- перемешивание при помощи различных мешалок (поршневого, пропеллерного, турбинного типа);
- перемешивание шестеренчатым насосом;
- другие.

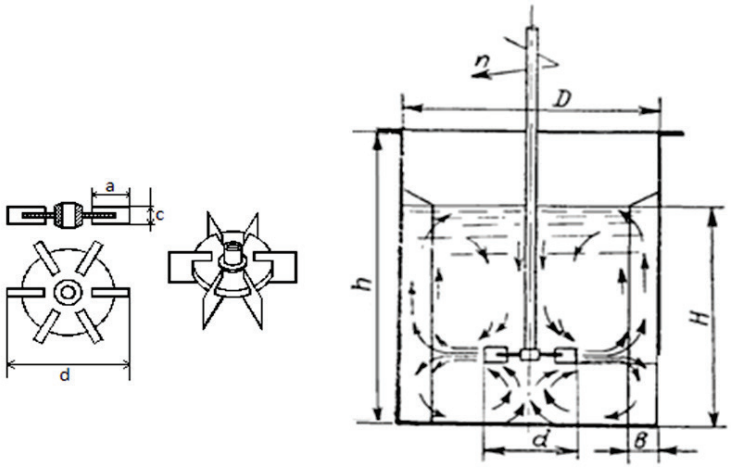


Рис. 1. ***Принципиальная схема шестилопастной турбинной мешалки и термостатируемой емкости с четырьмя внутренними отражательными перегородками***

Способ приготовления эмульсий с применением мешалок турбинного типа является наиболее изученным с точки зрения гидродинамики турбулентного перемешивания в емкости [17, 18]. Более того, как показали проведенные исследования, данный способ достаточно эффективен для моделирования искусственных эмульсий с дисперсностью близкой к реальным промысловым эмульсиям (с размером капель воды в нефти от 1 до 10 мкм) [19, 20]. Поэтому было принято решение для приготовления эмульсий использовать стандартную шестилопастную турбинную мешалку и термостатируемую емкость с четырьмя внутренними отражательными перегородками. Схематично мешалка и емкость показаны на рисунке 1, их основные геометрические размеры представлены в таблице 2.

Таблица 2

Основные геометрические размеры шестилопастной турбинной мешалки и термостатируемой емкости с четырьмя внутренними отражательными перегородками

Диаметр мешалки (d), м	Длина лопасти мешалки (a), м	Высота лопасти мешалки (c), м	Диаметр емкости (D), м	Высота емкости (h), м	Высота отражательных перегородок (H), м	Глубина отражательных перегородок (b), м
0,02	0,004	0,003	0,05	0,065	0,05	0,005

Искусственную водонефтяную эмульсию готовили следующим образом. В термостатируемую емкость заливали расчетное количество нефти, не содержащей в своем составе реагент-деэмульгатор, и добавляли расчетное количество воды с учетом требуемой обводненности. В качестве водной фазы использовалась реальная пластовая вода исследуемого месторождения либо ее имитат (2 %-й раствор хлористого натрия (NaCl) в дистиллированной воде), максимально соответствующий по минерализации. Объем приготовленной искусственной эмульсии составлял 80–360 мл (1–4 пробы V = 80 мл + «потери») в зависимости от объема термостатируемой емкости и требуемого количества параллельных во времени экспериментов. Далее устанавливали режим приготовления эмульсии — задавали количество оборотов (n_1, мин$^{-1}$) и время перемешивания (t, мин). На данной стадии работ подогрев емкости не осуществлялся, эмульсия готовилась при комнатной температуре T = 20 °C.

Выбор параметров режима перемешивания эмульсии представляет собой определенную сложность. Опытным путем установлено, что эмульсии, приготовленные в лаборатории при одних и тех же условиях перемешивания из одинаковых проб нефти и воды, а также их соотношений, могут значительно отличаться по показателю агрегативной устойчивости — расслаиваться на свободную воду и нефть в течение 1 часа (здесь и далее время отстаивания эмульсии) или же, наоборот, образовывать эмульсии с высокой степенью устойчивости. Известно, что определяющим фактором устойчивости эмульсии при этом является показатель дисперсности полученных эмульсий (размер капель воды в объеме нефти).

Известны способы математического определения режима приготовления эмульсии — интенсивности перемешивания (минимального количества оборотов n_1, об/мин) и времени турбулизации (минимального времени перемешивания t, мин) для получения искусственной эмульсии, по степени дисперсности максимально приближенной к реальным промысловым условиям. Так, интенсивность перемешивания эмульсии в условии равенства капель воды в нефти в трубопроводе и емкости для перемешивания можно определить по формуле [15]

$$\left[N = \frac{0{,}05 \cdot d_i \cdot (1 + 2{,}316 \cdot W)}{(d_i / T)^{0{,}75} \cdot \mathrm{d}_{32}} \cdot \left(\frac{\Delta\rho \cdot g \cdot H}{\rho_c \cdot d_i^{\,2}}\right)^{0{,}15} \cdot \left(\frac{\sigma}{\rho_c \cdot d_i^{\,3}}\right)^{0{,}6} \right]^{0{,}685}, \quad (1)$$

где N — скорость вращения турбинки, об/сек; d_i — диаметр турбинки, м; W — концентрация дисперсной фазы в эмульсии, д. ед.; T — диаметр емкости для перемешивания, м; d_{32} — равновесный диаметр капель воды в нефти моделируемой эмульсии, м; $\Delta\rho$— разница плотностей дисперсионной среды и дисперсной фазы, кг/м^3; g — ускорение свободного падения, м/с^2; H — высота уровня эмульсии в емкости, м; ρ_c — плотность дисперсионной среды, кг/см^3; σ — межфазное натяжение на границе нефть/вода, Н/м.

Согласно источнику [20], минимальное время перемешивания эмульсии в первом приближении для шестилопастной турбинной мешалки при заданном количестве оборотов можно рассчитать по следующей формуле:

$$N \cdot t = \frac{1995{,}3}{(\mathrm{d_i} / T)^{2{,}37}} \cdot F^{0{,}97} \cdot \left(\frac{\mu_d}{\mu_c}\right) / Fr^{0{,}66}, \quad (2)$$

где N — скорость вращения турбинки, об/с; t — время перемешивания, с; d_i — диаметр турбинки, м; T — диаметр емкости для перемешивания, м; F = We/Re — критерий Тейлора, равный отношению критериев Вебера ($We = \rho_c \cdot d_i^3 \cdot N^2 / \sigma$) и Рейнольдца ($Re = \rho_c \cdot d_i^2 \cdot N / \mu_c$); μ_d и μ_c — вязкости дисперсионной среды и дисперсной фазы, Па · с; σ — межфазное натяжение на границе нефть/вода, Н/м; $Fr = \rho_c \cdot d_i^2 \cdot N^2 / (\Delta\rho \cdot \text{H} \cdot \text{g})$ — критерий Фруда; H — высота уровня эмульсии в емкости, м.

В данной работе подбор режима приготовления искусственных эмульсий каждой нефти осуществлялся опытным путем с контролем дисперсности полученной эмульсии и отстаивания пробы при комнатной температуре в цилиндре объемом V = 100 мл. Постепенным увеличением оборотов от n_1 = 2 500 до n_1 = 3 500 мин$^{-1}$ и изменением времени перемешивания от t_1 = 10 до t_1 = 15 мин добивались требуемой дисперсности эмульсии (средний размер капель воды 1–10 микрон) и ее агрегативной устойчивости (90–100 %). Степень дисперсности полученных искусственных эмульсий по окончании процесса турбулизации определялась на лабораторном микроскопе ML2000Series фирмы MEIJITECHNO (Япония) со встроенной фотокамерой model 49901 35 PALColorVideo Camera фирмы ColeParmer и программного комплекса «SigmaScanPro» для обработки полученных изображений. Дополнительно в течение 1 часа фиксировали динамику самопроизвольного разрушения искусственной эмульсии и по окончании отстаивания определяли ее агрегативную устойчивость. Для этого в центрифужный пальчик наливали 50 % бензина (или нефраза) и 50 % полученной искусственной эмульсии. Во второй пальчик наливалась дистиллированная вода для отцентровки рабочего механизма центрифуги. Пальчики прокручивали в центрифуге с интенсивностью 2 000 мин$^{-1}$ в течение 5 минут. По окончании центрифугирования фиксировали количество свободной воды и рассчитывали по формуле

$$W_{ay} = \frac{Q_в - \text{Q}_{\text{отс.}}}{\text{Q}_\text{в}} \cdot 100, \qquad (3)$$

где W_{ay} — агрегативная устойчивость эмульсии, %; $Q_в$ — количество воды, содержащейся в исходной эмульсии, см^3; $\text{Q}_{\text{отс.}}$ — количество отстоявшейся воды, см^3. Полученное значение умножали на 2 из-за добавления 50 % растворителя.

Результатом данного этапа работ стал подбор такого максимального содержания воды (W = 10, 20, 30, 40, 50 % и др.) для исследуемой нефти, при котором эмульсия является агрегативно-устойчивой после 1 часа отстаивания и показатель ее дисперсности соответствует диапазону значений 1–10 мкм. В случае если при повышении обводненности эмульсия начинала разрушаться в течение 1 часа, дальнейший подбор режима приготовления для данной нефти прекращали. После определения основных параметров режима приготовления готовили новую пробу и выдерживали в течение 30 минут для «старения» (для формирования и упрочнения бронирующих оболочек на глобулах воды).

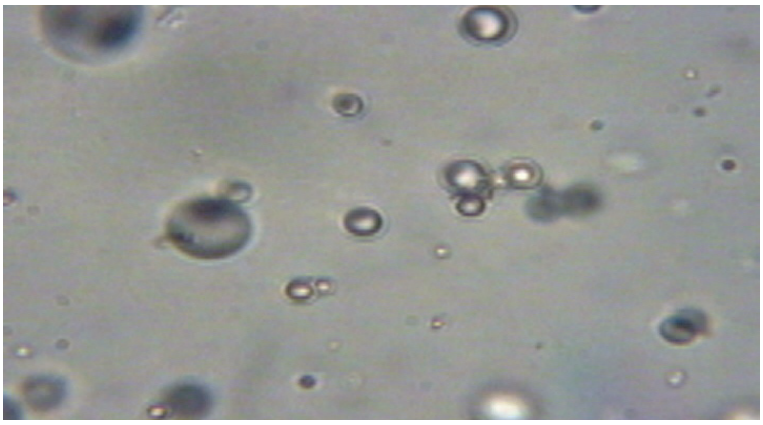


Рис. 2. ***Микрофотография 20 %-й эмульсии нефти № 1***

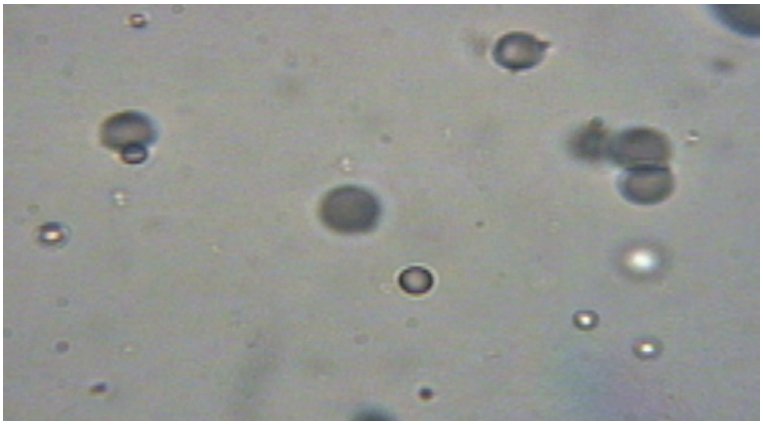


Рис. 3. ***Микрофотография 25 %-й эмульсии нефти № 2***

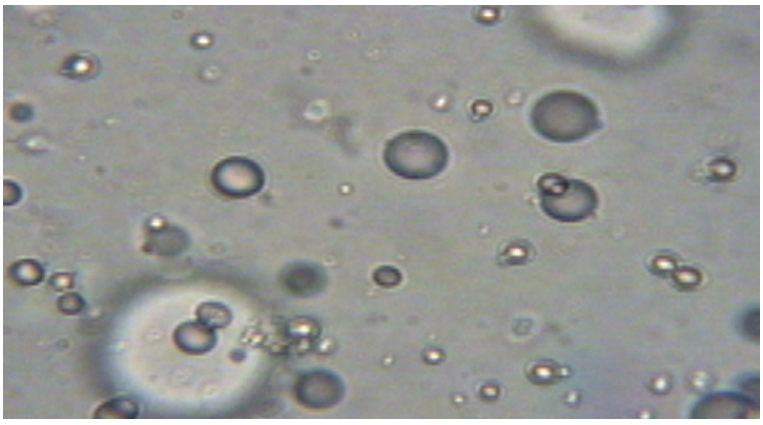


Рис. 4. ***Микрофотография 50 %-й эмульсии нефти № 3***

Результаты подбора режима приготовления и результаты дисперсного анализа эмульсий исследуемых нефтей приведены в таблице 3.

Таблица 3

Результаты определения режимов приготовления агрегативно-устойчивой водонефтяной эмульсии

Номер исследуемых образцов нефти	Содержание воды в нефти, %	Режим приготовления эмульсии		Количество свободной воды в мл от объема пробы (V = 80 мл) за время отстаивания, мин				Величина промежуточного слоя, мл	Агрегативная устойчивость эмульсии, %
		Интенсивность, $мин^{-1}$	Продолжительность, мин	0	15	30	60		
Нефть № 1	20	3 500	10	0	0	0	0	3	100
Нефть № 2	25	3 000	10	0	0	0	0	0	100
Нефть № 3	50	3 000	10	0	0	0	0	0	100

Микрофотографии полученных эмульсий исследуемых нефтей представлены на рисунках 2–4.

Выводы

В результате лабораторных исследований установлены следующие оптимальные параметры перемешивания для получения устойчивых искусственных водонефтяных эмульсий:

- для эмульсий легких нефтей с режимом приготовления $n_1 = 3\ 500\ мин^{-1}$ и временем перемешивания t = 10 мин;
- для эмульсий средней и тяжелой нефтей режим приготовления составил $n_1 = 3\ 000\ мин^{-1}$, время приготовления t = 10 мин.

Библиографический список

1. Мякишев Е. А. Количественная оценка технологических параметров подготовки нефти в аппаратах с коалесцирующими элементами типа НГВРП // Новые технологии — нефтегазовому региону: материалы Всеросс. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых, посвященной 50-летию ТИИ-ТюмГНГУ: Тюмень, 2013 – Т. 1. – С. 18–21.
2. Мякишев Е. А., Тарасов М. Ю. Подготовка нефти в аппаратах с коалесцирующими элементами, промысловые и лабораторные исследования // Инженерная практика. – 2013. – № 11. – С. 46–54.
3. Мякишев Е. А., Тарасов М. Ю. Особенности подготовки нефтей различного типа в аппаратах с коалесцирующими элементами // Инженерная практика. – 2016. – № 1–2. – С. 34–39.
4. Лабораторное моделирование процессов обезвоживания нефти в аппаратах с коалесцирующими элементами / М. Ю. Тарасов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 2. – С. 102–104.
5. Мякишев Е. А., Тарасов М. Ю., Зенцов А. Е. Исследование эффективности использования коалесцирующих элементов для обезвоживания различного типа нефтей // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации): материалы девятой Междунар. науч.-техн. конф. (посвященной 100-летию со дня рождения Протозанова Александра Константиновича) (10–11 декабря 2014 г.). – Тюмень, 2014. – Т. 1. – С. 224–226.
6. Леонтьев С. А., Галикеев Р. М., Тарасов М. Ю. Технологический расчет и подбор стандартного оборудования для установок систем сбора и подготовки скважинной продукции: учеб. пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 123 с.

7. Леонтьев С. А., Галикеев Р. М., Умеренков М. В. Применение попутного нефтяного газа для собственных нужд на Хохряковском месторождении // Наука и ТЭК. – 2011. – № 3 – С. 37–43.
8. Мякишев Е. А., Тарасов М. Ю. Исследование процесса обезвоживания нефтей различного типа с использованием коалесцирующих элементов // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 5. – С. 28–34.
9. Тарасов М. Ю., Леонтьев С. А., Мякишев Е. А. Разработка усовершенствованной конструкции нефтегазоводоразделителя с прямым подогревом // Нефть и газ Западной Сибири: материалы Междунар. науч.-техн. конф. – Тюмень, 2017. – Т. 1. – С. 99–100.
10. Жингель Ю. М., Леонтьев С. А. Опыт применения инновационных технологий на Салымском месторождении // Интернаука. – 2017. – № 6–1 (10). – С. 60–61.
11. Лабораторное исследование реологических свойств нефти и графическое определение температуры точки перехода / Р. М. Галикеев [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2010. – № 8. – С. 74–77.
12. О результатах лабораторного моделирования процессов взаимодействия пластового флюида с закачиваемой водой в условиях, имитирующих интенсивный отбор жидкости из пласта / А. Е. Бортников [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 2. – С. 66–69.
13. Серов Д. Ю. Разработка и оптимизация промыслового подогревателя водонефтяных эмульсий на основе моделирования его работы: дис. … канд. техн. наук. – Саратов: Саратовский гос. технический ун-т, 2001. – 201 с.
14. Пат. 2572135 РФ. МПК B01D 19/00. № 2014116748/05. Способ дегазации и обезвоживания нефти и устройство для его осуществления / Щербинин И. А., Фахретдинов И. З., Тарасов М. Ю., Мякишев Е. А.; заявл. 24.04.14; опубл. 27.12.2015, Бюл. № 30. – 6 с.
15. Пат. 159315 РФ. МПК B01D 19/00. № 2015139214/05. Устройство дегазации и обезвоживания нефти / Щербинин И. А., Фахретдинов И. З., Тарасов М. Ю., Мякишев Е. А.; заявл. 24.04.14; опубл. 10.02.16, Бюл. № 4. – 1 с.
16. Штербачек З., Тауск П. Перемешивание в химической промышленности / Пер. с чеш.; под ред. И. С. Павлушенко. – Л.: Ленинградское отделение Госхимиздата, 1963. – 416 с.
17. Брагинский Л. Н., Бегачев В. И., Барабаш В. М. Перемешивание в жидких средах: Физические основы и инженерные методы расчета. – Л.: Химия, 1984. – 336 с.
18. Emery G. E. Tank-bottoms reclamation unit upgraded to meet stricter rules // Oil and Gas Journal. – 1993. – Vol. 91, Issue 15. – P. 41–46.
19. Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения / Д. Н. Левченко [и др.]. – М.: Химия, 1967. – 200 с.
20. Пергушев Л. П. Исследование влияния дисперсных характеристик обратных нефтяных эмульсий на технологические параметры процессов сбора и подготовки нефти: дис. ... канд. техн. наук. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2000. – 243 с.

References

1. Myakishev, E. A. (2013). Kolichestvennaya otsenka tekhnologicheskikh parametrov podgotovki nefti v apparatakh s koalestsiruyushchimi elementami tipa NGVRP. Novye tekhnologii - neftegazovomu regionu: materialy Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh, posvyashchennoy 50-letiyu TII-TyumGNGU. T. 1. Tyumen, pp. 18-21. (In Russian).
2. Myakishev, E. A., & Tarasov, M. Yu. (2013). Podgotovka nefti v apparatakh s koalestsiruyushchimi elementami, promyslovye i laboratornye issledovaniya. Inzhenernaya praktika, (11), pp. 46-54. (In Russian).
3. Myakishev, E. A., & Tarasov, M. Yu. (2016). Osobennosti podgotovki neftey razlichnogo tipa v apparatakh s koalestsiruyushchimi elementami. Inzhenernaya praktika, (1-2), pp. 34-39. (In Russian).
4. Tarasov, M. Yu., Zentsov, A. E., Zyryanov, A. B., & Myakishev, E. A. (2013). Laboratory simulation of oil dehydration processes in apparatuses with coalescing elements. Oil Industry, (2), pp. 102-104. (In Russian).
5. Myakishev, E. A., Tarasov, M. Yu., & Zentsov, A. E. (2014). Issledovanie effektivnosti ispol'zovaniya koalestsiruyushchikh elementov dlya obezvozhivaniya razlichnogo tipa neftey. Geologiya i neftegazonosnost' Zapadno-Sibirskogo megabassejna (opyt, innovacii): materialy Devyatoy Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii (posvyashchennoy 100-letiyu so dnya rozhdeniya Protozanova Aleksandra Konstantinovicha) (December 10-11, 2014). Tom 1. Tyumen, pp. 224-226. (In Russian).

6. Leontiev, S. A., Galikeev, R. M., & Tarasov, M. Yu. (2015). Tekhnologicheskiy raschet i podbor standartnogo oborudovaniya dlya ustanovok sistem sbora i podgotovki skvazhinnoy produktsii. Tyumen, TyumGNGU Publ., 123 p. (In Russian).
7. Leontiev, S. A., Galikeev, R. M., & Umerenkov, M. V. (2011). Primenenie poputnogo neftyanogo gaza dlya sobstvennykh nuzhd na Khokhryakovskom mestorozhdenii. Nauka i TEK, (3), pp. 37-43. (In Russian).
8. Myakishev, E. A., & Tarasov, M. Yu. (2016). Issledovanie protsessa obezvozhivaniya neftey razlichnogo tipa s ispol'zovaniem koalestsiruyushchikh elementov. Neft'. Gaz. Novacii, (5), pp. 28-34. (In Russian).
9. Tarasov, M. Yu., Leontiev, S. A., & Myakishev, E. A. (2017). Razrabotka usovershenstvovannoy konstruktsii neftegazovodorazdelitelya s pryamym podogrevom. Neft' i gaz Zapadnoy Sibiri: materialy Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii. Tom 1. Tyumen, pp. 99-100. (In Russian).
10. Zhigel', Yu. M., & Leontiev, S. A. (2017). Opyt primeneniya innovatsionnykh tekhnologiy na salymskom mestorozhdenii. Internauka, (6-1(10)), pp. 60-61. (In Russian).
11. Galikeev, R. M., Leontiev, S. A., Tarasov, M. Yu., & Portnyagina E. V. (2010). Laboratory investigation of the rheological properties of oil and graphical determination of the temperature of the transition point. Oil and Gas Territory, (8), pp. 74-77. (In Russian).
12. Bortnikov, A. E., Kordiak, K. E., Moroz, V. N., Leontiev, S. A., & Valeev, M. D. (2015). Results of laboratory modeling of formation fluid interaction with the injected water in conditions simulating liquid intensive discharge out of a formation. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (2), pp. 66-69. (In Russian).
13. Serov, D. Yu. (2001). Razrabotka i optimizatsiya promyslovogo podogrevatelya vodoneftyanykh emul'siy na osnove modelirovaniya ego raboty. Diss. kand. tekhn. nauk. Saratov, 201 p. (In Russian).
14. Shcherbinin, I. A., Fakhretdinov, I. Z., Tarasov, M. Yu., & Myakishev, E. A. Sposob degazatsii i obezvozhivaniya nefti i ustroystvo dlya ego osushchestvleniya. Pat. RF 2572135. MPK B01D 19/00. No 2014116748/05. Applied: 24.04.14. Published: 27.12.15. Bulletin No 30. 6 p. (In Russian).
15. Shcherbinin, I. A., Fakhretdinov, I. Z., Tarasov, M. Yu., & Myakishev E. A. Ustroystvo degazatsii i obezvozhivaniya nefti. Pat. 159315 RF MPK B01D 19/00. No 2015139214/05. Applied: 24.04.14. Published: 10.02.16. Bulletin No 4. 1 p. (In Russian).
16. Stěrbáček, Z., & Tausk, P. (1959) Míchání v chemickém průmslu. Praha: Státní nakladatelství technické literatury. (In Czech).
17. Braginskiy, L. N., Begachev, V. I., & Barabash V. M. (1984). Peremeshivanie v zhidkikh sredakh: Fizicheskie osnovy i inzhenernye metody rascheta. Leningrad, Khimiya Publ., 336 p. (In Russian).
18. Emery, G. E. (1993). Tank-bottoms reclamation unit upgraded to meet stricter rules. Oil and Gas Journal, 91(15), pp. 41-46. (In English).
19. Levchenko, D. N., Bergstein, N. V., Hudyakova, A. D., & Nikolaeva, N. M. (1967). Emul'sii nefti s vodoy i metody ikh razrusheniya. Moscow, Khimiya Publ., 200 p. (In Russian).
20. Pergushev, L. P. Issledovanie vliyaniya dispersnykh kharakteristik obratnykh neftyanykh emul'siy na tekhnologicheskie parametry protsessov sbora i podgotovki nefti. Diss. kand. tekhn. nauk. Bugulma, 243 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Мякишев Евгений Александрович, *главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Тюмень*

Тарасов Михаил Юрьевич, *к. т. н., заместитель начальника проектно-конструкторского отдела, Тюменский проектный и научно-исследовательский институт нефтяной и газовой промышленности им. В. И. Муравленко (ПАО «Гипротюменнефтегаз»), Группа ГМС, г. Тюмень*

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

Information about the authors

Evgeny A. Myakishev, *Chief Specialist, Gazpromneft NTC LLC, Tyumen*

Mikhail Yu. Tarasov, *Candidate of Engineering, Deputy Head of the Design Department, Tyumen Design and Scientific-Research Institute of Oil and Gas Industry named after V. I. Muravlenko (Giprotyumenneftegaz PJSC), HMS Group, Tyumen*

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

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-5-88-99

УДК 622.276

Способы повышения продуктивности скважин при разработке Бованенковского месторождения

Е. В. Паникаровский*, В. В. Паникаровский, А. Б. Тулубаев, Д. Н. Клепак

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
**e-mail: panikarovskijev@tyuiu.ru*

Аннотация. Большое количество газовых и газоконденсатных месторождений располагается в Западно-Сибирской мегапровинции, и для увеличения уровней добычи газа и газового конденсата газа следует вводить в разработку месторождения, расположенные на Ямальском полуострове. Месторождения Ямальского полуострова в своем составе относятся к сложнопостроенным залежам, залежи неокома и юры имеют аномально высокое пластовое давление с пластовой температурой более 100 °С.

Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение по запасам газа на Ямальском полуострове является крупнейшим, на его примере в данной работе исследуем вопросы восстановления фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов и увеличения притока углеводородов.

Для выбора оптимальной технологии и состава для проведения водоизоляционных работ (ВИР) необходимо учитывать следующие факторы: какими коллекторами представлен продуктивный пласт, процент обводненности извлекаемых запасов, герметичность эксплуатационной колонны, текущий дебит скважины в процессе работы при неизменном пластовом давлении, потому что к каждому месторождению нужен индивидуальный подход с выбором подходящей технологии ВИР.

Ключевые слова: Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение; аномально высокое пластовое давление; юрские отложения; неокомские отложения; полимерглинистый раствор; прискважинная зона пласта; кислотная обработка

Approaches to increasing well productivity in the development of the Bovanenkovo oil and gas condensate field

Evgeny V. Panikarovskii*, Valentin V. Panikarovskii, Andrey B. Tulubaev, Dmitry N. Klepak

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
**e-mail: panikarovskijev@tyuiu.ru*

Abstract. A large number of gas and gas condensate fields are located in the West Siberian mega-province and, to increase gas and gas condensate production levels, deposits located on the Yamal Peninsula should be introduced into development. Deposits of the Yamal Peninsula are complex-built deposits, Neocomian and Jurassic deposits have abnormally high reservoir pressure with a reservoir temperature of more than 100 ° C.

The Bovanenkovo oil and gas condensate field is the largest in terms of gas reserves in the Yamal Peninsula; on this example, in this article we will study the is-

sues of restoring the reservoir properties of reservoir rocks and increasing the flow of hydrocarbons.

To select the optimal technology and composition for conducting water shut-off treatment, it is necessary to take into account the following factors: which reservoirs represent the reservoir, the percentage of water cut in the recoverable reserves, the tightness of the production string, the current flow rate of the well during operation at constant reservoir pressure, because each field needs an individual approach with a choice suitable water shut-off treatment technology.

Key words: the Bovanenkovo oil and gas condensate field; abnormally high reservoir pressure; Jurassic sediments; Neocomian deposits; polymer clay solution; wellbore zone; acid treatment

Введение

Растущий спрос на нефть и газ заставляет разведочную и добывающую нефтегазовую промышленность искать новые месторождения в отдаленных районах и в более глубоко залегающих пластах.

Значительная часть газовых и газоконденсатных месторождений находится на севере в Западной Сибири, и для повышения уровня добычи газа и газового конденсата рекомендуется проводить ввод в эксплуатацию месторождений, находящихся на Ямале. Месторождения Ямала следует относить к сложнопостроенным залежам, так как в неокомских и юрских отложениях присутствуют пластовая температура более 100 °С и аномально высокое пластовое давление (АВПД).

На Ямальском полуострове по запасам газа крупнейшее месторождение — Бованенковское, в данной работе исследуем проблемы при восстановлении фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов, при ожидании увеличения притока газа и газового конденсата.

Объект и методы исследования

На Бованенковском месторождении нефтегазоносность продуктивных пластов была установлена от апт-альб-сеноманских до юрских отложений.

В баррем-апт-альб-сеноманских отложениях в пластах ПК9-10; ХМ1-2; ТП1-6; ТП7-11 были установлены газовые залежи.

В продуктивных пластах ТП18; БЯ1; БЯ4; Ю4; Ю7; Ю8 были установленынефтяные залежи.

В неокомских и юрских отложениях выявлены газоконденсатные и нефтяные залежи.

В результате проведенного анализа геологического строения, пластовых условий залегания и составов пластовых флюидов можно предложить следующие способы интенсификации притока и восстановления ФЕС, представленные в таблице 1.

Для обработки прискважинных зон и интенсификации притока из пластов ТП12; ТП13-14 и ТП15-16 рекомендуется применять глинокислоту, так как в состав цемента входят глинистые минералы (каолинит, хлорит, гидрослюда). В продуктивных пластах от ТП18-1 до Ю10-3 следует проводить обработку соляной кислотой из-за наличия в составе цемента карбонатных включений (кальцит) в объеме 5 %.

Таблица 1

Методы интенсификации притоков, рекомендуемые к применению на Бованенковском месторождении

Продуктивные пласты	Тип залежей	Газонефтена-сыщенность, %	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Тип коллектора	Фильтрационно-емкостные свойства		Методы интенсификации притокаскважин
						пористость, %	проницаемость, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм^2	
Сеноман	Газовая	–	8,8	28	Поровый	18,0–30,0	10,0–1000,0	Обработка ПЗП метанолом; применение струйного насоса
ПК9-10; ХМ1-2 ТП6; ТП7-11	Газовые	–	9,2–23,0	34–58	Поровый	18,0–30,0	1,0–1000,0	Обработка ПЗП метанолом; кислотные и щелочные ванны; применение струйного насоса
ТП12; ТП13-14; ТП15-16; ТП17-1; ТП17-2	Газоконден-сатные	35,0–64,0	14,5–23,0	57–60	Поровый	18,0–24,0	1,0–50,0	Обработка ПЗП метанолом; кислотные и щелочные ванны; соляно-кислотные, глинокислот-ные обработки ПЗП; применение струйного насоса; повторная перфорация; ГРП
ТП18-1; ТП18-2 БЯ1; БЯ2; БЯ3; БЯ4; БЯ5	Газоконден-сатные, нефтегазовые, нефтяные	43,0–50,0	13,0–23,0	60–76	Поровый	18,0–21,0	1,0–40,0	Обработка ПЗП метанолом; кислотные и щелочные ванны; соляно-кислотные, глинокислот-ные обработки ПЗП; применение струйного насоса; щелевая разгрузка; повторная перфорация; ГРП
Ю2; Ю3; Ю4; Ю7; Ю8; Ю10-1; Ю10-2; Ю10-3	Газоконден-сатные, нефтегазовые, нефтяные	33,0–63,0	40,0–49,1	94–110	Порово-трещинный, трещинно-поровый	14,0–18,0	1,0–30,0	Обработка ПЗП метанолом; кислотные и щелочные ванны; соляно-кислотные, глинокислот-ные обработки ПЗП с примене-нием окислителей; применение струйного насоса; щелевая разгрузка; повторная перфорация; ГРП

После ввода в эксплуатацию продуктивных пластов ТП12; ТП13-14; ТП15-16 могут начаться аккумуляция на забое жидкой фазы, выносимой из пласта, обводнение прискважинной зоны пласта (ПЗП), вследствие чего начнет происходить образование жидкостных пробок в стволе эксплуатационной скважины.

Для предупреждения и ликвидации данного осложнения следует проводить обработку ПЗП с использованием ингибиторов. В качестве ингибитора можно применять гликоли (двухатомные спирты) или метиловый спирт (CH_3OH).

При эксплуатации продуктивных пластов ТП18-1; ТП18-2; БЯ1; БЯ2; БЯ3; БЯ4; БЯ5 с водонасыщенностью 50,0–57,0 %, возможно, будет наблюдаться проникновение воды в ПЗП.

Для продуктивных пластов юрских отложений Ю3; Ю10-1; Ю10-2, где отмечается высокое содержание остаточной водной фазы, для предупреждения и ликвидации следует также проводить ингибиторную обработку ПЗП.

Неокомские отложения обладают гидрофильными свойствами, поэтому при проведении первичного вскрытия с использованием буровых растворов на водной основе происходят проникновение его фильтрата в продуктивный пласт и частичное оттеснение насыщающих продуктивный пласт флюидов, глинистая составляющая бурового раствора начинает проникать в поры породы-коллектора, что приводит к частичной или к необратимой кольматации ПЗП скважины.

На Бованенковском месторождении в процессе проведения первичного вскрытия продуктивных пластов с наличием АВПД будет использоваться буровой раствор, в который в качестве утяжелителя добавлен барит ($BaSO_4$).

При проведении лабораторных работ с полимерглинистыми растворами было отмечено, что присутствие лигносульфоната в составе фильтрата бурового раствора при прокачивании через керн на экспериментальной установке приводит к снижению первоначальной проницаемости на 30–50 %.

Снижение первоначальной проницаемости будет происходить в продуктивных пластах с проницаемостью ниже $30–40 \cdot 10^{-3}$ мкм^2.

При проведении обработки карболигносульфоната пекового (КЛСП) с применением 20,0 %-й соляной кислоты происходит его разрушение на 43,3 % [1].

При вскрытии и освоении продуктивных пластов Ю2-4; Ю7-8; Ю10-1, 2, 3 рекомендуется применять технологию глубокопроникающей кислотной обработки, при проведении данной обработки в продуктивный пласт проводят последовательное закачивание загущенной кислоты (глинокислоты или HCl).

Если при проведении освоения приток отсутствует, то рекомендуется провести глинокислотную или соляно-кислотную обработку для растворения утяжелителя (барита) и полимерглинистой составляющей бурового раствора, которые закольматировали поры и трещины ПЗП.

Для перевода барита в растворимое состояние проводится двухэтапная обработка ПЗП. Первым закачивают раствор кальцинированной соды (Na_2CO_3), в результате чего происходит реакция, и барит переводится в растворимый в кислотах карбонат бария ($BaCO_3$). Вторым этапом проводят закачивание 20 %-й соляной кислоты.

В случае наличия КЛСП, ОТП, ФХЛС, ПАЦ и других полимеров в буровом растворе для обработки следует применять 20 %-й раствор соляной кислоты и окислитель, гипохлорит кальция [$Ca(ClO)_2$].

Для разрушения глинистой составляющей буровых растворов рекомендуется применять глинокислотный состав (10 %-я HCl + 5 %-я HF) с вводом в него органической кислоты аскорбиновой ($C_6H_8O_6$) или бензойной (C_6H_5OOH) [2, 3].

Из гидромеханических (физических) методов воздействия на продуктивные пласты следует рекомендовать щелевую разгрузку горного давления в ПЗП, повторную перфорацию, применение струйных аппаратов и гидравлический разрыв пласта (ГРП). Наилучшую гидродинамическую связь между скважиной и пластом обеспечивают повторная перфорация и обработка струйным насосом, дан-

ные технологии рекомендуются к применению в пластах от ТП12-1 до Ю10-3.

Наиболее значимым методом интенсификации притока и увеличения добычи эксплуатационных скважин является гидравлический разрыв пласта, который рекомендуется проводить как в процессе эксплуатации, так и на стадии заканчивания скважин в пластах от ТП12 до Ю10-3, при этом необходимо предусмотреть проведение поинтервального и большеобъемного ГРП [4].

В дальнейшем при разработке Бованенковского месторождения начнет происходить обводнение продуктивных пластов, для ликвидации водопритоков в скважины следует проводить водоизоляционные работы (ВИР), которые являются неотъемлемой частью геолого-технических мероприятий для поддержания проектной добычи углеводородов [5].

Основная сложность для проведения ВИР на скважинах заключается в выборе скважин-кандидатов, эффективных водоизоляционных композиций и оптимальных технологий [6].

Существуют две основных причины обводнения скважин: первая — это техническая, которая связана с состоянием обсадной колонны и состоянием цементного кольца; вторая — технологическая, связана с депрессией, прилагаемой к скважине. В настоящее время для уменьшения быстрого обводнения эксплуатационных скважин нужно внедрять новые составы и результативные технологии для изоляции притока пластовых вод [7]. Но для внедрения новой технологии необходимо оценить успешность и эффективность уже применяемых технологий.

Для ликвидации водопритоков в нефтяных и газовых скважинах Западной Сибири результативно используются составы, в основу которых входит натриевое (Na_2SiO_3) или калиевое (K_2SiO_3) жидкое стекло, данные составы технологичны и дешевле своих аналогов, таких как смолы и полимерные композиции [8]. В последнее время при проведении капитального ремонта скважин (КРС) с целью для ликвидации водопритока применяют сухое жидкое натриевое стекло торговой марки «Монасил Н-28».

При проведении КРС с целью ликвидации водопритока в зимнее время, когда существует проблема с замерзанием водных растворов, следует применять реагент «Монасил Н-28». В таблице 2 показаны результаты лабораторных исследований [9].

Таблица 2

Результаты лабораторных испытаний реагента «Монасил Н-28»

Состав, масс. %	pH	Начальная условная вязкость, с	Время гелеобразования, ч	Фракция песка, мм	Проницаемость керна по воде, $м^2$	Градиент давления начала фильтрации воды, МПа/м
Монасил — 3,3 НТФ — 10	3,5	16	12	0,14– 0,25	$6{,}70 \cdot 10^{-12}$	4,0
Монасил — 3,3 Винная кислота — 10	3,0	16	12	0,14– 0,25	$6{,}60 \cdot 10^{-12}$	3,0
Монасил — 2,7 Лимонная кислота — 10	3,8	16	12	0,14–0,25	$6{,}65 \cdot 10^{-12}$	4,2

На скважинах месторождений ОАО «Удмуртнефть» применяется состав под торговой маркой «Репласт», данный состав обладает хорошей прокачиваемостью, низкой фильтратоотдачей и обеспечивает набор структуры в пластовых условиях [1].

Ликвидация водопритока составом «Репласт» проводится в следующей последовательности. На первом этапе для формирования экрана в изолируемый интервал закачивается буфер — водный раствор хлористого кальция ($CaCl_2$), на втором этапе проводится закачивание в пласт состава «Репласт» и проводится выдержка для отверждения в течение 24 часов.

В период проведения выдержки и в результате происходящей реакции из состава «Репласт» начинает выпадать осадок в порах пласта, и происходит их закупорка [10]. Физико-химические характеристики состава «Репласт-С» и «Репласт-О» показаны в таблице 3.

Таблица 3

Характеристики состава «Репласт»

Показатель	Репласт-О	Репласт-С
Условная вязкость тампонажного раствора по вискозиметру ВЗ-1 при температуре 20 °С – в начальный момент времени, с – через 4 часа, с – через 24 часа, с	 10 125 15	 10 70 20
Плотность тампонажного раствора при 20 °С, г/см³	1,3–1,4	
Пластическая прочность через 24 часа после отверждения раствором $CaCl_2$, кгс/см²	0,6	1,0

Применение состава «Репласт» привело к уменьшению проницаемости высокопроницаемых пластов вплоть до полной закупорки порового пространства. Для ликвидации водопритоков в скважине применяют технологию дозакрепления водоизолирующего состава укрепляющим реагентом или составом. В качестве укрепляющего состава возможно использование полимерных смол, микроцементов («Микродур», «Ультрацемент») [11].

Одним из перспективных методов водоизоляции является закачивание в пласт жидкостей, которые обладают свойствами полидисперсных систем. Использование полидисперсных систем ликвидирует миграцию пластовых флюидов в период гидратации цементного раствора, поэтому они используются в основном для восстановления целостности заколонного цементного камня, для ликвидации заколонных перетоков.

Однако если при проведении работ существуют межпластовые перетоки, то вероятен размыв тампонирующего состава, что вызовет увеличение обводненности в выше- или нижележащих пластах.

На месторождениях Западной Сибири обширно используются изолирующие составы на основе полимера — полиакриламида (ПАА) и пентагидроксохлорида алюминия (ПГОХА) [12].

ПГОХА — это неорганический полимер, который при смешивании с ПАА почти моментально формирует гелеобразный полимер-коллоидный комплекс.

[1] ТУ 2164-062-53501222-2006. Изоляционный состав РЕПЛАСТ. Технические условия. – 2006. – 3 с.

Карбамид (CH_4N_2O), вводимый в состав, в пластовых условиях начинает разлагаться и вызывает гидролиз соли алюминия, в результате чего появляется стабильная дисперсная система «гель в геле» («комбинированный гель»), отличающаяся высокой стабильностью и стойкостью к разрушению.

Преимущества данных полимеров в следующем: в пласте появляется стабильная дисперсная система «гель в геле», получившийся гель имеет невысокую вязкость и текучесть, в результате чего он легко проникает к водонасыщенным зонам породы-коллектора и вступает в реакцию с водой.

Результаты и обсуждение

На месторождениях ПАО «Газпром» для изоляции водопритока использовались различные рецептуры водоизолирующих составов. Наиболее эффективным оказался состав на основе реагента «АКОР-БН»[2]. Несколько ниже эффективность у состава, предложенного ОАО «СевКавНИПИгаз» на основе силикатного реагента «Монасил»[3].

На Уренгойском месторождении для ликвидации водопритоков была успешно применена технология ООО «НТФ Атомбиотех», технология с использованием состава «Water Web» компании «Halliburton» на Комсомольском месторождении была апробирована неуспешно [13]. Ликвидации водопритоков с применением технологии ООО «НПП РосТЭКтехнология» показали неплохую результативность.

Для определения места негерметичности обсадной колонны следует провести комплекс геофизических исследований (ГИС), который включает в себя методы термометрии, расходометрии и дефектоскопии. После установки места негерметичности проводят выбор технологии для ее ликвидации, установку металлического пластыря (ДОРН) или закачивание специальной композиции с последующим докреплением тампонажным раствором.

В случае определения заколонного перетока из выше- или нижележащих пластов проводят перфорацию обсадной колонны в интервале заколонного перетока с закачиванием специальной композиции и последующим докреплением тампонажным раствором.

При выявлении подъема газоводяного контакта (ГВК) к забою скважины следует провести закачивание гелеобразного состава и провести установку цементного моста.

В случае конусообразного подтягивания пластовой воды к забою скважины следует сперва снизить депрессию, прилагаемую к скважине, если снижение депрессии не принесло положительного результата, то требуется проведение КРС для установки водоизоляционного экрана.

Существует ремонтно-водоизоляционный состав, который надежно обеспечивает изоляцию водопритоков в породах-коллекторах различной проницаемости, ликвидацию межпластовых (заколоннных) перетоков, укрепление ПЗП и устранение негерметичности эксплуатационных колонн [14]. В ремонтно-водоизоляционный состав входят три компонента: «Микродур» — особо тонкодисперсное минеральное вяжущее, поливиниловый спирт (ПВС) в 2,0 %-й концентрации в водном растворе и гипохлорит кальция [$Ca(ClO)_2$] [15].

[2] ТУ 2458-001-01172772-99. Кремнийорганические тампонажные материалы группы АКОР-БН. Технические условия. – 1999. – 3 с.

[3] ТУ 2145-001-75105538-2005. Гидросиликат натрия. Технические условия. – 2005. – 3 с.

Сервисные инженеры компании «Schlumberger» для выбора технологий по ликвидации водопритоков в скважины применяют алгоритм подбора составов и технологий, который показан на рисунке [16].

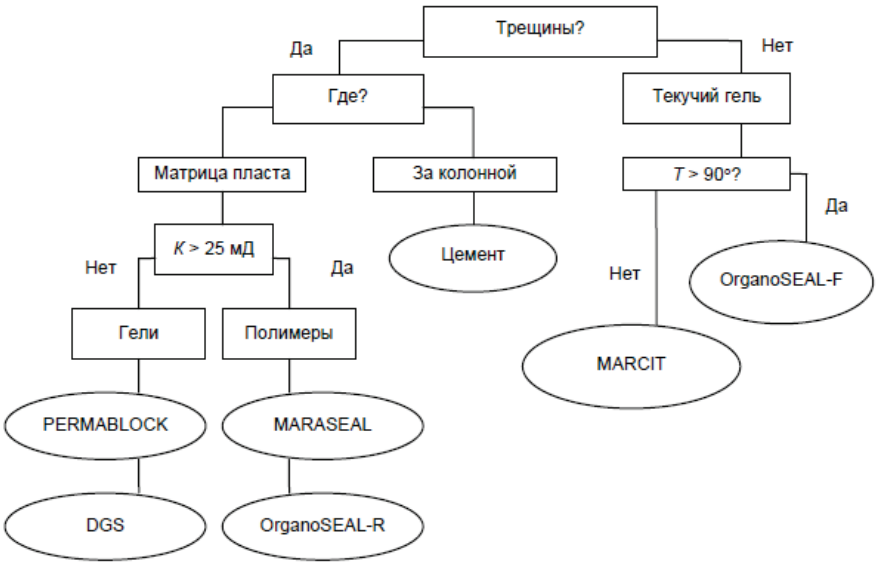


Рисунок. ***Алгоритм подбора составов и технологий компании «Schlumberger» для ликвидации водопритоков в скважины***

Для обработки поровых коллекторов применяется технология геля MARCIT, состоящего из двух компонентов: частично гидролизованного полиакриламида и сшивателя (Chromium (III) acetate). Для его получения проводят смешивание сухого полимера с водой и сшивают на дневной поверхности, после чего проводят закачивание в обводненную скважину.

Для обработки трещиноватых коллекторов применяется технология «OrganoSEAL». При этом первым проводят закачивание «OrganoSEAL-F» — это текучий органический сшитый полиакриламидный гель, он позволяет проникать глубже в продуктивный пласт. Во время второго закачивания применяют «OrganoSEAL-R» — это жесткий органический сшитый полиакриламидный гель для предупреждения вымыва «OrganoSEAL-F».

DGS — это система неорганического геля, с отсроченным сшиванием для ликвидации водопритока воды в нефтегазовых коллекторах. Вязкость DGS близка к вязкости воды, и его можно закачивать в малопроницаемую породу, которая не пропускает полимерные растворы. В его состав входят частично гидролизованный хлорид алюминия ($AlCl_3$/OH) и активатор, который реагирует на температуру и повышает pH системы, в результате чего хлорид алюминия начинает выпадать в осадок и образует гель.

PERMABLOK — это двухкомпонентный раствор без твердых частиц, с очень низкой начальной вязкостью, который легко проникает в поры пласта, активируется от повышения температуры и в результате чего образует гель.

MARASEAL состоит из двух компонентов: частично гидролизованного полиакриламида и сшивателя (Zirconium (IV) lactate). Закачивается в обводненный интервал и полностью блокирует его. Из-за очень низкой начальной вязкости

легко проникает в поры породы, что приводит к снижению проницаемости и блокирует проникновение воды [17].

Для крепления ПЗП и создания заколонного фильтра разработан состав на основе сырой резины [18]. В таблице 4 показаны результаты лабораторных испытаний состава на основе сырой резины.

Таблица 4

Результаты лабораторных испытаний состава на основе сырой резины

Номер опыта	Состав раствора	Давление закачивания кислоты, МПа	Депрессия, МПа	Проницаемость слабосцементированных образцов, $К \cdot 10^{-3}$мкм^2	Проницаемость образцов, после обработки, $К \cdot 10^{-3}$мкм^2	Снижение проницаемости после обработки, %
1	20 % HCl	0,02	5,0	216,6	213,1	1,6
2	20 % HCl	0,04	5,0	192,1	185,7	3,3
3	20 % HCl	0,10	5,0	122,7	120,0	2,2

Для проведения работ по ликвидации водопритока и укрепления ПЗП был разработан состав на основе Na_2SiO_3 (жидкое стекло) [19]. Разработанный состав следует использовать в суперколлекторах апт-альб-сеноманских отложений, в которых проницаемость породы-коллектора изменяется в широких пределах от сотен миллидарси до нескольких Дарси.

В таблице 5 приведены результаты лабораторных испытаний.

Таблица 5

Изменение относительной проницаемости кернов после обработки составом на основе жидкого стекла

Номер образца	Состав раствора, вес. %		Проницаемость по воде, мкм$^2 \cdot 10^{-3}$		Коэффициент закупорки, $W = \frac{K_1 - K_2}{K_1}$, доли
			До обработки, K_1	После обработки, K_2	
1	Na_2SiO_3 Na_2SiF_6 $[Ca(OH)_2]$	90,0 9,0 1,0	490,3	53,9	0,89
2	Na_2SiO_3 Na_2SiF_6 $[Ca(OH)_2]$	89,0 9,0 2,0	513,7	46,2	0,90
3	Na_2SiO_3 Na_2SiF_6 $[Ca(OH)_2]$	88,1 10,6 1,3	388,0	0	Полная закупорка
4	Na_2SiO_3 Na_2SiF_6 $[Ca(OH)_2]$	86,5 12,0 1,5	560,1	0	Полная закупорка

Выводы

В заключение можно сказать, что для проведения высококачественной ликвидации водопритоков в скважине следует провести комплекс ГИС с целью определения места поступления воды в скважину, герметичности эксплуатационной колонны, наличия и сплошности заколонного цементного кольца, также в учет берется состав продуктивного пласта, обводненность, дебит скважины и прошлые КРС. Выбор технологии и составов для проведения ВИР следует проводить только после сбора всей информации по скважине.

Библиографический список

1. Паникаровский Е. В., Паникаровский В. В., Клещенко И. И. Перспективы использования физико-химических методов увеличения продуктивности скважин // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 3. – С. 20–25.
2. Пат. № 2256073 РФ, МПК Е21В 43/27. № 2004105356/03. Состав для обработки призабойной зоны пласта / Паникаровский В. В., Щуплецов В. А., Романов В. К., Кузмич Л. И., Клещенко И. И., Паникаровский Е. В., Романов А. В.; заявл. 24.02.04; опубл. 10.07.05, Бюл. № 19. – 3 с.
3. Пат. № 2276724 РФ, МПК Е21В 43/27. № 2004131924/03. Состав для обработки призабойной зоны пласта / Паникаровский В. В., Шуплецов В. А., Романов В. К., Кузьмич Л. И., Клещенко И. И., Паникаровский Е. В., Романов А. В.; заявл. 01.11.04; опубл. 20.05.06, Бюл. № 14. – 4 с.
4. Паникаровский Е. В., Кочетов С. Г. Методы увеличения продуктивности скважин при разработке Бованенковского месторождения // Геология, география и глобальная энергия. – 2010. – № 3 (38). – С. 95–98.
5. Закиров Н. Н., Клещенко И. И. К вопросу применения геолого-технических мероприятий для стабилизации проектного уровня добычи нефти // Экологические проблемы нефтедобычи — 2018: материалы VII междунар. конф. с элементами научной школы для молодежи (Уфа, 21 декабря 2018 г.). – Уфа, 2018. – С. 19–20.
6. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: учеб. пособие / И. И. Клещенко [и др.]. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – 385 с.
7. Ваганов Ю. В., Ягафаров А. К., Арсан Ш. А. Изменение молекулярной природы поверхности коллекторов при эксплуатации сеноманских залежей низконапорных газов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 3. – С. 38–44. DOI: 10.31660/0445-0108-2016-3-38-44
8. Дурягин В. Н. Обоснование технологии ограничения водопритока для нефтяных месторождений с трещинно-поровым типом коллектора: дис. ... канд. техн. наук. – СПб., 2015. – 132 с.
9. Гаврилов А. А. Разработка технологий, направленных на сохранение фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта при ремонте скважин: Автореф. дис. канд. техн. наук. – Ставрополь, 2009. – 23 с.
10. Миков А., Казакова Л. Высокое качество ремонтно-изоляционных работ // Нефтесервис. – 2010. – № 3. – С. 54–55.
11. Разработка и исследование тампонажного состава на микроцементной основе для ограничения и ликвидации водопритоков в нефтяные и газовые скважины / Леонтьев Д. С. [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. № 4. – С. 62–72. DOI: 10.31660/0445-0108-2016-4-62-72
12. Радченко С. С., Зельцер П. С., Радченко Ф. С. Применение состава на основе полимер-коллоидных комплексов в гелеобразующих композициях для изоляции водопритока в добывающих скважинах // Нефть. Газ. Новации. – 2012. – № 7 (162). – С. 64–69.
13. WaterWeb® Water Control – Сервис WaterWeb®. Halliburton (Компания «Халлибертон») [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.halliburton.com/en-US/ps/stimulation/conformance/water-control/waterweb-water-control.html.
14. Пат. № 2326922 РФ, МПК С09К8/504. № 2006134101/03. Состав для ремонтных работ в скважинах / Клещенко И. И., Сохошко С. К., Паникаровский Е. В., Шестакова Н. А., Щербич Н. Н., Зозуля Г. П.; заявл. 25.09.06; опубл. 20.06.08, Бюл. № 17.

15. Избрехт А. В., Паникаровский Е. В., Кустышев А. В. Методы и водоизолирующие композиции для проведения ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 6. – С. 31–34.

16. Компания «Шлюмберже» (Schlumberger) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.slb.ru/.

17. Well-intervention-catalog. Компания «Шлюмберже» (Schlumberger) [Электронный ресурс] Режим доступа: https://connect.slb.com/~/media/Files/well_intervention/catalogs/well-intervention-catalog.pdf.

18. Пат. № 2305765 РФ, МПК E21B43/32, C09K8/88. № 2006106136/03. Способ крепления призабойной зоны пласта / Паникаровский В. В., Паникаровский Е. В., Щуплецов В. А., Поляков Е. Е.; заявл. 27.02.06; опубл. 10.09.07, Бюл. № 25.

19. Пат. № 2242606 РФ, МПК E21B43/32. № 2003126424/03. Состав для ремонтно-водоизоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах / Клещенко И. И., Паникаровский Е. В., Сохошко С. К., Юшкова Н. Е., Шестакова Н. А., Зозуля Г. П.; заявл. 28.08.03; опубл. 20.12.04, Бюл. № 35.

References

1. Panikarovskii, E. V., Panikarovskii, V. V., & Kleshchenko, I. I. (2006). Perspektivy ispol'zovaniya fiziko-khimicheskikh metodov uvelicheniya produktivnosti skvazhin. Oilfield Engineering, (3), pp. 20-25. (In Russian).

2. Panikarovskii, V. V., Shchupletsov, V. A., Romanov, V. K., Kuzmich, L. I., Kleshchenko, I. I., Panikarovskii, E. V., & Romanov, A. V. Sostav dlya obrabotki prizaboynoy zony plasta. Pat. 2256073 RF, MPK E21B 43/27. No 2004105356/03. Applied: 24.02.04. Published: 10.07.05. Bulletin No 19, 3 p. (In Russian).

3. Panikarovskii, V. V., Shchupletsov, V. A., Romanov, V. K., Kuzmich, L. I., Kleshchenko, I. I., Panikarovskii, E. V., & Romanov, A. V. Sostav dlya obrabotki prizaboynoy zony plasta. Pat. 2276724 RF, MPK E21B 43/27. No 2004131924/03. Applied: 01.11.04. Published: 20.05.06. Bulletin No 14, 4 p. (In Russian).

4. Panikarovskii, E. V., & Kochetov, S. G. (2010). Metody uvelicheniya produktivnosti skvazhin pri razrabotke Bovanenkovskogo mestorozhdeniya. Geology, geography and global energy, (3(38)), pp. 95-98. (In Russian).

5. Zakirov, N. N., & Kleshchenko, I. I. (2018). K voprosu primeneniya geologo-tekhnicheskikh meropriyatiy dlya stabilizatsii proektnogo urovnya dobychi nefti. Ekologicheskie problemy neftedobychi - 2018: materialy VII mezhdunarodnoy konferentsii s elementami nauchnoy shkoly dlya molodezhi (Ufa, December 21, 2018). Ufa, pp. 19-20. (In Russian).

6. Kleshchenko, I. I., Zozulya, G. P., Yagafarov, A. K., & Ovchinnikov, V. P. (2011). Teoriya i praktika remontno-izolyatsionnykh rabot v neftyanykh i gazovykh skvazhinakh. Tyumen, TyumGNGU Publ., 385 p. (In Russian).

7. Vaganov, Yu. V., Yagafarov, A. K., & Arsan, Sh. A. (2016). Modification of molecular structure on reservoir surface while low-pressure gases Cenomanian deposits exploitation. Oil and Gas Studies, (3), pp. 38-44. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2016-3-38-44

8. Duryagin, V. N. (2015). Obosnovanie tekhnologii ogranicheniya vodopritoka dlya neftyanykh mestorozhdeniy s treshchinno-porovym tipom kollektora. Diss. kand. tekhn. nauk. St. Petersburg, 132 p. (In Russian).

9. Gavrilov, A. A. (2009). Razrabotka tekhnologiy, napravlennykh na sokhranenie fil'tratsionno-emkostnykh svoystv produktivnogo plasta pri remonte skvazhin. Avtoref. dis. kand. tekhn. nauk. Stavropol, 23 p. (In Russian).

10. Mikov, A., & Kazakova, L. (2010). Vysokoe kachestvo remontno-izolyatsionnykh rabot. Nefteservis, (3), pp. 54-55. (In Russian).

11. Leontiev, D. S., Kleshchenko, I. I., Kustyshev, A. V., Dolgushin, V. A., Zavatsky M. D. (2016). Ponomarev A. A. Development and research of the well plugging microcement-based composition to limit and eliminate the water inflows into oil and gas wells. Oil and Gas Studies, (4), 62-72. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2016-4-62-72

12. Radchenko, S.S., Zeltser, P. S., & Radchenko, F. S. (2012). Application of Gel Compositions at the Basis of Polymer Colloidal Solutions for Water Shut off in Production Wells. Neft. Gas. Novacii, (7(162)), pp. 64-69. (In Russian).

13. WaterWeb® Water Control – Halliburton Company. Available at: https://www.halliburton.com/en-US/ps/stimulation/conformance/water-control/waterweb-water-control.html. (In English).
14. Kleshchenko, I. I., Sokhoshko, S. K., Panikarovskii, E. V., Shestakova, N. A., Shcherbich, N. N., & Zozulya G. P. Sostav dlya remontnykh rabot v skvazhinakh. Pat. 2326922 RF, MPK S09K8/504. No 2006134101/03. Applied: 25.09.06. Published: 20.06.08. Bulletin No 17. (In Russian).
15. Izbreht A. V., Panikarovskii E. V., & Kustyshev A. V. (2013). Methods and water-isolating compositions used for performing repair-isolation work in oil and gas wells. Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea, (6), pp. 31-34. (In Russian).
16. Schlumberger Company. Available at: https://www.slb.ru/. (In Russian).
17. Well-intervention-catalog. Schlumberger Company. Available at: https://connect.slb.com/~/media/Files/well_intervention/catalogs/well-intervention-catalog.pdf. (In English).
18. Panikarovskii, V. V., Panikarovskii, E. V., Shchupletsov, V. A., & Polyakov, E. E. Pat. 2305765 RF, MPK E21V43/32, S09K8/88. No 2006106136/03. Sposob krepleniya prizaboynoy zony plasta. Applied: 27.02.06. Published: 10.09.07. Bulletin No 25. (In Russian).
19. Kleshchenko, I. I., Panikarovskii, E. V., Sokhoshko, S. K., Yushkova, N. E., Shestakova, N. A., & Zozulya, G. P. Sostav dlya remontno-vodoizolyatsionnykh rabot v neftyanykh i gazovykh skvazhinakh. Pat. 2242606 RF, MPK E21V43/32. No 2003126424/03. Applied: 28.08.03. Published: 20.12.04. Bulletin No 35. (In Russian).

Сведения об авторах

Паникаровский Евгений Валентинович, *к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: panikarovskijev@tyuiu.ru*

Паникаровский Валентин Васильевич, *д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Тулубаев Андрей Борисович, *к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Клепак Дмитрий Николаевич, *аспирант, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Information about the authors

Evgeny V. Panikarovskii, *Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: panikarovskijev@tyuiu.ru*

Valentin V. Panikarovskii, *Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen*

Andrey B. Tulubaev, *Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen*

Dmitry N. Klepak, *Postgraduate, Industrial University of Tyumen*

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-5-100-107

УДК 504.55.054:622(470.6)

Новое направление повышения эффективности добычи нефти из битумов

Б. С. Цидаев[1], В. И. Голик[1], А. В. Майер[2]*

[1]Северо-Кавказский горный металлургический институт (государственный технологический университет), г. Владикавказ, Россия
[2]Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия
**e-mail: mayer-14@mail.ru*

Аннотация. Добыча и использование нефти превратились в приоритетный элемент обеспечения существования человеческого общества и одно из основных направлений исследований. Несмотря на обилие публикаций на указанную тему, в разработках имеется пробел. Имеющиеся публикации не содержат сведений о возможности получения попутных товаров, которые могли бы снизить затраты на производство.

Целью исследования является восполнение имеющегося пробела путем поиска технологии, обеспечивающей возможности получения попутной товарной продукции в виде металлов.

Используемая для достижения цели методология исследования комбинирует методы систематизации и анализа имеющихся данных о технологии добычи нефти и технологии выщелачивания металлов с оценкой комплексной технологии на уровне экспертной оценки.

Результаты исследования включают в себя предложение об извлечении металлов из вмещающих нефть пород методами выщелачивания. Обозначена сущность и описан механизм принципиально новой технологии отработки запасов нефтяных месторождений выщелачиванием металлов из руд при комплексировании подземных процессов пиролиза нефти и выщелачивания металлов из вмещающих нефть пород, сочетающей возможности шахтно-скважинной разработки и физико-химических процессов выщелачивания. Сформулированы преимущества новой технологии. Полученные результаты дают ответ на задачи исследования и свидетельствуют о достижении цели.

Ключевые слова: добыча нефти; битум; горная порода; извлечение металлов; выщелачивание

A new direction of increasing the efficiency of oil production from bitumen

Batraz S. Tsidaev[1], Vladimir I. Golik[1], Andrey V. Mayer[2]*

[1]North Caucasian Institute of Mining and Metallurgy (State Technological University), Vladikavkaz, Russia
[2]Ugra State University, Khanty-Mansiysk, Russia
**e-mail: mayer-14@mail.ru*

Abstract. Oil production and use have become a priority element in ensuring the existence of human society and one of the main areas of research. Despite the abundance of publications on this topic, there is a gap in the development. Available publications don't contain information about the possibility of obtaining associated goods, which could reduce production costs.

The aim of the study is to fill the gap by searching for technology that provides the opportunity to obtain associated marketable products in the form of metals.

The research methodology used to achieve the goal combines the methods of systematizing and analyzing the available data on oil production technology and metal leaching technology with an integrated technology assessment at the expert assessment level.

The results of the study include a proposal for the extraction of metals from oil-bearing rocks by leaching methods. The essence and mechanism of a fundamentally new technology for mining reserves of oil fields by leaching metals from ores during the integration of underground processes of oil pyrolysis and leaching of metals from oil-bearing rocks, combining the possibilities of mine-borehole development and physicochemical leaching processes, are described. The advantages of the new technology are formulated. The obtained results provide an answer to the objectives of the study and indicate the achievement of the goal.

Key words: oil production; bitumen; rock; metal recovery; leaching

Введение

Среди важнейших видов энергетического минерального сырья главное место занимают нефть и газ. За счет углеводородов обеспечивается до 2/3 потребности в энергетических ресурсах. Нефть и газ являются энергоносителями двигательной техники и сырьем для химической промышленности с получением жизнеобеспечивающих продуктов [1–3].

До XVIII в. нефть добывали из ям глубиной 1,5–2 м и колодцев. В конце XVIII в. освоен метод вытеснения нефти из скважины сжатым воздухом или газом. Во второй половине XIX в. основной объем нефти в мире добывали из оборудованных подъемными приспособлениями скважин.

Актуальность темы обеспечения человеческого сообщества углеводородным минеральным сырьем повышается демографическими процессами и истощением месторождений в комфортных для добычи районах.

В литературе по исследуемой теме рассматриваются преимущественно вопросы совершенствования процессов добычи, но необходимость увеличения объемов добычи углеводородов формирует проблему добычи как поиск ранее неизвестных резервов.

Целью исследований становится не совершенствование известных технологий, а разработка принципиально новых решений, которые появляются путем решения комплекса задач.

Объект и методы исследования

Объект исследования — месторождение нефти и процессы его разработки. Основу метода исследования составляют анализ применяемой технологии добычи нефти и прогнозная оценка эффективности ее совершенствования путем комплексирования с ранее неизвестной технологией. Критерием эффективности вариантов добычи является выход полезных компонентов.

Результаты

Битум и сланцевая нефть составляют большую часть нефтяных ресурсов Земли. Разведанные запасы горючих сланцев (около $6{,}5 \cdot 10^{13}$ т) в пересчете на эквивалентную нефть составляют 630 млрд т, что значительно превышает ресурсы жидких углеводородов (280 млрд т) [4–6].

Технология добычи нефти из твердых пород переживает начальный этап развития. Себестоимость добычи существенно превышает себестоимость добычи традиционным способом, поэтому запасы сланцевой нефти расценивают пока только в качестве резерва энергоресурсов.

С начала XX в. месторождения битумов разрабатывают в США, Италии, Тринидаде, Германии, Франции, Венесуэле. В СССР к началу 80-х гг. эксплуатировали Садкинское и Бориславское месторождения. Перспективы добычи битумов связаны с освоением процесса извлечения из них нефти.

Насыщенная нефтью горная порода отделяется от массива, а содержащаяся в ней нефть экстрагируется растворителями, паром или горячей водой с добавкой поверхностно-активных веществ, что позволяет извлекать до 80–90 % углеводородов.

Традиционные технологии добычи углеводородных руд, как и руд других полезных ископаемых, характеризуются извлечением из недр сырья с образованием пустот [7–10]. Потери углеводородного сырья происходят при использовании систем разработки с оставляемыми для управления массивом целиками.

Вариантом получения полезных компонентов без извлечения руд из недр на земную поверхность является метод растворения нефти в пласте (рис. 1).

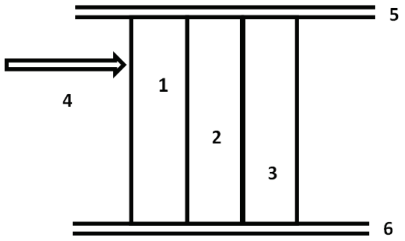


Рис. 1. ***Схема добычи нефти растворением:*** *1 — зона первичного растворения; 2 — зона вторичного растворения; 3 — нетронутый массив углеводородов; 4 — поток растворителей; 5 — верхний горизонт; 6 — нижний горизонт*

Возможности растворения твердого углеводородного сырья ограничены, поэтому появились технологии с интенсификацией добычных процессов химико-физическими методами. Такие технологии обеспечивают более качественное извлечение минерального сырья из недр, но в большей мере, чем традиционные технологии, нуждаются в обосновании технической возможности и экономической целесообразности [11–13].

Характер разрушения химических связей, содержащих нефть горных пород, при воздействии на них зависит от скорости протекания процессов образования жидких, газовых и твердых продуктов.

Разработка месторождений, содержащих нефть горных пород, традиционным способом характеризуется образованием пустот в земной коре и потерями полезных компонентов в целиках. Традиционные технологии эффективны за счет выборочной отработки участков месторождений, что сопровождается повышенными потерями.

Альтернативу традиционным технологиям разработки составляют технологии добычи нефти без извлечения на земную поверхность, характеризуемые такими признакам, как переработка минерального сырья в недрах и участие хвостов переработки в сохранении устойчивости массива. Одним из преимуществ метода является возможность отрабатывать недоступные для традиционной технологии запасы.

Не менее важной проблемой человеческого сообщества является и обеспечение его запросов на цветные, редкие и благородные металлы. В настоящее время эта проблема решается путем реализации пока еще не используемых резервов, в том числе за счет вовлечения в производство отходов традиционного производства [14–17].

Наибольшие успехи достигнуты при подземном выщелачивании ряда наиболее вскрываемых физико-химическими процессами металлов: меди, урана, золота и цинка. Технология включает в себя отделение руд от массива, приготовление и транспортирование выщелачивающих реагентов, а также переработку растворов.

Уран из скальных руд выщелачивают с середины прошлого века на месторождениях Средней Азии. На Северном Кавказе извлекали в раствор до 60 % урана. В Казахстане извлечение металла достигало 70 %. На рудниках ОАО «ППГХО» подземным выщелачиванием добывают более 30 % металла с извлечением около 65 %.

Увеличивается объем переработки запасов техногенных месторождений выщелачиванием металлов из руд на ряде предприятий (таблица).

Техногенные и разрабатываемые выщелачиванием месторождения

Металл	Месторождение, технология	Регион
Медь	Техногенные месторождения	Свердловская область (2) Мурманская область (1) Красноярский край (1)
	Гумешевское, подземное выщелачивание	Свердловская область
Никель — кобальт	Аллареченское	Мурманская область
	Хвостохранилище № 1 Озеро Барьерное	Красноярский край
Цинк	Шлакоотвал	Свердловская область
Олово	Техногенные месторождения	
Вольфрам	Барун-Нарынское	Республика Бурятия
	Спокойнинское	Забайкальский край
Молибден с ураном	Стрельцовское, подземное и кучное выщелачивание	Читинская область
Титан	Кручининское, перспектива скважинного выщелачивания	Забайкальский край

Усиливается тенденция извлечения металлов из некондиционного для традиционных методов переработки сырья.

Резервом экономики является вовлечение в производство некондиционных ресурсов путем комбинирования новых технологий с традиционными технологиями.

Принципиальное отличие новой ресурсосберегающей безлюдной технологии заключается в комплексировании подземных процессов пиролиза нефти и выщелачивания металлов из горных пород.

Вариант новой технологии реализуется сочетанием процессов шахтно-скважинной разработки и интенсификации физико-химических процессов выщелачивания.

Вскрытие и подготовка месторождений твердых углеводородов к эксплуатации включают комплекс капитальных и подготовительных выработок, в том числе участковые технологические камеры и систему скважин. При повышении температуры до 400–700 °С в массиве создаются условия для крекинга и выпаривания легких фракций нефти.

Область применения технологии с выпариванием нефти ограничивается высокой стоимостью процессов, которая может быть уменьшена путем комбинирования с реагентным выщелачиванием металлов (рис. 2). Черным цветом обозначен путь пара на первой стадии извлечения нефти, а красным — путь раствора реагентов на второй стадии — выщелачивания металлов.

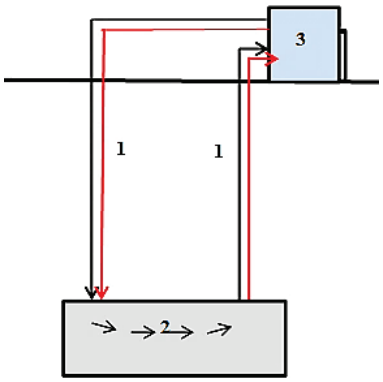


Рис. 2. ***Комбинированная технология с температурным выпариванием нефти и реагентным выщелачиванием металлов:*** *1 — скважины; 2 — залежь; 3 — участок переработки растворов*

При температуре 450 °С нефтепродукты, газ и кокс разделяются. При пиролизе нефти разрабатываемый массив испытывает напряжения от тектонических, гравитационных и термических нагрузок, в результате чего прилегающие к участку разработки породы разрушаются, увеличивая проницаемость выщелачивающих растворов.

Нефть содержит более пятидесяти дефицитных и ценных металлов, в том числе %: ванадий — 0,2 %; хром — 0,01 %; цинк — 0,01 %; марганец — 0,006 %; медь — 0,05 %; молибден — 0,04–0,075 % и другие металлы. Рений, молибден, ванадий и никель находятся в связи с органическим веществом, а медь, серебро, кадмий, селен и висмут коррелируют с сульфидами. При разработке месторождений твердых углеводородных руд появляется возможность получения металлов, что уменьшает затраты и делает продукцию предприятия конкурентоспособной.

В процессе извлечения углеродосодержащей компоненты в породной матрице вскрываются доступные для выщелачивания металлы, перевод которых в мобильную фазу осуществляется хорошо освоенной на предприятиях урановой отрасли технологией подземного и скважинного выщелачивания.

В ходе проникновения растворов выщелачивания в микротрещины породы дезинтегрируются и разрыхляются с заполнением выработанного пространства. Получение аналогичного количества металлов традиционным способом на земной поверхности сопряжено с увеличением на земной поверхности объемов хвостов переработки.

Выщелачивание хвостов термической переработки углеводородов в подземных условиях, кроме расширения объемов производства, уменьшает деформации породных массивов и земной поверхности над ними, поэтому комбинированную технологию с полным основанием можно считать природоохранной и ресурсосберегающей [18–20].

Выводы

Комбинирование возможностей пиролиза углеводородов и химического выщелачивания металлов из хвостов термообработки открывает перспективы новых возможностей решения основных задач горного производства, в том числе сохранность земной поверхности и уменьшение объемов хвостов переработки на земной поверхности. Поэтому предложенные решения проблемы обеспечения нефтью могут быть востребованы при разработке нефтяных месторождений в соответствующих условиях.

Библиографический список

1. Голик В. И., Полухин О. Н. Природоохранные геотехнологии в горном деле: учеб. пособие. – Белгород: ВНЦ РАН, 2013. – 284 с.
2. Дмитрак Ю. В., Камнев Е. Н. АО «Ведущий проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт промышленной технологии» — Путь длиной в 65 лет // Горный журнал. – 2016. – № 3. – С. 6–12. DOI: 10.17580/gzh.2016.03.01
3. Каплунов Д. Р., Рыльникова М. В., Радченко Д. Н. Научно-методические основы проектирования экологически сбалансированного цикла комплексного освоения и сохранения недр Земли // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2015. – № S4–2. – С. 5–11.
4. Перспективы выщелачивания металлов при добыче нефти / В. И. Комащенко [и др.] // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2018. – № 2. – С. 59–63. DOI: 10.30713/2411-7013-2018-2-59-63
5. Ghorbani Y., Franzidis J.-P., Petersen J. Heap leaching technology — current state, innovations and future directions: A review // Mineral Processing and Extractive Metallurgy Review. – 2016. – Vol. 37, Issue 2. – P. 73–119. DOI: 10.1080/08827508.2015.1115990
6. De Oliveira D. M., Sobral L. G. S., Olson G. J., Olson S. B. Acid leaching of a copper ore by sulphur-oxidizing microorganisms // Hydrometallurgy. – 2014. – Vol. 147–148. – P. 223–227. DOI: 10.1016/j.hydromet.2014.05.019
7. Голик В. И., Воробьев А. Е., Козырев Е. Н. Минеральные богатства Северного Кавказа // Горный журнал. – 2000. – № 6. – С. 48–50.
8. Голик В. И., Ермоленко А. А., Лазовский В. Ф. Организационно-экономические проблемы использования природных ресурсов Южного Федерального округа: учеб. пособие для вузов. Краснодар: Изд-во ЮИМ, 2008. – 328 с.
9. Sinclair L., Thompson J. In situ leaching of copper: Challenges and future prospects // Hydrometallurgy. – 2015. – Vol. 157. – P. 306–324. DOI: 10.1016/j.hydromet.2015.08.022
10. Der Braunkohlentagebau — Bedeutung, Planung, Betrieb, Technik, Umwelt / Edited by Ch. Niemann-Delius [et al.]. – Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2009. – 605 p. DOI: 10.1007/978-3-540-78401-2
11. Цидаев Б. С., Логачев А. В., Голик В. И. Повышение рентабельности добычи нефти путем диверсификации технологий // Устойчивое развитие горных территорий. – 2019. – Т. 11, № 1 (39). – С. 98–104.
12. Голик В.И. Концептуальные подходы к созданию мало- и безотходного горнорудного производства на основе комбинирования физико-технических и физико-химических геотехнологий // Горный журнал. – 2013. – № 5. – С. 93–97.
13. Логачев А. В., Голик В. И. К теории выщелачивания золота из некондиционного первичного и вторичного сырья // Обогащение руд. – 2009. – № 2. – С. 18–20.
14. Ляшенко В. И., Голик В. И., Козырев Е. Н. Комбинированные технологии добычи полезных ископаемых с подземным выщелачиванием // Горный журнал. – 2008. – № 12. – С. 37–40.

15. Голик В. И., Дмитрак Ю. В., Бурдзиева О. Г. Природное выщелачивание металлов при разработке месторождений Северного Кавказа // Экология промышленного производства. – 2018. – № 2 (102). – С. 35–41.

16. Ресурсосберегающие аспекты подземного выщелачивания / В. И. Голик [и др.] // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2018. – № S25. – С. 5–17. DOI: 10.25018/0236-1493-2018-6-25-5-17

17. Mining a coal seam below a heating goaf with a force auxiliary ventilation system at Longhua underground coal mine, China / Wang G. [et al.] // International Journal of Mining Science and Technology. – 2015. – Vol. 25, Issue 1. – P. 67–72. DOI: 10.1016/j.ijmst.2014.11.009

18. Коваленко И. В., Сохошко С. К. Моделирование разработки нефтяных оторочек многопластового залегания // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 3. – С. 50–54. DOI: 10.31660/0445-0108-2018-3-50-54

19. Поднебесных А. В. Перспективы промышленной разработки проявлений битумов рифтовых впадин на территории Забайкалья // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 1. – С. 38–42. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-1-38-42

20. Бембель Р. М., Сухов Л. А., Щетинин И. А. Пути повышения геологической эффективности освоения месторождений углеводородов в Западной Сибири // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 6. – С. 6–10. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-6-6-10

References

1. Golik ,V. I., & Poluhin, O. N. (2013). Prirodoohrannye geotekhnologii v gornom dele. Belgorod: VNC RAN Publ., 284 p. (In Russian).

2. Dmitrak, Yu. V. & Kamnev, E. N. (2016). The Leading Research and Design Institute of Industrial Technologies - A long way in 65 years. Gornyi Zhurnal, (3), pp. 6-12. (In Russian). DOI: 10.17580/gzh.2016.03.01

3. Kaplunov, D. R., Rylnikova, M. V., Radchenko, D. N. (2015). Scientific and methodological bases of design of ecologically balanced cycle of comprehensive exploitation and conservation of the Earth's reserves. Gornyi Zhurnal, (S4-2), pp. 5-11. (In Russian).

4. Komashchenko, V. I., Martynov, V. G., Golik, V. I., & Miletenko, N. V. (2018). Prospects for the leaching of metals in oil, (2), pp. 59-63. (In English). DOI: 10.30713/2411-7013-2018-2-59-63

5. Ghorbani, Y., Franzidis, J.-P., & Petersen, J. (2016). Heap leaching technology - current state, innovations and future directions: A review. Mineral Processing and Extractive Metallurgy Review, 37(2), pp. 73-119. (In English). DOI: 10.1080/08827508.2015.1115990

6. De Oliveira, D. M., Sobral, L. G. S., Olson, G. J., & Olson S. B. (2014). Acid leaching of a copper ore by sulphur-oxidizing microorganisms. Hydrometallurgy, 147-148, pp. 223-227. (In English). DOI: 10.1016/j.hydromet.2014.05.019

7. Golik, V. I., Vorob'ev, A. E., Kozyrev, E. N. (2000). Mineral'nye bogatstva Severnogo Kavkaza. Gornyi Zhurnal, (6), pp. 48-50. (In Russian).

8. Golik, V. I., Ermolenko, A. A., Lazovskiy, V. F. (2008). Organizatsionno-ekonomicheskie problemy ispol'zovaniya prirodnykh resursov Yuzhnogo Federal'nogo okruga. Krasnodar, YuIM Publ., 328 p. (In Russian).

9. Sinclair, L., & Thompson, J. (2015). In situ leaching of copper: Challenges and future prospects. Hydrometallurgy, 157, pp. 306-324. (In English). DOI: 10.1016/j.hydromet.2015.08.022

10. Niemann-Delius Ch., Stoll R. D., Drebenstedt C., & Müllensiefen K. (Eds.). (2009). Der Braunkohlentagebau - Bedeutung, Planung, Betrieb, Technik, Umwelt. Berlin, Heidelberg, Springer-Verlag, 605 p. (In German). DOI: 10.1007/978-3-540-78401-2

11. Tsidaev, B. S., Logachev, A. V., & Golik, V. I. (2019). Profitability increase for oil production by diversification of technologies, 11(1(39)), pp. 98-104. (In Russian).

12. Golik, V. I. (2013). Kontseptual'nye podkhody k sozdaniyu malo- i bezotkhodnogo gornorudnogo proizvodstva na osnove kombinirovaniya fiziko-tekhnicheskikh i fiziko-khimicheskikh geotekhnologiy. Gornyi Zhurnal, (5), pp. 93-97. (In Russian).

13. Logachyov, A. V., & Golik, V. I. (2009). To the theory of gold leaching from non-standard fresh and secondary raw materials. Obogashchenie Rud, (2), pp. 18-20. (In Russian).

14. Lyashenko, V. I., Golik, V. I., & Kozyrev, E. N. (2008). Kombinirovannye tekhnologii dobychi poleznykh iskopaemykh s podzemnym vyshchelachivaniem. Gornyi Zhurnal, (12), pp. 37-40. (In Russian).

15. Golik, V. I., Dmitrak, Yu. V., & Burdzieva, O. G. (2018). Natural leaching of metals during mining of the North Caucasus. Industrial Ecology, (2(102)), pp. 35-41. (In Russian).
16. Golik, V.I., Gegelashvili, M. N., Maksimov, R. N., Badtiev, B. P., & Versilov, S. O. (2018). Resource-saving aspects of underground leaching. Mining informational and analytical bulletin, (S25), pp. 5-17. (In Russian). DOI: 10.25018/0236-1493-2018-6-25-5-17
17. Wang, G., Xie, J., Xue, Sh., & Wang, H. (2015). Mining a coal seam below a heating goaf with a force auxiliary ventilation system at Longhua underground coal mine, China. International Journal of Mining Science and Technology, 25(1), pp. 67-72. (In English). DOI: 10.1016/j.ijmst.2014.11.009
18. Kovalenko, I. V., Sokhoshko, S. K. (2018). Modeling of the oil rims development of multi-zone oil rim reservoir. Oil and Gas Studies, (3), pp. 50-54. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2018-3-50-54
19. Podnebesnykh, A. V. (2017). Perspectives of developing bitumen seeps of the Baikal rift valley. Oil and Gas Studies, (1), pp. 38-42. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2017-1-38-42.
20. Bembel, R. M., Sukhov, V. A., & Schetinin, I. A. (2017). Ways of increasing geological efficiency of hydrocarbon fields development in Western Siberia. Oil and Gas Studies, (6), pp. 6-10. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-6-6-10

Сведения об авторах

Цидаев Батраз Саламович, *к. т. н., проректор, заведующий кафедрой нефтегазового дела, Северо-Кавказский горный металлургический институт (государственный технологический университет), г. Владикавказ*

Голик Владимир Иванович, *д. т. н., профессор кафедры горного дела, Северо-Кавказский горный металлургический институт (государственный технологический университет), г. Владикавказ*

Майер Андрей Владимирович, *к. т. н., директор высшей нефтяной школы института нефти и газа, Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, e-mail: mayer-14@mail.ru*

Information about the authors

Batraz S. Tsidaev, *Candidate of Engineering, Vice-rector, Head of the Department of Oil and Gas Business, North Caucasian Institute of Mining and Metallurgy (State Technological University), Vladikavkaz*

Vladimir I. Golik, *Doctor of Engineering, Professor at the Department of Mining, North Caucasian Institute of Mining and Metallurgy (State Technological University), Vladikavkaz*

Andrey V. Mayer, *Candidate of Engineering, Director of the Higher Oil School of the Institute of Oil and Gas, Ugra State University, Khanty-Mansiysk, e-mail: mayer-14@mail.ru*

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

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-5-108-114

УДК 519.63+533.6

Расчет скоростей течений газа в концентрированных огненных вихрях

А. Г. Обухов*, Л. И. Максимов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
**e-mail: obuhovag@tyuiu.ru*

Аннотация. Представлены результаты численного моделирования генерации свободных огненных вихрей в лабораторных условиях без использования специальных закручивающих устройств. Принципиальная возможность физического моделирования возникновения концентрированных огненных вихрей описана в серии экспериментальных работ, проведенных под руководством члена-корреспондента РАН А. Ю. Вараксина.

В модели сжимаемой сплошной среды для полной системы уравнений Навье — Стокса предложена начально-краевая задача, описывающая сложные трехмерные нестационарные течения вязкого сжимаемого теплопроводного газа в восходящих закрученных тепловых потоках. С помощью явных разностных схем и предложенных начально-краевых условий построены приближенные решения полной системы уравнений Навье — Стокса и численно определены скоростные характеристики трехмерных нестационарных течений газа, инициируемых локальным нагревом подстилающей поверхности 19 источниками тепла.

Ключевые слова: трехмерные нестационарные течения газа; система нелинейных дифференциальных уравнений; численные эксперименты и расчеты

Calculation of gas flow rates in concentrated fire vortices

Alexander G. Obukhov*, Lev I. Maksimov

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
**e-mail: obuhovag@tyuiu.ru*

Abstract. The article presents the results of numerical simulation of the generation of free fire vortices in the laboratory without the use of special twisting devices. A. Yu. Varaksin, the corresponding member of the Russian Academy of

Sciences, in his experimental studies has described the principal possibility of physical modeling of the occurrence of concentrated fire vortices.

In the model of a compressible continuous medium for the complete system of Navier — Stokes equations, an initial-boundary value problem has been proposed that describes complex three-dimensional unsteady flows of a viscous compressible heat-conducting gas in ascending swirling heat flows. We has constructed approximate solutions of the complete Navier — Stokes system of equations and has determined velocity characteristics of three-dimensional unsteady gas flows initiated by local heating of the underlying surface by nineteen heat sources, using explicit difference schemes and the proposed initial-boundary conditions.

Key words: three-dimensional unsteady gas flows; system of nonlinear differential equations; numerical experiments and calculations

Введение

Возможность физического моделирования свободных огненных вихревых структур в условиях лаборатории без специальных устройств для закручивания была продемонстрирована в экспериментальной работе [1]. Для возбуждения концентрированных вихревых структур была использована следующая установка. На подстилающей металлической поверхности размещались 19 таблеток уротропина, формируя вписанный в окружность диаметром 300 мм шестиугольник. Таблетки во время эксперимента поджигались, а в процессе их горения фиксировалось появление огненного вихря, высота которого значительно превосходила высоту пламени над каждой горящей таблеткой. Появление траекторий в виде винтовых линий у частиц продуктов сгорания являлось признаком генерации огненных вихревых структур. За один эксперимент возникает до 15 вихревых структур. При этом большинство вихрей функционирует в среднем до 5 секунд. Высота вихревых огненных структур равна 0,7 м, а их диаметр — 5 см.

Формирование огненных вихрей сопровождается существенным радиальным притоком окружающего воздуха к основному центральному конвективному потоку и закручиванием потока относительно вертикальной оси. Потоки продуктов сгорания в огненном вихре состоят из сложной комбинации тонких вихревых нитей, которые вращаются и взаимодействуют между собой.

Цель данной работы — численное моделирование генерации свободных огненных вихрей в условиях лаборатории без использования устройств принудительной закрутки и расчеты скоростных характеристик течений газа в таких огненных вихрях. Приведенные в работе результаты численных исследований продолжают и развивают сформулированное ранее направление численного исследования трехмерных нестационарных течений вязкого теплопроводного газа в тепловых закрученных потоках и огненных вихрях.

Математическая модель

Для численного моделирования сложных течений воздуха как сжимаемой сплошной среды, обладающей диссипативными свойствами вязкости и теплопроводности, в работе используется полная система уравнений Навье — Стокса, которая в безразмерных переменных с учетом действия сил тяжести и Кориолиса в векторной форме имеет вид [2–5]

$$\begin{cases} \rho_t + \mathrm{V}\cdot\nabla\rho + \rho\,\mathrm{div}\ \mathrm{V} = 0, \\ \mathrm{V}_t + (\mathrm{V}\cdot\nabla)\mathrm{V} + \dfrac{T}{\gamma\rho}\nabla\rho + \dfrac{1}{\gamma}\nabla T = \mathrm{g} - 2\Omega\times\mathrm{V} + \dfrac{\mu_0}{\rho}\left[\dfrac{1}{4}\nabla(\mathrm{div}\,\mathrm{V}) + \dfrac{3}{4}\Delta\mathrm{V}\right], \\ T_t + \mathrm{V}\cdot\nabla T + (\gamma-1)T\,\mathrm{div}\ \mathrm{V} = \dfrac{\kappa_0}{\rho}\Delta T + \dfrac{\mu_0\gamma(\gamma-1)}{2\rho}\left\{\left[(u_x - v_y)^2 + \right.\right. \\ \left.\left. + (u_x - w_z)^2 + (v_y - w_z)^2\right] + \dfrac{3}{2}\left[(u_y + v_x)^2 + (u_z + w_x)^2 + (v_z + w_y)^2\right]\right\}, \end{cases} \tag{1}$$

где $\mu_0 = 0{,}001$ и $\kappa_0 \approx 1{,}46\mu_0$ — значения постоянных безразмерных коэффициентов вязкости и теплопроводности.

В системе (1): t — время; x, y, z — декартовы координаты; ρ — плотность газа; $\mathrm{V} = (u, v, w)$ — вектор скорости газа с проекциями на соответствующие декартовы оси; T — температура газа; $\mathrm{g} = (0, 0, -g)$ — вектор ускорения силы тяжести, а $g = const > 0$; $-2\Omega\times\mathrm{V} = (av - bw, -au, bu)$ — вектор ускорения силы Кориолиса, где $a = 2\Omega\sin\psi$, $b = 2\Omega\cos\psi$, $\Omega = |\Omega|$; Ω — вектор угловой скорости вращения Земли; ψ — широта точки O — начала декартовой системы координат $Oxyz$, вращающейся вместе с Землей.

Начальные условия при описании течений вязкого сжимаемого теплопроводного газа при постоянных значениях коэффициентов вязкости и теплопроводности представляют собой функции, задающие точное решение [6] системы (1):

$$u = 0,\ v = 0,\ w = 0,\ T_0(z) = 1 - kz,$$

$$k = \frac{lx_{00}}{T_{00}},\ \ l = 0{,}0065\frac{K}{\text{м}},\ x_{00} = 1\,\text{м},\ \ T_{00} = 288^o K, \tag{2}$$

$$\rho_0(z) = (1 - kz)^{\nu-1}, \qquad \nu = \frac{\gamma g}{k} = const > 0\cdot \tag{3}$$

Расчеты проводились в области, представляющей собой куб со сторонами $x_0 = y_0 = z_0 = 1$ (рис. 1).

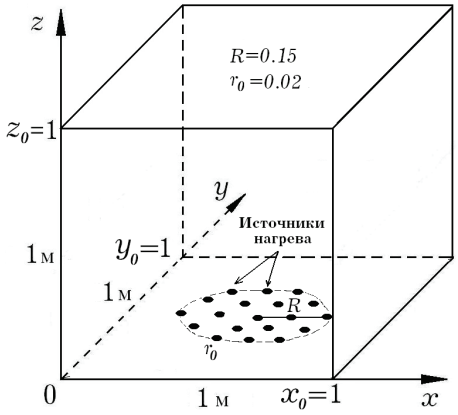


Рис. 1. ***Кубическая область для расчетов***

Условия на границах расчетной области, а также способы вычисления газодинамических характеристик на ее гранях подробно описаны в работе [7].

Значения плотности на боковых гранях куба $x = 0$, $x = x_0$, $y = 0$, $y = y_0$ и на верхней грани $z = z_0$ вычисляются из условия непрерывности, то есть значения плотности на боковых гранях рассчитываются линейной интерполяцией значений в двух ближайших узлах внутри расчетной области.

На нижней грани $z = 0$ для плотности ставится условие симметрии.

Это значит, что значения плотности на нижней грани рассчитываются из условия нулевой их производной по нормали к грани.

На боковых и верхней гранях значения скоростей подчиняются условиям непрерывности и рассчитываются линейной интерполяцией значений в двух ближайших узлах внутри области расчетов.

На нижней грани для скоростей задаются условия «непротекания». Вертикальная скорость приравнивается нулю $w\big|_{z=0} = 0$, а две другие компоненты вычисляются из условия симметрии и из условия нулевой их производной по нормали к грани.

Температура на боковых и верхней гранях рассчитывается из условия непрерывности.

Постепенный нагрев 19 областей нижней грани до температуры 300 °C задается функциональной зависимостью от времени и координат

$$T(x,y,t) = 1 + T^*\left(1 - e^{-10t}\right)\sum_{l=1}^{19} e^{-\frac{(x-x_l)^2+(y-y_l)^2}{r_0^2}}, \qquad (4)$$

где $T^* = 0{,}99$; $r_0 = 0{,}02$ — значения радиусов областей нагрева; x_l, y_l, $l = 1 \div 19$ — координаты центров источников нагрева. Поставленные таким образом граничные условия моделируют течения сжимаемого газа, инициируемые нагревом нижней плоскости 19 источниками тепла. Граничные условия предполагают возможность пересечения газа всех граней области расчетов, исключая нижнюю. В расчетах использовались следующие масштабные значения: $\rho_{00} = 1{,}29$ кг/м^3, $u_{00} = 333$ м/с, $x_{00} = 1$ м, $t_{00} = x_{00}/u_{00} = 0{,}003$ с. Дискретные шаги по трем координатам $\Delta x = \Delta y = 0{,}005$, $\Delta z = 0{,}05$, дискретный шаг по времени $\Delta t = 0{,}001$.

Результаты расчетов

Далее проводится анализ скоростей сложных течений газа, возникающих при нагреве нижней поверхности 19 источниками тепла. Рисунки 2–5 демонстрируют результаты расчетов компоненты u скорости течения газа при нагреве 19 источниками нижней грани. Представлены результаты для высоты 0,1 м для различных временных моментов. По осям абсцисс и ординат отложены номера узлов расчетной сетки.

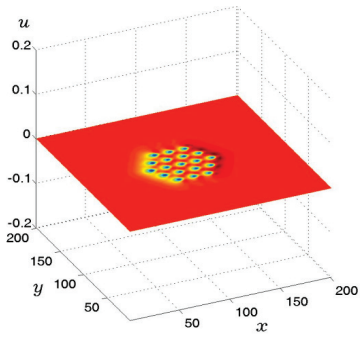


Рис. 2. ***Скорость u при t_1 = 10 с***

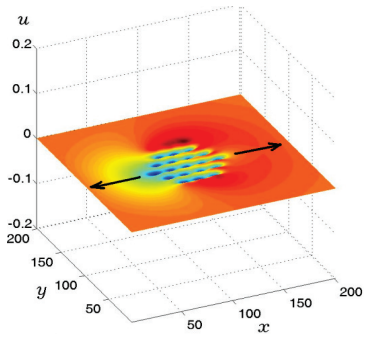


Рис. 3. ***Скорость u при t_2 = 20 с***

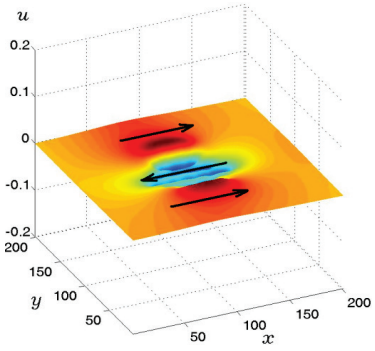


Рис. 4. ***Скорость u при t_3 = 30 с***

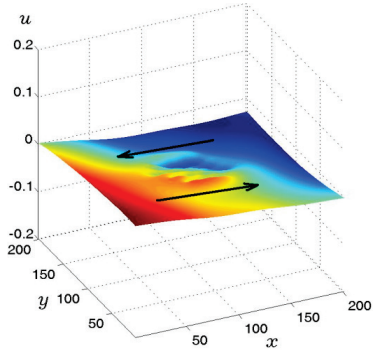


Рис. 5. ***Скорость u при t_4 = 40 с***

По результатам выполненных расчетов первой компоненты скорости можно выделить несколько фаз развития тепловых вихревых структур. Первая фаза характерна появлением вблизи каждого из 19 источников тепла множественных мелких вихревых образований с противоположным направлением закрутки (см. рис. 2). Желтый и красный цвет на рисунке соответствует положительной скорости течения газа (вдоль оси Ox), а синий цвет — отрицательной скорости течения газа (против направления оси Ox). Вторая фаза характеризуется наложением на мелкую вихревую структуру более крупного течения газа, расходящегося от области нагрева (см. рис. 3). С наступлением третьей фазы возникают два вихря с противоположными направлениями вращения (см. рис. 4). Ближний к наблюдателю имеет положительное направление закрутки, а дальний от наблюдателя — отрицательное. И, наконец, расчеты показывают наличие еще одной стадии в развитии огненного вихря. На этой стадии за счет интенсивного притока внешнего воздуха и действия на него силы Кориолиса происходит постепенное преобладание положительного направления закрутки всего потока (см. рис. 5). В результате чего образуется огненный вихрь, наблюдаемый в экспериментах. Отмеченные этапы формирования огненного вихря размыты во времени. Однако отличительные черты каждого из указанных этапов формально дают возможность расположить их в определенной хронологической последовательности.

Как следует из расчетов, поведение второй v компоненты скорости аналогично описанному выше поведению первой. Графические зависимости от координат этой компоненты для таких же временных моментов изображены на рисунках 6–9.

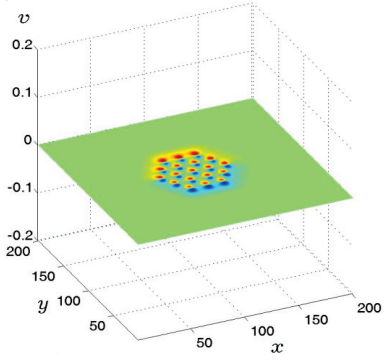


Рис. 6. ***Скорость v при t_1 = 10 с***

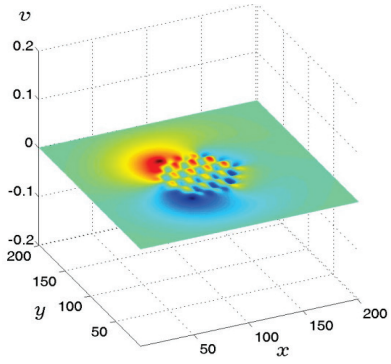


Рис. 7. ***Скорость v при t_2 = 20 с***

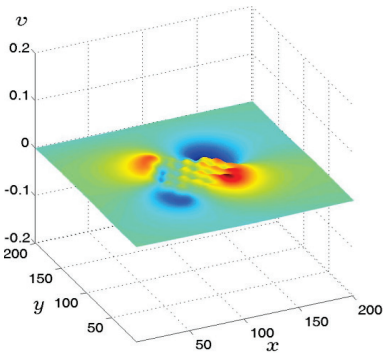


Рис. 8. ***Скорость v при t_3 = 30 с***

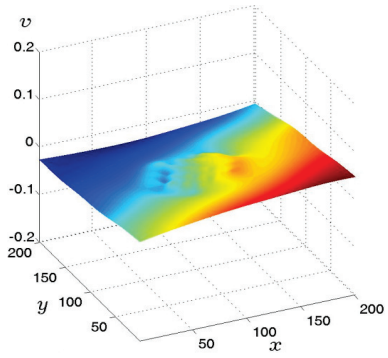


Рис. 9. ***Скорость v при t_4 = 40 с***

На рисунках 10, 11 представлена третья w компонента скорости для временных моментов $t_1 = 10$ с и $t_4 = 40$ с для высоты 0,1 м от нижней поверхности.

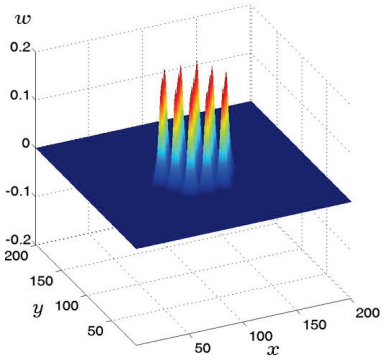


Рис. 10. ***Скорость w при t_1 = 10 с***

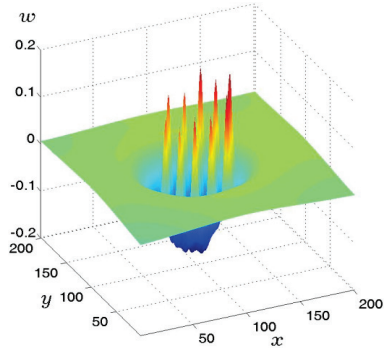


Рис. 11. ***Скорость w при t_4 = 40 с***

Из рисунка 10 следует, что к моменту времени $t_1 = 10$ с имеет место формирование локальных вертикальных потоков воздуха над источниками нагрева. Максимальные значения скоростей (33 м/с) соответствуют расположению источников, а при удалении от них уменьшаются до нуля. В пространстве, расположенном вблизи от источников нагрева, вертикальная скорость имеет отрицательные значения, соответствующие движению вниз потока газа.

Выводы

Результаты выполненных расчетов свидетельствуют о сложной структуре возникающих течений, их ярко выраженной нестационарности. Рассчитаны скоростные характеристики течений в произвольные моменты времени.

Расчеты показали, что при формировании огненных вихрей можно выделить несколько характерных этапов, последовательная смена которых приводит к формированию общего крупного теплового вихря из мелких вихревых образований. Такой процесс происходит за счет притока внешнего воздуха, получающего положительную закрутку под действием силы Кориолиса. За счет существенного возрастания скорости закрутки наступает сокращение размеров с последующим распадом общего теплового вихря на более мелкие. Разлетом газа из области расчетов фактически заканчивается цикл жизни одного огненного вихря, а затем начинаются процессы формирования нового огненного вихря.

Расчеты показали, что при данных параметрах время жизни одного огненного закрученного потока составляет 1 минуту.

Исследования поддержаны Министерством образования и науки РФ (проект №1.4539.2017/8.9).

Библиографический список

1. Вараксин А. Ю., Ромаш М. Э., Копейцев В. Н. О возможной генерации огненных вихрей без использования принудительной закрутки // Доклады Академии наук. – 2014. – Т. 456, № 2. – С. 159–161. DOI: 10.7868/S0869565214140102
2. Баутин С. П. Представление решений системы уравнений Навье — Стокса в окрестности контактной характеристики // Прикладная математика и механика. – 1987. – Т. 51, Вып. 4. – С. 574–584.
3. Баутин С. П., Обухов А. Г. Математическое моделирование разрушительных атмосферных вихрей. – Новосибирск: Наука, 2012. – 152 с.
4. Разрушительные атмосферные вихри: теоремы, расчеты, эксперименты / С. П. Баутин [и др.]. – Новосибирск: Наука; Екатеринбург: Изд-во УрГУПС, 2013. – 215 с.
5. Разрушительные атмосферные вихри и вращение Земли вокруг своей оси / С. П. Баутин [и др.]. – Екатеринбург: УрГУПС, 2017. – 336 с.
6. Баутин С. П., Обухов А. Г. Одно точное стационарное решение системы уравнений газовой динамики // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2013. – № 4. – С. 81–86.
7. Баутин С. П., Обухов А. Г. Об одном виде краевых условий при расчете трехмерных нестационарных течений сжимаемого вязкого теплопроводного газа // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2013. – № 5. – С. 55–64.

References

1. Varaksin, A. Yu., Romash, M. E., & Kopeytsev, V. N. (2014). O vozmozhnoy generatsii ognennykh vikhrey bez ispol'zovaniya prinuditel'noy zakrutki. Doklady Akademii nauk, 456(2), pp. 159-161. (In Russian). DOI: 10.7868/S0869565214140102
2. Bautin, S. P. (1987). Predstavlenie resheniy sistemy uravneniy Nav'e - Stoksa v okrestnosti kontaktnoy kharakteristiki. Journal of Applied Mathematics and Mechanics, 51(4), pp. 574-584. (In Russian).
3. Bautin, S. P., Obukhov, A. G. (2012). Matematicheskoe modelirovanie razrushitel'nykh atmosfernykh vikhrey. Novosibirsk, Nauka Publ., 152 p. (In Russian).
4. Bautin, S. P., Krutova, I. Yu., Obukhov, A. G., & Bautin, K. V. (2013). Razrushitel'nye atmosfernye vikhri: teoremy, raschety, eksperimenty. Novosibirsk, Nauka Publ., Ekaterinburg, UrGUPS Publ., 215 p. (In Russian).
5. Bautin, S. P., Deryabin, S. L., Krutova, I. Yu., & Obukhov, A. G. (2017). Razrushitel'nye atmosfernye vikhri i vrashchenie Zemli vokrug svoey osi. Ekaterinburg, UrGUPS Publ., 336 p. (In Russian).
6. Bautin, S. P., Obukhov, A. G. (2013). A single exact stationary solution of the gas dynamics equations system. Oil and Gas Studies, (4), 81-86. (In Russian).
7. Bautin, S. P., Obukhov, A. G. (2013). About one type of boundary conditions at calculation of 3D unsteady-state-flow of compressible viscous heat-conducting gas. Oil and Gas Studies, (5), pp. 55-64. (In Russian).

Сведения об авторах

Обухов Александр Геннадьевич, *д. ф.-м. н., профессор кафедры бизнес-информатики и математики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: obuhovag@tyuiu.ru*

Максимов Лев Игоревич, *младший научный сотрудник Центра перспективных исследований и инновационных разработок, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Information about the authors

Alexander G. Obukhov, *Doctor of Physics and Mathematics, Professor at the Department of Business Informatics and Mathematics, Industrial University of Tyumen, e-mail: obuhovag@tyuiu.ru*

Lev I. Maksimov, *Junior Researcher at the Center for Advanced Research and Innovation, Industrial University of Tyumen*

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-5-115-124

УДК 621.643.053

Применение комбинированной вероятностно-статистической методики количественной оценки прочности и долговечности магистральных трубопроводов с одиночными и комбинированными дефектами

А. В. Сальников*, А. А. Игнатик

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия
**e-mail: ugtusovet@yandex.ru*

Аннотация. Магистральные газонефтепроводы являются важнейшими объектами топливно-энергетического комплекса государства. К ним предъявляются строгие требования по надежной и безопасной работе. Поэтому при эксплуатации магистральных трубопроводов необходимо производить оценку их прочности (текущей прочности) и долговечности (прогнозной прочности).

Стенка труб действующих магистральных трубопроводов испытывает различные нагрузки и воздействия. Чтобы не допустить разрушения или отказа трубопровода, выполняются расчеты на прочность и долговечность, где учитываются параметры воздействия (load) на трубопровод и параметры механического сопротивления (resistance) труб. Поэтому применяется расчетная модель «воздействие — сопротивление» для количественной оценки надежности магистрального трубопровода.

В данной работе представлены основные теоретические положения методики оценки прочности и долговечности магистральных трубопроводов с одиночными и комбинированными дефектами в рамках комбинированного вероятностно-статистического подхода, а также рассмотрен пример использования методики для участка магистрального трубопровода, обследованного внутритрубным дефектоскопом.

Ключевые слова: вероятность отказа; долговечность; надежность; предельное давление; проектное давление; прочность

Application of the combined probabilistic-statistical methods of quantitative assessment of strength and durability of main pipelines with single and combined defects

Alexander V. Salnikov*, Anatoly A. Ignatik

Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia
**e-mail: ugtusovet@yandex.ru*

Abstract. Main gas and oil pipelines are the most important objects of the fuel and energy complex of the state. They are subjected to strict requirements for reliable and safe operation. Therefore, it is necessary to assess their strength (current strength) and durability (prediction strength) when operating main pipelines.

The wall of the pipes of the existing main pipelines is subjected to various loads and influences. To prevent pipeline failure, strength and durability calculations are performed. The parameters of the load and mechanical resistance of the pipes are taken into account when calculating. Therefore, the "load — resistance" model is used to quantify the reliability of the main pipeline.

This paper presents the main theoretical provisions of the methodology for assessing the strength and durability of trunk pipelines with single and combined defects in the framework of a combined probabilistic-statistical approach, and also an example of the use of the technique for a section of a trunk pipeline examined by an in-line flaw detector.

Key words: probability of failure; durability; reliability; maximum allowable pressure; operating pressure; strength

Введение

Научно-обоснованная оценка степени опасности развивающихся в процессе эксплуатации одиночных и особенно комбинированных дефектов труб магистральных трубопроводов, прогноз их технического состояния — одна из актуальных задач магистрального транспорта нефти и газа, напрямую влияющая на планирование ремонтных работ линейной части.

Адекватное и оперативное решение этой задачи зачастую осложняется отсутствием единообразия в нормативно-технических документах по оценке технического состояния труб с дефектами, а также сложностью используемого в методиках оценки прочности и долговечности труб с дефектами математического аппарата.

Проведенные ранее исследования [1–3] позволили сформулировать требования и разработать расчетную методику для количественной оценки прочности и долговечности магистральных трубопроводов, в которой используется вероятностно-статистический подход, а в качестве базовой была принята модель «воздействие — сопротивление» [4].

В работе [3] параметром воздействия принято проектное давление $p_{\text{проект}}$, а параметром сопротивления служит предельное давление $p_{\text{пред}}$. Проектное и предельное давления рассматриваются как случайные непрерывные величины, имеющие распределение по некоторому закону, и их рассмотрение производится методами теории вероятности и математической статистики. Проектное давление — это давление, действующее в рассматриваемой секции трубопровода, а предельное давление — это максимальное избыточное давление, которое может выдержать труба с дефектом без разрушений и отказов. Предельное давление $p_{\text{пред}}$ вычисляют при использовании расчетных схем и деформационных критериев предельных состояний трубопровода из документа[1] или при использовании рекомендаций[2] из источников [5–9]. Исследование законов распределения проектного и предельного давлений позволяет перейти к определению вероятности отказа магистрального трубопровода.

Объект и методы исследования

Величина $S = p_{\text{пред}} - p_{\text{проект}}$ называется запасом прочности. Она служит количественным показателем надежности трубопровода [10]. Если $S \geq 0$ (или

[1] РД-23.040.00-КТН-115-11. Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы магистральные. Определение прочности и долговечности труб и сварных соединений с дефектами. – М.: ОАО «АК “Транснефть”», 2013. – 142 с.

[2] СТО Газпром 2-2.3-112-2007. Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами. – Введ. 2007-08-28. – М.: ООО «Информационно-рекламный центр газовой промышленности», 2007. – 68 с.

$p_{пред} \geq p_{проект}$), то прочность конструкции выполняется. Если $S < 0$ (или $p_{пред} < p_{проект}$), то прочность конструкции не соблюдена.

При расчете на прочность необходимо определить величины $p_{проект}$ и $p_{пред}$ в момент времени эксплуатации $t = 0$, то есть в момент выполнения диагностики трубопровода. В ходе расчета на долговечность вычисляются величины $p_{проект}$ и $p_{пред}$ в моменты времени от $t = 0$ до момента перехода трубопровода в предельное состояние $t = t_{пред}$, где $t_{пред}$ — предельный срок эксплуатации трубопровода, год. Величина времени t является переменной величиной при расчете на долговечность. А при расчете на прочность переменной величиной является давление p.

Линейная часть магистрального трубопровода рассматривается как система, состоящая из совокупности элементов. Элементом в рассматриваемой методике является дефектная зона. Каждый элемент характеризуется одним значением проектного давления $p_{проект}$ и одним значением предельного давления $p_{пред}$. Как правило, для бездефектных зон труб $p_{проект} < p_{пред}$ и условие прочности соблюдается, в том числе в будущие моменты времени. Бездефектные зоны в разработанной методике не учитываются. Дефекты уменьшают значение $p_{пред}$. К тому же многие дефекты развиваются с течением времени, их геометрические параметры увеличиваются по определенному механизму (коррозионному или циклическому), и еще больше уменьшается величина предельного давления $p_{пред}$.

Магистральный трубопровод с одиночными и комбинированными дефектами, являющийся объектом исследования, разделяется на участки, на которых расположены n соседних дефектных зон, где $n \geq 50$ (это условие необходимо для применения критерия Пирсона).

Каждый участок трубопровода определяется совокупностью из n значений $p_{проект}$ и n значений $p_{пред}$. Эти n значений проектного, а также предельного давлений составляют выборки объемом n. С этими выборками производятся операции, известные из теории математической статистики. Определяются законы распределения величин проектного и предельного давлений. На рисунке 1 схематично представлены графики плотностей законов распределения предельного и проектного давлений.

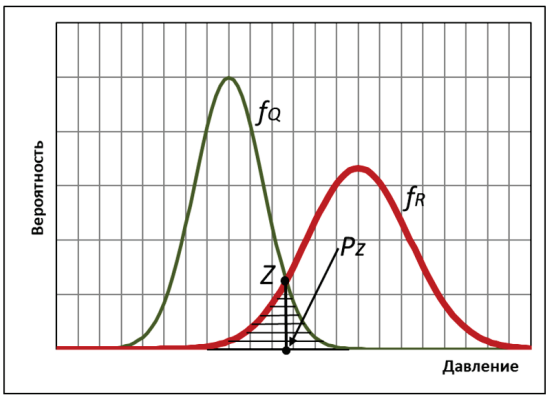


Рис. 1. ***Модель «воздействие — сопротивление» для участка магистрального трубопровода:*** *f_Q — кривая воздействия (плотности распределения проектного давления); f_R — кривая сопротивления (плотности распределения предельного давления); Z — точка пересечения кривых; P_Z — давление, соответствующее точке пересечения кривых*

Вероятность разрушения или перехода в другое предельное состояние, то есть вероятность отказа, равна площади заштрихованной зоны (см. рис. 1). Для этой зоны значения запаса прочности меньше нуля $S < 0$ (или $p_{\text{пред}} < p_{\text{проект}}$). Вероятность отказа обозначается буквой V. Вероятность отказа следует сравнить с нормативной величиной $V_{\text{норм}}$ [10], являющейся технико-экономическим показателем. Если $V \le V_{\text{норм}}$, то обеспечивается надежная работа рассматриваемого участка трубопровода. Если $V > V_{\text{норм}}$, то надежная работа не обеспечивается. С течением времени эксплуатации t прогнозируется уменьшение значений $p_{\text{пред}}$, а следовательно, значение V будет расти, что ухудшает техническое состояние трубопровода.

Для упрощения расчетов принимается, что проектное давление $p_{\text{проект}}$ — это постоянная величина, не являющаяся случайной и не зависящая от времени эксплуатации. Величина же предельного давления $p_{\text{пред}}$ — это случайная величина, изменяющаяся с течением времени эксплуатации трубопровода. Тогда вероятность отказа V рассчитывается по следующей формуле:

$$V = \int_{-\infty}^{p_{ПРОЕКТ}} f_R(p;t) = F_R(p_{ПРОЕКТ};t), \qquad (1)$$

где $F_R(p_{ПРОЕКТ};t)$ — функция распределения случайной величины предельного давления.

Результаты

Рассмотрим частный случай расчета на прочность и долговечность магистрального трубопровода, когда учитываются только дефекты потери металла, развивающиеся по коррозионному механизму. Для оценки прочности и долговечности методами теории вероятности и математической статистики был выбран один из участков магистрального нефтепровода (МН) Ухта — Ярославль протяженностью 5 км. Исходные данные для выполнения вычислений приняты по результатам внутритрубной диагностики (ВТД), проведенной дефектоскопом WM в 2005 году и из проектной документации. Для расчета предельного давления $p_{\text{пред}}$ труб с дефектами потери металла из отчета ВТД использовались следующие позиции:

- дистанция трубной секции от начала трубопровода;
- расположение дефекта от начала секции;
- расположение дефекта на трубе (внешнее или внутреннее);
- толщина стенки трубной секции вне дефекта δ;
- длина L, ширина W и глубина H дефекта потери металла;
- угловые координаты границ дефекта $\Theta_{\text{нач}}$ и $\Theta_{\text{кон}}$;
- категория участка МН.

Расположение дефекта от начала секции, его геометрические параметры (длина L, ширина W и глубина дефекта потери металла H) и угловые координаты границ дефекта ($\Theta_{\text{нач}}$ и $\Theta_{\text{кон}}$) использовались для выявления комбинированных коррозионных дефектов. Дефекты являются комбинированными (образуют сочетание), если минимальное расстояние между их границами меньше или равно $4 \cdot \delta$. На исследуемом участке МН установлено 63 дефекта потери металла, среди них 7 являются комбинированными, состоящими из двух отдельных дефектов. Трубы рассматриваемого участка МН произведены из стали 17ГС (17Г1С). Величина проектного давления $p_{\text{проект}}$ принята постоянной, не зависящей от времени эксплуатации t. Как показали расчеты, проектное

давление на исследуемом участке изменяется в пределах от 5,9 до 5,8 МПа. В качестве одного детерминированного значения принято $p_{\text{проект}}$ = 5,9 МПа. Следовательно, величина проектного давления не является случайной.

Если не учитывать высотные отметки трассы трубопровода, распределение давления в МН выражается следующей формулой:

$$p_x = p_0 - \frac{L_{0x}}{L} \cdot (p_0 - p_к), \qquad (2)$$

где p_x — проектное давление в точке с координатой x, МПа; $x = L_{0x}$ — дистанция трубной секции от начала трубопровода по данным ВТД, км; p_0 — давление в начальной точке трубопровода, принято p_0 = 6,0 МПа; $p_к$ — давление в конечной точке трубопровода, принято $p_к$ = 3,8 МПа; L — длина рассматриваемого трубопровода, L = 142 км.

Высотные отметки трубопровода в формуле (2) не учитываются, поэтому перепад высот принимаем $\Delta z = 0$.

По формуле (2) для участка трубопровода 10–15 км имеем

$$p_{10км} = 6{,}0 - \frac{10{,}0}{142{,}0} \cdot (6{,}0 - 3{,}8) = 5{,}9 \text{ МПа},$$

$$p_{10км} = 6{,}0 - \frac{15{,}0}{142{,}0} \cdot (6{,}0 - 3{,}8) = 5{,}8 \text{ МПа}.$$

По результатам расчетов за параметр воздействия принимаем проектное давление $p_{\text{проект}}$ = 5,9 МПа.

Величину предельного давления $p_{\text{пред}}$ считаем случайной величиной. Для каждого из 63 дефектов потери металла по методике [3] вычисляется одно значение $p_{\text{пред}}$. Рекомендации и расчетные схемы [4] были применены в среде Microsoft Excel. Полученная выборка значений $p_{\text{пред}}$ представлена в таблице 1.

Таблица 1

Выборка значений предельных давлений $p_{пред}$ (в МПа), рассчитанных применительно к дефектам потери металла, для участка трубопровода 10–15 км при t = 0

№	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$p_{\text{пред}}$	12,1	11,7	12,6	12,8	13,0	13,3	12,8	13,0	13,3	13,3
№	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$p_{\text{пред}}$	13,6	13,3	13,6	13,3	13,3	13,4	13,3	13,0	12,8	13,2
№	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
$p_{\text{пред}}$	13,2	13,0	13,1	13,6	13,9	13,8	13,6	13,0	13,2	12,7
№	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
$p_{\text{пред}}$	13,6	13,3	11,7	11,4	10,3	11,3	11,1	11,1	11,7	11,4
№	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
$p_{\text{пред}}$	11,4	11,4	12,0	12,2	13,0	12,7	12,7	10,2	11,2	11,1
№	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
$p_{\text{пред}}$	11,3	121,2	11,4	11,4	11,4	11,8	10,9	10,8	11,4	10,8
№	61	62	63							
$p_{\text{пред}}$	11,1	11,7	11,7							

[3] РД-23.040.00-КТН-115-11. – С. 58.
[4] Там же. – С. 93.

Для выборки $p_{\text{пред}}$ найдены среднее значение $\overline{p_{ПРЕД}}$ = 12,33 МПа (команда «СРЗНАЧ» в Microsoft Excel) и стандартное отклонение $\sigma_{p\ \text{пред}}$ = 1,0023 МПа (команда «СТАНДОТКЛОН» в Microsoft Excel). Далее необходимо определить закон распределения, которому подчиняется ряд значений $p_{\text{пред}}$.

Рассматривались следующие законы распределения случайных величин:

- нормальный;
- Вейбулла;
- логнормальный;
- гамма-распределение.

Проверка гипотез о законе распределения проводилась по критерию χ^2 (Пирсона). Расчетные значения критерия для каждого закона распределения приведены в таблице 2.

Таблица 2

Расчетные значения критерия χ^2 ($K_{расч}$) для разных законов распределения случайных величин при t = 0

Закон распределения	Нормальный	Вейбулла	Логнормальный	Гамма-распределение
$K_{\text{расч}}$	11,31	11,76	12,09	11,74

Выборка значении $p_{\text{пред}}$ была разделена на 7 интервалов с диапазоном 1 МПа от 8 до 15 МПа. Все четыре закона распределения являются двухпараметрическими.

Критическое значение критерия при уровне значимости α = 0,01 и числе степеней свободы m = 4 равно $K_{\text{крит}} = \chi^2_{0,01;4}$ = 13,3. Так как $K_{\text{расч}} < K_{\text{крит}}$ для всех законов распределения, то все эти законы можно применять для описания случайной величины $p_{\text{пред}}$.

С течением времени эксплуатации магистрального трубопровода коррозионные дефекты увеличиваются в размерах, что приводит к снижению значений предельного давления в исследуемой выборке. Откуда следует, что параметры закона распределения случайной величины $p_{\text{пред}}$ изменяются во времени.

Были рассмотрены выборки значений $p_{\text{пред}}$ через t = 1; 2; 3; 4; 5; 10 лет эксплуатации от даты проведения ВТД без проведения ремонтных работ на участках с коррозионными дефектами.

Принимается, что с течением времени увеличиваются глубина дефекта H и площадь продольного сечения дефекта A. Соответственно, необходимо знать скорости развития глубины v_H (мм/год) и площади продольного сечения v_A (мм^2/год) дефекта. Величины скоростей v_H и v_A считаются постоянными при эксплуатации трубопровода. Скорость роста дефекта потери металла в глубину v_H на внешней поверхности трубы определяется по формуле из работы [3]

$$v_H = \frac{H_0 - H_{00}}{\Delta t} \cdot (1 + K_1 + K_2 + K_3), \qquad (3)$$

где H_0 — начальная глубина дефекта при t = 0, мм; H_{00} — глубина дефекта при проведении предпоследней ВТД, мм; Δt — период времени между двумя последними ВТД, год; K_1 — коэффициент учета влияния удельного сопротивления грунта; K_2 — коэффициент учета влияния удельного сопротивления антикоррозионного покрытия; K_3 — коэффициент учета влияния блуждающих токов.

Значения коэффициентов K_1, K_2, K_3 приняты по рекомендациям [5]: K_1 = 0,028; K_2 = 0,077; K_3 = 0,0. Также определено, что H_{00} = 0 и Δt = 5 лет. С учетом этого формула (3) примет следующий вид:

$$v_H = 0{,}221 \cdot H_0 .$$

Скорость роста дефекта потери металла в глубину v_H на внутренней поверхности трубы определяется по формуле (3), но без учета коэффициентов K_1, K_2 и K_3 ($K_1 = K_2 = K_3 = 0$).

Скорость роста площади продольного сечения дефекта потери металла v_A вычисляется по формуле из работы [4]

$$v_A = v_H \cdot L_0 ,$$

где L_0 — начальная длина дефекта потери металла, мм.

Площадь продольного сечения дефекта рассчитывается следующим образом: $A = (2/3) \cdot L \cdot H$, причем используется параболическая аппроксимация площади.

Через время эксплуатации с момента диагностики t = 1; 2; 3; 4; 5; 10 лет определяются значения геометрических параметров дефектов: H_t, A_t и L_t. Вычисления производятся в следующей последовательности: 1) $H_t = H_0 + v_H \cdot t$; 2) $A_t = A_0 + v_A \cdot t$; 3) $L_t = (3 \cdot A_t) / (2 \cdot H_t)$. Отметим, что начальная площадь продольного сечения дефекта $A_0 = (2/3) \cdot L_0 \cdot H_0$.

Величина ширины дефекта потери металла W считается неизменной с течением времени. В связи с тем что величины L и H дефектов возрастают при эксплуатации трубопровода, а остальные исходные параметры, используемые в расчетах на долговечность, не изменяются, то величина предельного давления $p_{\text{пред}}$ уменьшается.

Для t = 1; 2; 3; 4; 5; 10 лет определены выборки из 63 значений $p_{\text{пред}}$. Затем были выполнены те же самые операции математической статистики, что и при t = 0 (см. табл. 1 и 2). Расчетные значения критерия χ^2 (Пирсона) $K_{\text{расч}}$ приведены в таблице 3.

Таблица 3

Расчетные значения критерия χ^2 ($K_{\text{расч}}$) для разных законов распределения случайных величин при t = 0; 1; 2; 3; 4; 5; 10 лет

Время эксплуатации t, год	Закон распределения			
	Нормальный	Вейбулла	Логнормальный	Гамма-распределение
	Расчетные значения критерия χ^2 ($K_{\text{расч}}$)			
0	11,31	11,76	12,09	11,74
1	8,02	6,35	10,41	9,70
2	6,12	4,06	8,10	7,39
3	6,75	2,28	12,91	11,62
4	10,77	4,64	17,61	17,40
5	7,49	4,16	11,46	10,64
10	35,10	8,29	71,89	187,97

Для времени эксплуатации t = 1; 2; 3; 4; 5 лет удовлетворительно описывают распределение случайной величины $p_{\text{пред}}$ нормальный закон и закон Вейбулла. Для t = 10 лет пригоден только закон распределения Вейбулла. Наличие

[5] РД-23.040.00-КТН-115-11. – С. 115.

больших значений расчетного критерия $K_{расч}$ при t = 10 лет предположительно связано с тем, что через 10 лет эксплуатации на исследуемом участке трубопровода будут находиться закритические (или недопустимые) дефекты потери металла, для которых $p_{пред} < p_{проект}$. Закритические дефекты необходимо ремонтировать для предотвращения аварий на магистральном трубопроводе. Однако закон распределения Вейбулла хорошо описывает распределение $p_{пред}$ и при наличии на трубопроводе закритических дефектов.

Графики плотностей распределения случайной величины $p_{пред}$ по закону Вейбулла исследуемого участка МН представлены на рисунке 2. Эти графики являются кривыми сопротивления модели «воздействие — сопротивление» при разном значении времени эксплуатации трубопровода t от момента проведения ВТД.

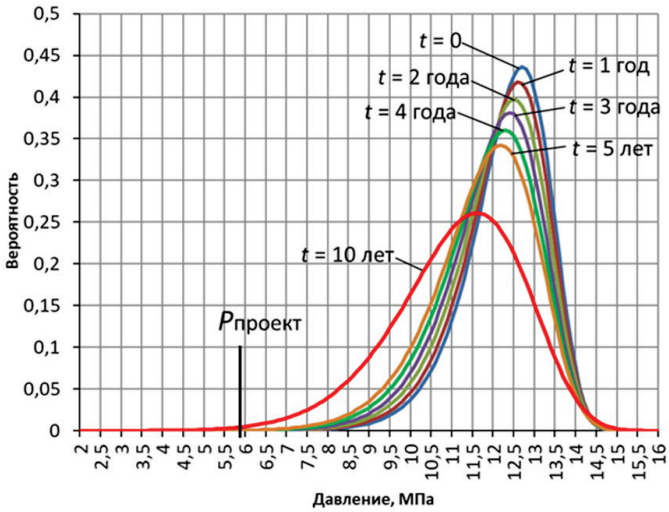


Рис. 2. ***Кривые плотностей закона распределения Вейбулла для величин предельного давления дефектных зон участка рассматриваемого трубопровода (10–15 км) при времени эксплуатации от момента проведения ВТД t = 0; 1; 2; 3; 4; 5; 10 лет без проведения ремонтных работ***

Вероятности отказа V исследуемого участка трубопровода при разном значении t определены по формуле (1) с применением закона распределения Вейбулла (табл. 4). Значения V_t в таблице 4, относящиеся к 5 км трубопровода и переведенные к 1 000 км, должны быть сравнены с нормативным значением $V_{норм}$, 1/1 000 км. Значение $V_{норм}$ назначается, в нашем случае принято $V_{норм}$ = 0,050 1/1 000 км.

Обсуждение

Как видно из таблицы 4, условие прочности через 5 лет (на конец пятого года) эксплуатации не выполняется. При эксплуатации трубопровода недопустимо, чтобы расчетная вероятность отказа превышала нормативную. Для уменьшения расчетной вероятности отказа производятся ремонтные работы в дефектных зонах, или снижается давление в трубопроводе. В нашем случае следует, например, в начале пятого года эксплуатации (с момента проведения ВТД) или ранее провести ремонтные работы по удалению дефектов. Необходимо отремонтировать столько дефектов, чтобы вероятность отказа после ремонта была ниже нормативной последующие несколько лет. В таблице 4 указана вероятность отказа через 5 лет эксплуатации, если произвести ремонт двух самых опасных дефекта

потери металла, у которых наименьшие значения предельного давления. Отремонтированные дефекты не включаются в исследуемую выборку.

Таблица 4

Вероятности отказа V_t рассматриваемого участка трубопровода (10–15 км) при t = 0; 1; 2; 3; 4; 5; 10 лет

Время эксплуатации t, год	Нормативная вероятность отказа $V_{норм}$, 1/1 000 км	Расчетная вероятность отказа V_t, 1/5 км	Расчетная вероятность отказа V_t, 1/1 000 км	Выполнение условия прочности $V \le V_{норм}$
0	0,050	$8{,}8 \cdot 10^{-6}$	0,0018	да
1		$1{,}7 \cdot 10^{-5}$	0,0034	да
2		$3{,}4 \cdot 10^{-5}$	0,0068	да
3		$6{,}3 \cdot 10^{-5}$	0,0126	да
4		0,00013	0,026	да
5		0,00029	0,058	нет
10		0,00316	0,632	нет
5 (ремонт двух самых опасных дефектов)		$5{,}1 \cdot 10^{-5}$	0,0102	да

Несмотря на проведение оценки прочности и долговечности участка трубопровода и ремонтных работ, внутритрубная диагностика должна производиться в сроки, определенные действующим нормативно-техническим документом, для уточнения величины вероятности отказа, так как на участке трубопровода могут появиться новые дефекты потери металла.

Выводы

В данной работе демонстрируются теоретические положения методики количественной оценки прочности и долговечности магистрального трубопровода с дефектами, где применен комбинированный вероятностно-статистический подход. Приведен пример использования методики по данным внутритрубной диагностики.

Величину предельного давления дефектного участка трубопровода предлагается считать случайной величиной, описываемой двухпараметрическим законом распределения Вейбулла и зависимой от времени эксплуатации. Величина проектного давления принимается постоянной величиной, не зависящей от времени эксплуатации.

Вероятность отказа магистрального трубопровода вычисляется по формуле (1) и сравнивается с нормативным значением величины отказа. По итогам сравнения величин расчетной и нормативной вероятности отказа планируются объем и срок выполнения ремонтных работ для удаления дефектов.

Библиографический список

1. Сальников А. В., Шарыгин А. М., Игнатик А. А. Оценка прочности и долговечности труб с дефектами для эффективного планирования ремонтных работ на линейной части магистральных трубопроводов // Территория Нефтегаз. – 2016. – № 9. – С. 114–121.
2. Сальников А. В., Игнатик А. А. Совершенствование методики расчета труб на долговечность с комбинированными дефектами типа «дефект геометрии с коррозионной потерей металла» // Территория Нефтегаз. – 2018. – № 3. – С. 62–70.
3. Игнатик А. А., Сальников А. В. Разработка методики расчета на прочность и долговечность магистральных трубопроводов в рамках вероятностно-статистического подхода // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2017. – № 5 (63). – С. 42–45.

4. Научно-технические, социально-экономические и правовые аспекты надежности транспорта нефти и нефтепродуктов / С. Г. Радионова [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 5 (25). – С. 20–31.
5. ASME B31G-2009 (Revision of ASME B31G-1991). Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines / The American Society of Mechanical Engineers. – New York: ASME, 2009. – 56 p.
6. Салюков В. В., Харионовский В. В. Магистральные газопроводы. Диагностика и управление техническим состоянием. – М.: Недра, 2016. – 212 с.
7. Харионовский В. В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов. – М.: Недра, 2000. – 467 с.
8. Оценка прочностного ресурса газопроводных труб с коррозионными повреждениями / И. Н. Бирилло [и др.]; под общ. ред. И. Ю. Быкова. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 168 с.
9. Гаспарянц Р. С. Расчет на прочность и долговечность трубопроводов с коррозионными дефектами потери металла // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 1. – С. 34–39.
10. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: учеб. пособие / Л. И. Быков [и др.]; под общ. ред. Л. И. Быкова – СПб.: Недра, 2006. – 824 с.

References

1. Salnikov, A. V., Sharygin, A. M. & Ignatik, A. A. (2016). Strength and durability evaluation of pipes with defects for effective repair planning on the linear part of the main pipelines. Oil and Gas Territory, (9), pp. 114-121. (In Russian).
2. Salnikov, A. V. & Ignatik, A. A. (2018). Development of Durability Calculation Methods for Pipes with Combined Defect "Geometry Defect with Corrosion Metal Loss". Oil and Gas Territory, (3), pp. 62-70. (In Russian).
3. Ignatik, A. A. & Salnikov, A. V. (2017). Development of strength and durability calculations for the main pipelines using probabilistic-statistical method. Pipeline Transport: Theory and Practice, (5(63)), pp. 42–45. (In Russian).
4. Radionova, S. G., Revel-Muroz, P. A., Lisin, Y. V., Neganov, D. A., Makhutov, N. A. & Zorin N. E. (2016). Scientific, technical, socio-economic and legal aspects of the reliability of the transport of oil and oil products. Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation, (5(25)), pp. 20-31. (In Russian).
5. ASME B31G-2009 (Revision of ASME B31G-1991). (2009). Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines. The American Society of Mechanical Engineers. New York, ASME, 56 p. (In English).
6. Salyukov, V. V., Kharionovskiy, V. V. (2016). Magistral'nye gazoprovody. Diagnostika i upravlenie tekhnicheskim sostoyaniem. Moscow, Nedra Publ., 212 p. (In Russian).
7. Kharionovskiy, V. V. (2000). Nadezhnost' i resurs konstruktsiy gazoprovodov. Moscow, Nedra Publ., 467 p. (In Russian).
8. Birillo, I. N., Yakovlev, A. Ya., Teplinskiy, Yu. A., Bykov I. Yu. & Voronin V. N. (2008). Otsenka prochnostnogo resursa gazoprovodnykh trub s korrozionnymi povrezhdeniyami. Moscow, CentrLitNefteGaz Publ., 168 p. (In Russian).
9. Gasparyants, R. S. (2008). Raschet na prochnost' i dolgovechnost' truboprovodov s korrozionnymi defektami poteri metalla. Oilfield Engineering, (1), pp. 34-39. (In Russian).
10. Bykov, L. I., Mustafin, F. M., Rafikov, S. K., Nechval, A. M. & Lavrentiev, A. E. (2006) Pipeline construction and maintenance calculations. St. Petersburg, Nedra Publ., 824 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Сальников Александр Викторович, *к. т. н., доцент кафедры проектирования и эксплуатации магистральных газонефтепроводов, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, e-mail: ugtusovet@yandex.ru*

Игнатик Анатолий Александрович, *аспирант, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта*

Information about the authors

Alexander V. Salnikov, *Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Design and Maintenance of Main Gas and Oil Pipelines, Ukhta State Technical University, Ukhta, e-mail: ugtusovet@yandex.ru*

Anatoly A. Ignatik, *Postgraduate, Ukhta State Technical University*

25.00.17 Разработка и эксплуатация (технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-5-125-131

УДК 665.7.03

Поликонденсационные депрессорные присадки для нефтяных продуктов с использованием высших жирных спиртов

А. М. Глазунов*, А. Г. Мозырев, С. П. Семухин, Е. О. Землянский

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
**e-mail: glazunovam@tyuiu.ru*

Аннотация. Известны поликонденсационные сложноэфирные депрессорные присадки, получаемые конденсацией многоатомных спиртов, синтетических жирных кислот и дикарбоновых кислот. Эффективность таких присадок ограничивается нефтями и нефтепродуктами, содержащими высокоплавкие твердые углеводороды. В дизельных топливах такие присадки не эффективны. Поэтому представляло интерес синтезировать конденсационные сложноэфирные депрессорные присадки при другом сочетании исходных продуктов, используя для этого в качестве основы продукт, являющийся производным многоатомной кислоты, — пиромеллитовый диангидрид (ПДА); в качестве веществ, придающих присадкам поверхностно-активные свойства и растворимость в нефтях и нефтепродуктах, — высшие жирные спирты (ВЖС); в качестве веществ, регулирующих молекулярную массу присадок, — гликоли, например этиленгликоль (ЭГ).

Депрессорные присадки синтезировали конденсацией ВЖС фракции $C_{10} – C_{20}$ и ПДА с последующим введением ЭГ в структуру присадок.

Депрессорные свойства присадок оценивали при их введении в компонент дизельного топлива Сургутского завода стабилизации конденсата. Присадки считались тем более эффективными, чем выше депрессия температуры застывания нефтепродукта в их присутствии и чем меньше их расход.

С учетом простоты технологии, безотходности производства и достаточно высокой эффективности синтезированные в работе депрессорные присадки могут быть рекомендованы для снижения температуры застывания дизельных топлив.

Ключевые слова: дизельное топливо; депрессорные присадки; спирты; температура застывания

Polycondensation depressor additives for oil products using higher fat alcohols

Alexander M. Glazunov*, Andrey G. Mozyrev, Sergey P. Semuhin, Evgeny O. Zemlyanskiy

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
**e-mail: glazunovam@tyuiu.ru*

Abstract. There are polycondensation ester depressant additives, obtained by the condensation of polyhydric alcohols, synthetic fatty acids and dicarboxylic acids. The effectiveness of such additives is limited to oils and petroleum products containing high melting solid hydrocarbons. Such additives are not effective in diesel fuels. Therefore, it was of interest to synthesize condensation ester depressor additives with a different combination of starting materials. We used pyromellitic dianhydride (it is a product derived from polyhydric acid) as a base, also higher fatty alcohols as substances that add additives to the surface-active properties and solubility in oils and petroleum products, and glycols, for example ethylene glycol, as substances that regulate the molecular weight of additives.

Depressor additives were synthesized by condensation of higher fatty alcohols fractions $C_{10} - C_{20}$ and pyromellitic dianhydride with the subsequent introduction of ethylene glycol into the structure of additives.

We evaluated the depressor properties of the additives when they were introduced into the diesel component of the Surgut condensate stabilization plant. Additives were considered all the more effective, the higher the depression of the pour point of the oil in their presence and the lower their consumption.

We introduced into the diesel component of the Surgut condensate stabilization plant, and then evaluated their properties. The higher the depression of the pour point of the oil when using depressor additives and the lower their consumption, the additives were considered more effective.

Taking into account the simplicity of the technology, waste-free production and sufficiently high efficiency, we can recommend the depressor additives synthesized in the study to reduce the solidification temperature of diesel fuels.

Key words: diesel fuel; depressant additives; alcohols; pour point

Введение

Известны поликонденсационные сложноэфирные депрессорные присадки (ДП), получаемые конденсацией многоатомных спиртов, синтетических жирных кислот и дикарбоновых кислот. В качестве многоатомных спиртов используются пентаэритрит, глицерин, триэтаноламин и др. Синтетическими жирными кислотами являются различные фракции кислот от $C_{10\text{-}16}$ до $C_{21\text{-}25}$. В качестве дикарбоновых кислот предложены фталевый и малеиновый ангидриды, янтарная кислота и др. [1–4]. Эффективность таких присадок ограничивается нефтями и нефтепродуктами, содержащими высокоплавкие твердые углеводороды. В дизельных топливах (ДТ) такие присадки не эффективны [5–11]. Поэтому представляло интерес синтезировать конденсационные сложноэфирные депрессорные присадки при другом сочетании исходных продуктов, используя для этого в качестве основы продукт, являющийся производным многоатомной кислоты, — пиромеллитовый диангидрид (ПДА); в качестве веществ, придающих присадкам поверхностно-активные свойства и растворимость в нефтях и нефтепродуктах, — высшие жирные спирты (ВЖС); в качестве веществ, регулирующих молекулярную массу присадок, — гликоли, например этиленгликоль (ЭГ) [12, 13].

Объект и методы исследования

Депрессорные присадки по такой схеме синтезировали в две стадии: на первой стадии получали неполные эфиры ПДА и ВЖС, на второй стадии эти эфиры доэтерифицировали ЭГ. Депрессорные присадки синтезировали конденсацией ВЖС фракции $C_{10} - C_{20}$ и ПДА с последующим введением ЭГ в структуру присадок.

На первой стадии выбрано мольное соотношение ВЖС:ПДА равным от 4,0:1,0 до 1,25:1. На второй стадии мольное соотношение ЭГ:ПДА варьировалось в пределах от 0,6:1,0 до 1,75:1,0. При этом общее мольное соотношение спиртовых групп по ВЖС и ЭГ к карбоксильным группам ПДА оставалось приблизительно равным или несколько выше 4,0:1,0 (табл.1, синтезы 4–6, 19, 44, 18, 45 и 48). Дополнительно была проведена серия синтезов при постоянном мольном соотношении ВЖС:ПДА = 2,0:1,0 и разном мольном соотношении ЭГ:ПДА в пределах от 1,0:1,0 до 2,0:1,0 (см. табл. 1, синтезы 19/4–19/9 и 19/18, 19/20–19/24).

Температура синтеза выбиралась из соображений реакционной способности исходных реагентов, известной из работы [14], опыта синтеза сложноэфирных депрессорных присадок на основе пентаэритрита [1, 2].

Температура синтеза эфиров ПДА и ВЖС была выбрана равной 198 °С. Синтез присадок на обеих стадиях проводился в расплаве, что упрощало технологию получения присадок за счет исключения отгонки растворителя после завершения синтеза. Для выяснения влияния температуры на эффективность ДП на второй стадии были проведены две аналогичных серии синтезов — при температурах 198 °С (см. табл. 1, синтезы 19/4–19/9) и 144 °С (см. табл. 1, синтезы 19/18, 19/20–19/24). Выяснение возможности проведения синтеза присадок при более низких температурах определялось использованием на второй стадии высокореакционного этиленгликоля [12, 13].

Таблица 1

Условия синтеза полиэфирных депрессорных присадок на основе пиромеллитового диангидрида

Синтез, номер	Мольное соотношение			Температура стадии синтеза, °С		Время стадии синтеза, ч		Кислотное число ДП, мг КОН/г
	ВЖС	ПДА	ЭГ	1	2	1	2	
4	4,0	1,0	–	198	198	3	–	6,1
5	3,0	1,0	0,6				3	6,0
6	2,0	1,0	1,1				3	6,0
19	2,0	1,0	2,0				3	5,1
44	1,75	1,0	1,25				7	4,0
18	1,5	1,0	1,3				7	3,9
45	1,5	1,0	1,25				7	5,1
48	1,25	1,0	1,75				7	4,1
19/4	2,0	1,0	1,0	198	198	4	4	2,6
19/5	2,0	1,0	1,2				7	5,0
19/6	2,0	1,0	1,4				6	4,5
19/7	2,0	1,0	1,6				6	4,2
19/8	2,0	1,0	1,8				6	5,3
19/9	2,0	1,0	2,0				5	2,6
19/24	2,0	1,0	1,0	198	144	4	12	13,8
19/23	2,0	1,0	1,2					8,6
19/22	2,0	1,0	1,4					12,7
19/21	2,0	1,0	1,6					12,4
19/20	2,0	1,0	1,8					13,5
19/18	2,0	1,0	2,0					6,4

Температура синтеза стадии конденсации ВЖС и ПДА обеспечивалась этиленгликолевой баней ($t_{кип}$ 198 °С). На стадии взаимодействия продукта конденсации ВЖС и ПДА с ЭГ в качестве бани использовали этиленгликоль ($t_{кип}$ 198 °С) и о-ксилол ($t_{кип}$ 144 °С).

Для выяснения оптимальной продолжительности синтеза присадок на первой стадии при температуре 198 °С были проведены кинетические исследования реакции конденсации ВЖС и ПДА при трех мольных соотношениях исходных реагентов: 1,75:1,0; 2,0:1,0 и 2,8:1,0. Скорость реакции при соотношениях 1,75:1,0 и 2,0:1,0 определяется анигидридными группами ПДА, а при соотношении 2,8:1,0 — также и кислотными группами эфиров ПДА. О завершении реакции конденсации ВЖС и ПДА судили по зависимостям кислотных чисел продуктов реакции (мг КОН/г) от продолжительности реакции. Продолжительность реакции варьировала в пределах до 12 ч.

Продолжительность конденсации сложных эфиров ПДА с ЭГ на второй стадии определяли экспериментально в процессе синтеза по кислотным числам конечных продуктов. При этом исходили из необходимости получения присадок с кислотными числами не более 10 мг КОН/г продукта. Показано, что оптимальная продолжительность синтеза на второй стадии при температуре 198 °С составляла 3–7 ч. При температуре 144 °С кислотные числа, как правило, превышали 10 мг КОН/г даже при избытке этиленгликоля против эквимольного соотношения реагентов и продолжительности реакции 12 ч. Исключение отмечено только для синтеза 19/18 при значительном избытке этиленгликоля. Общая продолжительность синтеза по двум стадиям для сложноэфирных присадок на основе ПДА и ВЖС не превышает 10–11 ч [12, 13].

Результаты и их обсуждение

Депрессорные свойства присадок оценивали при их введении в компонент дизельного топлива Сургутского завода стабилизации конденсата (ЗСК) с температурой помутнения +4 °С, температура застывания минус 16 °С. Низкотемпературные свойства ДТ оценивали по двум показателям — температуре застывания $t_з$ и температуре помутнения $t_п$.

Присадки считались тем более эффективными, чем выше депрессия температуры застывания нефтепродукта в их присутствии и чем меньше их расход для достижения оптимальной $t_з$.

Данные по температуре застывания компонента дизельного топлива Сургутского ЗСК при введении полиэфирных ДП, представленные в таблице 2, показывают, что все синтезированные присадки обладают депрессорными свойствами в дизельном топливе. Максимальная депрессия температуры застывания достигает 28 °С при содержании присадки 0,1 % масс. Минимальное содержание присадок, при котором обнаруживается эффект депрессии температуры застывания, составляет 0,005–0,01 % масс. при депрессии $t_з$ 16–20 °С.

Сопоставление химического строения синтезированных присадок и их эффективности в качестве депрессоров позволяет обнаружить некоторые закономерности. С увеличением молекулярной массы, как это иногда утверждается в литературе, эффективность присадок повышается [12, 13].

Влияние изменения мольного соотношения ЭГ:ПДА и температуры синтеза на депрессорные свойства присадок изучено при мольном соотношении ВЖС:ПДА = 2,0:1,0, которое с точки зрения достижения максимальных результатов является оптимальным (см. табл. 2).

Таблица 2

Температура застывания компонента дизельного топлива Сургутского ЗСК в присутствии полиэфирных депрессорных присадок

Синтез, номер	Мольное соотношение			Температура застывания ДТ (°С) при содержании активного начала присадки, % масс.					
	ВЖС	ПДА	ЭГ	0,0	0,005	0,01	0,025	0,05	0,1
4	4,0	1,0	–	–16	–9	–14	–19	–26	–19
5	3,0	1,0	0,6	–16	–	–16	–16	–24	–30
6	2,0	1,0	1,1	–16	–33	–31	–35	–35	–39
19	2,0	1,0	2,0	–16	–34	–32	–38	–34	$-44_т$
44	1,75	1,0	1,25	–16	–26	–30	–33	–39	–44
18	1,5	1,0	1,3	–16	–32	–32	–30	–38	–38
45	1,5	1,0	1,25	–16	–30	–	–28	–38	–40
48	1,25	1,0	1,75	–16	Образуется нерастворимый продукт				
19/4	2,0	1,0	1,0	–16	–30	–31	–33	–36	–39
19/5	2,0	1,0	1,2	–16	–27	–25	–36	–39	–36
19/6	2,0	1,0	1,4	–16	–23	–39	–35	–40	$-42_т$
19/7	2,0	1,0	1,6	–16	–24	–27	–39	–40	–41
19/8	2,0	1,0	1,8	–16	–24	–24	–34	–41	–41
19/9	2,0	1,0	2,0	–16	–31	–33	–37	$-40_т$	$-40_т$
19/24	2,0	1,0	1,0	–16	–18	–22	–36	–39	$-41_т$
19/23	2,0	1,0	1,2	–16	–22	–25	–36	–38	–40
19/22	2,0	1,0	1,4	–16	–20	–23	–36	–39	–40
19/21	2,0	1,0	1,6	–16	–26	–25	–39	–41	$-41_т$
19/20	2,0	1,0	1,8	–16	–21	–25	–39	–42	–41
19/18	2,0	1,0	2,0	–16	–21	–29	–38	–40	$-41_т$

Сопоставление данных таблиц 1 и 2 показывает, что увеличение соотношения ЭГ:ПДА от 1,0:1,0 до 2,0:1,0 независимо от температуры синтеза приводит к возрастанию эффективности депрессорных присадок в дизельном топливе. При этом по эффективности ДП, синтезированные при 144 °С, на концентрациях 0,005–0,01 % масс. уступают присадкам, синтезированным при температуре 198 °С. Максимальный эффект депрессии температуры застывания при 144 °С и содержания присадки 0,005–0,01 % масс. составляет 10–13 °С, а при 198 °С — 15–23 °С.

Исследования присадок на изменение температуры помутнения дизельного топлива Сургутского ЗСК показывают, что депрессия температуры помутнения ДТ в присутствии полученных присадок отсутствует. При этом каких-либо закономерностей между химическим строением присадок и их эффективностью в ДТ с точки зрения понижения температуры помутнения не обнаружено [12, 13].

Выводы

Таким образом, с точки зрения параметров синтеза присадок и с учетом их эффективности можно сделать вывод, что наиболее оптимальными являются следующие условия проведения синтеза: первая стадия — температура 198 °С, время 4 ч; вторая стадия — температура 198 °С, продолжительность синтеза 4–7 ч, мольное соотношение исходных реагентов ВЖС:ПДА:ЭГ = 2,0:1,0:(1,0–2,0) [12, 13].

С учетом простоты технологии, безотходности производства и достаточно высокой эффективности синтезированные в работе депрессорные присадки могут быть рекомендованы для снижения температуры застывания дизельных топлив.

Библиографический список

1. Получение опытных партий депрессорной присадки ТюмИИ 77М / С. Г. Агаев [и др.] // Химия и технология топлив и масел. – 1994. – № 9–10. – С. 10–11.
2. А. С. 1049524 СССР, МКИ С 10 М 1/26; С 10 L 1/18. Способ получения депрессорной присадки к нефтепродуктам / Агаев С. Г., Таранова Л. В., Гамидов Р. С. – № 3433715; заявл. 3.05.82; опубл. 22.06.83.
3. Агаев С. Г., Глазунов А. М. Сложноэфирные депрессорные присадки для дизельных топлив // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2001. – № 10. – С. 32–36.
4. А. С. 1047951 СССР, МКИ С 10 М 1/26; С 10 М 1/18. Способ получения депрессорной присадки к нефтепродуктам // Агаев С. Г., Таранова Л. В., Гамидов Р. С. – № 3438745/23-04; заявл. 14.05.82; опубл. 15.10.83, Бюл. № 38.
5. Агаев С. Г. Синтез и исследование сложноэфирной депрессорной присадки ТюмИИ 77М // Журнал прикладной химии. – 1994. – Т. 67, Вып. 6. – С. 1046–1048.
6. Агаев С. Г., Таранова Л. В. Оценка эффективности сложных эфиров пентаэритрита в качестве депрессорных присадок // Известия вузов. Нефть и газ. – 1986. – № 6. – С. 59–64.
7. Шевелева М. Г. Синтез и исследование поликонденсационных сложноэфирных депрессорных присадок для парафинистых нефтей и нефтепродуктов: Автореф. дис. канд. техн. наук. – Тюмень, 1996. – 19 с.
8. А. С. 1063802 СССР, МКИ С 07 С 76/46; С 10 М 1/26. Способ получения депрессорных присадок для нефтепродуктов / Агаев С. Г., Таранова Л. В., Гамидов Р. С. – № 3444412/40-23; заявл. 24.05.82; опубл. 30.12.83; Бюл. № 48.
9. А. С. 1133287 СССР, МКИ С 10 М 129/70. Способ получения депрессорной присадки к нефтепродуктам / Агаев С. Г., Калинина И. Г. – № 3628928/23-04; заявл. 25.07.83; опубл. 07.01.85, Бюл. № 1.
10. А. С. 1244150 СССР, МКИ С 07 F9/165, С 10 М 1/26. Способ получения депрессорных присадок для остаточных нефтепродуктов / Агаев С. Г., Калинина И. Г. – № 3822177/23-04; заявл. 01.11.84; опубл. 15.07.86, Бюл. № 26.
11. Депрессорные присадки для нефтей Западной Сибири / Халин А. Н. [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2007. – № 3. – С. 72–77.
12. Глазунов А. М. Разработка поликонденсационных депрессорных присадок для дизельных топлив: дис. … канд. техн. наук. – Тюмень, 2004. – 213 с.
13. Глазунов А. М. Разработка поликонденсационных депрессорных присадок для дизельных топлив: Автореф. дис. канд. техн. наук – Астрахань, 2004. – 24 с.
14. Лебедев Н. Н. Химия и технология основного органического и нефтехимического синтеза: учебник для вузов. – М.: Химия, 1988. – 592 с.

References

1. Agaev, S. G., Berezina, Z. N., Sheveleva, M. G., Bikbavov, F. A., Smeshkov, A. P., & Kasperovich, A. G. (1994). Production of experimental batches of pour-point depressant TyumII 77M. Chemistry and Technology of Fuels and Oils, 30(9-10), pp. 349-352. (In English).
2. Agaev, S. G., Taranova, L. V., & Gamidov, R. S. A. S. 1049524 SSSR, MKI S 10 M 1/26; S 10 L 1/18. Sposob polucheniya depressornoy prisadki k nefteproduktam. No 3433715. Applied: 3.05.82. Published: 22.06.83. (In Russian).
3. Agaev, S. G., & Glazunov, A. M. (2001). Slozhnoefirnye depressornye prisadki dlya dizel'nykh topliv. Neftepererabotka i neftekhimiya, (10), pp. 32-36. (In Russian).
4. Agaev, S. G., Taranova, L. V., & Gamidov, R. S. A. S. 1047951 SSSR, MKI S 10 M 1/26; S 10 M 1/18. Sposob polucheniya depressornoy prisadki k nefteproduktam. No 3438745/23-04. Applied: 14.05.82. Published: 15.10.83. Bulletin No 38. (In Russian).

5. Agaev, S. G. (1994). Sintez i issledovanie slozhnoefirnoy depressornoy prisadki TyumII 77M. Russian Journal of Applied Chemistry, 67(6), pp. 1046-1048. (In Russian).
6. Agaev, S. G., & Taranova, L. V. (1986). Otsenka effektivnosti slozhnykh efirov pentaeritrita v kachestve depressornykh prisadok. Izvestiya vuzov. Neft' i gaz, (6), pp. 59-64. (In Russian).
7. Sheveleva, M. G. (1996). Sintez i issledovanie polikondensatsionnykh slozhnoefirnykh depressornykh prisadok dlya parafinistykh neftey i nefteproduktov: Avtoref. diss. kand. tekhn. nauk. Tyumen, 19 p. (In Russian).
8. Agaev, S. G., Taranova, L. V., & Gamidov, R. S. A. S. 1063802 SSSR, MKI S 07 S 76/46; S 10 M 1/26. Sposob polucheniya depressornykh prisadok dlya nefteproduktov. No 3444412/40-23; Applied: 24.05.82; Published: 30.12.83; Bulletin No 48. (In Russian).
9. Agaev, S. G., & Kalinina, I. G. A. S. 1133287 SSSR, MKI S 10 M 129/70. Sposob polucheniya depressornoy prisadki k nefteproduktam. No 3628928/23-04; Applied: 25.07.83; Published: 07.01.85, Bulletin No 1. (In Russian).
10. Agaev, S. G., & Kalinina, I. G. A. S. 1244150 SSSR, MKI S 07 F9/165, C 10 M 1/26. Sposob polucheniya depressornykh prisadok dlya ostatochnykh nefteproduktov. No 3822177/23-04; Applied: 01.11.84; Published: 15.07.86, Bulletin No 26. (In Russian).
11. Khalin, A. N., Agaev, S. G., Zemplyansky, E. O., Mozyrev, A. G. (2007). Pour-point depressants for crude oils in West Siberia. Oil and Gas Studies, (3), pp. 72-77. (In Russian).
12. Glazunov, A. M. (2004). Razrabotka polikondensatsionnykh depressornykh prisadok dlya dizel'nykh topliv. Diss. kand. tekhn. nauk. Tyumen, 213 p. (In Russian).
13. Glazunov, A. M. (2004). Razrabotka polikondensatsionnykh depressornykh prisadok dlya dizel'nykh topliv: Avtoref. diss. kand. tekhn. nauk. Astrakhan, 24 p. (In Russian).
14. Lebedev, N. N. (1988). Khimiya i tekhnologiya osnovnogo organicheskogo i neftekhimicheskogo sinteza: uchebnik dlya vuzov. Moscow, Khimiya Publ., 592 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Глазунов Александр Михайлович, *к. т. н., доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: glazunovam@tyuiu.ru*

Мозырев Андрей Геннадьевич, *к. т. н., доцент, заведующий кафедрой переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Семухин Сергей Петрович, *к. пед. н., доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Землянский Евгений Олегович, *к. х. н., доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Information about authors

Alexander M. Glazunov, *Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen, e-mail: glazunovam@tyuiu.ru*

Andrey G. Mozyrev, *Candidate of Engineering, Associate Professor, Head of the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen*

Sergey P. Semuhin, *Candidate of Pedagogy, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen*

Evgeny O. Zemlyanskiy, *Candidate of Chemicals, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen*

25.00.17 Разработка и эксплуатация (технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-5-132-139

УДК 621.91.01

Оптимальное управление прочностью режущих частей инструментов из СТМ при точении жаропрочных сплавов на станках с ЧПУ

В. А. Белозёров*, Б. В. Барбышев

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
**e-mail: belozerov48@mail.ru*

Аннотация. Рассматривается разработанная и реализованная в процессе резания методология управления динамической прочностью режущих частей при вершинах инструментов из СТМ одновременно на передних и задних поверхностях этих инструментов при тонком точении жаропрочных сплавов на станках с ЧПУ. Указанная методология основывается на разработанной нами оптимизационной (физической, тепловой) модели процесса тонкого точения жаропрочных сплавов инструментами из СТМ и предлагаемой концепции прохождения процесса взаимодействия обрабатываемого и инструментального материалов в условиях оптимизации контактных напряжений и температур одновременно на передней и задней поверхностях инструмента из СТМ при резании.

Ключевые слова: точение; станки с ЧПУ; контактные напряжения; управление динамической прочностью; инструменты из СТМ

Optimal management strength of cutting parts of tools from STM when there is turning heat-resistant alloys on CNC machines

Vladimir A. Belozerov*, Boris V. Barbyshev

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
**e-mail: belozerov48@mail.ru*

Abstract. The article considers the developed and implemented in the cutting process methodology for managing the dynamic strength of the cutting parts with the tops of tools from STM simultaneously on the front and back surfaces of these tools at thin turning of heat-resistant alloys on CNC machines. The specified methodology is based on optimizing (physical, thermal) models of process of thin turning of heat-resistant alloys tools from STM developed by us and the offered concept of passing of process of interaction of the processed and tool materials in the conditions of optimization of contact voltage and temperatures at the same time on the front and back surfaces of the tool from STM when cutting.

Key words: turning; CNC machines; contact voltage; dynamic strength management; tools from STM

Введение

Для проведения классификации предлагаемого нами управления процессом резания (процессом нагружения режущей части инструмента) и динамической прочностью режущей части инструмента из СТМ на станках с ЧПУ, обрабатывающих центрах, ГПМ и в условиях ГПС на основании оптимизации процесса резания [1] проанализируем общие вопросы управления работоспособностью режущего инструмента, рассматриваемые в работе В. К. Старкова [2], в которой указывается, что «…сохранение работоспособного состояния режущего инструмента в течение заданного периода времени связано с решением следующих задач: 1) отбраковки режущего инструмента (например, методами магнитной или ультразвуковой дефектоскопии) по дефектам, которые могут привести к его внезапным отказам при эксплуатации; 2) установления условий резания, в которых инструмент будет работать с нормальным изнашиванием (регулярный абразивно-механический износ); 3) оптимизации конструктивно-геометрических параметров режущего инструмента и режима резания, которые обеспечат гарантированную работоспособность инструмента; 4) определения критических условий резания, при которых требуется обязательное диагностирование состояния режущего инструмента».

Анализ характеристик признаков классификации оптимизации как метода управления обработкой резанием (и управления динамической прочностью режущей части при вершине инструмента из СТМ) на станках с ЧПУ по методике В. К. Старкова [2] показал, что разработанная оптимизация: 1) параметрическая; 2) внутренняя; 3) многокритериальная (многоцелевая); 4) комплексная; 5) стохастическая (динамическая); 6) дифференциальная (локальная) — с учетом экономического критерия оптимальности при обработке на станках с ЧПУ.

Объект и методы исследования

Эксплуатация на производстве сборных режущих инструментов показывает, что их работоспособность во многом определяется физико-механическими и теплофизическими свойствами инструментального материала, способом базирования и крепления сменной многогранной пластины (СМП), формой и типом используемой пластины, параметрами режима резания [3–5].

Мы провели исследования тонкого точения жаропрочных сплавов, сталей, закаленных легированных сталей с твердостью до HRC 35-40 (средняя твердость) проходными и подрезными резцами с круглыми двухсторонними неперетачиваемыми пластинами D = 5,56 мм из композита 10Д (гексанит-Р), проходными и подрезными резцами с круглыми двухсторонними неперетачиваемыми пластинами D = 7,0 мм из композита 05ИТ. Эти инструментальные СТМ являются хрупкими (имеют низкие пределы прочности на ние $\sigma_в$), и резцы из СТМ требуют соответствующих условий применения на автоматизированном оборудовании — станках с ЧПУ.

Наиболее часто встречающиеся виды разрушений СМП из СТМ — это осыпания, выкрашивания, сколы, которые возникают из-за интенсификации параметров режимов резания. Одной из задач управления процессом резания и

динамической прочностью режущей части инструмента из СТМ является минимизация указанных видов разрушений СМП из СТМ или почти полное устранение разрушения режущей части инструмента из СТМ, когда будет происходить только преимущественно регулярный абразивно-механический износ на задней поверхности инструмента из СТМ.

Контактные характеристики процесса тонкого точения, когда коэффициент укорочения стружки K_L (усадка стружки) изменяется от 1 до 2, не исследовались авторами научной школы М. Ф. Полетика [6].

Г. Ф. Андрейченко [7] рассматривает контактные характеристики точения с малыми сечениями среза твердосплавными резцами. Но процесс резания инструментами из СТМ на основе КНБ жаропрочных никелевых сплавов имеет ряд особенностей, связанных с физико-механическими и теплофизическими характеристиками СТМ.

Экспериментально установлено, что из трех рассматриваемых резцов из СТМ — эльбор-Р, композит 05ИТ, гексанит-Р — меньшей величине коэффициента теплопроводности инструментального материала у гексанита-Р соответствуют большая температура и контактные напряжения на передней поверхности при постоянном коэффициенте укорочения стружки K_L. Соответственно, у резца из гексанита-Р уменьшаются температура и контактные напряжения на задней поверхности.

Экспериментальными исследованиями прохождения контактных процессов на задней поверхности режущего инструмента занимались М. Ф. Полетика [6] Н. Н. Зорев [8], А. М. Розенберг [9] и другие авторы.

Н. Н. Зорев [8] и А. М. Розенберг [9] независимо друг от друга разработали метод экстраполяции силовой зависимости от толщины срезаемого слоя «а» на нулевую толщину, позволяющий экспериментально измеренные силы резания разделить на силы, действующие на переднюю и заднюю поверхности инструмента. В основу этого метода было взято утверждение, что силы, действующие на заднюю поверхность, при определенных условиях (постоянной температуре резания $\theta^{\circ} = \text{const}$ или постоянном коэффициенте укорочения стружки — коэффициенте усадки стружки — $K_L = \text{const}$) не зависят от толщины срезаемого слоя.

Поскольку силы N_1 и F_1 на задней поверхности не зависят от толщины среза, то для разделения сил на передней и задней поверхностях резца нами использованы методы экстраполяции линий зависимостей, составляющих силы резания от толщины среза на нулевую толщину среза, один из которых был разработан А. М. Розенбергом при постоянной температуре резания, другой — Н. Н. Зоревым при постоянном коэффициенте укорачивания (усадки) стружки. Экстраполяция линий зависимостей, составляющих Pz и Py силы резания на нулевую толщину среза, осуществлялась при постоянном коэффициенте K_L.

Измерение величин вертикальной Pz и радиальной Py, составляющих силы резания, осуществлялось динамометром УДМ-100 при тонком точении жаропрочных сплавов. Методом экстраполяции на нулевую толщину среза при постоянном коэффициенте K_L были определены силы N_1 и F_1 на задней поверхности. Для экспериментального определения сил N_1 и F_1 найдены зависимости $Py = f_1(a)$ и $P_z = f_2(a)$ (a — толщина срезаемого слоя). При экстраполяции $Py = f_1(a)$ на нулевую толщину среза точка пересечения с осью *y* дает значение силы N_1, а точка пересечения зависимости $Pz = f_2(a)$ с осью *z* — значение силы F_1.

В результате экспериментальных исследований М. Ф. Полетика [6] пришел к выводу, что «…силы нормального давления N_1 и силы трения F_1 на задней поверхности “острого” резца зависят от механических свойств обрабатываемого материала и от коэффициента укорочения стружки, возрастая как с повышением первых, так и с увеличением второго».

Проведенные нами исследования, а также выводы Н. Н. Зорева [8] являются подтверждением того, что коэффициент укорочения (укорачивания) стружки K_L (усадка стружки) является определяющей характеристикой деформационных процессов в зоне резания при физическом взаимодействии обрабатываемого и инструментального материалов в процессе резания (одновременно с температурой резания θ°р).

В то же время нами получено подтверждение (опираясь на экспериментальные исследования М. Ф. Полетика [6]), что коэффициент укорочения стружки K_L является физической характеристикой, определяющей контактные процессы и величины контактных характеристик не только на передней, но и на задней поверхности режущего инструмента.

Результаты

В связи с разработкой принципов управления динамической прочностью режущей частью инструмента из СТМ при тонком точении жаропрочного сплава на станке с ЧПУ, опирающегося на физические закономерности взаимодействия обрабатываемого и инструментального материалов в процессе резания, далее необходимо осуществить критический анализ и обобщения, связанные с исследованиями физических особенностей контактных процессов на передней и задней поверхностях режущего инструмента ряда авторов (исследователей: М. Ф. Полетика [6], Н. Н. Зорева [8], А. М. Розенберга [9], А. Д. Макарова [10], Ю. И. Некрасова [11], М. Х. Утешева [12]).

Созданию моделей технологических систем, диагностике и управлению процессом обработки резанием труднообрабатываемых сплавов на станках с ЧПУ посвящены также работы современных исследователей Р. Ю. Некрасова [13–15] , С. В. Грубого [16] и других авторов.

Большинство факторов, влияющих на интенсивность износа инструмента, являются функциями температуры контактных поверхностей, то есть фактически температуры резания. Это позволило А. Д. Макарову [10] сформулировать положение следующее положение: «…оптимальным скоростям резания (для заданного материала режущей части инструмента) при различных комбинациях скорости резания, подачи и глубины резания соответствует постоянная температура в зоне резания (оптимальная температура резания — $\theta^{\circ опт}_{рез}$)».

Ю. И. Некрасов [11], опираясь, в том числе на метод А. Д. Макарова [10], при обработке труднообрабатываемых материалов в диапазоне режимов резания «за наростом» сделал вывод, что сочетания режимов резания, при которых коэффициент укорочения стружки (усадка стружки) не изменяется ($K_L^{опт}$ = const), обеспечивают постоянство силового (средние нормальные контактные напряжения $q_N^{опт}$ = const) и температурного нагружения (средняя температура резания $\theta^{\circ опт}$ = const) режущих кромок и режим поддержания постоянства коэффициента запаса динамической прочности режущей части инструмента при вершине ($n^{опт}$ = const).

Выдающийся экспериментатор и теоретик исследования контактных процессов на режущих поверхностях инструмента в процессе обработки М. Ф. Полетика в 1969 году [6] не имел такого мощного инструмента, как оп-

тимизация контактных процессов — тем более одновременно на передней и задней поверхностях режущего инструмента в процессе обработки.

М. Х. Утешев [12] разработал температурную концепцию работы и разрушения режущего инструмента, которая является основой для наших экспериментальных и теоретических исследований контактных процессов на режущих поверхностях инструмента из СТМ, а также основой расчета на динамическую прочность и проектирования режущей части инструмента.

Оптимизационная модель управления процессом нагружения режущих частей инструментов из СТМ при тонком точении жаропрочных сплавов, сталей, закаленных легированных сталей на станках с ЧПУ реализуется в процессе резания за счет обеспечения одновременного постоянства оптимальных контактных напряжений $q_N^{опт}$ = const и оптимальных контактных характеристик $K_L^{опт}$ = const, $\theta_{рез}^{опт}$ = const на передней поверхности и постоянства оптимальных контактных напряжений $q_{F1}^{опт}$ = const, $q_{N1}^{опт}$ = const, оптимальной контактной характеристики коэффициента трения $\mu_1^{опт} = \frac{q_{F1}^{опт}}{q_{N1}^{опт}}$ = const на задней поверхности инструмента [17].

На стадии проектирования операции обработки на станке с ЧПУ задействованы критерии оптимальности: 1) Экономический — наибольшая экономическая эффективность (прибыль) (Эmax) точения поверхности детали из жаропрочного сплава резцом из СТМ на станке с ЧПУ. 2) Критерий надежности работы режущего инструмента($P^{опт}$) постоянная оптимальная вероятность безотказной работы резца из СТМ при тонком точении жаропрочного сплава на станке с ЧПУ. Поскольку режущий инструмент является объектом временного использования, то при его применении учитывается параметр надежности — вероятность безотказной работы (это вероятность того, что в заданном интервале времени или в пределах заданной наработки не возникает отказ инструмента). 3) Критерий прочности режущего инструмента ($n^{опт}$) — постоянный оптимальный коэффициент динамической прочности режущей части инструмента при его вершине. 4) Критерий физического взаимодействия обрабатываемого и инструментального материалов в процессе тонкого точения жаропрочного сплава резцом из СТМ на станке с ЧПУ ($K_L{}^{опт}$) — постоянный оптимальный коэффициент укорочения стружки (коэффициент усадки стружки).

По величине $K_L{}^{опт}$ графически определяется постоянная оптимальная экономическая скорость резания $V_э{}^{опт}$ при тонком точении жаропрочного сплава на станке с ЧПУ при постоянных глубине резания t и подаче s(a).

Характеристика динамической прочности режущей части инструмента из СТМ — постоянный оптимальный коэффициент запаса инструмента из СТМ при вершине $n^{опт}$ при тонком точении жаропрочного сплава на станке с ЧПУ — это фактически основная критериальная характеристика работы режущего инструмента без разрушений его режущей части при вершине или при минимизации этих разрушений, поэтому производится автоматическое управление именно динамической прочностью режущей части инструмента из СТМ при вершине, а не другими параметрами процесса резания. Это управление является определяющим фактором в процессе тонкого точения жаропрочных сплавов резцами из СТМ на станках с ЧПУ. В связи с этим появляется понятие «работоспособность» — это состояние режущего инструмента, при котором он способен выполнять заданные функции с параметрами, установленными требованиями технической документации. Термин «работоспособность» применяется в теории надежности, при этом ею характеризуют различные показате-

ли надежности, долговечности и т. д. Инструмент работоспособен тогда, когда он может нормально работать, выполняя свои основные функции.

Экономическая оптимизация тонкого точения жаропрочных сплавов и закаленных легированных сталей твердостью HRC 33-39 резцами из СТМ на станках с ЧПУ показала, что соотношение между скоростями резания $V_э$ и V_h составляет $V_э = (2 \div 2,3) \cdot V_h$ (V_h — скорость резания, соответствующая минимальному относительному износу резца по задней поверхности).

На основании реализации метода экономической оптимизации разработаны в качестве банка данных на ПЭВМ карты выбора оптимальных экономических параметров режимов резания и оптимальных контактных характеристик одновременно на передних и задних поверхностях инструментов из СТМ при тонком точении жаропрочных сплавов, закаленных легированных и закаленных конструкционных сталей твердостью HRC 35-40 на станках с ЧПУ.

На втором этапе — в процессе резания — смысл управления динамической прочностью режущей части инструмента из СТМ одновременно на его передней и задней поверхностях связан с опорой на ранее установленные физические закономерности взаимодействия обрабатываемого и инструментального материалов при тонком точении жаропрочных сплавов на станках с ЧПУ.

Оптимальное управление прочностью режущей части инструмента из СТМ в процессе резания в соответствии с классификациями систем управления процессом резания [2, 18] может быть отнесено к системам предельного контроля за параметрами процесса резания.

Выводы

Достоинством реализации оптимального управления прочностью при вершине режущей части инструмента из СТМ одновременно на его передней и задней поверхностях при тонком точении жаропрочных сплавов и сталей на станках с ЧПУ является учет определенных нами закономерностей физического взаимодействия жаропрочного сплава и режущей части при вершине инструмента из СТМ в процессе обработки и также то, что, в отличие от аналогичных методов управления процессом резания, при этой разработанной нами методике устраняются требования, связанные с применением сложных приборов и устройств для оперативной диагностики характеристик процесса резания (сил резания, температур и др.). Контактное взаимодействие жаропрочного сплава и резца из СТМ осуществляется как самостоятельное (естественно физическое) управление оптимальными постоянными контактными характеристиками (силы, температуры, контактные напряжения, коэффициенты трения) одновременно на передней и задней поверхностях инструмента из СТМ, а также управление оптимальными постоянными параметрами режима резания при их экономической оптимизации на станке с ЧПУ.

Библиографический список

1. Белозёров В.А. Оптимизационная модель процесса тонкого точения жаропрочных сплавов инструментами из СТМ // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 5. – С. 90–95. DOI: 10.31660/0445-0108-2015-5-90-95

2. Старков В. К. Физика и оптимизация резания материалов. – М.: Машиностроение, 2009. – 639 с.

3. Грубый С. В. Методы оптимизации режимных параметров лезвийной обработки: учеб. пособие. – М.: Изд-во МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2008. – 96 с.

4. Mechanics of chip formation in cutting / E. V. Artamonov [et al.] // Russian Engineering Research. – 2017. – № 37. – P. 450–454. DOI: 10.3103/S1068798X17050069

5. Putilova Yu. S., Starikov A. I., Kharitonov D. A. Definition of deformation of the cut-off layer and rational loading of the cutting tool when turning on CNC machines // Russian Engineering Research. – 1991. – Vol. 34, Issue 12. – P. 826–828.

6. Полетика М. Ф. Контактные нагрузки на режущих поверхностях инструмента. – М.: Машиностроение, 1969. – 180 с.

7. Андрейченко Г. Ф. О зависимости усадки стружки от параметров, определяющих геометрию среза при точении с малыми сечениями среза // Межвузовский научно-технический сборник. – № 20. – Харьков, 1978. – С. 114–118.

8. Зорев Н. Н. Вопросы механики процесса резания металлов. – М.: Машгиз, 1956. – 368 с.

9. Розенберг А. М., Еремин А. М. Элементы теории процесса резания металлов. – М.: Машгиз, 1956. – 318 с.

10. Макаров А. Д. Оптимизация процесса резания. – М.: Машиностроение, 1976. – 276 с.

11. Некрасов Ю. И. Исследования технологической эффективности обработки труднообрабатываемых материалов на токарных станках с ЧПУ при управлении процессами нагружения режущей части инструмента: Автореф. дис. канд. техн. наук. – ИСМАН УССР, Киев, 1981. – 24 с.

12. Утешев М. Х. Разработка научных основ расчета прочности режущей части инструмента по контактным напряжениям с целью повышения его работоспособности: Автореф. дис. д-ра техн. наук. – Томск, 1996. – 36 с.

13. Nekrasov R. Yu., Starikov A. I., Soloviev I. V. Simulation of technological systems for diagnosis and management with CNC // Applied Mechanics and Materials. – 2015. – Vol. 770. – P. 617–621. DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMM.770.617

14. Nekrasov R. Yu., Starikov A. I., Lasuhov A. A. Entering the operative correction machining processes CNC // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2015. – Vol. 91. DOI: 10.1088/1757-899X/91/1/012042

15. Diagnostic of cut-layer deformation and rational tool loading in numerically controlled lathes / R. Yu. Nekrasov [et al.] // Russian Engineering Research. – 2014. – Vol. 34, Issue 12. – P. 826–828.

16. Controlling the type and the form of chip when machining steel / S. V. Gruby [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2016. – Vol. 142. DOI: 10.1088/1757-899X/142/1/012065

17. Belozerov V. A., Uteshev M. H. Physical Modeling of Contact Processes on the Cutting Tools Surfaces of STM When Turning // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2016. – Vol. 142. DOI: 10.1088/1757-899X/142/1/012075

18. Башков В. М., Сосон А. Н. Современные направления в разработке методов назначения режимов резания металлов // Прогрессивный режущий инструмент. Высокопроизводительное резание. – М.: ВНИИ, 1978. – С.113–120.

References

1. Belozerov, V. A. (2015). The optimization model of the process of fine turning of heat-resistant alloys by tools made from STM. Oil and Gas Studies, (5), 90-95. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2015-5-90-95

2. Starkov, V. K. (2009). Physics and optimization of cutting of materials. Moscow, Mashinostroenie Publ., 639 p. (In Russian).

3. Gruby, S. V. (2008). Metody optimizatsii rezhimnykh parametrov lezviynoy obrabotki. Moscow, Bauman University Publ., 96 p. (In Russian).

4. Artamonov, E. V., Vasil'ev, D. V., Kireev, V. V., & Uteshev, M. H. (2017). Mechanics of chip formation in cutting. Russian Engineering Research, (37), pp. 450-454. (In English). DOI: 10.3103/S1068798X17050069

5. Putilova, Yu. S., Starikov, A. I., & Kharitonov, D. A. (1991). Definition of deformation of the cut-off layer and rational loading of the cutting tool when turning on CNC machines. Russian Engineering Research, 34(12), pp. 826-828. (In English).

6. Poletika, M. F. (1969). Kontaktnye nagruzki na rezhushchikh poverkhnostyakh instrumenta. Moscow, Mashinostroenie Publ., 180 p. (In Russian).

7. Andreychenko, G. F. (1978). O zavisimosti usadki struzhki ot parametrov, opredelyayushchikh geometriyu sreza pri tochenii s malymi secheniyami sreza. Mezhvuzovskiy nauchno-tekhnicheskiy sbornik, (20). Kharkov, pp. 114-118. (In Russian).

8. Zorev N. N. (1956). Voprosy mekhaniki protsessa rezaniya metallov. Moscow, Mashgiz Publ., 368 p. (In Russian).

9. Rozenberg, A. M., & Eremin, A. M. (1956). Elementy teorii protsessa rezaniya metallov. Moscow, Mashgiz Publ., 318 p. (In Russian).

10. Makarov, A. D. (1976). Optimizatsiya protsessa rezaniya. Moscow, Mashinostroenie Publ., 276 p. (In Russian).

11. Nekrasov, Yu. I. (1981). Issledovaniya tekhnologicheskoy effektivnosti obrabotki trudnoobrabatyvaemykh materialov na tokarnykh stankakh s CHPU pri upravlenii protsessami nagruzheniya rezhushchey chasti instrumenta. Avtoref. diss. kand. tekhn. nauk. ISMAN USSR, Kiev, 24 p. (In Russian).

12. Uteshev, M. H. (1996). Razrabotka nauchnykh osnov rascheta prochnosti rezhushchey chasti instrumenta po kontaktnym napryazheniyam s tsel'yu povysheniya ego rabotosposobnosti: Avtoref. dis. dokt. tekhn. nauk. Tomsk, 36 p. (In Russian).

13. Nekrasov, R. Yu., Starikov, A. I., & Soloviev, I. V. (2015). Simulation of technological systems for diagnosis and management with CNC. Applied Mechanics and Materials, 770, pp. 617-621. (In English). DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMM.770.617

14. Nekrasov, R. Yu., Starikov, A. I., & Lasuhov, A. A. (2015). Entering the operative correction machining processes CNC. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 91. (In English). DOI: 10.1088/1757-899X/91/1/012042

15. Nekrasov, R. Yu., Putilova, Yu. S., Nekrasov, Yu. I., Starikov, A. I., & Kharitonov, D. A. (2014). Diagnostic of cut-layer deformation and rational tool loading in numerically controlled lathes. Russian engineering research, 34(12), pp. 826-828. (In English).

16. Gruby, S. V., Lasukov, A. A., Nekrasov, R. Yu, Politsinsky, E. V., & Arkhipova, D. A. (2016). Controlling the type and the form of chip when machining steel. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 142. (In English). DOI: 10.1088/1757-899X/142/1/012065

17. Belozerov, V. A., & Uteshev, M. H. (2016). Physical Modeling of Contact Processes on the Cutting Tools Surfaces of STM When Turning. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 142. (In English). DOI: 10.1088/1757-899X/142/1/012075

18. Bashkov, V. M., & Soson A. N. (1978). Sovremennye napravleniya v razrabotke metodov naznacheniya rezhimov rezaniya metallov. Progressivnyy rezhushchiy instrument. Vysokoproizvoditel'noe rezanie. Moscow, VNII Publ., pp. 113-120. (In Russian).

Сведения об авторах

Белозёров Владимир Анатольевич, *к. т. н., доцент кафедры технологии машиностроения, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: belozerov48@mail.ru*

Барбышев Борис Валентинович, *к. т. н., доцент кафедры станков и инструментов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Information about the authors

Vladimir A. Belozerov, *Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Technology of Machine Building, Industrial University of Tyumen, e-mail: belozerov48@mail.ru*

Boris V. Barbyshev, *Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Machines and Tools, Industrial University of Tyumen*

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-5-140-144

УДК 621.86.065.4+531

О циклических нагрузках, влияющих на прочность труб для добычных скважин газа

С. В. Марфицын[1]*, А. В. Марфицын[2], В. П. Марфицын[1]

[1]ПК «Уралец», г. Курган, Россия
[2]ООО «Энерготехстрой», г. Курган, Россия
**e-mail: delta-kurgan@yandex.ru*

Аннотация. Применение полиномов Чебышева 1-го рода в сопротивлении материалов основано на использовании вероятностной логики для объективных состояний металла. Это тот случай, когда «чистая» наука помогает практическим вопросам объективной реальности. Благодаря этому видно, что металл в процессе нагрузки претерпевает устойчивое и неустойчивое состояния. Применяя полиномы Чебышева 1-го рода, можно заметить, что наиболее устойчивое состояние металла показывает кривая T_9, при которой соотношение $\frac{б}{б_т} = 0{,}5$, то есть это соотношение наиболее благоприятно для сосудов под давлением, в отличие от рекомендованного американским стандартом ASME, в котором $\frac{б}{б_т} = 0{,}666$, что уменьшает надежность. Более перспективным является оценка состояния металла с учетом частотных характеристик, подтверждающая частотные соотношения $\frac{б}{б_т} \approx 0{,}5$ и позволяющая учесть неупругие явления в металле, учитываемые коэффициентом потерь, а также оценить возможность резонанса.

Применение регулирующей заслонки с использованием патента RU 2416751C1 позволяет добиться оптимальной частоты колебаний газа в трубе, уменьшается вероятность резонанса.

Ключевые слова: кристаллическая решетка; частота колебаний; оценка прочности; резонанс

Cyclic loads affecting the durability of pipes for production wells gas

Sergey V. Marfitsyn[1]*, Andrey V. Marfitsyn[2], Vladimir P. Marfitsyn[1]

[1]Uralec CC, Kurgan, Russia
[2]Energotechstroy LLC, Kurgan, Russia
**e-mail: delta-kurgan@yandex.ru*

Abstract. The use of Chebyshev's polynomials of the first type to the strength of materials is based on probabilistic logic for the objective states of a metal. This is the case when "pure" science helps practical issues of objective reality. Due to this, it was noted that the metal undergoes a stable and unstable state during loading. The use of Chebyshev's polynomials of the first type has showed that the most stable state of the metal is shown by the T_9curve, at which the ratio $\frac{б}{б_т} = 0{,}5$. This ratio is most favorable for pressure vessels, in contrast to the recommended American standard ASME, in which $\frac{б}{б_т} = 0{,}666$ (this ratio reduces the reliability). Assessment of the state of the metal taking into account the frequency characteristics

is more promising. This assessment confirms the frequency ratio $\frac{б}{б_Т} \approx 0{,}5$ and allows taking into account inelastic phenomena in the metal, taking into account the loss coefficient, as well as to assess the possibility of resonance.

The application of the control valve using the patent RU 2416751C1 allows achieving the optimal frequency of gas oscillations in the pipe and reducing the probability of resonance.

Key words: crystal lattice; oscillation frequency; assessment of the strength; resonance

Введение

Конструкция добычной скважины газа представляет собой стальную трубу, у которой длина во много раз больше диаметра и состоящую из участков, соединенных сварными швами. Труба работает при температуре газа, достигающей значения 523 °К, давлении до 100 МПа и циклическом нагружении. Главной опасностью при этом является «усталость» металла. Таким образом, материалы необходимо оценить на циклическую прочность и возможность резонанса.

В работе [1] установлена зависимость напряжения от условного вероятностного ряда от нуля до единицы. Эта зависимость оказалась весьма продуктивной в объяснении некоторых феноменов поведения материалов при нагрузках. Например, T_9, один из полиномов Чебышева 1-го рода имеет минимум при значении $\frac{б}{б_Т} = 0{,}5$. То есть это наиболее благоприятное значение, соответствующее максимальной способности восстановительных свойств материалов. Поэтому мы считаем, что значение допускаемых напряжений в американском стандарте ASME, равное $\frac{2}{3}б_Т$, не соответствует условию безопасности устьевого оборудования при циклическом нагружении участка скважины для добычи нефти и газа. Более безопасно принимать допускаемое напряжение равным $0{,}5б_Т$, как принято в руководящем документе [1]. Это также подтверждают экспериментальные исследования.

Термином «усталость» обозначают повреждения, возникающие под действием циклических напряжений. Обычно эти напряжения являются знакопеременными, то есть растяжение сменяется сжатием. «Усталость» также может возникнуть в результате циклических напряжений одного знака. Усталостные трещины обычно зарождаются на поверхности детали, хотя в ряде случаев они могут возникать и во внутренних областях материала, особенно при больших напряжениях.

Частотный подход к поведению материала в добычных скважинах газа

Более перспективным является частотный подход к поведению материала. Он позволяет оценить прочность материала при знакопеременных нагрузках, то есть оценить его «усталость».

«Для большинства твердых тел ω_{max} по порядку величины составляет 10^{13} Гц, в то время как ω_{min} зависит от числа атомов в решетке (от размеров тел) и для кристалла объемом $\approx 1см^3$ составляет 10^5 Гц. У обычных твердых

[1] РД 50-694-90. Методические указания. Надежность в технике. Вероятностный метод расчета на усталость сварных конструкций / Государственный комитет по стандартам СССР по управлению качеством продукции и стандартов. – Введ. 1991-07-01. – М.: Изд-во стандартов, 1991. – 88 с.

тел (металлов, полупроводников или диэлектриков) амплитуда нулевых колебаний значительно меньше межатомных расстояний. Вероятность дислокации атомов при этом пренебрежительно мала, так что каждый атом при этом можно рассматривать локализованным в определенном объеме пространства, малом по сравнению с объемом элементарной ячейки» [2]. Между диэлектрическими и неупругими потерями есть общие закономерности. Это коэффициент рассеивания или коэффициент потерь. Их можно выразить через частотные характеристики. На рисунке 1 показана зависимость коэффициента потерь от частоты поля. Происходящий процесс можно рассматривать как упорядочение под действием приложенного напряжения, так как внедренные атомы занимают наиболее благоприятные межузлия. При возникновении такого упорядочения О.Ц.К. решетки железа уменьшается полная энергия деформации, так как внедренные атомы более свободно располагаются в увеличенных межузлах. Частота от 0 до 10^5 соответствует нагружению тела. Далее идет участок, свободный от потери упругости. Этот участок, особенно его начальная и средняя часть, особенно благоприятен для упругих деформаций, где находится поле частот от 10^5 до 10^6 Гц. В этом промежутке находится частота, соответствующая допускаемым напряжениям для расчета сосудов под давлением, то есть б = 0,5б$_Т$. Далее при частотах 10^{12}–10^{13} коэффициент потерь снова возрастает, что соответствует состоянию предела текучести материала [3].

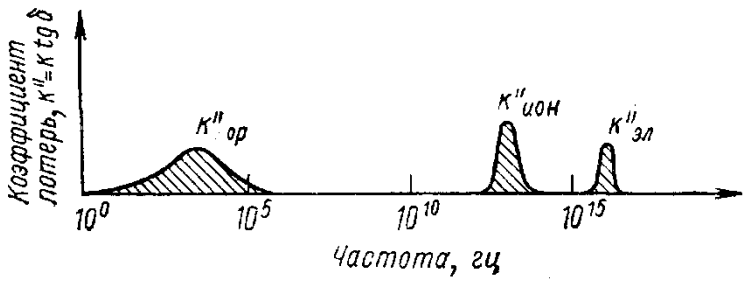


Рис. 1. ***Зависимость коэффициента потерь от частоты поля***

Частотный подход позволяет определить резонансную частоту колебаний кристаллической решетки.

$$K = 1 + \frac{N£_0/\varepsilon_0}{1+\omega^2\tau^2} - i\frac{N£_0\omega\tau/\varepsilon_0}{1+\omega^2\tau^2}, \quad (1)$$

где N — число циклов; $£_0$ — поляризуемость в статическом поле; ε_0 — абсолютная диэлектрическая проницаемость вакуума; ω — угловая частота; τ — постоянная времени диэлектрической релаксации.

Дифференцируя мнимую часть уравнения (1), получаем, что $K^{//}$ принимает максимальное значение при $\omega\tau = 1$. Это является условием резонанса. Следовательно, при этой частоте потери энергии будут наибольшими. График зависимости составляющих $K^{/}$ и $K^{//}$ от частоты приведен на рисунке 1 [4].

На рисунке 2 показана зависимость между максимально допустимым напряжением и числом циклов, необходимых для возникновения разрушения.

Мы видим также высокие напряжения при малых частотах (см. рис. 2). Это показывает, что при ударных нагрузках имеется возможность возникновения

резонанса при малых частотах. Наиболее опасным является первоначальный момент после включения заслонки, когда возникает ударная нагрузка и время воздействия на трубу составляет 10^3–10^4 Гц [5], что приводит к появлению резонанса в металле.

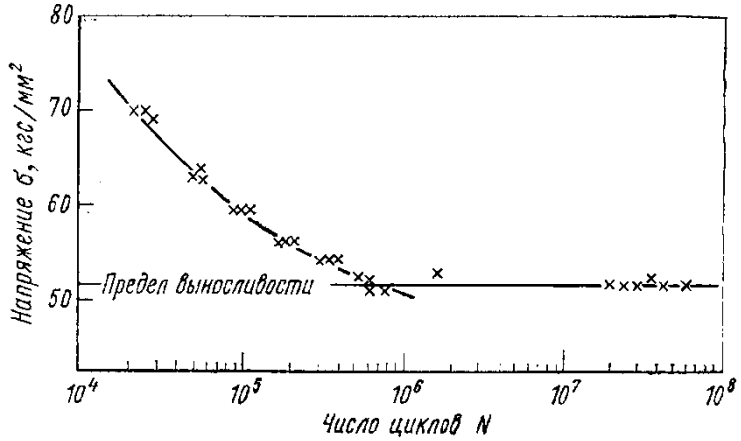


Рис. 2. ***Зависимость между напряжением и числом циклов***

Помимо рассмотренных ранее свободных колебаний кристаллической решетки, а также колебаний под действием нагрузки, в металле при высокой температуре возникают дополнительные вынужденные колебания.

Если температура газа испытывает весьма быстрые пульсации, период которых по сравнению со временем пребывания горячего газа внутри оболочки очень мал, то температура стенок оболочки также будет испытывать пульсации с тем же периодом, что и период пульсации температуры газа. В этом случае возможны чисто температурные параметрические возбуждения колебаний стенок оболочки, и как результат этих колебаний — возникновение значительных деформаций. «Предположим, что температура газа испытывает очень быстрые пульсации, подчиняясь закону:

$$T(t) = T_0 + T_1 \cos\omega t.$$

Таким образом, если частота ω будет лежать в определенных пределах и если амплитуда термокинетических пульсаций будет удовлетворять определенным неравенствам в металле, возникновение параметрического резонанса становится вполне возможным [6]».

Выводы

- Подтверждаются частотные вероятностные закономерности Чебышева для прочностных характеристик стали.
- Низкочастотный резонанс возможен в материале при ударных нагрузках при условии равенства вынужденных колебаний свободным колебаниям кристаллической решетки.
- Применение регулирующей заслонки с использованием патента RU 2416751C1 [7] позволяет добиться оптимальной частоты колебаний газа в трубе, уменьшается вероятность резонанса колебаний трубы и газа.

Библиографический список

1. Марфицын С. В., Марфицын В. П. Применение полиномов Чебышева 1-го рода для описания устойчивых состояний металла при постоянных и переменных нагрузках // Вестник Курганского государственного университета. Серия: Технические науки. – 2016. – № 3 (42). – С. 96–98.
2. Брандт Н. Б., Чудинов С. М. Электроны и фононы в металлах: учеб. пособие. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во МГУ, 1990. – 334 с.
3. Полухин П. И., Горелик С. С., Воронцов В. К. Физические основы пластической деформации: учеб. пособие для вузов. – М.: Металлургия, 1982. – 584 с.
4. Ван Флек Л. Х. Теоретическое и прикладное материаловедение / Пер. с англ. О. А. Алексеева. – М.: Атомиздат, 1975. – 472 с.
5. Марфицын С. В., Марфицын В. П. О вероятностном подходе к ударным нагрузкам // Вестник Курганского государственного университета. Серия: Естественные науки. – 2017. – № 4 (47). – С. 87–89.
6. Расчеты на прочность, устойчивость и колебания в условиях высоких температур / Н. И. Безухов [и др.]; под ред. И. И. Гольденблата. – М.: Машиностроение, 1965. – 567 с.
7. Марфицын В. П., Марфицын А. В., Марфицын С. В. Изобретение к патенту RU 2416751C1 от 14.06.2009. Затвор повышенной герметичности и вибрационной стойкости с усиленным стопорением и разгрузочным круговым кольцом для сосудов и аппаратов, работающим под внутренним и наружным давлением.

References

1. Marfitsyn, S. V., & Marfitsyn, V. P. (2016). The use of Chebyshev's polynomials of the first type for a description of the steady-state conditions of metal under constant and variable loading. Bulletin of Kurgan State University. Technical Sciences, (3(42)), pp. 96-98. (In Russian).
2. Brandt, N. B., & Chudinov, S. M. (1990). Elektrony i fonony v metallakh. 2nd edition, revised and expanded. Moscow, MGU Publ., 334 p. (In Russian).
3. Polukhin, P. I., Gorelik, S. S., & Vorontsov, V. K. (1982). Fizicheskie osnovy plasticheskoy deformatsii. Moscow, Metallurgiya Publ., 584 p. (In Russian).
4. Van Vlack, L. H. (1970). Materials science for engineers. California, Addison Wesley Publishing Company, 545 p. (In English).
5. Marfitsyn, S. V., & Marfitsyn, V. P. (2017). About probabilistic approach to impact loads. Bulletin of Kurgan State University. Natural Sciences, (4(47)), pp. 87-89. (In Russian).
6. Bezukhov, N. I., Bazhanov, V. L., Gol'denblat, I. I., Nikolaenko, N. A., & Sinyukov, A. M. (1965). Raschety na prochnost', ustoychivost' i kolebaniya v usloviyakh vysokikh temperatur. Moscow, Mashinostroenie, 567 p. (In Russian).
7. Marfitsyn, V. P., Marfitsyn, A. V., & Marfitsyn, S. V. Izobretenie k patentu RU 2416751S1 ot 14.06.2009. Zatvor povyshennoy germetichnosti i vibratsionnoy stoykosti s usilennym stoporeniem i razgruzochnym krugovym kol'tsom dlya sosudov i apparatov, rabotayushchim pod vnutrennim i naruzhnym davleniem. (In Russian).

Сведения об авторах

Марфицын Сергей Владимирович, *председатель ПК «Уралец», г. Курган, e-mail: delta-kurgan@yandex.ru*

Марфицын Андрей Владимирович, *директор ООО «Энерготехстрой», г. Курган*

Марфицын Владимир Петрович, *заместитель директора по научным исследованиям и конструированию, ПК «Уралец», г. Курган*

Information about the authors

Sergey V. Marfitsyn, *Chairman of Uralec CC, Kurgan, e-mail: delta-kurgan@yandex.ru*

Andrey V. Marfitsyn, *Director, Energotechstroy LLC, Kurgan*

Vladimir P. Marfitsyn, *Deputy Director for Scientific Research and Design, Uralec CC, Kurgan*

25.00.17 Разработка и эксплуатация (технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-5-145-152

УДК 622.276.4

К вопросу выбора режима работы скважинного насоса при нестационарном отборе жидкости

К. Л. Горшкова*, Н. Н. Алаева, Л. Г. Орехова

Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, Россия
**e-mail: chri_leon@mail.ru*

Аннотация. Рассмотрен нестационарный режим отбора жидкости как один из способов увеличения нефтеотдачи пластов. При данном режиме работы скважины определяются оптимальные периоды переключения работы насоса для увеличения дебита нефти и снижения обводненности жидкости. Объект исследования — система «пласт — скважина — насос». Цель исследования — обеспечение эффективного режима эксплуатации скважин. В работе был использован описательный метод, включающий анализ переходных процессов системы «пласт — скважина — насос» на имитационном стенде, интерпретацию графиков переходных процессов, сопоставление и обобщение результатов. Представлены результаты экспериментальных исследований переходных процессов изменения давления на имитационном стенде при разных режимах работы насоса. Результаты исследований показали зависимость изменения давления от режима работы насоса, то есть зависимость параметра пласта от изменения гидравлического сопротивления системы «пласт — скважина — насос». Для каждого переходного процесса определили оптимальный период работы насоса равный $3\tau_{пл}$, который обеспечит эффективный режим эксплуатации скважин.

Ключевые слова: переходный процесс; режим работы; насос; имитационный стенд; нестационарный отбор жидкости

To the issue of choosing the well pump operation mode under unsteady drainage

Kristina L. Gorshkova*, Natalya N. Alaeva, Leysana G. Orekhova

Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russia
**e-mail: chri_leon@mail.ru*

Abstract. The article discusses the unsteady drainage as one of the ways to increase oil recovery. With this well operation process, optimal periods of pump switching are determined to increase the oil flow rate and reduce the watercut. The object of study is the "reservoir — well — pump" system. The purpose of the study is to ensure efficient operation of wells. We use the descriptive method, including the analysis of transient processes of the "reservoir — well — pump" system on a simulation bench, interpretation of transient graphs, and comparison and generalization of the results. The research results showed the dependence of the pressure change on the pump operation mode, i.e. the dependence of the formation parameter on the change in the flow resistance of the "reservoir — well — pump" system. For each transient process, the optimal period of pump operation was determined equal to 3 τ, which will ensure efficient well production mode.

Key words: transient process; operation mode; pump; simulation bench; unsteady drainage

Введение

Одним из наиболее важных вопросов нефтяной отрасли является вопрос повышения нефтеизвлечения из разрабатываемых месторождений. Большинство нефтяных месторождений Республики Татарстан находятся на поздней стадии эксплуатации, и их остаточные запасы классифицируются как трудноизвлекаемые, доля которых постоянно растет.

В настоящее время является актуальным вопрос внедрения низкозатратных методов увеличения добычи нефти, например нестационарный отбор жидкости, с целью эффективного извлечения остаточных запасов нефти [1–3]. Анализ влияния циклического воздействия (нестационарный режим) на нефтеотдачу трещиновато-пористого пласта приведен в работах ученых Ю. М. Молоковича, А. И. Маркова, Э. И. Сулейманова, Р. Г. Фархуллина, Н. Н. Непримерова, Р. С. Хисамова [1–10]. В работах [11, 12] показано, что циклическое воздействие на трещиновато-пористый пласт позволяет повысить его нефтеотдачу по сравнению со стационарным режимом отбора жидкости. В работе В. Г. Белова, А. Ю. Горшенина, В. А. Иванова и др. рассмотрен способ нестационарного извлечения нефти [13], при котором периодическую депрессию осуществляют без остановки погружного скважинного насосного оборудования. На основе этого был разработан способ перевода скважин на эффективный режим эксплуатации [14], при котором после нестационарного режима работы скважину переводят на стационарный режим.

При нестационарном режиме создаются и распространяются фильтрационные волны давления в пласте [15, 16], что создает условия вовлечения нефти в фильтрационные потоки призабойной зоны скважины и позволяет повысить коэффициент извлечения нефти. Импульсное воздействие от изменения производительности насоса передается по стволу скважины от насоса на забой и далее в эксплуатируемый пласт.

Зависимость забойного давления от импульсного воздействия при изменении производительности насоса [17]:

$$P_{заб} = P_{нач} + P(1 - e^{-\frac{t}{\tau_{пл}}}), \quad (1)$$

где $P_{заб}$ — забойное давление, атм; $P_{нач}$ — начальное значение давления, атм; P — импульсное изменение давления, атм; t — время переходного процесса, с; $\tau_{пл}$ — время реакции пласта на изменение производительности насоса, рассчитанное по переходному процессу для каждой скважины.

Для эффективного управления процессом добычи нефти при нестационарном отборе жидкости необходимо рассматривать единую взаимосвязанную систему «пласт — скважина — насос». В лаборатории кафедры автоматизации и информационных технологий Альметьевского государственного нефтяного института был спроектирован и реализован имитационный стенд [18, 19] для исследования переходных процессов системы «пласт — скважина — насос» (рис. 1).

Рис. 1. ***Имитационный стенд для исследования переходных процессов системы «пласт — скважина — насос»***

Основной целью выполнения экспериментальных исследований является выявление условий для обеспечения эффективного режима эксплуатации скважин при нестационарном режиме отбора жидкости.

На данном имитационном стенде были проведены экспериментальные исследования переходных процессов системы «пласт — скважина — насос», по результатам которых осуществлены анализ переходных процессов изменения давления, сопоставление и обобщение результатов экспериментов. Имитация изменения режимов работы скважинного насоса проводилась путем изменения положения шаровых клапанов (*КШ*) на имитационном стенде, структурная схема которого представлена на рисунке 2.

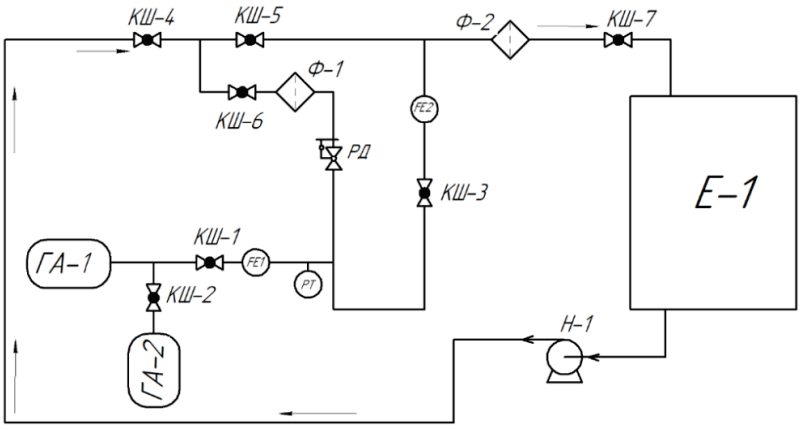


Рис. 2. ***Структурная схема имитационного стенда системы «пласт — скважина — насос»:*** *ГА–1 —гидроаккумулятор, имитирующий емкость пласта; ГА–2 —гидроаккумулятор, имитирующий наполнение скважины; емкость Е–1 — для сбора жидкости; КШ–1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 — шаровые клапаны, Ф–1, 2 —фильтры; РД — редуктор давления; FE1, FE2 — счетчики жидкости; РТ — манометр; Н–1 — центробежный насос*

На рисунке 3 представлена разработанная структурная схема сбора и передачи данных с имитационного стенда на автоматизированное рабочее место (АРМ) специалиста.

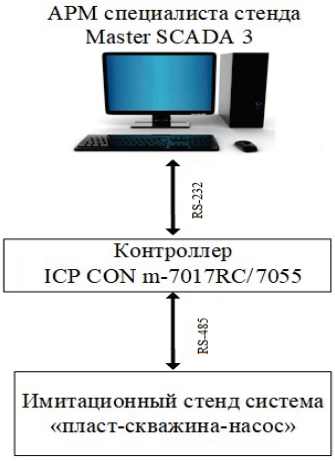


Рис. 3. ***Структурная схема сбора и передачи данных***

Исследования были проведены в три этапа:

Этап 1. Определение условий проведения экспериментов, составление матрицы экспериментов: изменение степени открытия шаровых клапанов *КШ–1, 2* (в %).

Этап 2. Проведение экспериментов на имитационном стенде. Визуализация графиков переходных процессов изменения давления в режиме реального времени в программе Master SCADA 3 с выгрузкой массивов данных в программу Microsoft Excel.

Последовательность проведения экспериментов следующая:

- исходное состояние соответствует максимальному отбору жидкости, при этом все шаровые клапаны полностью открыты (см. рис. 2), и из емкости *Е–1* с помощью насоса *Н–1* жидкость поступает в гидроаккумуляторы *ГА–1* и *ГА–2*;
- по условиям проведения эксперимента изменяем степень открытия шаровых клапанов *КШ–1, 2* (таблица), имитируя изменение режима работы скважинного насоса.

Этап 3. Анализ результатов исследований.

Условия проведения экспериментов

Номер эксперимента	Степень открытия клапанов, %	
	КШ–1	КШ–2
1	100	100
2	100	30
3	0	100
4	30	100
5	30	30
n	…	…

В каждом эксперименте получены графики изменения значений давления в режиме реального времени с визуализацией в программе Master SCADA 3 (рис. 4) и с выгрузкой массивов данных в Microsoft Excel (рис. 5).

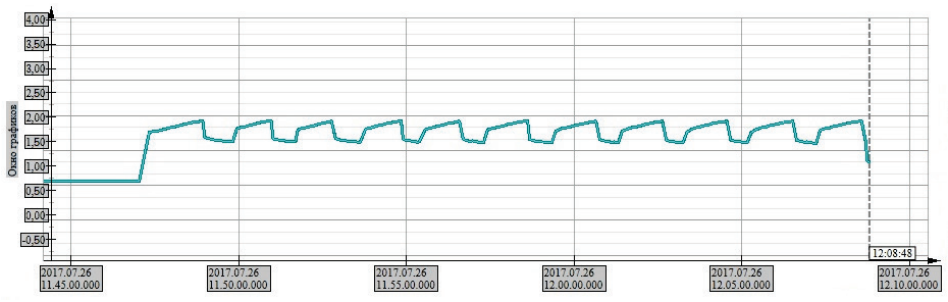


Рис. 4. ***График переходного процесса изменения давления для одного эксперимента в программе Master SCADA 3***

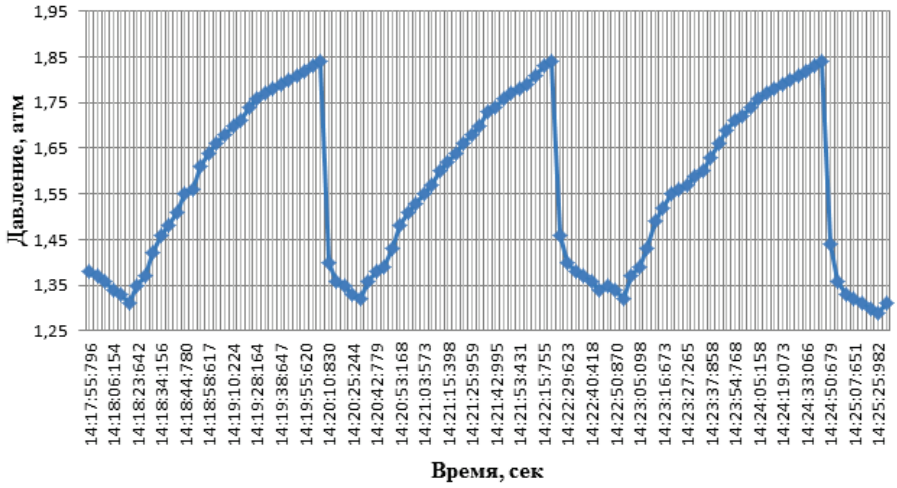


Рис. 5. ***Фрагмент графика переходного процесса изменения давления для одного эксперимента, экспортированный в Microsoft Excel***

По полученным графикам переходных процессов изменения давления были определены следующие качественные показатели: время реакции пласта, время переходного процесса, максимальное отклонение давления в переходный период. Для одного из экспериментов определены значения времени реакции пласта $\tau_{пл1} = 50$, $\tau_{пл2} = 25$, $\tau_{пл3} = 19$, $\tau_{пл4} = 4$, $\tau_{пл5} = 3$; время переходного процесса за один импульсный скачок изменения давления t = 136 с; максимальное отклонение давления в переходный период 0,52 атм.

По результатам анализа переходных процессов получено, что изменение давления происходит по экспоненциальному закону на протяжении времени $5\tau_{пл}$, за которое давление меняется на 99,3 % от созданного импульсного давления, при этом реакция пласта продолжается. Для эффективного управления фильтрационной волной давления целесообразно использовать период изменения режима работы насоса равный времени реакции пласта $3\tau_{пл}$, поскольку за это время давление изменяется на величину 95 % от созданного импульсного давления. Выявлено, что после периода более $3\tau_{пл}$ изменение давления происходит медленно, при этом $3\tau_{пл}$ для каждого эксперимента отличается, так как на имитационную систему «пласт — скважина — насос» оказывает влияние изменение гидравлического сопротивления системы.

Выводы

- Подтверждено, что изменение давления происходит по экспоненциальному закону на протяжении времени $5\tau_{пл}$, за которое давление меняется на 99,3 % от созданного импульсного давления.
- Выявлено, что для эффективного управления фильтрационной волной давления целесообразно использовать период изменения режима работы насо-

са равный $3\tau_{пл}$, так как за это время давление изменяется на величину 95 % от созданного импульсного давления.

- Установлено, что время реакции пласта $3\tau_{пл}$ для каждого переходного процесса отличается, так как на имитационную систему «пласт — скважина — насос» оказывает влияние изменение гидравлического сопротивления системы.
- Рекомендуется для определения оптимального периода нестационарного воздействия на пласт со стороны добывающей скважины определять время реакции пласта $\tau_{пл}$ при максимальном и минимальном отборе жидкости.

Работа была выполнена по договору на оказание услуг №290/0002/2115/48 от 01.05.2017 г. с ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина по теме: «Разработка алгоритмов автоматического управления режимами работы добывающих скважин и подбор средств автоматизации для обеспечения способа нестационарного отбора жидкости».

Библиографический список

1. Пьезометрия окрестности скважин. Теоретические основы / Ю. М. Молокович. – Казань: ДАС, 2000. – 202 с.
2. Выработка трещиновато-пористого коллектора нестационарным дренированием / Ю. М. Молокович [и др.]. – Казань: Регентъ, 2000. – 156 с.
3. Фархуллин Р. Г. Комплекс промысловых исследований по контролю за выработкой запасов нефти. – Казань: ТАТПОЛИГРАФЪ, 2002. – 304 с.
4. Молокович Ю. М. Неравновесная фильтрация и ее применение в нефтепромысловой практике. – М.–Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006. – 214 с.
5. Непримеров Н. Н. Влияние промыслового эксперимента на развитие теории фильтрации // Проблемы теории фильтрации и механика процессов повышения нефтеотдачи: сб. – М.: Наука, 1987. – С. 153–162.
6. Непримеров Н. Н. Технология оптимальной выработки пласта. – Казань, 1986. – 223 с.
7. Пат. 2 453 689. РФ, МПК E21B 43/20 (2006.01). № 2011136778/03. Способ разработки нефтяной залежи / Хисамов Р. С., Хамидуллин М. М., Шайдуллин Р. Г., Галимов И. Ф., Ванюрихин И. С., Галиев Ф. А.; заявл. 06.09.11; опубл. 20.06.12, Бюл. № 27.
8. Gavrilov A. G., Ovchinnikov M. N., Shtanin A. V. Geological structures recognition and evaluation of water saturation in oil fields by the hydrodynamical methods // Proc.Int.Conf. Geometrization of Physics IV (October 4–8). – Kazan, 1999. – P. 208–210.
9. Brill J. P., Mukherjee H. K. Multiphase flow in wells // First Printing Henry I., Doherty Memorial Fund of AIME Society of Petroleum Engineers Inc. – Richardson, Texas, 1999. – 384 p.
10. Kitsios V. Recovery of fluid mechanical modes in unsteady separated flows / PhD thesis, Department of Mechanical Engineering, The University of Melbourne and Institute PPRIME, Universite de Poitiers – 2010. – P.119–123. Available at: http://hdl.handle.net/11343/35705.
11. Чекалин А. Н., Конюхов В. М., Волков Ю. А. Анализ влияния циклического воздействия на нефтеотдачу трещиновато-пористого пласта // Концепция развития методов увеличения нефтеизвлечения: материалы семинара-дискуссии (Бугульма, 27–28 мая 1996 г.). – С. 79–83.
12. Результаты исследований методов управления скважиной с СШН, основанных на способе нестационарного отбора скважинной продукции / В. В. Самойлов [и др.] // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2014. – № 8. – С. 26–30.
13. Пат. 2228352. РФ, МПК E21 B 43/12 (2006.1). № 2004129979. Способ нестационарного извлечения нефти из пласта / Белов В. Г., Горшенин А. Ю., Иванов В. А., Козловский В. С., Мусаев Х. Ц., Федосеев А. И. Шелехов А. Л.; заявл. 18.10.04; опубл. 27.11.2006.
14. Пат. 2 289 019. РФ, МПК E21 B 43/16 (2006.1) № 2005108894. Способ перевода скважин на оптимально эффективный режим эксплуатации / Белов В. Г., Горшенин А. Ю., Иванов В. А., Козловский В. С., Мусаев Х. Ц., Федосеев А. И.; заявл. 18.03.05; опубл. 10.12.06.

15. Hollaender F., Hammond P. S., Gringarten A. C. Harmonic testing for continuous well and reservoir monitoring // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio (29 September – 2 October). – 2002. – P. 1–12. DOI: 10.2118/77692-MS

16. Kuo C. H. Determination of reservoir properties from sinusoidal and multirate flow test in one or more wells // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1972. – Vol. 12, Issue 6 – P. 499–507. DOI: 10.2118/3632-PA

17. Самойлов В. В., Фролов С. А. Нетрадиционный подход к реализации способа повышения нефтеотдачи пластов. – Альметьевск, 2014. – 48 с.

18. Исследование переходных процессов при нестационарных режимах отбора жидкости на имитационном стенде / Ю. Б. Томус [и др.] // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: материалы Междунар. науч.-практ. конф. (Альметьевск, 25–28 октября 2017 г.). Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2018. – С. 199–203.

19. Горшкова К. Л., Орехова Л. Г., Алаева Н. Н. К вопросу управления режимами работы добывающих скважин для нестационарного способа отбора жидкости // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: материалы Междунар. науч.-практ. конф. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2018. – С. 203–205.

References

1. Molokovich, Yu. M., Markov, A. I., Davletshin, A. A., & Kushtanova, G. G. (2000). P'ezometriya okrestnosti skvazhin. Teoreticheskiye osnovy. Kazan, DAS Publ., 202 p. (In Russian).

2. Molokovich, Yu. M., Markov, A. I., Suleymanov, E. I., Farhullin, R. G., Kushtanova, G. G., Davletshin, A. A.,… Nikashev, O. A. (2000). Vyrabotka treshchinovato-poristogo kollektora nestatsionarnym drenirovaniem. Kazan, Regent Publ., 156 p. (In Russian).

3. Farhullin, R. G. (2002). Kompleks promyslovykh issledovaniy po kontrolyu za vyrabotkoy zapasov nefti. Kazan, TATPOLIGRAF Publ., 304 p. (In Russian).

4. Molokovich, Yu. M. (2006). Neravnovesnaya fil'traciya i ee primenenie v neftepromyslovoy praktike. Moscow-Izhevsk, Regulyarnaya i khaoticheskaya dinamika (Research Center); Regulyarnaya i haoticheskaya dinamika»; Institut komp'yuternykh issledovaniy, 214 p. (In Russian).

5. Neprimerov, N. N. (1987). Vliyanie promyslovogo eksperimenta na razvitie teorii fil'tratsii. Problemy teorii fil'tratsii i mekhanika protsessov povysheniya nefteotdachi. Moscow, Nauka Publ., pp. 153-162. (In Russian).

6. Neprimerov, N. N. (1986). Tekhnologiya optimal'noy vyrabotki plasta. Kazan, 223 p. (In Russian).

7. Hisamov, R. S., Hamidullin, M. M., Shajdullin, R. G., Galimov, I. F., Vanyurihin, I. S., & Galiev, F. A. Sposob razrabotki neftyanoy zalezhi. Pat. RF 2 453 689, MPK E21B 43/20 (2006.01). No 2011136778/03. Applied: 06.09.11. Published: 20.06.12. Bulletin No 27. (In Russian).

8. Gavrilov, A. G., Ovchinnikov, M. N., Shtanin, A. V. (1999). Geological structures recognition and evaluation of water saturation in oil fields by the hydrodynamical methods. Proc.Int.Conf. Geometrization of Physics IV (October 4–8). Kazan, pp. 208-210. (In English).

9. Brill, J. P., Mukherjee, H. K. (1999). Multiphase flow in wells. First Printing Henry I., Doherty Memorial Fund of AIME Society of Petroleum Engineers Inc. Richardson, Texas, 384 p. (In English).

10. Kitsios, V. (2010). Recovery of fluid mechanical modes in unsteady separated flows. PhD thesis, Department of Mechanical Engineering, The University of Melbourne and Institute PPRIME, Universite de Poitiers. pp. 119-123. (In English). Available at: http://hdl.handle.net/11343/35705.

11. Chekalin, A. N., Konyuhov, V. M., & Volkov, Yu. A. (1996). Analiz vliyaniya tsiklicheskogo vozdey-stviya na nefteotdachu treshchinovato-poristogo plasta. Kontseptsiya razvitiya metodov uvelicheniya nefteizvlecheniya: materialy seminara-diskussii (Bugulma, May 27-28, 1996). Bugulma, pp.79-83. (In Russian).

12. Samoilov, V. V., Frolov, S. A., Samoilov, D. Yu., & Usov, V. V. (2014). Results of researches of the methods applied for control of a well with a sucker-rod pump, based on the technique of non-stationary removal of a well product. Automation, telemechanization and communication in the oil industry, (8). pp. 26-30. (In Russian).

13. Belov, V. G., Gorshenin, A. Yu., Ivanov, V. A., Kozlovskiy, V. S., Musaev, H. C., Fedoseev, A. I. & Shelekhov, A. L. Sposob nestatsionarnogo izvlecheniya nefti iz plasta. Pat. 2228352. RF, MPK E21 B 43/12 (2006.1). No 2004129979. Applied: 18.10.04. Published: 27.11.06. (In Russian).

14. Belov, V. G., Gorshenin, A. Yu., Ivanov, V. A., Kozlovskiy, V. S., Musaev, H. C., & Fedoseev A. I. Sposob perevoda skvazhin na optimal'no effektivnyy rezhim ekspluatatsii. Pat. 2 289 019. RF, MPK E21 B 43/16 (2006.1). No 2005108894. Applied: 18.03.05; Published: 10.12.06. (In Russian).

15. Hollaender, F., Hammond, P. S., & Gringarten, A. C. (2002). Harmonic testing for continuous well and reservoir monitoring. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio (29 September–2 October). San Antonio, Texas, pp. 1-12. (In English). DOI: 10.2118/77692-MS

16. Kuo, C. H. (1972). Determination of reservoir properties from sinusoidal and multirate flow test in one or more wells. Society of Petroleum Engineers Journal, 12(6), pp. 499-507. (In English). DOI: 10.2118/3632-PA

17. Samoylov, V. V., & Frolov, S. A. (2014). Netraditsionnyy podkhod k realizatsii sposoba povysheniya nefteotdachi plastov. Almetyevsk, 48 p. (In Russian).

18. Tomus, Yu. B., Gorshkova, K. L., Alaeva ,N. N., Orekhova, L. G. (2018). Issledovanie perekhodnykh protsessov pri nestatsionarnykh rezhimakh otbora zhidkosti na imitatsionnom stende. Dostizheniya, problemy i perspektivy razvitiya neftegazovoy otrasli: materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii (Almetyevsk, October 25-28, 2017). Almetyevsk, Almetyevsk State Oil Institute Publ., pp. 199-203. (In Russian).

19. Gorshkova, K. L., Orekhova, L. G., Alaeva, N. N. (2018). K voprosu upravleniya rezhimami raboty dobyvayushchikh skvazhin dlya nestatsionarnogo sposoba otbora zhidkosti. Dostizheniya, problemy i perspektivy razvitiya neftegazovoy otrasli: materialy Mezh-dunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Almetyevsk, Almetyevsk State Oil Institute Publ., pp. 203-205. (In Russian).

Сведения об авторах

Горшкова Кристина Леонидовна, *к. т. н., доцент кафедры автоматизации и информационных технологий, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, e-mail: chri_leon@mail.ru*

Алаева Наталья Николаевна, *старший преподаватель кафедры автоматизации и информационных технологий, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск*

Орехова Лейсана Гамировна, *старший преподаватель кафедры автоматизации и информационных технологий, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск*

Information about the authors

Kristina L. Gorshkova, *Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Automation and Information Technologies, Almetyevsk State Oil Institute, e-mail: chri_leon@mail.ru*

Natalya N. Alaeva, *Senior Lecturer at the Department of Automation and Information Technologies, Almetyevsk State Oil Institute*

Leysana G. Orekhova, *Senior Lecturer at the Department of Automation and Information Technologies, Almetyevsk State Oil Institute*

25.00.17 Разработка и эксплуатация (технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-5-153-159

УДК 665.7.03

Эфирополиамидные депрессорные присадки для нефтяных топливных фракций

А. М. Глазунов*, А. Г. Мозырев, С. П. Семухин, Е. О. Землянский

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
**e-mail: glazunovam@tyuiu.ru*

Аннотация. Улучшение низкотемпературных свойств нефтяных фракций, в частности дизельных топлив, с применением депрессорных присадок относится к наиболее простым и довольно эффективным способам. Синтез присадок основан на использовании отечественного промышленного сырья. В работе представлены данные по разработке эфирополиамидных депрессорных присадок, в качестве основы использован продукт, являющийся производным многоатомной кислоты, — пиромеллитовый диангидрид.

Ключевые слова: топливо; нефть; депрессорные присадки; полиэтиленполиамины

Etheropoliamide depressor additives for oil fuel fractions

Alexander M. Glazunov*, Andrey G. Mozyrev, Sergey P. Semuhin, Evgeny O. Zemlyanskiy

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
**e-mail: glazunovam@tyuiu.ru*

Abstract. Improving the low-temperature properties of oil fractions, in particular diesel fuels using depressant additives, is one of the simplest and most effective methods. The synthesis of additives based on the use of domestic industrial raw materials. The article presents the data on the development of polyamide depressant additives; we used pyromellitic dianhydride (it is a product derived from polyhydric acid) as a base.

Key words: fuel; oil; depressant additives; polyethylene polyamines

Введение

Улучшение низкотемпературных свойств нефтяных фракций, в частности дизельных топлив (ДТ), с применением депрессорных присадок (ДП) относится к наиболее простым и довольно эффективным способам [1–3].

Ранее разработано большое количество поликонденсационных депрессорных присадок, отличающихся высокой эффективностью в высокозастывающих полупродуктах производства масел [4]. Синтез присадок основан на использовании отечественного промышленного сырья, отличается простотой и почти безотходной технологией. Производство такой присадки освоено промышленностью [5, 6–10]. Однако такие присадки малоэффективны в дизельных топливах.

В работе мы представили данные по разработке эфирополиамидных депрессорных присадок, используя для этого в качестве основы продукт, являющийся производным многоатомной кислоты, — пиромеллитовый диангидрид (ПДА); в качестве веществ, придающих присадкам поверхностно-активные свойства и растворимость в нефтях и нефтепродуктах, — высшие жирные спирты (ВЖС); в качестве третьего компонента — полиэтиленполиамины (ПЭПА) [11, 12].

Объект и методы исследования

По сравнению с полиэфирными присадками, когда на второй стадии используются многоатомные спирты, например этиленгликоль (ЭГ), представляло интерес использование на второй стадии вместо ЭГ полиэтиленполиаминов по реакции амидирования неполных эфиров ПДА. Известно, что реакции амидирования идут в более мягких условиях, и, таким образом, использование ПЭПА по сравнению со спиртами может привести к снижению температуры или продолжительности синтеза. Синтез азотсодержащих присадок с использованием ПЭПА позволит оценить влияние введения атомов азота в структуру ДП на их эффективность в дизельных топливах.

Депрессорные присадки по такой схеме синтезировали в две стадии.

На первой стадии синтезировали неполные эфиры ПДА и ВЖС, на второй стадии эти эфиры подвергали дополнительной конденсации с ПЭПА.

Конденсация эфиров ПДА с ПЭПА происходит в первую очередь за счет более реакционных аминных групп полиэтиленполиаминов. При использовании эфиров ПДА с меньшей степенью замещения карбоксильных групп возможно образование высокомолекулярных соединений за счет аминных групп ПЭПА без дополнительного введения ПЭПА. В зависимости от соотношения ПЭПА:ПДА в этом случае возможно образование линейных и сшитых высокомолекулярных соединений [11, 12].

На первой стадии конденсацией ВЖС фракции $C_{10} – C_{18}$ и ПДА по реакции этерификации получали неполные эфиры ПДА. На второй стадии по реакции амидирования эфиры ПДА подвергали конденсации с полиэтиленполиаминами.

Синтез эфиров ПДА проводили при мольном соотношении ВЖС:ПДА = (3,0–2,0):1,0. Первую стадию синтеза присадок проводили без растворителя, в расплаве при температуре 198 °С. Температура синтеза стадии конденсации ВЖС и ПДА обеспечивалась этиленгликолевой баней ($t_{кип}$ 198 °С). На второй стадии мольное соотношение ПЭПА:ПДА варьировали в пределах (0,25–1,25):1,0. Синтез ДП на второй стадии проводили в присутствии растворителя, в качестве которого использовали вязкий масляный компонент — депмасло 4-й фракции. Количество вводимого растворителя в реакционную смесь рассчитывали таким образом, чтобы конечное его содержание в присадке составляло 50 и 90 % масс. Вторую стадию проводили при двух температурах (144 и 198 °С). В качестве бани, обеспечивающей необходимую температуру, использовали о-ксилол ($t_{кип}$ 144 °С) и ЭГ($t_{кип}$ 198 °С) [11, 12].

Продолжительность конденсации ВЖС с ПДА составляла 3 ч. Продолжительность конденсации сложных эфиров ПДА и ПЭПА на второй стадии, определенная экспериментально в предварительных исследованиях, не превышала двух часов как при температуре 198 °С, так и при температуре 144 °С. Для сравнения — продолжительность синтеза эфиров ПДА с ЭГ составляла от 3 до 7 ч. Конечные кислотные числа эфирополиамидных присадок не превышают 1–2 мг КОН/г. Продолжительность реакции на второй стадии синтеза эфирополиамидных ДП заметно сокращается по сравнению со второй стадией сложноэфирных присадок [11, 12].

Условия синтеза эфирополиамидных депрессорных присадок представлены в таблице 1.

Таблица 1

Условия синтеза эфирополиамидных депрессорных присадок на основе пиромеллитового диангидрида

Синтез, номер	Мольное соотношение			Температура стадии синтеза, °С		Время стадии синтеза, ч		Растворитель на 2-й стадии
	ВЖС	ПДА	ПЭПА	1	2	1	2	
16	3,0	1,0	0,3	198	144	5	2	50 % депмасло 4-й фракции
22	2,8		0,6					
23	2,6		0,6					
25	2,4		0,6					
9*	2,0		1,0					
62	2,8	1,0	0,25	198	144	5	2	90 % депмасло 4-й фракции
63	2,8		0,5					
64	2,8		0,75					
65	2,8		1,0					
90*	2,8		1,25					
52	2,8	1,0	0,25	198	198	5	2	
53	2,8		0,5					
54	2,8		0,75					
55	2,8		1,0					
91*	2,8		1,25					

Прмечание. — в этих синтезах образуется продукт, не растворимый в дизельном топливе.*

Для выявления влияния мольного соотношения исходных реагентов, температуры на второй стадии синтеза ДП, присутствия растворителя и его количества в синтезе ДП на эффективность получаемых присадок проведены три серии синтезов ДП.

В первой серии (см. табл. 1) синтезированы ДП, полученные конденсацией ПЭПА и неполных эфиров ПДА с разной степенью замещения карбоксильных групп при постоянном мольном соотношении ПЭПА:ПДА = 0,6:1,0 (синтезы 22, 23 и 25). Для сравнения синтезированы ДП при относительно высоком мольном соотношении ВЖС:ПДА = 3,0:1,0 и минимальном соотношении ПЭПА:ПДА = 0,3:1,0 (синтез 16), относительно низком мольном соотношении ВЖС:ПДА = 2,0:1,0 и высоком отношении ПЭПА:ПДА = 1,0:1,0 (синтез 9). Первая стадия синтезов этих ДП проведена при следующих условиях: расплав, температура 198 °С, продолжительность синтеза 3 ч. Вторая стадия проведена при температуре 144 °С в депмасле 4-й фракции (50 % масс.), продолжительность синтеза 2 ч [11, 12].

При выборе соотношений исходных реагентов для рассматриваемой серии синтезов исходили из того, что при уменьшении соотношения ВЖС:ПДА и сохранении постоянным соотношения ПЭПА:ПДА (синтезы 22, 23 и 25) или увеличении этого соотношения (синтез 9) молекулярная масса присадок должна возрастать, так как полиэтиленполиамины имеют шесть активных атомов водорода на одну молекулу ПЭПА, способных к замещению в реакциях амидирования. Таким образом, в ряду присадок ДП-16, ДП-22, ДП-23, ДП-25 и ДП-9 молекулярная масса присадок возрастает. Это подтверждается и визуальными наблюдениями за консистенцией получаемых присадок: в приведенном ряду вязкость присадок повышается (подвижность присадок понижается). Кроме того, синтез присадок при мольном соотношении ВЖС:ПДА:ПЭПА = 2,0:1,0:1,0 (синтез 9) невозможен из-за образования продуктов, не растворимых в дизельном топливе. Это свидетельствует об очень высокой молекулярной массе присадок, возможно, об их пространственной структуре [11, 12].

Результаты и их обсуждение

Для оценки депрессорных свойств присадок использовали компонент дизельного топлива Сургутского завода стабилизации конденсата (ЗСК). Низкотемпературные свойства ДТ оценивали по двум показателям — температуре застывания $t_з$ и температуре помутнения $t_п$. Присадки считались тем более эффективными, чем выше депрессия температуры застывания и помутнения нефтепродукта в их присутствии и чем меньше их расход для достижения оптимальной $t_з$ и $t_п$. Данные по температуре застывания ДТ в присутствии эфирополиамидных ДП (синтезы 16, 22, 23 и 25), представленные в таблице 2, показывают, что все синтезированные присадки обладают депрессорными свойствами в дизельном топливе.

Таблица 2

Температура застывания компонента дизельного топлива Сургутского ЗСК в присутствии эфирополиамидных депрессорных присадок

Синтез, номер	Мольное соотношение			Температура застывания ДТ (°С) при содержании активного начала присадки, % масс.							
	ВЖС	ПДА	ПЭПА	0,0	0,005	0,01	0,025	0,05	0,1	0,2	0,5
16	2,8	1,0	0,3	–16	–19	–19	–28	$-40_т$	–38	$-40_т$	–41
22	2,8	1,0	0,6	–16	–18	–20	–39	–38	$-39_т$	$-39_т$	–40
23	2,6	1,0	0,6	–16	–16	–18	–29	–31	–36	$-40_т$	–39
25	2,4	1,0	0,6	–16	–21	–24	–34	–33	$-40_т$	$-40_т$	–38
9	2,0	1,0	1,0	–16	Образуется черный зернистый осадок						
62	2,8	1,0	0,25	–16	–20	–21	–32	–35	–37	–39	–40
63	2,8	1,0	0,5	–16	–19	–22	–32	–40	–37	–40	–33
64	2,8	1,0	0,75	–16	–17	–22	–25	–36	–39	–38	–31
65	2,8	1,0	1,0	–16	–18	–28	–32	–35	–39	–40	–40
90	2,8	1,0	1,25	–16	Образуется черный зернистый осадок						
52	2,8	1,0	0,25	–16	–18	–17	–17	–32	–38	–40	–40
53	2,8	1,0	0,5	–16	–13	–17	–13	–15	–26	–25	–26
54	2,8	1,0	0,75	–16	–14	–16	–22	–31	–35	–38	–27
55	2,8	1,0	1,0	–16	–16	–17	–23	–33	–37	–36	–37
91	2,8	1,0	1,25	–16	Образуется черный зернистый осадок						

Максимальная депрессия температуры застывания достигает 24 °С при содержании присадки 0,05 % масс. Минимальные концентрации присадок, при которых обнаруживается эффект депрессии температуры застывания, составляют 0,005–0,025 % масс. при депрессии $t_з$ 5–23 °С. Лучшими депрессорными свойствами обладает присадка ДП-22, полученная при мольном соотношении исходных регентов ВЖС:ПДА:ПЭПА = 2,8:1,0:0,6.

Температуру помутнения дизельного топлива в присутствии ДП определяли по ГОСТ 5066-91. Данные таблицы 2 показывают, что синтезированные присадки почти не снижают температуру помутнения ДТ.

На основе проведенных исследований выбрано мольное соотношение ВЖС:ПДА=2,8:1,0, которое с точки зрения эффективности ДП является оптимальным. При этом мольном соотношении ВЖС:ПДА было изучено влияние мольного соотношения ПЭПА:ПДА и температуры синтеза на стадии амидирования на депрессорные свойства присадок (см. табл. 1). Мольное соотношение ПЭПА:ПДА варьировали в пределах (0,25–1,25):1,0. Содержание масла в реакционной смеси составляло 90 % масс. Температура синтеза принималась равной 144 °С (синтезы 62–65, 90) и 198 °С (синтезы 52–55, 91). Мольные соотношения исходных продуктов и условия синтеза приводятся в таблице 1 [11, 12].

Сопоставление данных таблиц 1 и 2 показывает, что использование на стадии амидирования сложных эфиров ПДА с полиэтиленполиаминами высоких температур (198 °С) приводит к ухудшению свойств депрессорных присадок. Так, при мольном соотношении ВЖС:ПДА:ПЭПА = 2,8:1,0:0,25 минимальный эффект депрессии температуры застывания обнаруживается только при содержании ДП 0,05 % масс. (синтез 52) и составляет 16 °С, максимальный эффект депрессии $t_з$ составляет 24 °С при содержании ДП только 0,2 % масс. Увеличение отношения ПЭПА к ПДА от 0,25 до 1,0 не приводит к улучшению депрессорных свойств присадок (синтезы 52–55), а при соотношении ПЭПА:ПДА = 1,25:1,0 образуется не растворимый в дизельном топливе полимер. Использование на стадии конденсации сложных эфиров ПДА с ПЭПА более низких температур (144 °С) по сравнению с высокими (198 °С) и содержания растворителя 90 % приводит к улучшению депрессорных свойств присадок. Так, минимальная депрессия температуры застывания составляет 4 °С при содержании ДП 0,005 % масс. (синтез 62), максимальная — 24 °С при содержании 0,05 % масс. (синтез 63).

Сравнение присадок, полученных в 50 %-м и 90 %-м растворе депмасла 4-й фракции показывает, что количество вводимого растворителя в синтезе присадок почти не влияет на их эффективность в дизельном топливе с точки зрения температуры застывания [11, 12].

Выводы

На основе проведенных исследований можно сделать следующие выводы об оптимальных условиях проведения синтеза эфирополиамидных ДП.

- На первой стадии синтеза эфир полиамидных ДП рекомендуются условия: температура — 198 °С; продолжительность синтеза — 3 ч; условия проведения синтеза — расплав;
- На второй стадии синтеза эфирополиамидных ДП рекомендуются условия: температура — 144 °С; продолжительность синтеза — 2 ч; условия проведения синтеза — растворитель (50 % масс. депмасла 4-й фракции в расчете на готовую присадку).
- Оптимальное мольное соотношение исходных реагентов ВЖС:ПДА:ПЭПА = 2,8:1,0:(0,25–1,0) [11, 12].

Библиографический список

1. Тертерян Р. А. Депрессорные присадки к нефтям, топливам и маслам. – М.: Химия, 1990. – 238 с.
2. Башкатова С. Т. Присадки к дизельным топливам. – М.: Химия, 1994. – 250 с.
3. Данилов А. М. Присадки и добавки. Улучшение экологических характеристик нефтяных топлив. М., Химия, 1996. – 232 с.
4. А. С. 1047951 СССР, МКИ С 10 М 1/26; С 10 М 1/18. Способ получения депрессорной присадки к нефтепродуктам // Агаев С. Г., Таранова Л. В., Гамидов Р. С. – № 3438745/23-04; заявл. 14.05.82; опубл. 15.10.83, Бюл. № 38.
5. Агаев С. Г. Синтез и исследование сложноэфирной депрессорной присадки ТюмИИ 77М // Журнал прикладной химии. – 1994. – Т. 67, Вып. 6. – С. 1046–1048.
6. Получение опытных партий депрессорной присадки ТюмИИ 77М / С. Г. Агаев [и др.] // Химия и технология топлив и масел. – 1994. – № 9–10. – С. 10–11.
7. А. С. 1133287 СССР, МКИ С 10 М 129/70. Способ получения депрессорной присадки к нефтепродуктам / Агаев С. Г., Калинина И. Г. – № 3628928/23-04; заявл. 25.07.83; опубл. 07.01.85, Бюл. № 1.
8. А. С. 1244150 СССР, МКИ С 07 F9/165, С 10 М 1/26. Способ получения депрессорных присадок для остаточных нефтепродуктов / Агаев С. Г., Калинина И. Г. – № 3822177/23-04; заявл. 01.11.84; опубл. 15.07.86, Бюл. № 26.
9. А. С. 1063802 СССР, МКИ С 07 С 76/46; С 10 М 1/26. Способ получения депрессорных присадок для нефтепродуктов / Агаев С. Г., Таранова Л. В., Гамидов Р. С. – № 3444412/40-23; заявл. 24.05.82; опубл. 30.12.83, Бюл. № 48.
10. Депрессорные присадки для нефтей Западной Сибири / Халин А. Н. [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2007. – №3. – С. 72–77.
11. Глазунов А. М. Разработка поликонденсационных депрессорных присадок для дизельных топлив: дис. … канд. техн. наук. – Тюмень, 2004. – 213 с.
12. Глазунов А.М. Разработка поликонденсационных депрессорных присадок для дизельных топлив: Автореф. дис. канд. техн. наук – Астрахань, 2004. – 24 с.

References

1. Terteryan, R. A. (1990). Depressornye prisadki k neftyam, toplivam i maslam. Moscow, Khimiya Publ., 238 p. (In Russian).
2. Bashkatova, S. T. (1994). Prisadki k dizel'nym toplivam. Moscow, Khimiya Publ., 250 p. (In Russian).
3. Danilov, A. M. (1996). Prisadki i dobavki. Uluchshenie ekologicheskikh kharakteristik neftyanykh topliv. Moscow, Khimiya Publ., 232 p. (In Russian).
4. Agaev, S. G., Taranova, L. V., & Gamidov, R. S. A. S. 1047951 SSSR, MKI S 10 M 1/26; S 10 M 1/18. Sposob polucheniya depressornoy prisadki k nefteproduktam. No 3438745/23-04. Applied: 14.05.82. Published: 15.10.83. Bulletin No 38. (In Russian).
5. Agaev, S. G. (1994). Sintez i issledovanie slozhnoefirnoy depressornoy prisadki TyumII 77M. Russian Journal of Applied Chemistry, 67(6), pp. 1046-1048. (In Russian).
6. Agaev, S. G., Berezina, Z. N., Sheveleva, M. G., Bikbavov, F. A., Smeshkov, A. P., & Kasperovich, A. G. (1994). Production of experimental batches of pour-point depressant TyumII 77M. Chemistry and Technology of Fuels and Oils, 30(9-10), pp. 349-352. (In English).
7. Agaev, S. G., & Kalinina, I. G. A. S. 1133287 SSSR, MKI S 10 M 129/70. Sposob polucheniya depressornoy prisadki k nefteproduktam. No 3628928/23-04; Applied: 25.07.83; Published: 07.01.85, Bulletin No 1. (In Russian).
8. Agaev, S. G., & Kalinina, I. G. A. S. 1244150 SSSR, MKI S 07 F9/165, C 10 M 1/26. Sposob polucheniya depressornykh prisadok dlya ostatochnykh nefteproduktov. No 3822177/23-04; Applied: 01.11.84; Published: 15.07.86, Bulletin No 26. (In Russian).
9. Agaev, S. G., Taranova, L. V., & Gamidov, R. S. A. S. 1063802 SSSR, MKI S 07 S 76/46; S 10 M 1/26. Sposob polucheniya depressornykh prisadok dlya nefteproduktov. No 3444412/40-23; Applied: 24.05.82; Published: 30.12.83; Bulletin No 48. (In Russian).
10. Khalin, A. N., Agaev, S. G., Zemplyansky, E. O., & Mozyrev, A. G. (2007). Pour-point depressants for crude oils in West Siberia. Oil and Gas Studies, (3), pp. 72-77. (In Russian).

11. Glazunov, A. M. (2004). Razrabotka polikondensatsionnykh depressornykh prisadok dlya dizel'nykh topliv. Diss. kand. tekhn. nauk. Tyumen, 213 p. (In Russian).
12. Glazunov, A. M. (2004). Razrabotka polikondensatsionnykh depressornykh prisadok dlya dizel'nykh topliv: Avtoref. diss. kand. tekhn. nauk. Astrakhan, 24 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Глазунов Александр Михайлович, *к. т. н., доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: glazunovam@tyuiu.ru*

Мозырев Андрей Геннадьевич, *к. т. н., доцент, заведующий кафедрой переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Семухин Сергей Петрович, *к. пед. н., доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Землянский Евгений Олегович, *к. х. н., доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Information about authors

Alexander M. Glazunov, *Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen, e-mail: glazunovam@tyuiu.ru*

Andrey G. Mozyrev, *Candidate of Engineering, Associate Professor, Head of the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen*

Sergey P. Semuhin, *Candidate of Pedagogy, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen*

Evgeny O. Zemlyanskiy, *Candidate of Chemicals, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen*

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

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

05.02.22 Организация производства (по отраслям) (технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-5-160-169

УДК 662.613

Основы метода переработки органических твердых бытовых отходов коксованием

А. Н. Пауков[1]*, Р. З. Магарил[1], Е. Р. Магарил[2]

[1]Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
[2]Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б. Н. Ельцина, г. Екатеринбург, Россия
**e-mail: al.paukov@gmail.com*

Аннотация. Разработан новый низкотемпературный экологически безопасный способ эффективной переработки коксованием твердых бытовых отходов органического происхождения, который может быть использован в дальнейшем для переработки любых видов органических отходов. Даны рекомендации по применению продуктов переработки.

Ключевые слова: реформа обращения с отходами; переработка коксованием; органические твердые бытовые отходы; продукты переработки

Fundamentals of the method for organic solid waste processing by coking

Alexey N. Paukov[1]*, Romen Z. Magaril[1], Elena R. Magaril[2]

[1]Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
[2]Ural Federal University named after the first President of Russia B. N. Yeltsin, Ekaterinburg, Russia
**e-mail: al.paukov@gmail.com*

Abstract. A new low-temperature environmentally safe method of efficient processing of municipal solid waste of organic origin by coking has been developed, which can be used in the future for processing any types of organic waste. In addition, recommendations on the use of processed products were provided.

Key words: waste management reform; coking processing; organic solid waste; processed products

Введение

В условиях реформы обращения с отходами в России одним из стратегических приоритетов является развитие технологических инноваций, направленных на переработку отходов. В настоящее время разработано множество способов переработки промышленных и бытовых отходов, но значительное их количество не находит практического применения.

Среди термических способов переработки отходов известны такие методы, как пламенное сжигание, торрификация, пиролиз, газификация и др. [1–6]. Недостатком термических методов переработки отходов являются высокие затраты, они не обеспечивают экологическую безопасность процесса, а полученные продукты не пригодны для использования без дополнительного улучшения качества с помощью дорогостоящих процессов. Так, для повышения тепловой эффективности получения энергии из содержащих влагу отходов путем пиролиза и газификации требуется предварительная осушка сырья, что повышает эксплуатационные расходы [6]. В процессах термической переработки отходов образуются вторичные шлаки, требующие дальнейшей переработки или захоронения, отработавшие газы содержат токсичные соединения и требуют обезвреживания.

При выборе технологии переработки твердых бытовых отходов (ТБО) ключевой проблемой является удовлетворение требованиям экологичности, низкой энергоемкости, безопасности. Метод коксования, по сравнению с пиролизом и другими методами термической переработки, требует меньших энергозатрат и в то же время может дать при комбинации с методами нефтепереработки большой выход товарных жидких нефтепродуктов — бензинов, дизельных и котельных топлив. Между тем исследования возможности промышленного применения данного метода весьма ограничены, в промышленных масштабах метод не применяется. Цель работы — исследование термического разложения несортированных органических ТБО в процессе коксования и обсуждение возможностей промышленного применения процесса.

Методы исследования

В качестве сырья коксования мы использовали смесь полугудрона с ТБО (1:4 по массе). Данное соотношение принято на основании оценки количества образующегося мусора и вырабатываемого остаточного, невостребованного полугудрона. Для термолиза на основании статистики выбрасываемых отходов использовали твердые бытовые отходы, исключая отходы минеральной группы (стекло, металл, керамика), которые состояли из бумаги, пластика (полиэтиленовые одноразовые бутылки и медицинские одноразовые шприцы), резины (автомобильные шины) и пищевых отходов (картофельная кожура). Для понимания влияния процесса коксования на различные виды органических материалов проводили исследования как индивидуальных, так и смешанных видов сырья. Кроме смеси каждого из перечисленных образцов с полугудро-

ном в качестве сырья использовали смесь из всех образцов, взятых в равных соотношениях. Использование смеси бытовых отходов с полугудроном облегчает протекание процесса ввиду того, что в процесс вводятся высокомолекулярные полициклические углеводороды гудрона [7, 8].

Используемый полугудрон сургутской нефти имел относительную плотность $\rho_4^{20} = 0{,}985$; коксуемость 12–13 % масс.; содержание серы 2,2–2,4 % масс. Отдельно проведен опыт с термолизом полугудрона без добавления ТБО для определения чистого выхода продуктов и составления материального баланса и последующей оценки влияния каждого из видов отходов на выход продуктов коксования.

Коксование проводили на стандартной лабораторной установке периодического коксования [9, 10]. Используемые твердые отходы мелко измельчали и перемешивали с полугудроном, после чего 50 г сырьевой смеси помещали в коксовый реактор. Далее присоединяли водяной холодильник, предварительно взвешенные абсорбер и приемник. Разогрев реактора вели при помощи газовой горелки.

Путем изменения времени разогрева сырья до достижения данной температуры термолиза и изменением температуры термолиза при постоянном времени разогрева сырья мы установили оптимальные параметры процесса. Наиболее выгодным температурным диапазоном является интервал 400–420 °С. В данном интервале температур наблюдается максимальный выход жидких продуктов коксования, а получаемый твердый остаток является сухим и не содержит жидких высококипящих фракций. Установлено влияние скорости разогрева сырьевой смеси термолиза на выход продуктов термолиза и определен оптимальный диапазон скорости разогрева 5–7 °С/мин, обеспечивающий максимальный выход углеводородного дистиллята. Так как выход газов коксования и углеводородного дистиллята при разогреве сырьевой смеси до 400 °С на протяжении более 80 мин не меняется, превышать время разогрева до температуры коксования свыше 80 мин не следует с целью экономии топливных ресурсов.

Коксование проводили в течение 240 мин. Спустя некоторое время после нагрева температура в парах повышалась, и в приемнике появлялись первые капли дистиллята. После этого при установленной примерно постоянной температуре (400–420 °С) проходил процесс разложения и коксования сырья, и наблюдалось значительное выделение газа. Для проведения анализа газа его отбирали в газовую бюретку. Завершение коксования определяли по окончании выделения дистиллята. Затем с целью прокалки кокса и удаления летучих углеводородов реактор прогревали в течение 30–40 мин, по окончании реактор остужали и вскрывали. Продуктами коксования всех образцов отходов являлись вода, углеводородный дистиллят, газ и кокс, массу которых определяли по окончании каждого опыта. Реактор после охлаждения вскрывали и зачищали от кокса, полученный твердый остаток взвешивали. Зольность твердого остатка определяли по массе золы, образовавшейся после сжигания навески топлива при свободном доступе воздуха и прокаливании зольного остатка до постоянной массы при температуре (815 ± 10) °С. Содержание углерода и серы в твердом остатке определяли на анализаторе ELTRA CHS-580 (принцип детектирования — метод инфракрасной абсорбции).

Анализ газообразных продуктов производили на газоанализаторе ВТИ-2 (определение суммы всех кислых газов и водорода) и хроматографе CROM-4 (для расчета весовых процентов при анализе близкокипящих соединений, соответствующих одному гомологическому ряду). Разделение вели на силикагелевой колонке длиной 3 м, диаметром 0,35 мм, скорость газа-носителя

(гелий) 25 мл/мин; температура термостата 200 °С; испарителя 100 °С; чувствительность катарометра 175 mA, программирование температуры 12 °С в минуту. Обработку хроматограмм проводили методом нормировки площадей. Из полученного дистиллята коксования выделяли воду, фракции НК–200 °С и > 200 °С. Для полученных фракций (НК – 200 °С) коксования каждого образца отходов определяли йодное число. Для воды определяли pH. Для каждого вида сырья проводили по три эксперимента, отклонение состава полученных продуктов от средней величины для различных компонентов не превышало 5 %.

Фракцию > 200 °С коксования смеси ТБО с полугудроном в соотношении 4:1 направляли в качестве сырья на лабораторную установку периодического окисления воздухом для получения битума. Лабораторная установка аналогична установке периодического коксования, отличаясь подачей воздуха в низ реактора. Проводили три эксперимента, отклонение выхода каждого из полученных продуктов (дистиллят, битум, газ + потери) от соответствующих средних величин не превышало 6,5 %. Для дистиллята процесса получения битума были определены относительная плотность, кинематическая вязкость при 20 °С, температура застывания, дизельный индекс, температура вспышки в закрытом тигле. Для полученного битума определяли пенетрацию и температуру размягчения.

Результаты и обсуждение

Коксование как метод переработки бытовых отходов. Твердые бытовые отходы, рассматриваемые в данной работе, имеют органическое происхождение. Образование кокса происходит в результате ряда последовательных реакций конденсации органических молекул, дающих продукты с увеличивающейся молекулярной массой и ароматизацией. В общем, процесс коксования жидкого сырья можно описать схемой, предложенной в работе [8], упрощенно представленной на рисунке 1.

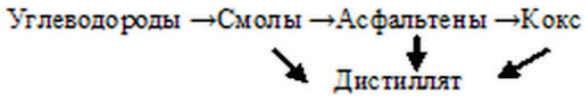


Рис. 1. ***Схема процесса коксования жидкого углеводородного сырья***

Механизм термических реакций хорошо описан, например, в работах [7, 8, 11]. Термолиз нефтяного сырья в жидкой фазе протекает через последовательные или параллельно-последовательные стадии образования и расходования масел и смол (промежуточных продуктов) с последующим уплотнением их до асфальтенов. Побочными продуктами деструкции жидких углеводородов являются летучие углеводороды, выделение которых сопровождает все протекающие процессы.

Термическая переработка бытовых органических отходов в смеси с нефтяными остатками в той или иной степени напоминает процесс непрерывного коксования, где твердые отходы будут являться центрами коксования и одновременно поверхностью, с которой осуществляется испарение, и, как следствие, будет происходить уплотнение жидких углеводородов. Коксование представляет сложный, нестационарный, многофакторный, гетерогенный и гетерофазный диффузионный процесс со специфическим гидродинамическим, массообменным и тепловым режимом.

ТБО как составляющая часть сырья для процесса термолиза так же разнообразны по своему углеводородному и элементному составу, как и нефтяные. Состав отходов, являющихся сырьем процесса термодеструкции, будет влиять на материальный баланс процесса. Глубину протекания термолиза определяют температурный диапазон нагрева сырьевой смеси, скорость и время нагрева. Эти параметры должны обеспечить протекание первичных реакций деструкции и уплотнения, а также реакций деструкции и уплотнения вторично образовавшихся продуктов.

Материальный баланс коксования ТБО. Рисунок 2 демонстрирует результаты коксования полугудрона в смеси с различными образцами ТБО, показывающие, что выбранный температурный режим проведения процесса обеспечил глубину его протекания. Выход продуктов коксования зависит от состава отходов. При термолизе резины, пластиковых бутылок и медицинских шприцов выход твердого остатка значительно выше, и газообразование снижено по отношению к выходу продуктов от термолиза бумаги и пищевых отходов, так как в состав как авторезины, так и пластиковых отходов входит концентрированный полимерный углеводород, что, прежде всего, сказывается на увеличении выхода твердого остатка. В случае с термолизом бумаги и пищевых отходов, где в качестве основы выступают в основном целлюлоза и растительная клетчатка, чрезмерное образование твердого остатка невозможно, что подтверждено результатами, приведенными на рисунке. В экспериментах с этим сырьем отмечено обильное выделение газа.

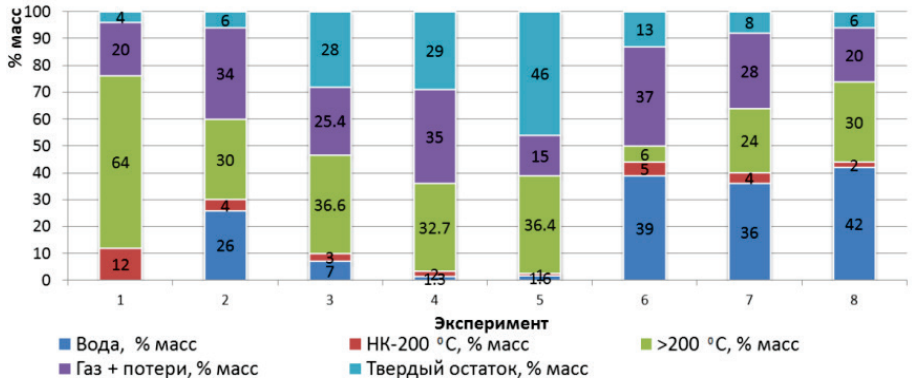


Рис. 2. ***Материальный баланс коксования ТБО*** *(сырье процесса: 1 — полугудрон; 2 и 7 — соотношение 1:4:2 — полугудрон + бумага; 3 — полугудрон + резина (отработанные шины); 4 — полугудрон + пластик (бутылки); 5 — полугудрон + пластик (шприцы); 6 — полугудрон + пищевые отходы; 7 — полугудрон + смесь ТБО; 8 — фракция НК–200 °С из эксперимента № 7 + смесь ТБО)*

Отдельного внимания заслуживают эксперименты с использованием в качестве сырья термолиза смеси ТБО и полугудрона и смеси ТБО и рециркулята. Сырье коксования формировали с использованием каждого из отходов в равных количествах. В качестве рециркулята вместо полугудрона использовали жидкую углеводородную фракцию > 200 °С, выделенную из продуктов термолиза смеси ТБО и полугудрона. Близкие значения количественного выхода продуктов коксования для этих экспериментов приводят к выводу о том, что при выбранном соотношении твердых и жидких фаз качество используемой жидкой фазы не влияет на выход продуктов термолиза. Ранее в работах [12, 13]

было продемонстрировано получение синергетического эффекта при совместном термолизе отдельных видов отходов, в том числе с нефтяными остатками [12]. Полученные нами результаты показывают целесообразность совместного коксования разных видов органических отходов и их смесей с полугудроном. Пищевые отходы могут входить в сырье коксования, однако их высокое содержание будет увеличивать выход газообразных продуктов и снижать выход жидких углеводородных фракций.

Во всех экспериментах одним из продуктов термолиза является вода. В случаях коксования бумаги или пищевых отходов это легко объяснимо, поскольку вода присутствует в составе данных отходов и в эксперименте с пищевыми отходами ее выход является максимальным и составляет до 78 % масс. на жидкий продукт термолиза и до 39 % масс. в целом на сырье коксования по данному эксперименту. При коксовании пластиковых отходов и авторезины появление воды в составе продуктов термолиза объясняется деструкцией высомолекулярных соединений, входящих в состав сырья данных видов ТБО. Содержание оксипроизводных углеводородов в исходном сырье влияет на химизм процесса термического разложения, об этом можно судить по результатам исследования. Это существенно не влияет на технологию процесса коксования, интервал оптимальных значений температуры и времени для различного типа сырья не меняется.

Предлагаемый нами подход, в отличие от результатов исследования [14], где процесс коксования был использован для переработки пластиковых отходов с получением кокса, смолы и газа, позволяет получить из смешанных органических отходов жидкие продукты, соответствующие фракциям перегонки нефти.

Анализ продуктов жидкофазного термолиза бытовых отходов. Газ коксования, имеющий запах копчености, при поджоге на выходе из реактора обеспечивал равномерное горение. Результаты анализа приведены на рисунке 3.

Дистиллят коксования — визуально непрозрачная жидкость темного цвета. В результате отстаивания по высоте дистиллята происходит расслоение слоев нефтепродукта и воды. Низкие значения pH говорят об образовании в процессе коксования низкомолекулярных водорастворимых кислот, что потребует защелачивания воды для использования на технологические нужды.

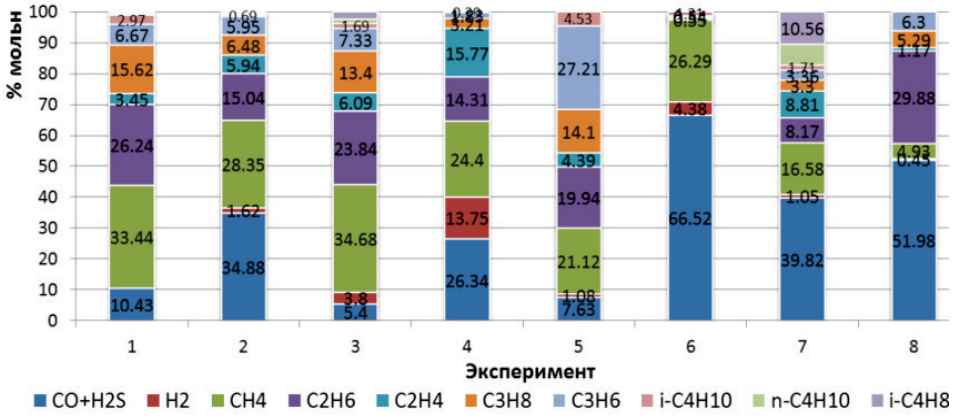


Рис. 3. ***Состав газообразных продуктов термолиза органических ТБО (состав сырья идентичен рис. 2)***

В таблице 1 приведены полученные значения pH для водной части дистиллята и йодного числа углеводородной фракции НК–200 °С. Для фракции, полученной при коксовании бумаги, был определен следующий групповой состав, % масс: ароматические углеводороды (35,7), нафтены (15,5), парафины (48,9). Твердый остаток — темное хрупкое и сыпучее вещество — содержал 93–95 % масс. углерода, 0,44–0,72 % масс серы, зольность составляла 0,2–0,3 % масс. Твердый остаток, по внешнему виду повторяющий форму образца отходов, который использовался в качестве сырья для коксования, при поджоге обеспечивает равномерное бездымное горение.

Таблица 1

Результаты анализа дистиллята термолиза бытовых отходов

Номер опыта	Сырье процесса, соотношение полугудрон:ТБО (1:4 по массе)		НК–200 °С,		Вода	
			% масс. на сырье	йодное число, %	% масс. на сырье	pH
1	Полугудрон		12,0	15,6	–	–
2	Полугудрон	Бумага	4,0	17,1	12,0	2–3
3	Полугудрон	Резина	3,0	29,0	7,0	2–3
4	Полугудрон	Пластик (бутылки)	2,0	4,7	1,3	2–3
5	Полугудрон	Пластик (шприцы)	1,0	9,9	1,6	2–3
6	Полугудрон	Пищевые	5,0	4,6	39,0	2–3
7	Полугудрон	Смесь ТБО	4,0	20,5	36,0	2
8	Фракция НК–200 °С из опыта № 7	Смесь ТБО	2,0	16,1	42,0	1

В результате проведения эксперимента по получению битума из фракции > 200 °С термолиза смеси бытовых отходов с полугудроном в соотношении 4:1 были получены битум, углеводородный дистиллят и газ.

Материальный баланс процесса представлен в таблице 2. Таблица 3 демонстрирует результаты определения качества полученного дистиллята.

Пенетрация полученного образца битума составила 14 (при 25 °С, при 0,1 мм), температура размягчения — 102 °С. Общий материальный баланс процесса коксования органических ТБО представлен на рисунке 4.

Таблица 2

Материальный баланс процесса получения битума из фракции > 200 ^{0}С термолиза смеси бытовых отходов с полугудроном (соотношение 4:1)

Статья баланса	На сырье процесса коксования, % масс.	На сырье процесса получения битума, % масс.
Сырье	24,00	100,00
Продукты		
- Дистиллят	14,60	60,83
- Битум	7,40	30,84
- Газ + потери	2,00	8,33
Итого	24,00	100,00

Таблица 3

Качество дистиллята процесса получения битума из фракции > 200 °С термолиза смеси бытовых отходов с полугудроном (соотношение 4:1)

Показатель качества	Значение показателя
Вязкость кинематическая при 20 °С, мм^2/с	57,57
Температура застывания, °С	–18
Относительная плотность	0,8975
Дизельный индекс	18
Температура вспышки	112,0

На основании полученных результатов качества продуктов термолиза можно рассматривать их различные варианты использования. Наилучшее применение для углеводородного газа — использование в качестве топливного газа для поддержания температурного режима процесса коксования.

Углеводородный дистиллят в первую очередь может использоваться без фракционирования в качестве печного топлива для поддержания температурного режима процесса коксования. Кроме этого, данный продукт может быть использован в качестве сырья или компонента сырьевой смеси для процессов гидроочистки и каталитического крекинга, процесса получения битумов. Возможно добавление данного продукта в количестве 1–5 % к товарному дизельному топливу, получаемому на нефтеперерабатывающих заводах.

Ввиду низкого содержания золы в твердом остатке, с учетом того, что содержание в нем углерода составляет 93–95 %, его целесообразно использовать в качестве твердого топлива. После отделения воды из смеси жидкими углеводородами отстоем и ее защелачивания для нейтрализации кислых примесей она может использоваться на технологические нужды.

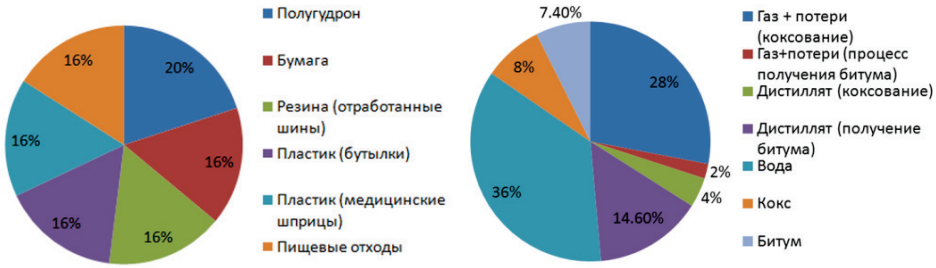


Рис. 4. ***Суммарный материальный баланс переработки смеси органических ТБО:*** *(а) — сырье; (б) — продукты*

Для практической реализации предлагаемого подхода может быть использована хорошо известная технология замедленного коксования, с известным энергетическим балансом, применяемая на многих нефтеперерабатывающих заводах для получения кокса [11], но не используемая до настоящего времени с целью переработки органических отходов. Технология процесса, не требующего подвода энергии извне, при использовании разного сырья, состав которого меняется на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) в достаточно широких пределах, не требует изменений при переработке несортируемых органических отходов. Таким образом, для переработки несортированные органические отходы необхо-

димо транспортировать с мест временного хранения на НПЗ, размещать на складе и затем направлять на переработку коксованием совместно с нефтяными остатками.

Выводы

Проведенные исследования позволили сделать вывод о возможности применения коксования для переработки несортированных органических отходов и разработать основы технологии переработки отходов, основанной на коксовании смеси твердых бытовых отходов органического происхождения и жидких некондиционных нефтепродуктов. Разработанная технология низкотемпературной переработки ТБО является экологически безопасной и не требует внешних энергетических затрат, так как необходимая для протекания процесса энергия вырабатывается за счет сжигания газа, получаемого при коксовании отходов. Отличие предлагаемого метода от большинства применяемых методов переработки ТБО, позволяющих получать в основном газообразные продукты, в том, что получаемые продукты соответствуют фракциям прямой перегонки нефти (бензиновая, дизельная фракция, мазут) и могут перерабатываться в смеси с прямогонными фракциями, получаемыми из нефти, в стандартных процессах нефтепереработки в товарные нефтепродукты — бензин, дизельное топливо, котельное топливо и, при необходимости, битум. Использование предлагаемого метода позволяет вместо строительства специализированных мусороперерабатывающих заводов перерабатывать органические бытовые отходы, используя их в качестве добавки в составе сырья на нефтеперерабатывающих предприятиях. В результате сохраняется ассортимент нефтяных топлив при значительной экономии нефти. Поскольку в качестве сырья коксования могут быть использованы любые отходы органического состава, предлагаемая технология может в дальнейшем применяться для переработки как бытовых, так и промышленных отходов.

Библиографический список

1. Combustion, pyrolysis and char CO_2-gasification characteristics of hydrothermal carbonization solid fuel from municipal solid wastes / Y. Lin [et al.] // Fuel. – 2016. – Vol. 181. – P. 905–915. DOI: 10.1016/j.fuel.2016.05.031
2. Motasemi F., Afzal M. T. A review on the microwave-assisted pyrolysis technique // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2013. – Vol. 28. – P. 317–330. DOI: 10.1016/j.rser.2013.08.008
3. Arena U. Process and technological aspects of municipal solid waste gasification. A review // Waste Management. – 2012. – Vol. 32. – P. 625-639. DOI: 10.1016/j.wasman.2011.09.025
4. Biomass conversion through torrefaction / A. Nordin [et al.] // Technologies for Converting Biomass to Useful Energy. – New York: CRC Press, 2013. – P. 217–244.
5. Clean solid biofuel production from high moisture content waste biomass employing hydrothermal treatment / P. Zhao [et al.] // Applied Energy. – 2014. – Vol. 131. – P. 345–367. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.06.038
6. Basu P. Biomass Gasification, Pyrolysis and Torrefaction: Practical Design and Theory. – 2nd ed. – USA: Elsevier Inc., 2013. – 548 p.
7. Магарил Р. З. Теоретические основы химических процессов переработки нефти. М.: КДУ, 2010. – 280 с.
8. Магарил Р. З. Механизм и кинетика гомогенных термохимических превращений углеводородов. – М.: Химия, 1976. – 224 с.
9. Трушкова Л. В., Дроздова С. Н. Методические указания по лабораторному практикуму «Коксование тяжелых нефтяных остатков». – Тюмень: ТюмГНГУ, 1993. – 5 с.
10. Практикум по технологии переработки нефти / Под ред. Е. В. Смидовича, И. П. Лукашевича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Химия, 1978. – 288 с.
11. Ахметов С. А. Технология глубокой переработки нефти и газа. Уфа: Гилем, 2002. 672 с.
12. Siddiqui M. N., Redhwi H. H. Catalytic coprocessing of waste plastics and petroleum residue into liquid fuel oils // Journal of Analytical and Applied Pyrolysis. – 2009. – Vol. 86. – P. 141–147. DOI: 10.1016/j.jaap.2009.05.002

13. Plastics to fuel: a review / B. Kunwar [et al.] // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2016. – Vol. 54. – P. 421–428. DOI: 10.1016/j.rser.2015.10.015
14. Disposal of Waste Plastics With Traditional Coking Process / J.-J Cai [et al.] // Journal of Iron and Steel Research International. – 2006. – Vol. 13. – P. 5–9. DOI: 10.1016/S1006-706X(06)60016-2

References

1. Lin, Y., Ma, X., Peng, X., Yu, Z., Fang, S., & Fan, Y. (2016). Combustion, pyrolysis and char CO_2-gasification characteristics of hydrothermal carbonization solid fuel from municipal solid wastes. Fuel, 181, pp. 905-915. (In English). DOI: 10.1016/j.fuel.2016.05.031
2. Motasemi, F., & Afzal, M. T. (2013). A review on the microwave-assisted pyrolysis technique. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 28, pp. 317-330. (In English). DOI: 10.1016/j.rser.2013.08.008
3. Arena, U. (2012). Process and technological aspects of municipal solid waste gasification. Waste Management, 32, pp. 625-639. (In English). DOI: 10.1016/j.wasman.2011.09.025
4. Nordin, A., Pommer, L., Nordwaeger, M., & Olofsson, I. (2013). Biomass conversion through torrefaction. Technologies for Converting Biomass to Useful Energy. New York, CRC Press, pp. 217-244. (In English).
5. Zhao, P., Shen, Y., Ge, S., Chen, Z., & Yoshikawa, K. (2014). Clean solid biofuel production from high moisture content waste biomass employing hydrothermal treatment. Applied Energy, 131, pp. 345-367. (In English). DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.06.038
6. Basu, P. (2013). Biomass Gasification, Pyrolysis and Torrefaction: Practical Design and Theory. 2nd edition. USA, Elsevier Inc., 548 p. (In English).
7. Magaril R. Z. (2010). Teoreticheskie osnovy khimicheskikh protsessov pererabotki nefti. Moscow, KDU Publ., 2010. 280 p. (In Russian).
8. Magaril, R. Z. (1976). Mekhanizm i kinetika gomogennykh termokhimicheskikh prevrashcheniy uglevodorodov. Moscow, Khimiya Publ., 1976. 224 p. (In Russian).
9. Trushkova, L. V., Drozdova, S. N. (1993). Metodicheskie ukazaniya po laboratornomu praktikumu "Koksovanie tyazhelykh neftyanykh ostatkov". Tyumen, TyumGNGU Publ., 5 p. (In Russian).
10. Smidovich, E. V., & Lukashevich, I. V. (Eds). (1978). Praktikum po tekhnologii pererabotki nefti. 3rd edition, revised and expanded. Moscow, Khimiya Publ., 228 p. (In Russian).
11. Akhmetov, S. A. (2002). Tekhnologiya glubokoy pererabotki nefti i gaza. Ufa, Gilem Publ., 672 p. (In Russian).
12. Siddiqui, M. N., & Redhwi, H. H. (2009). Catalytic coprocessing of waste plastics and petroleum residue into liquid fuel oils. Journal of Analytical and Applied Pyrolysis, 86, pp. 141-147. (In English). DOI: 10.1016/j.jaap.2009.05.002
13. Kunwar, B., Cheng, H. N., Chandrashekaran, S. R., & Sharma, B. K. (2016). Plastics to fuel: a review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 54, pp. 421-428. (In English). DOI: 10.1016/j.rser.2015.10.015
14. Cai, J.-J, Yu, G.-W, Liao, H.-Q, Qian, K., Zhao, P. & He, Y.-B. (2006). Disposal of waste plastics with traditional coking process. Journal of Iron and Steel Research International, 13, pp. 5-9. (In English). DOI: 10.1016/S1006-706X(06)60016-2

Сведения об авторах

Пауков Алексей Николаевич, *доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: al.paukov@gmail.com*

Магарил Ромен Зеликович, *д. т. н., профессор-консультант кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Магарил Елена Роменовна, *д. т. н., профессор, заведующий кафедрой экономики природопользования, Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б. Н. Ельцина, г. Екатеринбург*

Information about authors

Alexey N. Paukov, *Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen, e-mail: al.paukov@gmail.com*

Romen Z. Magaril, *Doctor of Engineering, Professor-Consultant at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen*

Elena R. Magaril, *Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of the Environmental Economics, Ural Federal University named after the first President of Russia B. N. Yeltsin, Ekaterinburg*

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**. Рукопись предоставляется в редакцию в виде файла (записанного на отдельном электронном носителе либо отправленного документом через электронную почту), 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. Подрисуночные подписи обязательны. Желательно дополнительно отправить рисунки отдельным файлом. В таблицах все наименования проставляются полностью, без сокращения слов. Объем иллюстративных материалов (таблиц и графических материалов) не должен превышать $^1/_3$ 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. Материалы распечатываются в одном экземпляре. Если автор направляет более одной статьи для публикации, то каждая статья и информация к ней должны быть представлены на отдельном электронном носителе, не содержащем посторонней информации.

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 статьи 5–10 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 в квадратные скобки (например, «как описано в [9, 10]»). Библиографический список должен быть представлен на русском (*Библиографический список*, оформляется согласно ГОСТ Р 7.0.5 2008) и английском (*References*, оформляется в соответствии с APA 6th Edition) языках. *Библиографический список* и *References* необходимо разделить на две независимые части, расположенные друг под другом.

Количество литературных ссылок — от 20 источников и более, не считая ссылок на труднодоступные и нормативные источники, а также интернет-ресурсы.

В числе источников должно быть не менее 5 иностранных. Ссылаться нужно в первую очередь на оригинальные источники из научных журналов, включенных в глобальные индексы цитирования. Состав источников должен быть актуальным. В числе источников не должно быть более 10 наименований, автором либо соавтором которых является автор статьи.

9. Редакция имеет право производить сокращения и редакционные изменения текста рукописей.

10. Исправленные статьи авторам не предоставляются. Рукописи, не удовлетворяющие перечисленным требованиям, к рассмотрению не принимаются и авторам не возвращаются.

11. Редакция направляет копии рецензий в ВАК Министерства науки и высшего образования Российской Федерации при поступлении в редакцию соответствующего запроса.

12. Плата за опубликование рукописей не взимается.

Перепечатка материалов или их фрагментов возможна только с письменного разрешения редакции.
Ссылка на научно-технический журнал «ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ» обязательна!

Manuscripts presentation requirements

1. The manuscript presented to the editorial staff must have:

- a cover letter from the management of organization, from where the manuscript comes; a recommendation from the relevant department of the higher education institution (a certified abstract of minutes of the department meeting);
- an expert judgment about a possibility of publication in the open press (it is issued in the organization, from where the manuscript comes);
- the author's statement about the publication of the work and the transfer of exclusive rights to the editorial office of the journal;
- an accompanying letter from the author to the editor-in-chief of the journal, where it is confirmed that the article has not published anywhere before.

2. In order to ensure the quality of published materials and the observance of copyrights, all manuscripts entering the editorial staff are checked for matching content and only then they are sent for review. Articles containing less than 75 % of the original text are not published in the journal.

3. All manuscripts coming to the editorial staff and corresponding to the subject area go through the reviewing procedure for their evaluation by experts. All reviewers are respected specialists in the subject matter of the materials to be reviewed. The reviews are stored at the editorial staff during 5 years.

4. **Technical requirements**. The manuscript is submitted to the editorial staff as a file in Microsoft Word editor (on a data storage device or through e-mail).

- 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. 15pt size (Times New Roman), interline interval — 1, paragraph indention — 0,5 cm.
- The input of formulas and symbols used in the text is to be made only in Math Type or Microsoft Equation formulas editor. Type style of the formulas has to be close to Times New Roman. Symbols in the article's formulas are typed: 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 $^1/_3$ 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. Materials are printed in one copy. If the author directs more than one article for publication, each article and information to it should be presented on a separate data storage device that doesn't contain outside information.

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 in English.

8. **The article's structure** should contain the following headings (according to the IMRAD standard): Introduction; Methods; Experiment; Results and Discussion; Discussion; Conclusion; Acknowledgment; References. The volume of the article 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 7.0.5 2008) and English (they must be arranged in accordance with APA 6th Edition). Both versions of references should be divided into two independent parts, which are located under each other.

The number of references is from 20 sources or more, not counting references to hard-to-reach and normative sources, as well as Internet resources.

Among the references must be at least 5 foreign. It would be desirable to refer to papers published in indexed journals with impact factor.

References must be relevant. Among the sources there should not be more than 10 titles, published by the author or co-author.

9. The editorial staff has a right to make reductions and editorial changes of the manuscript's text.

10. The article proofreading for nonresident authors is not provided. The manuscripts which do not meet the above listed requirements are not accepted to consideration and are sent back to the authors.

11. The editorial staff submits the copies of the reviews to the Higher Certifying Commission of the Ministry of Education and Science 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!