DOI:10.31660/0445-0108-2020-6

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ

OIL AND GAS STUDIES

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

6 (144) Ноябрь — декабрь 2020	6 (144) November — December 2020

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 306, телефон: 8(3452)283076

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

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

© Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет», 2020

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

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

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

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

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

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

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

Быков Игорь Юрьевич, д. т. н., профессор, 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, президент, 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 № 2061. Подписано в печать 13.01.21. Формат 70x108/16. Уч.-изд. л. 9,92. Усл. печ. л. 14,09.
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 — a scientific and technical peer-reviewed journal. The journal publishes the results of scientific research in the field of geology, prospecting and exploration; well drilling and field development; design, construction and operation of pipeline transport systems; construction and equipping of oilfields; chemistry and technology of oil and gas processing; strength, material science, reliability of machines and equipment of crafts; information technologies. The problems of the ecology of oil and gas regions, fire and industrial safety in the oil and gas industry are covered. Information on the introduction of scientific developments into the industry is described.

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

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

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

EDITORIAL BOARD

Sergey N. Bastrikov, Doctor of Engineering, professor, Industrial University of Tyumen, Tyumen — Editor-in-Chief
Dmitry V. Pyalchenkov, Candidate of Engineering, Associate Professor, Industrial University of Tyumen — 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, President, 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

Бембель С. Р., Авершин Р. В., Бембель Р. М., Кислухин В. И.
Геологическая модель и обоснование оптимального размещения скважин на объектах тюменской свиты западной части Ханты-Мансийского автономного округа — Югры **8**

Гайфулина Е. Ф., Надежницкая Н. В., Белоусов С. Л., Капустина Ю. С., Фищенко А. Н., Михеев Ю. В.
Комплексный анализ геолого-геофизической информации с целью прогноза фациальных обстановок пласта $ЮС_2$ тюменской свиты **25**

Кравченко А. А.
Картирование Западно-Якутского барьерного рифа в зоне сочленения Вилюйской синеклизы и Алданской антеклизы с помощью электрофациального анализа **40**

Мулявин С. Ф., Нещадимов Р. А.
Особенности разработки объекта $ЮС_1$ месторождения Х **49**

Смоляков Г. А., Гильманова Н. В., Сивкова А. В.
Оценка литологического состава карбонатных пород пермского возраста с целью уточнения подсчетных параметров **60**

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Леонтьев Д. С., Клещенко И. И., Шаляпина А. Д., Мансурова М. М.
Технология проведения водоизоляционных работ в газодобывающей скважине с применением колтюбинга **75**

Огорельцев В. Ю., Леонтьев С. А., Дроздов А. С.
Лабораторные исследования нефтеотмывающих характеристик поверхностно-активных веществ в поровом пространстве пород-коллекторов **86**

Перевощиков С. И.
Анализ методик параметрической диагностики технического состояния центробежных нагнетателей природного газа **99**

Сидоровская Е. А., Адаховский Д. С., Третьяков Н. Ю., Паничева Л. П., Волкова С. С., Турнаева Е. А.
Комплексные лабораторные исследования при оптимизации состава ПАВ-полимерных композиций для месторождений Западной Сибири **107**

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Силина И. Г., Иванов В. А., Пономарева Т. Г., Якубовская С. В.
Обзор и анализ развития способов оценки воздействий дрейфующих ледовых образований на подводные объекты **119**

ХИМИЯ И ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Корякин Ф. А., Третьяков Н. Ю., Абдулла О. Б., Филиппов В. Г.
Определение остаточной нефтенасыщенности методом разделяющихся трассеров в лабораторных условиях **131**

МАТЕРИАЛЫ И КОНСТРУКЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Малыш С. В., Ковенский И. М., Чаугарова Л. З.
Формирование остаточных напряжений при восстановлении деталей электролитическим хромированием **144**

НЕФТЯНАЯ И ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Сидоров А. В., Портнягин А. Л.
Применение анкерных заземляющих устройств на территориях с распространением вечномерзлых грунтов **150**

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке) **156**

Правила подготовки рукописи (на английском языке) **159**

CONTENTS

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Bembel S. R., Avershin R. V., Bembel R. M., Kislukhin V. I.
Geological model and optimal well placement substantiation at the western part Tyumen suite layers of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug — Ugra **8**

Gaifulina E. F., Nadeznitskaya N. V., Belousov S. L., Kapustina Yu. S., Fishenko A. N., Miheev Yu. V.
Comprehensive analysis of geological and geophysical information for the facies depositional environment prediction of Ju_2 strata of Tyumen suite **25**

Kravchenko A. A.
Mapping of the West Yakut barrier reef in the junction zone of the Vilyui syneclise and Aldan anteclise using electro-facies analysis **40**

Mulyavin S. F., Neschadimov R. A.
Features of development of US_1 object at the oil field X **49**

Smolyakov G. A., Gilmanova N. V., Sivkova A. V.
Assessing the lithological composition of carbonate rocks of the Permian age in order to clarify calculated parameters **60**

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

Leontiev D. S., Kleshchenko I. I., Shalyapina A. D., Mansurova M. M.
Technology of water shut-off treatment in the gas well using coiled tubing **75**

Ogoreltsev V. Yu., Leontiev S. A., Drozdov A. S.
Laboratory studies of oil-washing characteristics of surfactants in the pore space of reservoir rocks **86**

Perevoschikov S. I.
Analysis of parametric diagnostics techniques of the technical condition of centrifugal blowers of natural gas **99**

Sidorovskaya E. A., Adakhovskij D. S., Tret'yakov N. Yu., Panicheva L. P., Volkova S. S., Turnaeva E. A.
Integrated laboratory studies when optimizing surfactant-polymer formulations for oil deposits in Western Siberia **107**

DESIGNING, CONSTRUCTION AND OPERATION OF PIPELINE TRANSPORT SYSTEM

Silina I. G., Ivanov V. A., Ponomareva T. G., Yakubovskaya S. V.
Analysis of the development of drifting ice formations impact on marine facilities assessment methods **119**

CHEMISTRY AND CHEMICAL TECHNOLOGIES

Koryakin F. A., Tretyakov N. Yu., Abdulla O. B., Filippov V. G.
Hydrocarbon saturation determination with the single-well-chemical-tracer-test under laboratory conditions **131**

MATERIALS AND STRUCTURES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

Malysh S. V., Kovenskiy I. M., Chaugarova L. Z.
Formation of residual stresses during the restoration of parts by chrome electroplating **144**

OIL AND GAS INDUSTRY

Sidorov A. V., Portnyagin A. L.
Application of anchor grounding devices in territories where there are permafrost soils **150**

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian) **156**

Manuscripts presentation requirements (In English) **159**

25.00.12 Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений (геолого-минералогические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2020-6-8-24

УДК 553.9, 622.276.1

Геологическая модель и обоснование оптимального размещения скважин на объектах тюменской свиты западной части Ханты-Мансийского автономного округа — Югры

С. Р. Бембель[1]*, Р. В. Авершин[2], Р. М. Бембель[1], В. И. Кислухин[1]

[1]*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия*
[2]*Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», г. Тюмень, Россия*
**e-mail: bembel_gsr@mail.ru*

Аннотация. Тюменские отложения средней юры в последнее десятилетие являются одними из самых вовлекаемых в разработку нефтяных объектов на территории Ханты-Мансийского автономного округа — Югры. Объект ЮК2-5, извлекаемые запасы нефти которого на Красноленинском своде составляют несколько сотен миллионов тонн, представлен сложным переслаиванием слабопроницаемых линз песчано-алевритовых разностей и глинистых перемычек, с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками. По показателю проницаемости коллекторов запасы объекта отнесены к трудноизвлекаемым.

Эффективных технологий для вовлечения в разработку запасов подобных объектов в настоящее время нет. Применение стандартных методов бурения и эксплуатации наклонно направленных скважин в данных условиях не позволяет получить приемлемые дебиты по нефти.

На основании выполненного анализа данных сейсморазведки, корреляции разрезов скважин, геолого-промысловой информации создана геологическая модель продуктивного объекта одного из месторождений Красноленинского свода. Проведенные многоэтапные гидродинамические расчеты позволили уточнить параметры профиля горизонтальных скважин, количество и конфигурацию выполнения операций по многостадийному гидроразрыву пласта. По результатам исследований разработаны рекомендации по использованию выбранных подходов к размещению скважин, вскрытию и эксплуатации для конкретных участков месторождения с целью повышения эффективности освоения ресурсов нефти.

Ключевые слова: геологическое строение; корреляция разрезов скважин; тюменская свита; трудноизвлекаемые запасы; разрывные нарушения; эксплуатационные скважины; гидравлический разрыв пласта

Geological model and optimal well placement substantiation at the western part Tyumen suite layers of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug — Ugra

Sergey R. Bembel[1]*, Roman V. Avershin[2], Robert M. Bembel[1], Vladimir I. Kislukhin[1]

[1]*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*
[2]*Tyumen Branch of SurgutNIPIneft, Tyumen, Russia*
**e-mail: bembel_gsr@mail.ru*

Abstract. The middle Jurassic Tyumen sediments have been involved in the development of oil facilities in the territory of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug — Ugra for the last decade. The Jk2-5 formation is represented by complex interlayering of poorly permeable sandy-aleurite lenses and clay barriers with low reservoir properties. Recoverable oil reserves of the Jk2-5 formation on the Krasnoleninsky arch amounts to several hundred million tons. According to the collector permeability, the reserves of the object are classified as hard-to-recover.

There are no effective technologies to involve such reserves in the development now. Standard methods of drilling and operation of inclined wells doesn't allow achieving acceptable oil production rates under these reservoir conditions.

Based on the analysis of seismic survey data, correlation of well sections, field information, a geological model of a productive reservoir on the Krasnoleninsky arch was created. The multi-step hydrodynamic calculations made it possible to clarify the parameters of the profile of horizontal wells, the number and configuration of operations for multi-stage hydraulic fracturing. Based on the results of the research, recommendations were developed to well placement, drilling and well operation for specific field areas in order to increase the oil resource development efficiency.

Key words: geological structure; correlation of well sections; Tyumen suite; hard-to-recover reserves; breaking violations; production wells; hydraulic fracturing

Введение

Объемы геолого-разведочных работ, направленных на уточнение геологического строения и перспектив продуктивности тюменских отложений средней юры в пределах Ханты-Мансийского автономного округа — Югры (ХМАО — Югры), в последнее десятилетие заметно выросли. Связано это в первую очередь со значительной выработкой залежей и ресурсов нефти в нижнемеловых отложениях, доля выявленных запасов которых изначально значительно превышала запасы юрского интервала разреза Западной Сибири. Кроме того, запасы углеводородов (УВ), содержащиеся в юрских отложениях, с самого начала освоения территории Западной Сибири значительно уступали по привлекательности освоения с точки зрения их значительно более низкой продуктивности. В первую очередь это связано с особенностями тектонического режима в процессе осадконакопления, условиями формирования и наличия коллекторов и ловушек в юрских и нижнемеловых интервалах, объемом осадочного и песчаного материала, служившего строительным материалом формирования будущих месторождений.

Неслучайно «львиная доля» запасов, относимых к разряду трудноизвлекаемых в Западной Сибири, содержится именно в среднеюрских отложениях тюменской свиты [1, 2]. Вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти требует применения дополнительных исследований как в изучении их геолого-промысловых характеристик и особенностей, так и в разработке подходов к их эффективному освоению. В отложениях тюменской свиты сосредоточено огромное количество запасов нефти, особенно в западной части ХМАО — Югры. Объект ЮК2-5, извлекаемые запасы которого на Красноленинском своде составляют несколько сотен миллионов тонн нефти [1, 2], представлен сложным переслаиванием слабопроницае-

мых линз песчано-алевритовых разностей и глинистых перемычек, с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками. По показателю проницаемости коллекторов запасы объекта ЮК2-5 отнесены к трудноизвлекаемым. Эффективных технологий для вовлечения в разработку запасов подобных объектов в настоящее время нет. Применение стандартных методов бурения и эксплуатации наклонно направленных скважин в данных условиях не позволяет получить приемлемые дебиты по нефти.

Объект исследования и его геологические особенности

Исследуемая площадь расположена в Красноленинском нефтегазоносном районе Красноленинской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [3]. На площади и в непосредственной близости находятся несколько разрабатываемых нефтяных месторождений.

В тектоническом отношении участок исследований расположен в пределах двух складчатых систем, разграничивающихся глубинными разломами. Основная часть площади относится к Уват-Ханты-Мансийскому срединному массиву и расположена на северо-западе Красноленинского выступа в области байкальской складчатости, переработанной герцинским тектогенезом, является структурой дейтероорогенного этапа развития в виде выступов-горстов фундамента. Западная часть площади относится к Шеркалинскому мегасинклинорию в области позднегерцинской складчатости и является синклинорной зоной унаследованного типа развития.

По данным грави- и магниторазведки на западе участка в меридиональном направлении проходит граница геоблоков земной коры, в субширотном направлении площадь пересекает крупный разлом фундамента [3].

В пределах площади исследований выявлены залежи нефти в доюрских образованиях (палеозойские образования, триасовые отложения), в отложениях тюменской (группа пластов ЮК2-5), абалакской (пласт ЮК1), тутлеймской (пласт ЮК0), викуловской (пласт ВК1) свит.

Пласты ЮК2, ЮК3, ЮК4 и ЮК5 в этой части Красноленинского свода на группе месторождений объединены в один объект разработки — ЮК2-5, так как представляют собой единую гидродинамическую систему.

Стратиграфическая полнота разреза тюменской свиты на участке исследований и соседних площадях определялась палеоструктурным планом. Основное накопление осадочного материала происходило в центральной и западной частях Рогожниковско-Ляминской зоны перед наиболее выраженными выступами фундамента [3, 4]. В наиболее приподнятых зонах по данным бурения наблюдается резкое сокращение общих толщин свиты, а участками почти полное выпадение из разрезов осадков тюменской свиты — здесь породы фундамента перекрываются маломощными осадочными отложениями. С увеличением глубины кровли фундамента наблюдается увеличение общей толщины пласта ЮК2-5 [4, 5].

Породы пласта ЮК2-5 формировались в условиях резкого перехода от континентальных к морским обстановкам осадконакопления. Породы представлены комплексами аллювиальных, прибрежно-континентальных и прибрежно-морских осадков. Коллекторы — песчаники и алевролиты

средне- и мелкозернистые с глинистым и глинисто-карбонатным цементом. Тип коллектора — поровый, трещинно-поровый.

Методы исследований и экспериментальная часть

Основной информацией для анализа и создания геологической модели объекта ЮК2-5 послужили данные глубокого поисково-разведочного и эксплуатационного бурения; опробования, испытания и динамики работы скважин; результаты интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) и детальной корреляции разрезов скважин; данные исследований керна; материалы обработки и интерпретации 3D-сейсморазведки, работами которой покрыта большая часть площади исследований.

Создание концептуальной модели залежи объекта ЮК2-5 основано на представлениях о тектоническом развитии территории, роли глубинных разломов как в процессе формирования структурных форм, направлений источников сноса осадочного материала, так и приуроченности основных продуктивных участков УВ к зонам разломов, дробления и трещиноватости. Таким образом, одним из основных факторов, оказавших влияние на формирование в данном регионе такого количества многопластовых месторождений — от фундамента до верхних этажей осадочного чехла, с большой уверенностью можно назвать наличие разрывных нарушений — проводников флюидодинамических потоков, заполнивших резервуары и ловушки осадочного чехла [6–8].

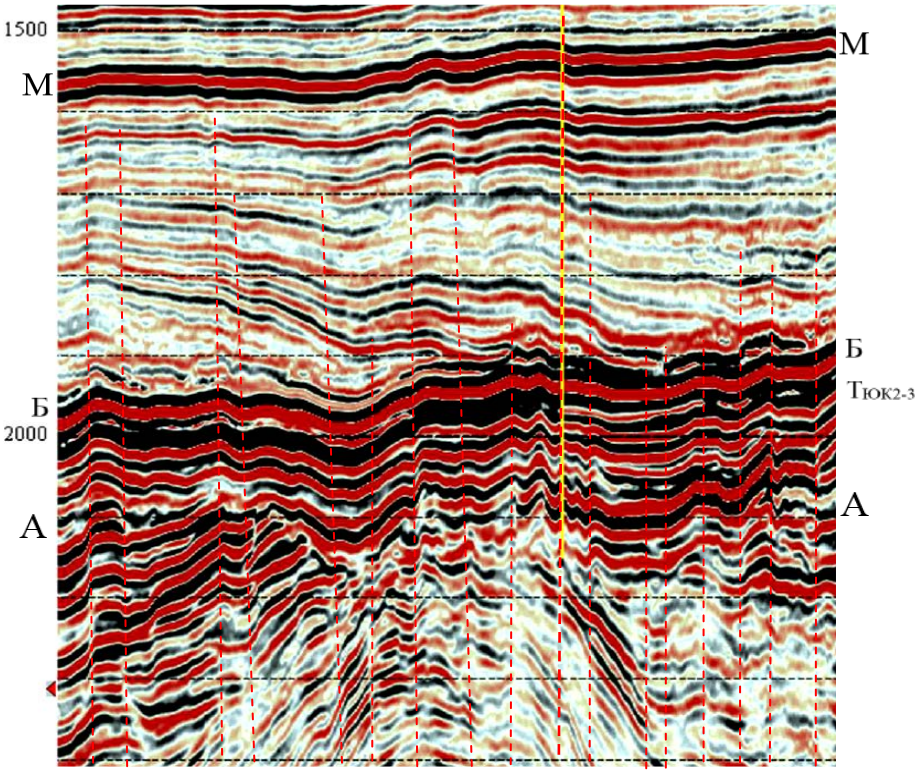


Рис. 1. ***Фрагмент временного разреза на площади исследований***
(красным пунктиром показаны выявленные разрывные нарушения)

Активность геодинамических процессов изучаемой территории подтверждают материалы сейсмических разрезов, где прослежено множество разрывных нарушений (рис. 1), пронизывающих интервалы доюрского комплекса — ниже отражающего горизонта (ОГ) А, приуроченного к его кровле, юрский интервал — между ОГ А и Б (кровля тутлеймской свиты — аналога баженовской свиты в Широтном Приобье Западной Сибири). Значительная часть разрывных нарушений прослеживается также в нижнемеловых интервалах между ОГ Б и М (кошайская пачка, пласт АК1-2).

В качестве кровли объекта ЮК2-5 при создании геологической модели использована структурная карта по ОГ $Т_{ЮК2-3}$, приуроченному к кровле тюменской свиты (см. рис. 1).

Формирование отложений объекта ЮК2-5 в сложных полифациальных обстановках обусловило значительную латеральную и вертикальную неоднородность как в распространении пород-коллекторов, так и в изменении их петрофизических параметров. Отложения характеризуются невысокой пористостью, низкой проницаемостью и повышенной начальной водонасыщенностью [9].

С целью создания адекватной геологической модели была выполнена детальная корреляция разрезов всех поисково-разведочных [9] и эксплуатационных скважин в интервале отложений тюменской свиты с привязкой данных керна (рис. 2).

Песчаные пласты в разрезе тюменской свиты не выдержаны по толщине и простиранию, характеризуются относительно низкими коллекторскими свойствами. Формирование нижней и средней подсвит происходило в условиях низменной аккумулятивной аллювиально-озерной равнины, осложненной выступами древних пород, временами заливаемой морем. В составе верхней подсвиты появляются прослои переходного прибрежно-морского генезиса, обусловленные началом келловейской трансгрессии моря [9].

В литологическом отношении разрез свиты представлен неравномерным, вплоть до тонкого, переслаиванием глин, алевролитов, песчаников и углей. В зонах прилегания к доюрским образованиям происходит опесчанивание разреза, появляются прослои конгломератов и гравелитов. Породы в значительной степени обогащены углистым детритом, встречаются пропластки и линзы карбонатных разностей [9].

Выполненная детальная корреляция разрезов скважин позволила проследить в пределах объекта ЮК2-5 отдельные пласты — ЮК2-3, ЮК4 и ЮК5, в пределах которых прослежены отдельные пачки с изолированными продуктивными линзами коллекторов.

Пласт ЮК2 представлен отложениями прибрежно-континентального и прибрежно-морского генезиса. Коллекторы приурочены к серии песчано-алевритовых тел, связанных с деятельностью приливных дельт, приливно-отливных отмелей, приливных каналов. Осадконакопление пласта ЮК3 проходило в условиях прибрежной равнины, подтапливаемой морем. Коллекторы связаны с песчано-алевритовыми отложениями мелких конусов выноса прибрежного залива и конусов выноса надводной части прибрежной равнины.

Верхние пласты ЮК2 и ЮК3 имеют покровное строение, и почти во всех скважинах вскрыты нефтенасыщенные коллекторы мощностью до 2–6 м.

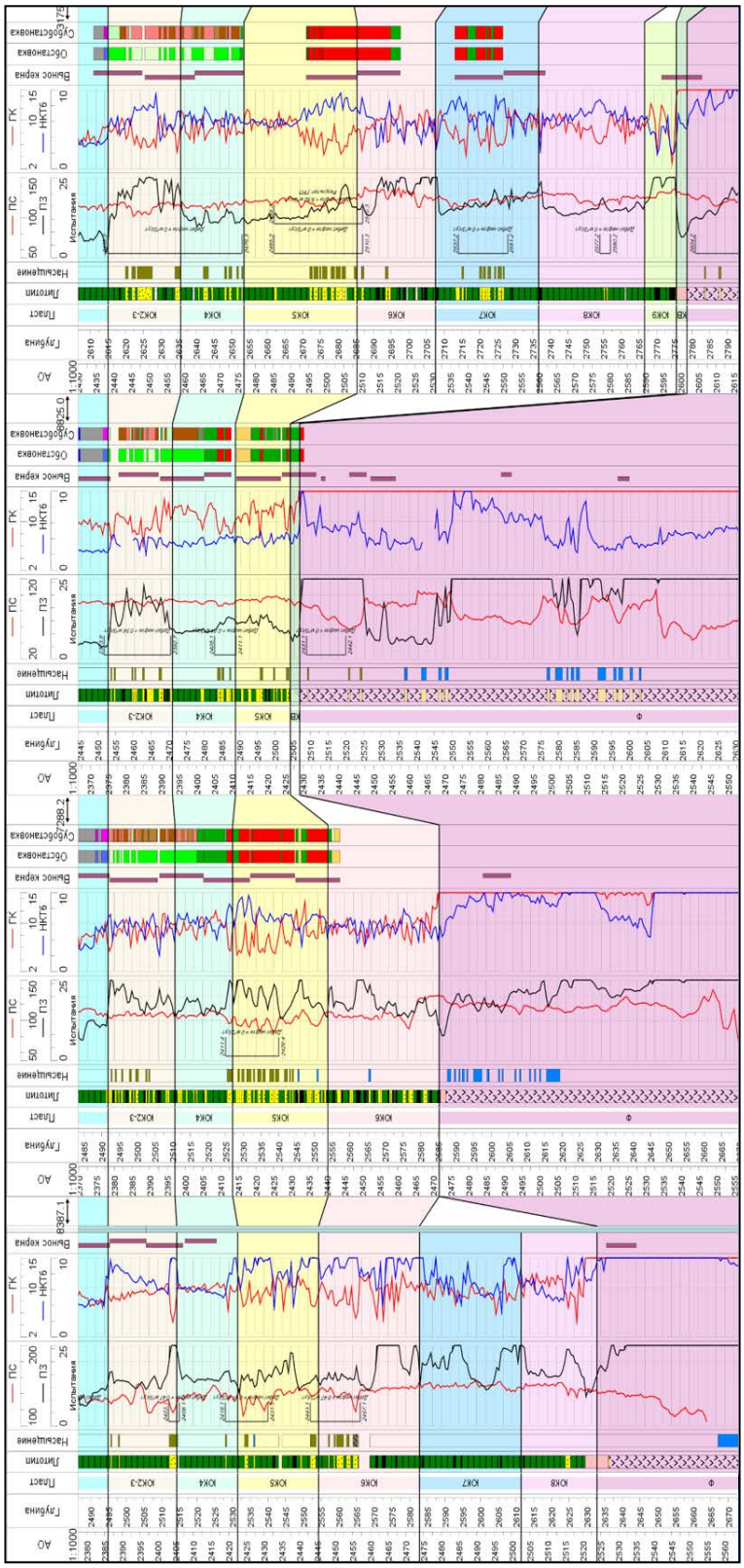


Рис. 2. ***Пример корреляции пластов тюменской свиты***

Формирование пластов ЮК4–ЮК5 происходило в континентальных условиях осадконакопления в пределах аккумулятивной аллювиальной долины. Коллекторы сосредоточены в сложно построенных многоярусных песчаных русловых телах и представлены отдельными песчано-алевритовыми линзами эффективной мощностью от 0,4 до 9,6 м (в целом по пласту ЮК4) и от 0,8 до 11,0 м (в целом по пласту ЮК5). В связи со сложным строением внутри пластов ЮК4 и ЮК5 выделены пачки, соответствующие циклам их седиментации. Эффективная нефтенасыщенная толщина по отдельным пачкам пласта ЮК4 составляет от 0,6 до 3,8 м, по пачкам пласта ЮК5 — от 0,5 до 8,2 м.

Большая изменчивость разреза по площади месторождения, несоответствие разрезов близлежащих скважин (выклинивание подстилающих пластов вследствие наличия на площади локальных высокоамплитудных выступов доюрских образований) характерны для отложений тюменской свиты рассматриваемого участка.

Коллекторы пласта ЮК2-5 характеризуются низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), низкими значениями коэффициента нефтенасыщенности (0,48 д.ед.). Запасы нефти залежей объекта ЮК2-5 отнесены к трудноизвлекаемым.

Результаты выполненных построений на основе анализа всей имеющейся геолого-геофизической информации

Ловушки и залежи УВ в группе пластов ЮК2-5 обладают достаточно специфическими и характерными признаками. Как было сказано выше, в разрезе объекта ЮК2-5 выделено несколько отдельно прослеженных интервалов, в пределах которых выделены пласты ЮК2-3, ЮК4 и ЮК5.

Почти во всех скважинах, вскрывших интервал пласта ЮК2-3, отмечено присутствие коллектора. Доказанная продуктивность скважин в основном приурочена к ближайшим окрестностям выделенных локальных поднятий. В погруженных частях площади в основном дебитов нефти не получено ни в одной из пробуренных скважин. Такое распространение коллекторов пласта ЮК2-3 обусловлено особенностями режима его осадконакопления [9].

Характер распространения и развития линз коллектора пластов ЮК4 и ЮК5 также определялся, по-видимому, условиями формирования осадков. На рассматриваемом участке линзы коллекторов указанных пластов распространены спорадически. На данном этапе изученности поисково-разведочным и эксплуатационным бурением определенных закономерностей в их распространении не обнаружено. Одним их признаков является приуроченность локальных участков с повышенными эффективными мощностями коллекторов пластов ЮК4 и ЮК5 к склоновым частям положительных структур.

Касательно насыщения выявленных ловушек нефтью следует отметить невысокий коэффициент насыщенности, составляющий 0,48 д.ед. Кроме того, по разрезу и площади выделено несколько десятков разобщенных песчано-алевритовых линз с индивидуальными водонефтяными контактами (ВНК). Основываясь на позициях концепции глубинной нефти [6–8], которой придерживаются авторы, механизм заполнения подобных ловушек представляет собой миграцию УВ по субвертикально направленным раз-

рывным нарушениям и трещинам. Район исследований характеризуется активными тектоническими нарушениями, подтвержденными как материалами сейсморазведки, так и с помощью других геофизических методов [3, 7].

Низкие ФЕС коллекторов тюменской свиты, к которым приурочены пласты группы ЮК2-5, сложное распределение их по разрезу и площади привели к формированию большой по площади и высоте нефтяной залежи, представленной набором отдельных линз со своими контактами и особенностями. Снизу вверх залежь представляет собой своего рода «слоеный пирог» мощностью 60–80 метров, в средней и нижней части которого неравномерно распределены локальные линзы коллектора с разным насыщением — чисто нефтяные, нефтеводяные, водонасыщенные. По характеру ограничения линзы в основном литологически ограниченные, частично с тектоническими экранами (рис. 3). Последние, в свою очередь, могли быть проводниками или каналами для заполнения песчаных линз-ловушек.

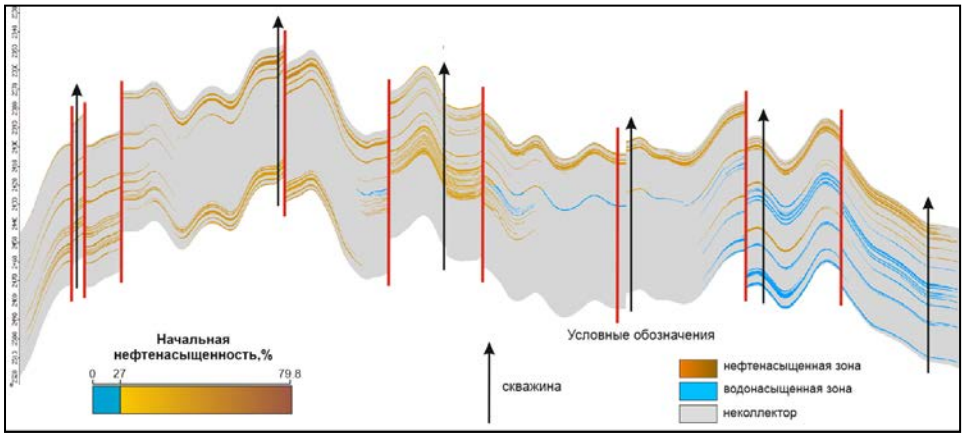


Рис. 3. ***Пример геологического разреза пластов тюменской свиты***

По существующим геолого-геофизическим данным и публикациям в интервале пластов ЮК4 и ЮК5 основные перспективы обычно связаны с палеорусловыми телами [5, 9–12]. Как правило, таковые можно отследить на материалах высокоразрешающей 3D-сейсморазведки при хорошем качестве полевого материала и соответствующих способах его обработки [13]. В данном случае имеющаяся информация по бурению, по исследованиям керна, по данным ГИС и сейсморазведки позволила только констатировать вероятность существования на площади подобных сложно построенных, но потенциально высокопродуктивных объектов в интервале пластов ЮК4 и ЮК5.

Вернувшись к описанию строения залежи объекта в целом, следует сказать, что его верхние пласты ЮК2-3 распространены покровно на всей площади участка, за исключением погруженных его частей. В верхней части разреза (пласт ЮК2-3) все коллекторы в основном нефтенасыщенные. Скачки и изменения ВНК отдельных изолированных линз зафиксированы в среднем и нижнем интервале объекта ЮК2-5, в пластах ЮК4 и ЮК5.

Коллекторы верхней части объекта ЮК2-5 (пласт ЮК2-3) в основном гидродинамически связаны между собой. Исключением могут служить отдельные участки ухудшения ФЕС, служащие экранами для фильтрации УВ.

Средняя и нижняя часть, представленная отдельными линзами в пластах ЮК4 и ЮК5, гидродинамически разобщена.

В соответствии с представлением о таком строении нефтяной залежи необходимо использование наиболее эффективных методов и подходов к ее освоению и разработке. Запасы нефти залежей тюменской свиты в настоящее время традиционно считаются трудноизвлекаемыми запасами [1, 2, 14]. Обусловлено это условиями формирования и строения ее резервуаров-коллекторов и их низкими ФЕС.

Эффективность реализуемой системы разработки в процессе доразведки и изучения месторождений

Разработка продуктивных отложений тюменской свиты на месторождениях Красноленинского свода ведется более 20 лет. С самого начала ввода в освоение и разработку нефтяных объектов с описанными выше характеристиками бурение эксплуатационных скважин выполнялось с применением наклонно направленных скважин с различной плотностью сетки скважин. Низкая эффективность использованных подходов к освоению залежей тюменской свиты обусловлена сложным строением резервуара и его очень низкими ФЕС.

Поиски эффективных способов и методов эксплуатации подобных объектов, запасы нефти которых общепризнаны трудноизвлекаемыми, актуальны и по сегодняшний день [14–19]. Кроме замены скважин с наклонно направленных на горизонтальные основным методом повышения эффективности освоения таких залежей является применение операции гидравлического разрыва пласта (ГРП).

Используемые сегодня технологии вскрытия пластов тюменской свиты (вертикально направленные скважины с большеобъемным ГРП) дают низкие результаты продуктивности скважин, характеризуются высокими темпами падения дебитов (в среднем 60 % и более в первый год, что связано с падением пластового давления, вследствие чего происходит разгазирование нефти в пласте) и, как следствие, низкими показателями коэффициента извлечения нефти [17]. Эффективность ГРП в вертикальных скважинах невелика из-за особенностей строения и распространения пластов.

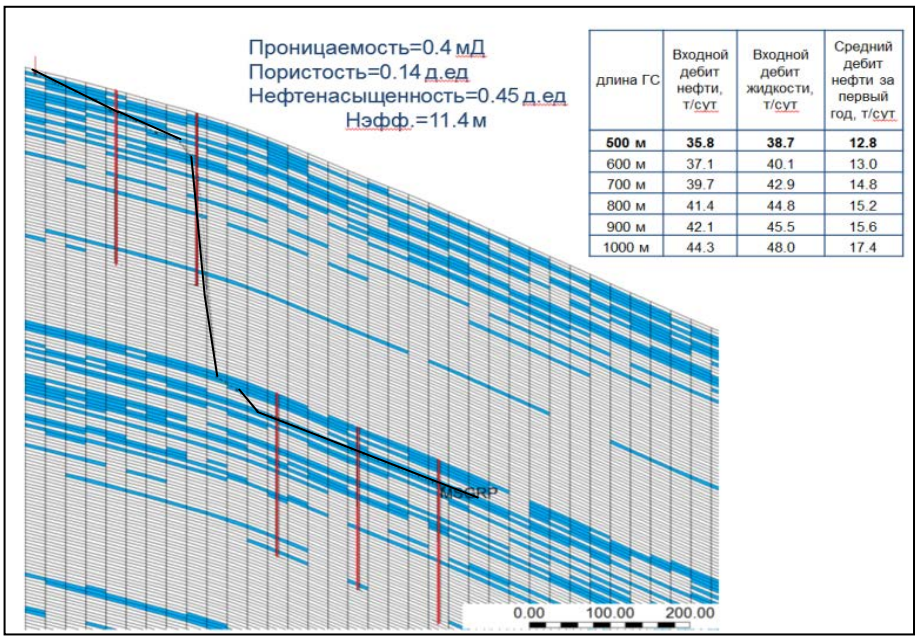
Традиционная система поддержания пластового давления (ППД) с заводнением на вертикальных скважинах в тюменской свите низкоэффективна или не работает вовсе, так как продвижение фронта закачиваемой жидкости в радиальном направлении происходит крайне неравномерно, что обусловлено низкой связанностью коллектора в отложениях. Вопрос эффективной работы системы ППД заслуживает отдельного внимания. Решение этой технологической проблемы может позволить существенно повысить нефтеотдачу залежей тюменской свиты.

Для повышения эффективности выработки запасов нефти из объектов тюменской свиты около 10 лет назад начаты опытно-промышленные работы по применению компоновок многосекционного гидравлического разрыва пласта (МС ГРП) в горизонтальных скважинах. Накопленный опыт за этот период показал, что средний входной дебит нефти по скважине с МС ГРП в 2 раза превышает дебит наклонно направленной скважины; а накопленная добыча нефти на одну скважину с МС ГРП за первые семь месяцев эксплуатации более чем в 2 раза выше, чем на одну наклонно направленную скважину. В схожих геологических условиях входные дебиты нефти горизонтальных скважин с МС ГРП выше, чем наклонно направленных.

Пути дальнейшего повышения эффективности МС ГРП технологически можно достичь за счет кратного увеличения количества стадий проведения ГРП. В качестве технических решений в условиях объектов с трудноизвлекаемыми запасами рекомендуется проведение МС ГРП через селективный пакер с использованием «разрывных муфт», проведение многоэтапных «струйных» ГРП, проведение МС ГРП с последовательной изоляцией стимулированных зон пакер-пробками [20, 21].

Эффективность применения технологии МС ГРП на залежах тюменской свиты может снижаться из-за высокой фациальной изменчивости свойств пластов. В связи с этим требуется ее опытно-промышленная отработка на каждом конкретном месторождении с целью снятия таких неопределенностей, как плотность сетки бурения и геометрия скважин; длина горизонтального участка добывающих скважин; расстояние между точками проведения операций ГРП в скважине.

Особенности применяемых технологий не позволяют их использовать в большем объеме по причине их высокой стоимости. В связи с этим для разработки методов и технологий предлагается выбрать наиболее обустроенные участки объекта ЮК2-5 на данной территории. Для подбора индивидуальных технических характеристик и рекомендаций по выбору технологий МС ГРП, расстановки скважин на площади с учетом конкретных геологических условий создана цифровая геологическая модель объекта ЮК2-5. По результатам исследований коллекторских свойств пласта ЮК2-5 по скважинам с МС ГРП геологическая модель создана со следующими параметрами: средняя проницаемость — $0{,}4 \cdot 10^{-3}$ мкм^2, пористость — 0,14 д.ед., нефтенасыщенность — 0,45 д.ед., эффективная толщина объекта — 11,4 м. На гидродинамической модели выполнена настройка на входной дебит нефти (фактический для данного месторождения) для выбора режима работы скважины, наиболее точно описывающего реальные условия.



длина ГС	Входной дебит нефти, т/сут	Входной дебит жидкости, т/сут	Средний дебит нефти за первый год, т/сут
500 м	**35.8**	**38.7**	**12.8**
600 м	37.1	40.1	13.0
700 м	39.7	42.9	14.8
800 м	41.4	44.8	15.2
900 м	42.1	45.5	15.6
1000 м	44.3	48.0	17.4

Рис. 4. ***Подбор входного дебита нефти при стохастическом распределении коллектора в геолого-гидродинамической модели объекта ЮК2-5***

Пример стохастического распределения коллектора в модели и расчеты по подбору входного дебита нефти приведены на рисунке 4.

Расчет произведен на основании усредненной геологической модели с целью выбора оптимального расстояния между портами при проведении МС ГРП с одной добывающей скважиной со следующими параметрами: размер ячейки — 25×25 м, длина ствола — 1 000 м, количество портов ГРП — от 1 до 40, работа на режиме истощения.

Пример результатов расчета по выбору оптимального расстояния между портами ГРП приведен на рисунке 5.

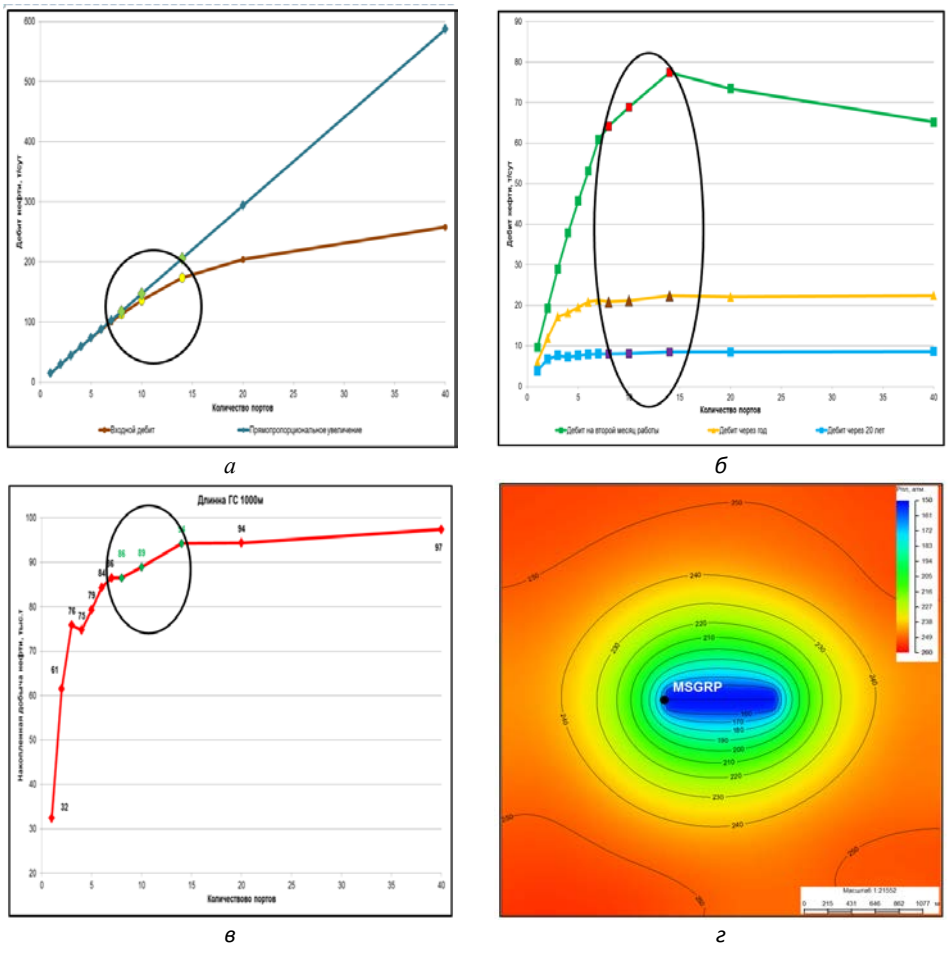


Рис. 5. ***Результаты расчета оптимального расстояния между портами ГРП:***
а) входной дебит; б) дебит нефти за второй месяц;
в) накопленная добыча нефти за 20 лет; г) карта изобар через 20 лет
на горизонтальной скважине длиной 1 000 м и количеством портов 40

По результатам выполненных расчетов определено оптимальное расстояние между портами ГРП. В дальнейшем на модели с использованием оптимального расстояния между портами выполнены геолого-гидродинамические расчеты с целью определения оптимальной длины горизонтального ствола — с вариантами длины ствола 300, 500, 750 и 1 000 м.

На основании результатов расчетов рекомендовано оптимальное значение длины горизонтального ствола.

В дальнейшем с целью подбора наиболее оптимального расстояния между скважинами (на естественном режиме) на геолого-гидродинамической модели с двумя добывающими скважинами выполнен расчет с проведением МС ГРП. При этом длина горизонтальной скважины (ГС) и расстояние между портами МС ГРП приняты на основании предыдущих расчетов, выявивших оптимальные параметры длины ГС и расстояние между портами. Показатели результатов выполненных расчетов по выбору оптимального расстояния между скважинами приведены на рисунке 6.

По результатам расчетов рекомендовано оптимальное расстояние между скважинами, выполнены расчеты изменения энергетического состояния объекта ЮК2-5.

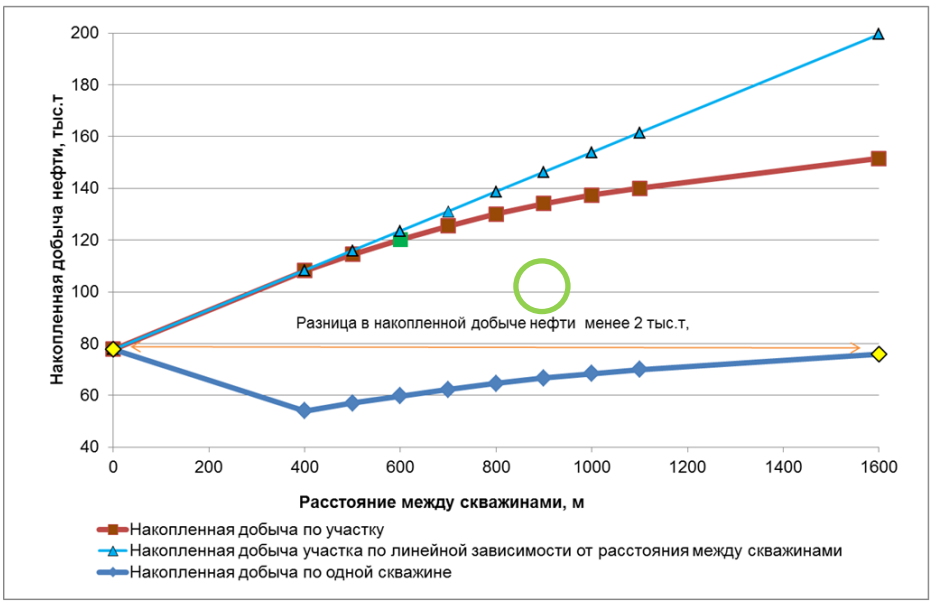


Рис. 6. ***Результаты расчетов оптимального расстояния между скважинами***

Рекомендации

Прогнозная оценка геологических запасов нефти объектов тюменских отложений на Красноленинском своде может превышать несколько сотен миллионов тонн извлекаемых запасов. Для подтверждения и открытия новых залежей и расширения известных залежей необходимо заложить дополнительно несколько десятков поисково-разведочных скважин. Для освоения и эффективной разработки трудноизвлекаемых запасов нефти этих объектов необходимо в дальнейшем отработать технологии на «модельных» участках перед массовым их применением на большинстве залежей и месторождений.

В качестве основных рекомендаций по расположению проектных поисково-разведочных скважин следует отметить, что большинство ранее пробуренных скважин закладывалось в сводах положительных структур, выявленных по данным сейсморазведки. В соответствии с геологическими особенностями территории, описанными выше, мощность общих и эффективных

толщин объекта ЮК2-5 существенно сокращается на участках выступов доюрских образований, а наибольшими значениями эффективных толщин характеризуются участки палеосклонов таких поднятий и палеоврезов доюрского основания. Соответственно, наибольшими перспективами с точки зрения вскрытия повышенных продуктивных толщин объекта ЮК2-5 обладают наиболее «крутые» склоны выраженных выступов фундамента.

В качестве рекомендаций по освоению залежей, подобных рассмотренной выше залежи объекта ЮК2-5, следует сказать о перечне основных необходимых последовательных этапах выполнения работ:

- анализ геолого-геофизической информации; детальная корреляция разрезов скважин с привязкой кернового материала;
- создание цифровой геологической модели;
- создание геолого-гидродинамической модели и проведение расчетов (в том числе экономических) с учетом распределения коллекторов и ФЕС;
- обоснование выбранных способов и технологий проведения операций МС ГРП, расстановки скважин;
- опробование выбранной технологии на первоочередных участках месторождения;
- тиражирование технологии на всю площадь залежи либо ее доработка.

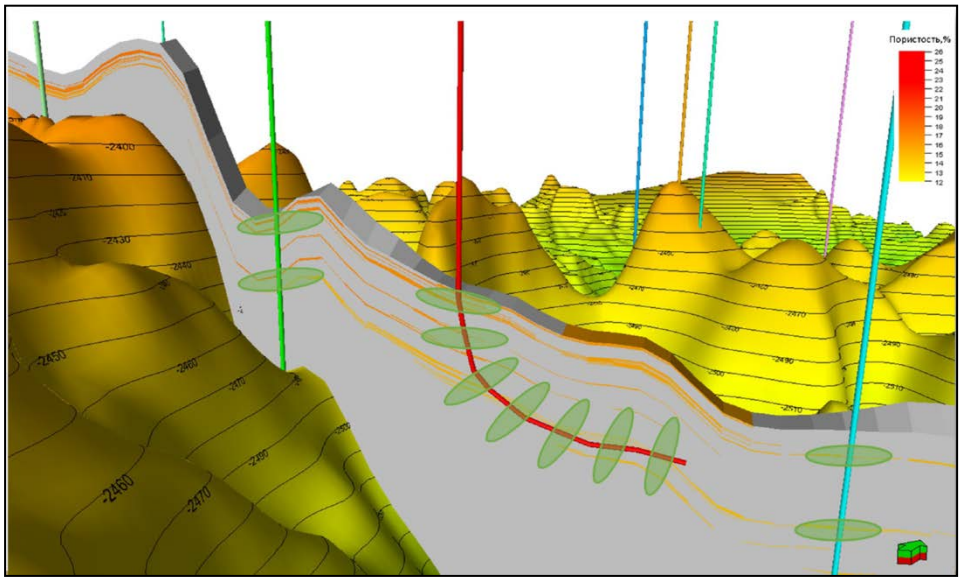


Рис. 7. ***Пример расположения портов ГРП в наклонных и горизонтальных скважинах с учетом разреза объекта ЮК2-5***

Создание цифровой геологической модели подобных сложно построенных объектов всегда должно быть основано на использовании результатов 3D-сейсморазведки.

Для иллюстрации варианта размещения наклонно направленных и горизонтальных скважин с учетом геологического строения и распределения ФЕС объекта ЮК2-5 приведен рисунок 7, на котором показаны профили скважин и участки расположения портов ГРП, обеспечивающие максимальный охват продуктивных интервалов.

Выводы

Рассмотренные особенности геологического строения и геологическая модель объекта ЮК2-5 являются характерными для большинства залежей и месторождений восточной части Красноленинского свода ХМАО — Югры. Для повышения эффективности поиска, разведки и разработки таких залежей со сложным распределением коллекторов и их свойств следует применять соответствующие методы ведения нефтепоисковых работ. Кроме всего перечисленного выше, необходимо опираться на конкретные тектоно-седиментационные условия формирования территории. Такие исследования за последнее время показали свою эффективность в направлении выбора наиболее благоприятных участков для постановки поисковых геолого-разведочных работ на нефть и газ [22].

Таким образом, в качестве основы создания концептуальных моделей конкретных участков, залежей и месторождений следует принимать представления о тектоническом развитии с выделением геодинамически активных и пассивных зон. Детальный предварительный анализ, реконструкция и районирование территории по этим признакам значительно облегчат и повысят эффективность локального прогноза ловушек УВ, прогноз вторичных процессов преобразования коллекторов и залежей, включая их геометризацию.

Именно только на основе геологических моделей, имеющих в своем фундаменте подобные концептуальные модели, с позиций обоснованного прогноза особенностей геологического строения и распределения ФЕС возможны эффективное освоение запасов и разработка залежей в отложениях тюменской свиты.

Библиографический список

1. Трудноизвлекаемые запасы нефти Российской Федерации. Структура, состояние, перспективы освоения : монография / И. В. Шпуров, А. Д. Писарницкий, И. П. Пуртова, А. И. Вариченко ; под редакцией И. В. Шпурова, Ю. П. Беседовского ; Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации (Минприроды России), Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра), Западно-Сибирский научно-иисследовательский ин-т геологии и геофизики. – Тюмень : ЗапСибНИИГГ, 2012. – 256 с. – Текст : непосредственный.
2. Кузьмин, Ю. А. Характеристика трудноизвлекаемых запасов нефти месторождений Ханты-Мансийского автономного округа — Югры по критериям Минэнерго / Ю. А. Кузьмин, С. А. Филатов. – Текст : непосредственный // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2012. – № 25. – С. 25–33.
3. Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского округа : атлас / Сост. ГП ХМАО «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана». – Екатеринбург : ИздатНаукаСервис, 2004. – 146 с. – Изображение (картографическое ; неподвижное ; двухмерное) : непосредственное.
4. Гаврилова, Е. Н. Закономерности распространения коллекторов в отложениях тюменской свиты на западе Широтного Приобья / Е. Н. Гаврилова, В. С. Славкин, Т. Е. Ермолова. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2010. – № 3. – С. 52–60.
5. Геологические особенности и оценка добычного потенциала отложений тюменской свиты / А. А. Севастьянов, К. В. Коровин, О. П. Зотова, Д. И. Зубарев. – Текст : непосредственный // Вестник Пермского университета. Геология. – 2017. – Т. 16, № 1. – С. 61–67.
6. Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений (к 100-летию со дня рождения академика П. Н. Кропоткина) : [сборник докладов] / Российская академия наук, Отделение наук о Земле, Институт проблем нефти и газа ; отв. ред. А. Н. Дмитриевский, Б. М. Валяев. – Москва : ГЕОС, 2012. – 514 с. – Текст : непосредственный.

7. Бембель, С. Р. Особенности проявления современной локальной геодинамики в западной части ХМАО — Югра, их связь с очагами нефтегазонакопления / С. Р. Бембель. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2010. – № 4. – С. 8–12.

8. Бембель, С. Р. Геология и картирование особенностей строения месторождений нефти и газа Западной Сибири: монография / С. Р. Бембель ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2016. – 214 с. – Текст : непосредственный.

9. Костеневич, К. А. Влияние условий формирования и постседиментационных процессов преобразования отложений на структуру пустотного пространства и фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов продуктивного горизонта тюменской свиты Красноленинского свода / К. А. Костеневич, О. И. Белоус, С. А. Слюнкина. – Текст : непосредственный // Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге: труды III Всероссийского научно-практического седиментологического совещания, 10–12 апреля 2017 г. – Томск : Изд-во ЦППС НД, 2017. – С. 84–90.

10. Влияние литологических особенностей пород на процессы разведки и разработки юрских отложений Широтного Приобья / И. М. Кос, Е. П. Кропотова, Т. А. Коровина [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 2. – С. 70–73.

11. Особенности геологического строения и перспективы нефтеносности среднеюрских отложений северных районов территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз» в Широтном Приобье / Г. А. Куриленкова, И. Ш. Усманов, Ю. М. Меленюк, И. В. Шакирова. – Текст : непосредственный // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Сургутского региона : сборник научных трудов «СургутНИПИнефть». – Москва : Нефтяное хозяйство, 2012. – Вып. 12. – С. 3–11.

12. Бембель, С. Р. Геологические модели залежей нефти тюменской свиты в западной части ХМАО — Югры / С. Р. Бембель. – Текст : непосредственный // Трудноизвлекаемые запасы нефти и газа. Проблемы, исследования и инновации: материалы Всероссийской научно-практической конференции, УГНТУ, 15 мая 2019 г. – Уфа : УГНТУ, 2019. – С. 24–25.

13. Бронскова, Е. И. Комплексный анализ геологического строения Апрельского месторождения для эффективности доразведки и разработки залежей в тюменской свите / Е. И. Бронскова. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 8. – С. 36–44.

14. Шпуров, И. В. Геолого-технологическое моделирование и разработка месторождений нефти юрских отложений Западной Сибири : монография / И. В. Шпуров. – Санкт-Петербург : Недра, 2013. – 208 с. – Текст : непосредственный.

15. Опыт сопровождения горизонтальных скважин на фациально-изменчивые низкопроницаемые коллекторы тюменской свиты Красноленинского месторождения / Д. В. Емельянов, А. В. Жарков, А. С. Глебов, И. А. Лиходед. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2016. – № 4. – С. 48–51.

16. Перспективы ресурсной базы природных резервуаров тюменской свиты в связи с применением новых технологических решений / М. П. Голованова, Н. С. Шик, В. С. Славкин, Т. Е. Ермолова. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2002. – № 3. – С. 7–14.

17. Клубков, С. В. Стимулирование разработки ТРИЗ поможет поддержать уровень добычи нефти в России / С. В. Клубков. – Текст : непосредственный // Oil & Gas Journal Russia. – 2015. – № 6. – С. 6–11.

18. Медведев, Н. Я. Геотехнологические основы разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Н. Я. Медведев. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1997. – 336 с. – Текст : непосредственный.

19. Хузин, Р. Р. Геотехнологические основы освоения трудноизвлекаемых запасов мелких сложнопостроенных месторождений нефти / Р. Р. Хузин. – Самара : Нефть. Газ. Новации, 2012. – 384 с. – Текст : непосредственный.

20. Верховцев, П. Н. Опыт проведения многостадийного гидроразрыва пласт в горизонтальных скважинах ОАО «РН-Няганьнефтегаз» / П. Н. Верховцев, М. В. Елесин, Р. Ф. Исламгалиев. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2014. – № 2. – С. 19–22.

21. Развитие технологии многостадийного гидроразрыва пласта в ОАО «Самотлорнефтегаз» / Р. Р. Гайфуллин, В. В. Горин, А. С. Грищенко [и др.]. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2014. – № 2. – С. 23–30.

22. Горбунов, П. А. Особенности прогноза нефтегазоносности северной части Западно-Сибирской плиты на основе модели тектонической дислоцированности осадочного чехла / П. А. Горбунов, С. В. Воробьев, С. Р. Бембель. – Текст : электронный // Вестник Евразийской науки. – 2020. – № 1, Том 12. – URL: https://esj.today/PDF/60NZVN120.pdf (дата обращения: 02.03.2020).

References

1. Shpurov, I. V., Pisarnitskiy, A. D., Purtova, I. P., & Varichenko, A. I. (2012). Trudnoizvlekaemye zapasy nefti Rossiyskoy Federatsii. Struktura, sostoyanie, perspektivy osvoeniya. Tyumen, ZapSibNIIGG Publ., 256 p. (In Russian).

2. Kuzmin, Yu. A., & Filatov, S. A. (2012). Kharakteristika trudnoizvlekaemykh zapasov nefti mestorozhdeniy KHanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga - Yugry po kriteriyam Minenergo. Vestnik nedropol'zovatelya Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga, (25), pp. 25-33. (In Russian).

3. Geologiya i neftegazonosnost' Khanty-Mansiyskogo okruga: atlas (2004). Ekaterinburg, IzdatNaukaServis Publ., 146 p. (In Russian).

4. Gavrilova, E. N., Slavkin, V. S., & Ermolova, T. E. (2010). Reservoir distribution regularities in Tyumen suite deposits on the west of Latitudinal Priobie. Oil and gas geology (3), pp. 52-60. (In Russian).

5. Sevastyanov, A. A., Korovin, K. V., Zotova, O. P., & Zubarev, D. I. (2017). Geological characteristics and assessment of the potential production of the Tyumen suite deposits. Bulletin of Perm University. Geology, 16(1), pp. 61-67. (In Russian).

6. Dmitrievskiy, A. N., & Valyaev, B. M. (Eds.). (2012). Degazatsiya Zemli i genezis neftegazovykh mestorozhdeniy (k 100-letiyu so dnya rozhdeniya akademika P. N. Kropotkina). Moscow, GEOS Publ., 514 p. (In Russian).

7. Bembel, S. R. (2010). Manifestation features of present local geodynamics in the western part of Khmao - Yugra, their relation with zones of oil and gas accumulation. Oil and gas geology, (4), pp. 8-12. (In Russian).

8. Bembel, S. R. (2016). Geologiya i kartirovanie osobennostey stroeniya mestorozhdeniy nefti i gaza Zapadnoy Sibiri. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 214 p. (In Russian).

9. Kostenevich, K. A., Belous, O. I., & Slyunkina, S. A. (2017). Vliyanie usloviy formirovaniya i postsedimentatsionnykh protsessov preobrazovaniya otlozheniy na strukturu pustotnogo prostranstva i fil'tratsionno-emkostnye svoystva porod-kollektorov produktivnogo gorizonta tyumenskoy svity Krasnoleninskogo svoda. Sovremennye problemy sedimentologii v neftegazovom inzhiniringe: trudy III Vserossiyskogo nauchno-prakticheskogo sedimentologicheskogo soveshchaniya, April 10-12. Tomsk, TSPPS ND Publ., pp. 84-90. (In Russian).

10. Kos, I. M., Kropotova, E. P., Korovina, T. A., Romanov, E. A., & Fedortsov, I. V. (2004). Influence of lithology rock properties on the exploration and development processes in the wide Ob' area. Oil Industry, (2), pp. 70-73. (In Russian).

11. Kurilenkova, G. A., Usmanov, I. Sh., Melenyuk, Yu. M., & Shakirova, I. V. (2012). Osobennosti geologicheskogo stroeniya i perspektivy neftenosnosti sredneyurskikh otlozheniy severnykh rayonov territorii deyatel'nosti OAO "Surgutneftegaz" v Shirotnom Priob'e. Voprosy geologii, bureniya i razrabotki neftyanykh i gazoneftyanykh mestorozhdeniy Surgutskogo regiona: sbornik nauchnykh trudov "SurgutNIPIneft'", (12). Moscow, Oil Industry Publ., pp. 3-11. (In Russian).

12. Bembel, S. R. (2019). Geologicheskie modeli zalezhey nefti tyumenskoy svity v zapadnoy chasti KHMAO - Yugry. Hard to recover oil and gas reserves. Trudnoizvlekaemye zapasy nefti i gaza. Problemy, issledovaniya i innovatsii: materialy Vserossiyskoy nauch-no-prakticheskoy konferentsii, May 15. Ufa, Ufa State Petroleum Technological University Publ., pp. 24-25. (In Russian).

13. Bronskova, E. I. (2016). Comprehensive analysis of April field geological structure to provide effective additional exploration and development of Tyumen suite deposits. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (8), pp. 36-44. (In Russian).

14. Shpurov, I. V. (2013). Geologo-tekhnologicheskoe modelirovanie i razrabotka mestorozhdeniy nefti yurskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri. St. Petersburg, Nedra Publ., 208 p. (In Russian).

15. Emelyanov, D. V., Zharkov, A. V., Glebov, A. S., & Likhoded, I. A. (2016). Maintenance of horizontal wells drilling in facies-unstable low-permeable reservoirs of Tyumen suite of Krasnoleninskoye field. Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO "NK "Rosneft'", (4), pp. 48-51. (In Russian).

16. Golovanova, M. P., Shik, N. S., Slavkin, V. S., & Yermolova, T. E. (2002). Perspektivy resursnoy bazy prirodnykh rezervuarov tyumenskoy svity v svyazi s primeneniem novykh tekhnologicheskikh resheniy. Geologiya nefti i gaza, (3), pp. 7-14. (In Russian).

17. Klubkov, S. V. (2015). Stimulating the development of hard-to-recover hydrocarbons will help sustain the current level of oil production in Russia. Oil & Gas Journal Russia, (6), pp. 6-11. (In Russian).

18. Medvedev, N. Ya. (1997). Geotekhnologicheskie osnovy razrabotki zalezhey s trudnoizvlekaemymi zapasami nefti. Moscow, VNIIOENG Publ., 336 p. (In Russian).

19. Khuzin, R. R. (2012). Geotekhnologicheskie osnovy osvoeniya trudnoizvlekaemykh zapasov melkikh slozhnopostroennykh mestorozhdeniy nefti. Samara, Neft'. Gaz. Novatsii Publ., 384 p. (In Russian).

20. Verkhovtsev, P. N., Elesin, M. V., & Islamgaliev, R. F. (2014). Opyt provedeniya mnogostadiynogo gidrorazryva plast v gorizontal'nykh skvazhinakh OAO "RN-Nyagan'neftegaz". Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO "NK "Rosneft'", (2), pp. 19-22. (In Russian).

21. Gaifullin, R. R., Gorin, V. V., Grishchenko, A. S., Kotelnikov, A. Yu., Kudrya S. S., & Harisov, V. R. (2014). Razvitie tekhnologii mnogostadiynogo gidrorazryva plasta v OAO "Samotlorneftegaz". Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO "NK "Rosneft'", (2), pp. 23-30. (In Russian).

22. Gorbunov, P.A., Vorobyev, S.V., & Bembel, S.R. (2020). Features of the forecast of oil and gas potential in the northern part of the West Siberian Plate based on the tectonic dislocation model of the sedimentary cover. The Eurasian Scientific Journal, 1(12). (In Russian). Available at: https://esj.today/PDF/60NZVN120.pdf

Сведения об авторах

Бембель Сергей Робертович, *д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: bembel_gsr@mail.ru*

Авершин Роман Витальевич, *заместитель директора по нефтеотдаче, Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», г. Тюмень*

Бембель Роберт Михайлович, *д. г.-м. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

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

Information about the authors

Sergey R. Bembel, *Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: bembel_gsr@mail.ru*

Roman V. Avershin, *Deputy Director for Oil Recovery, Tyumen Branch of SurgutNIPIneft, Tyumen*

Robert M. Bembel, *Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen*

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

DOI: 10.31660/0445-0108-2020-6-25-39

УДК 550.34.06.013.3

Комплексный анализ геолого-геофизической информации с целью прогноза фациальных обстановок пласта $ЮС_2$ тюменской свиты

Е. Ф. Гайфулина*, Н. В. Надежницкая, С. Л. Белоусов, Ю. С. Капустина, А. Н. Фищенко, Ю. В. Михеев

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия
**e-mail: efgaifulina@tnnc.rosneft.ru*

Аннотация. Запасы углеводородов в интервале среднеюрских отложений относятся преимущественно к категории труднодноизвлекаемых, на которые распространяются налоговые льготы, предоставляемые действующим законодательством Российской Федерации, что на текущий момент делает их более привлекательными при разработке месторождений. Особый интерес представляют отложения пласта $ЮС_2$ тюменской свиты, продуктивность которого установлена почти на всех месторождениях территории исследования. Однако на текущий момент большинство залежей, приуроченных к этому интервалу разреза, остаются недоосвоенными. Причиной этого являются неподтверждение эффективных нефтенасыщенных толщин пласта и, как следствие, неподтверждение геологических моделей залежей при бурении эксплуатационных скважин. Статья посвящена проблеме площадного прогноза обстановок осадконакопления отложений пласта $ЮС_2$ тюменской свиты. В рамках решения поставленной задачи путем комплексного использования разномасштабной геолого-геофизической информации с применением новейших технологий в области сейсмической интерпретации уточнена геологическая модель пласта изучаемого месторождения.

Ключевые слова: фациальная обстановка; сейсмический атрибут; синхронная инверсия; спектральная декомпозиция

Comprehensive analysis of geological and geophysical information for the facies depositional environment prediction of Ju_2 strata of Tyumen suite

Elena F. Gaifulina*, Natalya V. Nadeznitskaya, Sergei L. Belousov, Yulia S. Kapustina, Angelika N. Fishenko, Yuri V. Miheev

Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia
**e-mail: efgaifulina@tnnc.rosneft.ru*

Abstract. Hydrocarbon reserves within the middle Jurassic deposits are predominantly classified as hard-to-recover. The legislation of the Russian Federation stimulates extraction of this type of reserves by providing tax incentives, which currently make field development more attractive for oil companies. A particular interest is the Ju_2 deposits of Tyumen suite because they are considered as productive almost on all explored fields. However, at the moment, the majority of deposits within this formation remain undeveloped. The main reason for this is the failure in prediction of net pay (thickness) and as a consequence mistakes in geological models for drilling production wells. This article is dedicated to the problem of spatial depositional environments prediction of the Ju_2 deposits of Tyumen suite. As part of the problem solving, the geological model of studied field has been im-

proved by integrated use of geological and geophysical information on different scales involving cutting-edge technologies in seismic interpretation.

Key words: facies depositional environment; seismic attribute; simultaneous inversion; spectral decomposition

Введение

Одной из основных задач интерпретации сейсмических данных является прогноз фациальных обстановок и далее литологии изучаемых объектов. При этом, работая с такими сложными, фациально-изменчивыми отложениями, как тюменская свита Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, особенно важно использовать все имеющиеся в арсенале интерпретатора инструменты: синхронную инверсию, атрибутный анализ, спектральную декомпозицию, сейсмофациальный анализ и пр.

Известно, что прямой связи между определенным типом рисунка волновой картины и литологическим составом пород не существует, поэтому анализ изменяющихся характеристик отражений выполняется в комплексе со скважинными данными — в первую очередь с данными геофизических исследований скважин (ГИС), а также с априорной геологической информацией о районе работ. Важным условием эффективного применения фациального анализа является наличие представительного кернового материала.

Таким образом, в представленной статье комплексный анализ разномасштабной геолого-геофизической информации заключается в площадном прогнозе по сейсмическим данным построенной в скважинах фациальной модели объекта исследований.

Объект и методы исследования

Участок исследования расположен на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа — Югры, где продуктивность отложений пласта $ЮС_2$ выявлена почти на всех открытых месторождениях.

Согласно палеогеографическим схемам Западной Сибири, выполненным в ИНГГ СО РАН [1], в батское время в региональном плане территория исследования находилась в области переходного осадконакопления, где отложения пласта $ЮС_2$ тюменской свиты формировались преимущественно в переходных (дельтовых) условиях [2] (рис. 1).

Формирование дельт, как известно, обусловлено деятельностью речных систем, а также приливных и волноприбойных воздействий моря. По доминирующему фактору, контролирующему перераспределение осадков этой переходной группы фаций, выделяют выдвигающиеся, лопастные, серповидные и эстуариевые типы дельт. Для рассматриваемой территории, по аналогии с соседними месторождениями, в качестве концептуальной модели осадконакопления пластов тюменской свиты выбрана деструктивная эстуариевая (приливно-отливная) дельта. По последовательности пространственной взаимосвязи седиментационных обстановок в переходной (дельтовой) группе фаций выделяют фации наземной части дельты (приливно-отливной равнины), авандельты и продельты [3–5]. Территория исследования на протяжении всего тюменского времени располагалась в пределах наземной части дельты, периодически заливаемой

морем, где осаждался как песчаный, так и глинистый материал. Здесь выделяются осадки дельтовых рукавов (приливно-отливных каналов), приливно-отливных равнин (береговые валы и пески разливов), а также приморских болот и лагун (см. рис. 1). Основная масса песчаного материала при такой модели осадконакопления, как правило, накапливается в пределах приливно-отливных каналов, в меньшей степени на береговых валах и песках разлива приливно-отливной равнины. Области развития приморских болот и лагун характеризуются очень низкими значениями толщин коллекторов.

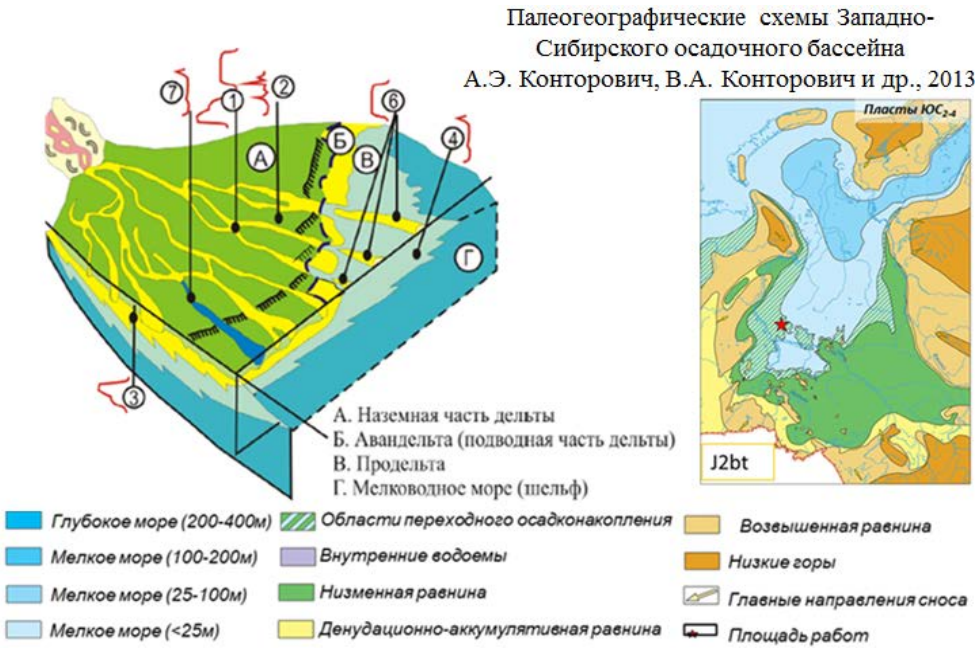


Рис. 1. ***Концептуальная модель осадконакопления отложений пласта $ЮС_2$ тюменской свиты. Генетическая интерпретация кривой ПС (метод потенциалов самопроизвольной поляризации) для дельтовых отложений: 1 — дельтовый канал, протока; 2 — отложения между протоками; 3 — отложения приустьевых баров дельтовых проток; 4 — отложения продельты; 5 — периферия дельтового канала; 6 — песчаная гряда приливных течений; 7 — брошенное русло дельтовой протоки***

В связи с этим для рассматриваемых отложений характерна резкая неоднородность строения, проявляющаяся в наличии невыдержанных по площади глинистых перемычек (флюидоупоров), изменении гранулометрического состава отдельных слоев и фациальном замещении песчаников глинистыми и алевритовыми породами [6].

По скважинным данным общая толщина пласта на рассматриваемой территории достаточно выдержанная, изменяется в пределах от 29 до 36 м. При этом толщины песчаных прослоев по данным ГИС изменяются в диапазоне от 0,5 до 5,4 м; суммарная эффективная толщина — от 2,9 до 17,6 м.

При испытании скважин в колонне получены притоки нефти дебитами от 1,2 до 11,5 м^3/сут. В результате испытания скважин с применением гидроразрыва пласта дебит нефти составил от 14 до 32 м^3/сут.

Разброс параметров как эффективных толщин, так и полученных притоков нефти напрямую связан с качеством коллектора пласта $ЮС_2$ тюменской свиты, что обусловлено условиями его формирования.

Основой концептуальной геологической модели пласта $ЮС_2$ является литолого-фациальная модель, которая, в свою очередь, базируется на результатах изучения керна, облика кривых ГИС и сейсмической волновой картины [7].

Отложения пласта $ЮС_2$ по скважинам рассматриваемой территории в достаточной степени охарактеризованы керновым материалом. Проведенный литофациальный анализ керновых данных состоял в определении фаций по текстурным и структурным особенностям пород.

Среди текстурных особенностей наибольшее внимание привлекают косая или градационная слоистость, знаки ряби, отпечатки неровностей кровли нижележащих отложений, трещины высыхания, следы струй, отпечатки капель дождя, следы жизнедеятельности животных и т. д. Это дает важный дополнительный материал для фациального анализа, главным образом — для выявления динамики, то есть характера, направления и скорости осадконакопления [8].

Структурные особенности пород, а именно размер обломков позволяет судить о рельефе и удаленности области сноса (питания), отсортированность — о длительности переноса осадочного материала и стабильности гидродинамики, окатанность — о длительности транспортировки [3, 5].

По скважинным данным отложения пласта $ЮС_2$ представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаник серый с буроватым оттенком, мелкозернистый, плотный, крепкий, прослоями глинистый, глинисто-карбонатный.

Слоистость в песчаниках разнообразная: неравномерная тонкая горизонтальная, линзовидно-волнистая, полого-волнистая, подчеркнута глинистыми и тончайшими углисто-глинистыми намывами. Алевролиты серого цвета от мелкозернистого до крупнозернистого песчанистого с волнистой и горизонтальной слоистостью местами с включениями углефицированного растительного детрита и присутствиями стяжения пирита. Аргиллит темно-серый с буроватым оттенком, с неровным изломом, с редкими линзочками карбонатного песчаника, с редкими норочками илоедов, выполненными песчаным материалом.

Цементирующий материал по составу глинистый, с примесью сидерита и глинисто-карбонатный. По типу цементации — пленочно-поровый, в основном неравномерный.

На основании седиментологического описания керна установлено, что ряд скважин на рассматриваемой территории вскрывают русловые отложения, характеризующиеся средне- и мелкозернистыми песчаниками, местами волнистой слоистостью.

В исследуемой работе в качестве методической основы для выделения фаций по данным ГИС использованы модели фаций из исследований

В. С. Муромцева [9]. При изучении терригенных пород Западной Сибири наиболее информативным методом ГИС считается метод потенциалов самополяризации (SP). В скважинах изучаемого участка работ запись SP является неинформативной, ввиду того, что бурение скважин выполнялось с использованием полимерных растворов, и поэтому в данной работе использована кривая двойного разностного параметра радиоактивного каротажа (dGR), так как при выделении основных литотипов методы SP и dGR сопоставимы между собой. Здесь стоит отметить, что выделение литолого-фациальных обстановок осадконакопления только по кривым dGR является недостаточно надежным, в первую очередь в виду схожести форм кривых dGR различных фациальных обстановок. Поэтому диагностика фаций по ГИС выполнена совместно с анализом кернового материала.

По характеру кривой dGR в интервале отложений тюменской свиты выделены следующие фации: русловые каналы, приливно-отливная равнина, а также временно заливаемые участки пойм (приморские болота) (см. рис. 1). По облику ГИС (кривая dGR) модель руслового канала представляет собой отрицательную аномалию с резкой подошвенной границей (значения dGR < 0,6). Модель приливно-отливной равнины (отложения береговых валов, песков разлива) характеризуется сильной изрезанностью (значения dGR варьируют от 0,6 до 0,8). Модель приморских болот отличается очень высокими значениями dGR > 0,8, при наличии углей (фация приморских болот) приобретает противоположный облик — наблюдается резкий, пикообразный спад значений dGR < 0,9.

Следующим шагом было распространение по площади полученной по скважинам модели отложений пласта $ЮС_2$ тюменской свиты с использованием сейсмических данных [10–12], поэтому вначале был определен интервал исследования во временном масштабе. Для этого на основе одномерного моделирования выполнена сейсмостратиграфическая привязка геологических границ к сейсмическому волновому полю, в результате которой в кровле пласта $ЮС_2$ по переходу с положительного на отрицательный экстремум прослежен отражающий горизонт (ОГ) Т, в подошве пласта по положительному экстремуму прослежен ОГ $ЮС_3$ (рис. 2).

Отложения исследуемого интервала разреза характеризуются латеральным изменением литологического состава и вариациями мощности, что в волновом поле проявляется изменчивостью динамических характеристик, осложняется интерференцией (рис. 3) и значительно усложняет интерпретацию.

Расшифровать содержащуюся в сейсмической трассе информацию о литологическом составе пород, слагающих разрез, возможно с помощью анализа формы сигнала, который реализуется посредством расчета атрибутов сейсмической записи [11–14]. Амплитуда, фаза, время пробега волны — основные компоненты сейсмической трассы, которые служат основой для решения поставленной задачи.

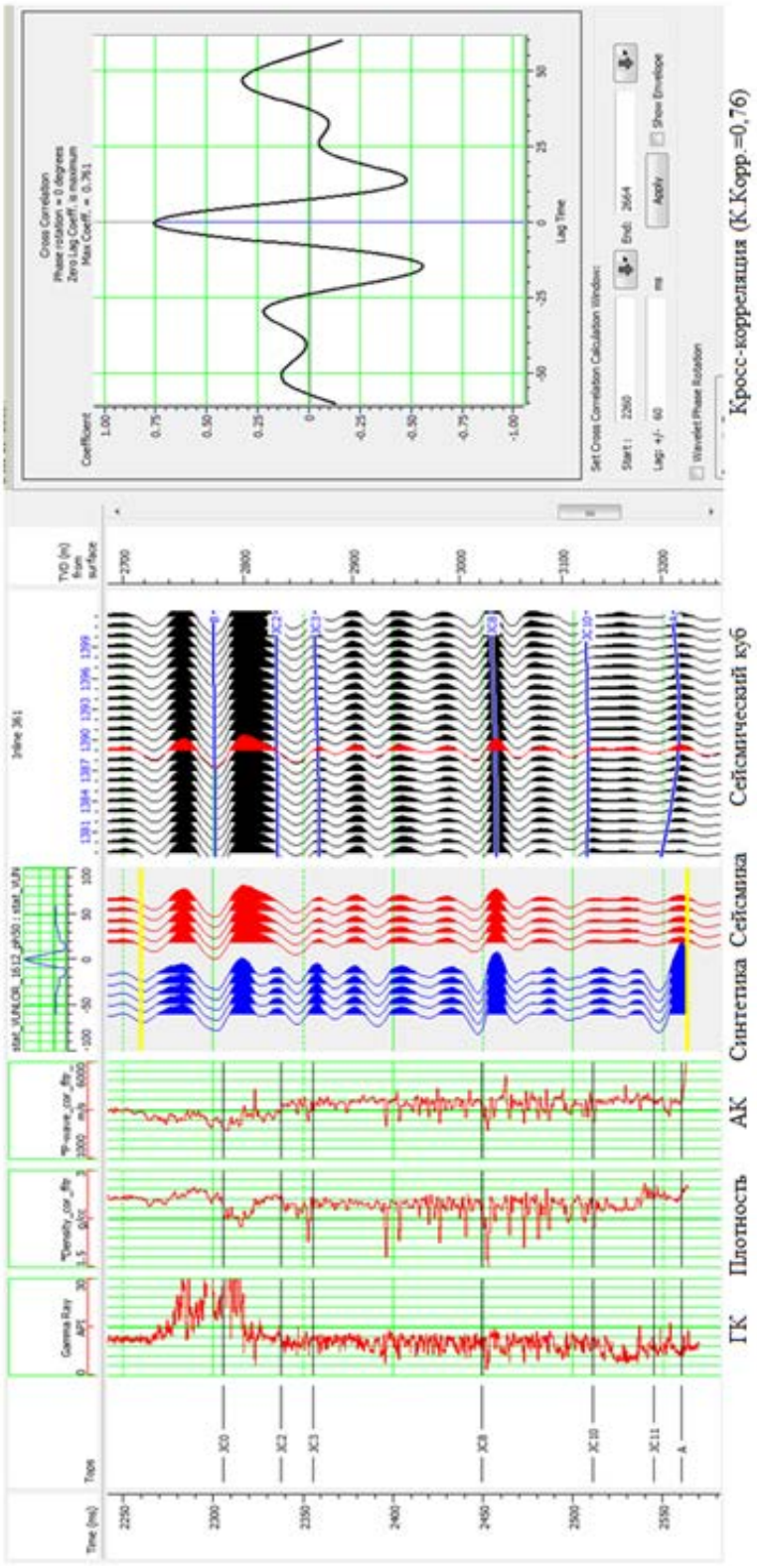


Рис. 2. ***Пример сейсмостратиграфической привязки в интервале юрских отложений на основе одномерного геосейсмического моделирования по скважине N***

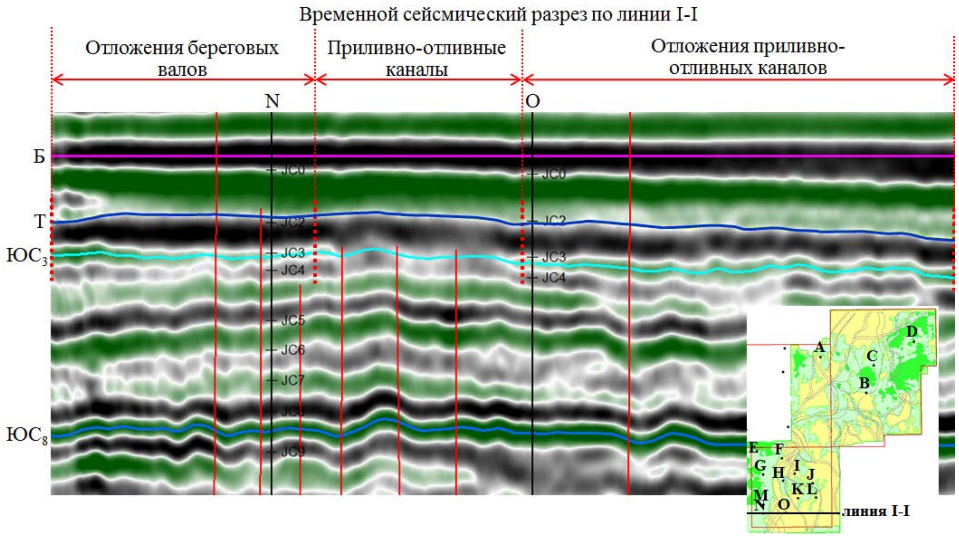


Рис. 3. ***Пример волновой картины в интервале пласта ЮС$_2$***

В качестве основы для расчета динамических атрибутов использованы следующие объемные атрибуты:

1) Амплитудный куб и его модификации: огибающая сигнала может быть полезна при отслеживании небольших вариаций литологии, мгновенная частота — при анализе коллекторских свойств пород и оценке изменений мощности, Sweetness — при выделении неявных текстурных особенностей и моделировании русловых обстановок и пр. [15].

2) Частотные кубы спектральной декомпозиции: как известно, разные породы в волновом поле проявляются различными спектральными характеристиками — путем дискретного преобразования Фурье можно разложить сейсмическую трассу на частотные составляющие и попытаться отличить одну породу от другой по спектральному составу регистрируемого сигнала. С помощью этого инструмента можно выявлять и картировать пласты небольшой мощности и геологические неоднородности. Зачастую результат расчета спектральной декомпозиции оказывается точнее стандартных комплексных атрибутов, усиливая проявления амплитудных аномалий [16].

3) Классификация по форме трасс: современное программное обеспечение (ПО) позволяет разделить сейсмические сигналы по классам, которые, в свою очередь, можно ассоциировать с различными фациальными обстановками.

4) Результаты синхронной инверсии: акустический и упругий импеданс, отношение скорости продольной волны к скорости поперечной волны (Vp/Vs), плотность (при наличии достаточно больших углов падения волн (> 30°). Под синхронной сейсмической инверсией понимают преобразование сейсмограмм общей средней точки посредством использования скважинных данных в упругие свойства. Полученная в результате информация о распределении скоростных и плотностных свойств разреза, учитывающая данные об изменениях амплитуд от углов падения сейсмических волн на изучаемые границы, позволяет изучить литологический состав отложений и характер насыщения пород. А при наличии разделения литоти-

пов в поле упругих параметров существует возможность напрямую перейти к прогнозу литологии [17].

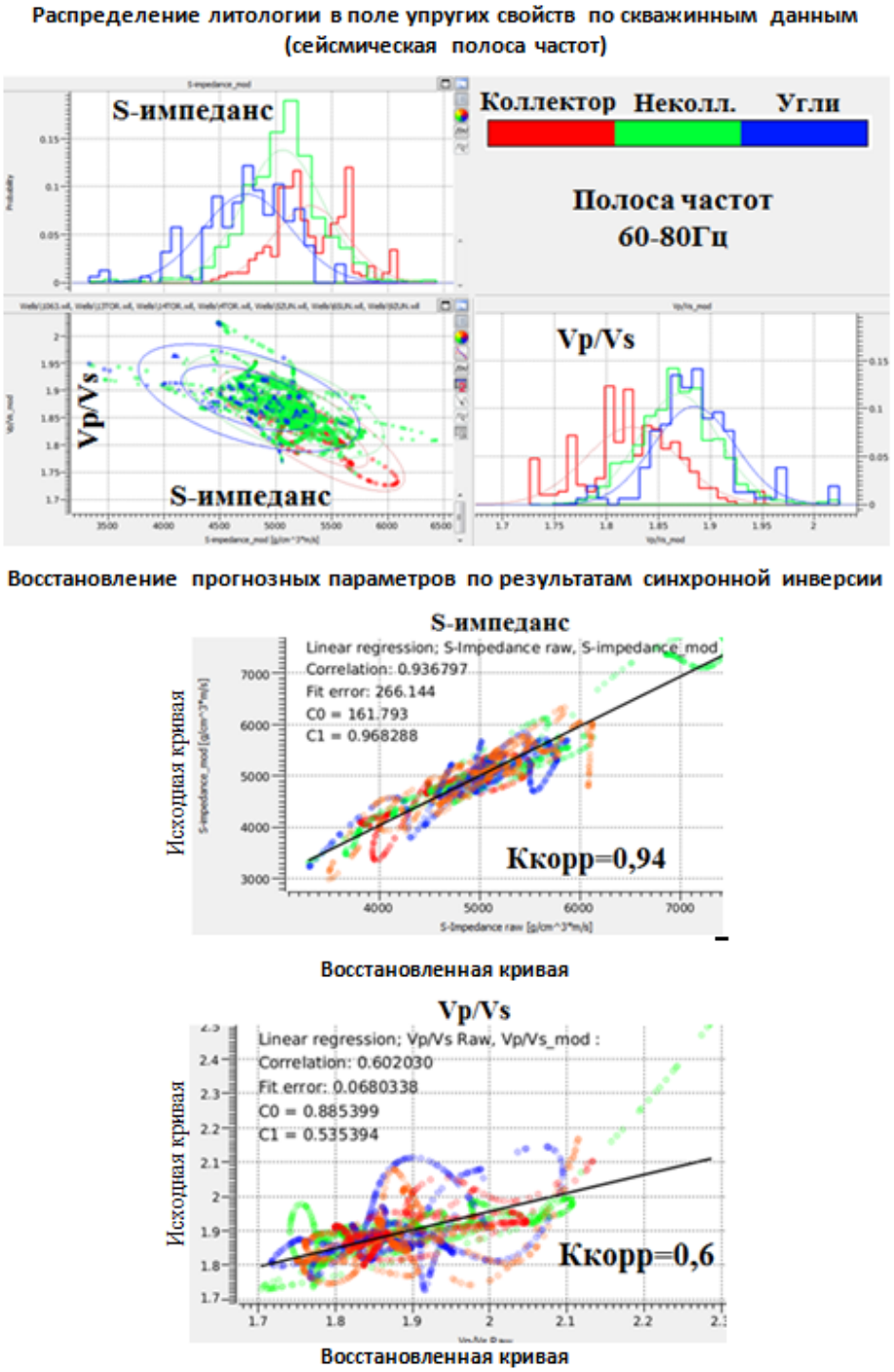


Рис. 4. ***Анализ прямого прогноза литологии в интервале пластов ЮС по результатам синхронной инверсии***

Здесь следует немного подробнее остановиться на результатах синхронной инверсии. Выполненное по скважинам площади петроупругое моделирование (рис. 4) показало тенденцию к разделению литологических классов в поле параметра Vp/Vs [18], что говорит об обоснованности проведения инверсионных преобразований [19] и открывает возможность прямого прогноза литологии с получением куба литотипов и вероятности наличия коллектора. Однако анализ результатов выполненной синхронной детерминистической инверсии [20] показал, что прогноз распределения коллекторов как в интервале пласта $ЮС_2$, так и в целом интервале юрских отложений имеет высокую степень неопределенности ввиду существенного перекрытия литотипов коллектор/неколлектор в полях упругих параметров, что связано с качеством восстановления основного прогнозного параметра Vp/Vs (см. рис. 4). На результате инверсии сказалось, вероятно, то, что в процессе обработки съемки, отработанные в разные годы с разными системами наблюдений, были объединены в единый массив. И, соответственно, при формировании угловых сумм для инверсии диапазоны удалений пришлось ограничить параметрами узкоазимутальной съемки.

И все-таки, несмотря на невозможность использования результатов инверсии напрямую для прогноза литологии, они были привлечены для атрибутного анализа и внесли вклад при площадном прогнозе фациальных обстановок пласта ЮС2 тюменской свиты (см. рис. 4).

По всем вышеперечисленным кубам в интервале пласта ЮС2 были рассчитаны поверхностные атрибуты. В итоге получено 24 атрибутивных куба и 16 поверхностных атрибутов — 384 карты атрибутов для исследуемого интервала. Наиболее информативные из них, имеющие надежные корреляционные связи со скважинными данными, использованы для площадного прогноза фациальных обстановок (рис. 5).

Результаты

Таким образом, на основе комплексного использования разномасштабной геолого-геофизической информации с применением новейших технологий в области сейсмической интерпретации впервые на участке работ была создана площадная литолого-фациальная схема пласта $ЮС_2$ тюменской свиты.

По результатам выполненной работы для пласта $ЮС_2$ на фоне приливно-отливной равнины картируются фрагменты спрямленных приливно-отливных каналов, характеризующихся пониженными значениями амплитуд сейсмической записи, рассчитанных в интервале пласта $ЮС_2$. По данным спектральной декомпозиции хорошо видно, что в пределах рассматриваемой территории в позднетюменское время существовала разветвленная сеть мигрирующих приливно-отливных каналов (см. рис. 5), формирующая два основных направления транспортировки осадочного материала в сторону открытого моря. Одна система дельтовых (приливно-отливных) распределительных каналов протягивается с юга на север участка исследования, вторая система каналов — в центральной части. Судя по описанию керна в скважине Н, отложения приливно-отливных каналов представлены песчаниками средне- и мелкозернистыми с косой, местами волнистой слоистостью.

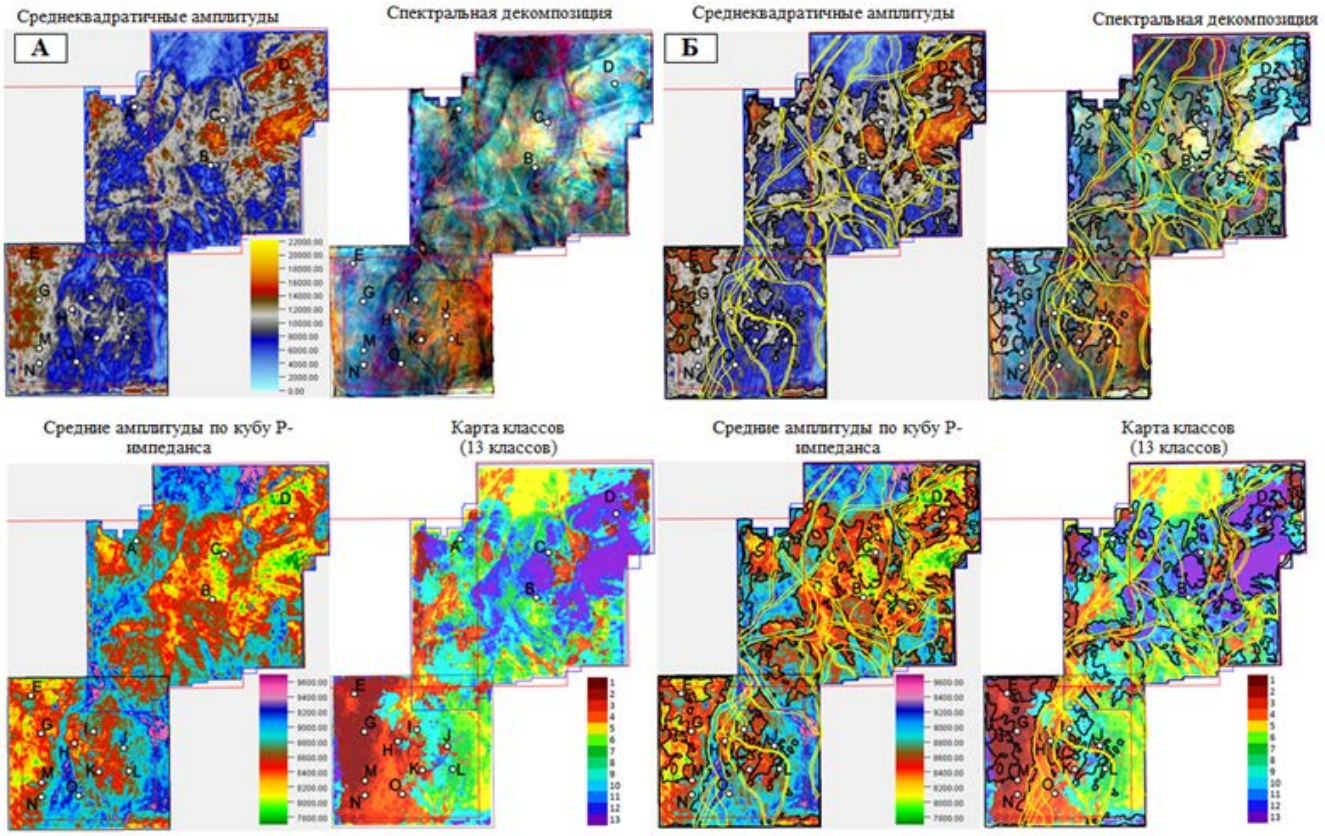


Рис. 5. ***Выделение фациальных обстановок по сейсмическим данным:*** *А — сейсмические атрибуты; Б — сейсмические атрибуты с нанесенными выделенными фациальными обстановками (все атрибуты рассчитаны в интервале пласта* $ЮС_2$*)*

Фрагментарно на территории работ выделены области приморских болот, согласно описанию керна в скважине Е представленные песчано-алевро-глинисто-углистыми отложениями с горизонтальной и пологонаклонной слоистостью, осложненной биотурбацией, образованной в период сильных паводков.

На основе полученной фациальной модели уточнено строение залежей углеводородов в интервале пласта $ЮС_2$, выполнена оценка запасов и ресурсов углеводородов.

Обсуждение

Анализируя полученные результаты сейсмофациального анализа, можно резюмировать, что в рассмотренной работе спектральная декомпозиция внесла основной вклад при картировании слабо различимых геологических неоднородностей — она позволила выполнить детализацию границ распространения приливно-отливных каналов. На основе карт динамических атрибутов, карт классов и карт амплитуд по кубу Р-импеданса выделены более крупные структурные единицы — основные фациальные обстановки отложений пласта $ЮС_2$.

Остался открытым вопрос повышения качества прогнозов на основе результатов синхронной сейсмической инверсии и, соответственно, дальнейшего прямого прогноза литологии. Несомненно, на результате инверсионных преобразований сказывается качество входных данных. В исследуемой работе, ввиду слабой разбуренности северного участка работ, где проведена сейсмическая съемка с широко азимутальной системой наблюдений и высокой кратностью, отказаться от использования южной узко азимутальной съемки не представляется возможным. Повышение точности прогнозов в данном случае возможно разве что за счет применения новейших алгоритмов нейросетевого прогнозирования [21, 22], что мы и планируем выполнить на следующем этапе работ.

В качестве рекомендации для сейсморазведочных работ 3D, с целью выполнения на их основе инверсионных преобразований, можно отметить проведение широкоазимутальных сейсмических съемок 3D, обеспечивающих равномерное распределение азимутов в бине и получение не менее 5 частичных угловых сумм в угловом диапазоне 0°–45° (кратность частичных угловых сумм — не менее 10–15, соотношение сигнал/помеха — не менее 10). Кроме того, необходимо наличие в скважинах участка исследований расширенного комплекса ГИС с качественной записью широкополосного акустического и плотностного каротажей.

Выводы

В заключение хотелось бы отметить, что разные инструменты служат различным целям при картировании фациальных обстановок: исключение хотя бы одного из них (выделение фаций по данным ГИС без опоры на данные керна, использование для сейсмофациального анализа только комплексных атрибутов, без привлечения спектральной декомпозиции и т. д.) значительно снижает достоверность полученных прогнозов.

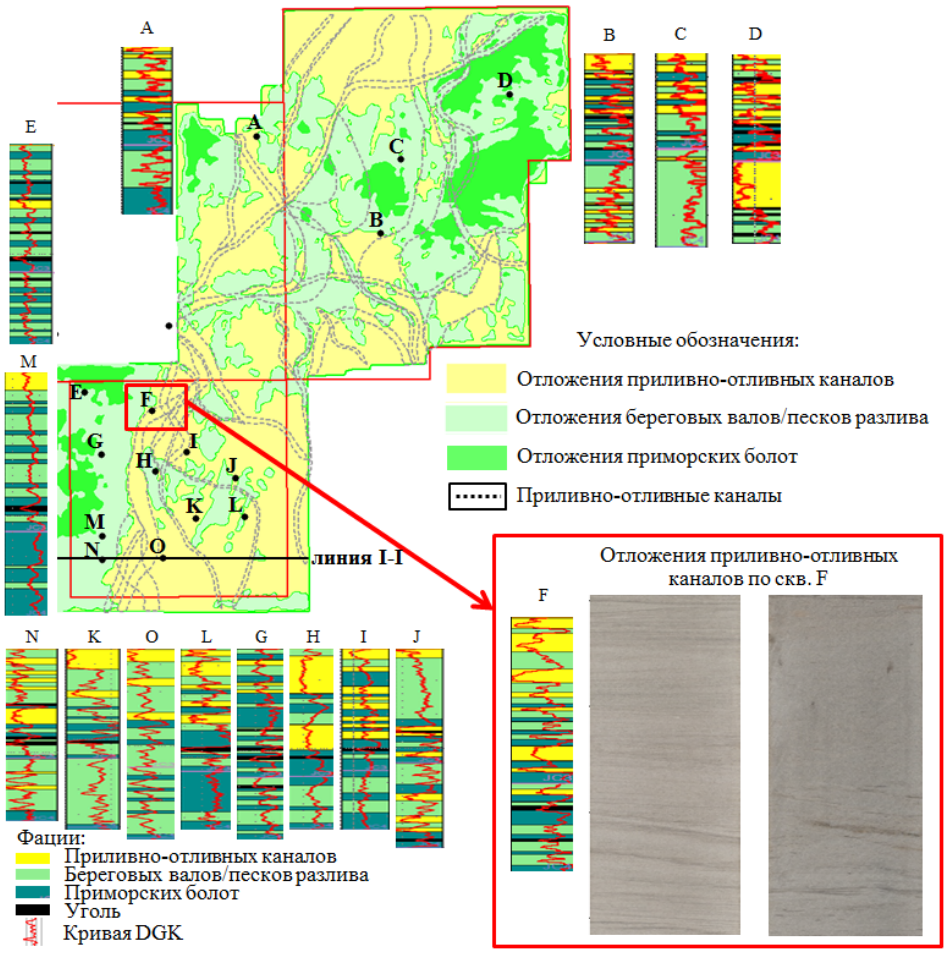


Рис. 6. ***Литолого-фациальная схема пласта ЮС$_2$***

В анализируемой работе синергия разномасштабных исследований — данные ГИС, керн, материалы сейсморазведочных работ — позволили создать достоверную геологическую модель пласта ЮС$_2$ тюменской свиты. По завершении работ на территории исследования пробурена скважина F, которая подтвердила построенную фациальную модель (рис. 6).

Библиографический список

1. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, С. В. Рыжкова [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 972–1012.

2. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней – средней юры Западно-Сибирской провинции : монография / Ф. Г. Гурари, В. П. Девятов, В. И. Демин [и др.] ; под ред. В. С. Суркова ; М-во природ. ресурсов Российской Федерации, Сиб. науч.-исслед. ин-т геологии, геофизики и минер. сырья. – Новосибирск : Наука, 2005. – 156 с. – Текст : непосредственный.

3. Селли, Р. Ч. Древние обстановки осадконакопления / Р. Ч. Селли ; пер. с англ. А. А. Никонова, К. И. Никоновой. – Москва : Недра, 1989. – 294 с. – Текст : непосредственный.

4. Стратиграфическая, литолого-фациальная характеристики юрских отложений Западной Сибири и перспективы их нефтегазоносности : учебное пособие / А. Р. Курчиков, В. Н. Бородкин, А. С. Недосекин [и др.]. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – 178 с. – Текст : непосредственный.

5. Miall, A. D. The geology of fluvial deposits. Sedimentary facies, basin analysis, and petroleum geology / A. D. Miall. – Berlin : Springer. – 2006. – 582 p. – Текст : непосредственный.

6. Мухер, А. Г. Палеогеографические особенности строения и перспективы нефтегазоносности нижне- и среднеюрских отложений Западной Сибири / А. Г. Мухер, А. В. Тугарева. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (Вторая научно-практическая конференция) / Под ред. В. И. Шпильмана, В. А. Волкова. – Ханты-Мансийск, 1999. – С. 123–133.

7. Повышение разрешающей способности и достоверности геологических моделей при комплексировании данных сейсморазведки и ГИС / С. Б. Денисов, Е. М. Бирун, В. С. Рудая, П. В. Ставинский. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2005. – № 3. – С. 13–18.

8. Барабошкин, Е. Ю. Практическая седиментология. Терригенные резервуары : пособие по работе с керном / Е. Ю. Барабошкин. – Москва : European assoc. of geoscientists ; Тверь : ГЕРС, 2011. – 152 с. – Текст : непосредственный.

9. Муромцев, В. С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа / В. С. Муромцев. – Ленинград : Недра, 1984. – 260 с. – Текст : непосредственный.

10. Piazza, J. L. Apport de la sismique 3D à la géologie / J. L. Piazza. – Текст : непосредственный // Mémoires de la Société géologique de France. – 1997. – Issue 172. – P. 77–83.

11. Корнев, В. А. Прогнозирование объектов для поисков залежей углеводородного сырья по сейсмогеологическим данным : (На прим. осадоч. чехла Зап. Сибири) / В. А. Корнев ; Министерство образования Российской Федерации, Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2000. – 374 с. – Текст : непосредственный.

12. Нежданов, А. А. Геологическая интерпретация сейсморазведочных данных: учебное пособие / А. А. Нежданов ; Министерство образования Российской Федерации, Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2000. – 133 с. – Текст : непосредственный.

13. Билибин, С. И. Технология построения геологических моделей залежей углеводородов в программном комплексе DV-Geo при недостаточном наборе исходных данных / С. И. Билибин, М. В. Перепечкин, Е. А. Юканова. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2007. – № 4. – С. 191–194.

14. Кавун, М. М. Прогнозирование эффективных толщин в межскважинном пространстве: методология, тенденции, оценка результатов // М. М. Кавун, А. В. Степанов, П. В. Ставинский. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2008. – № 4. – С. 17–21.

15. Daber, R. Seismic Attributes in Petrel / R. Daber, E. M. Ditcha, L. E. Gustafsson [et al.]. – Schlumberger, 2007. – Текст : непосредственный.

16. Partyka, G. Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization / G. Partyka, J. Gridley, J. Lopez. – DOI 10.1190/1.1438295. – Текст : непосредственный // The Leading Edge. –1999. – Vol. 18, Issue 3. – P. 353–360.

17. Ампилов, Ю. П. Почти все о сейсмической инверсии. Часть 1 / Ю. П. Ампилов, А. Ю. Барков, И. В. Яковлев [и др.]. – Текст : непосредственный // Технологии сейсморазведки. – 2009. – № 4. – С. 3–16.

18. Mavko, G. The rock physics handbook. Tools for seismic analysis in porous media / G. Mavko, T. Mukerji, J. Dvorkin. – Cambridge Univ. Press., 1998. – 524 p. – Текст : непосредственный.

19. Hampson, D. P. Simultaneous inversion of pre-stack seismic data / D. P. Hampson, B. H. Russell, B. Bankhead. – Текст : непосредственный // Geohorizons. – 2006. – Vol. 11, Issue 1. – P. 13–17.

20. Doyen, P. M. Seismic Reservoir Characterization : An Earth Modelling Perspective / P. M. Doyen. – Текст : электронный. – 2007. – URL: https://www.eageseg.org/wp-content/uploads/2019/08/2007-EAGE-Education-Tour-EET-Seismic-Reservoir-Characterization-an-Earth-Modelling-Perspective.pdf.

21. Пустарнакова, Ю. А. Искусственная нейронная сеть как инструмент прогнозирования геологических параметров по сейсмическим атрибутам и данным бурения / Ю. А. Пустарнакова, Э. Р. Ахметова. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2002. – № S. – С. 117–121.

22. Использование нейросетевых алгоритмов при прогнозе петрофизических свойств тонкослоистого разреза по данным сейсморазведки и ГИС / Р. Б. Яневиц, О. А. Соколовская, Л. В. Лапина, Н. В. Холманских. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 7. – С. 40–54.

References

1. Kontorovich, A. E., Kontorovich, V. A., Ryzhkova, S. V., Shurygin, B. N., Vakulenko, L. G., Gaideburova, E. A.,… Yan, P. A. (2013). Jurassic Paleogeography of the West Siberian Sedimentary Basin. Russian Geology and Geophysics, 54(8), pp. 747-779. (In English).

2. Gurari, F. G., Devyatov, V. P., Demin, V. I., Ekhanin, A. E., Kazakov, A. M., Kasatkina, G. V.,… Shiganova, O. V. (2005). Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' nizhney - sredney yury Zapadno-Sibirskoy provintsii. Novosibirsk, Nauka Publ., 156 p. (In Russian).

3. Selley, R. C. (1978). Ancient Sedimentary Environments. London, Publ. Chapman and Hall, 287 p. (In English).

4. Kurchikov, A. R., Borodkin, V. N., Nedosekin, A. S., Kislukhin, V. I., & Kislukhin, I. V. (2014). Stratigraficheskaya, litologo-fatsial'naya kharakteristiki yurskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri i perspektivy ikh neftegazonosnosti. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 178 p. (In Russian).

5. Miall, A. D. (2006). The geology of fluvial deposits. Sedimentary facies, basin analysis, and petroleum geology. Berlin, Springer, 582 p. (In English).

6. Mukher, A. G., & Tugareva, A. V. (1999). Paleogeograficheskie osobennosti stroenija i perspektivy neftegazonosnosti nizhne- i srednejurskih otlozhenij Zapadnoj Sibiri. Working in Organizations Carrying out Activities Related to the Use of the Subsoil Plots on the Territory of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug-Yugra, Proceedings of the 2th International Scientific and Practical Conference, Khanty-Mansiysk, pp. 123-133. (In Russian).

7. Denisov, S. B., Birun, E. M., Rudaya, V. S., & Stavinskiy, P. V. (2005). Povyshenie razreshayushchey sposobnosti i dostovernosti geologicheskikh modeley pri kompleksirovanii dannykh seysmorazvedki i GIS. Russian Geophysics, (3), pp. 13-18. (In Russian).

8. Baraboshkin, E. Yu. (2011). Prakticheskaya sedimentologiya. Terrigennye rezervuary. Moscow, European assoc. of geoscientists; Tver, GERS Pibl., 152 p. (In Russian).

9. Muromtsev, V. S. (1984). Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel - litologicheskikh lovushek nefti i gaza. Leningrad, Nedra Publ., 260 p. (In Russian).

10. Piazza, J. L. Apport de la sismique 3D à la géologie. (1997). Mémoires de la Société géologique de France, (172), pp. 77-83. (In French).

11. Kornev, V. A. (2000). Prognozirovanie ob"ektov dlya poiskov zalezhey uglevodorodnogo syr'ya po seysmogeologicheskim dannym : (Na prim. osadoch. chekhla Zap. Sibiri), Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 374 p. (In Russian).

12. Nezhdanov, A. A. (2000). Geologicheskaya interpretatsiya seysmorazvedochnykh dannykh. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 133 p. (In Russian).

13. Bilibin, S. I., Perepechkin, M. V., & Yukanova, E. A. (2007). Geological Modelling while Insufficient Data Availability Using DV-Geo Software Package. Russian Geophysics, (4), pp. 191-194. (In Russian).

14. Kavun, M. M., Stepanov, A. V., & Stavinsky, P. V. (2008). Forecasting Effective Reservoir Thickness Within Interwell Space: General Approach, Trends and Data Apprisal. Russian Geophysics, (4), pp. 17-21. (In Russian).

15. Daber, R., Ditcha, E. M., Gustafsson, L. E., Knudsen, E., Pepper, R. & Bejarano, G., (2007). Seismic Attributes in Petrel. Schlumberger. (In English).

16. Partyka, G., Gridley, J., & Lopez, J. (1999). Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization. The Leading Edge, 18(3), pp. 353-360. (In English). DOI: 10.1190/1.1438295

17. Ampilov, Yu. P., Barkov, A. Yu., Yakovlev, I. V., Filippova, K. E., & Priezzhev, I. I. (2009). Pochti vse o seysmicheskoy inversii. Chast' 1. Tekhnologii seysmorazvedki, (4), pp. 3-16. (In Russian).

18. Mavko, G., Mukerji, T., & Dvorkin, J. (1998). The rock physics handbook. Tools for seismic analysis in porous media. Cambridge Univ. Press., 524 p. (In English).

19. Hampson, D. P., Russell, B. H., & Bankhead, B. (2006). Simultaneous inversion of pre-stack seismic data. Geohorizons, 11(1), pp. 13-17. (In English).

20. Doyen, P. M. (2007). Seismic Reservoir Characterization : An Earth Modelling Perspective. (In English). Available at: https://www.eageseg.org/wp-content/uploads/2019/08/2007-EAGE-Education-Tour-EET-Seismic-Reservoir-Characterization-an-Earth-Modelling-Perspective.pdf

21. Pustarnakova, Yu. A., & Akhmetova, E. R. (2002). Iskusstvennaya neyronnaya set' kak instrument prognozirovaniya geologicheskikh parametrov po seysmicheskim atributam i dannym bureniya. Russian Geophysics, (S), pp. 117-121. (In Russian).

22. Yanevits, R. B., Sokolovskaya, O. A., Lapina, L. V., & Kholmanskikh, N. V. (2017). Use of Neural Network Algorithms when Predicting Petrophysical Properties of the Thin-layer Section According to Seismic Survey and Well-Logging Data (on the Example of Achimov Deposits of a Field in the Yamal-Nenets Autonomous District (Ynao). Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (7), pp. 40-54. (In Russian).

Сведения об авторах

Гайфулина Елена Фанисовна, *главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, e-mail: efgaifulina@tnnc.rosneft.ru*

Надежницкая Наталья Васильевна, *заведующий сектором, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень*

Белоусов Сергей Леонидович, *эксперт по геологии, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень*

Капустина Юлия Сергеевна, *ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень*

Фищенко Анжелика Николаевна, *начальник управления, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень*

Михеев Юрий Владимирович, *главный менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень*

Information about the authors

Elena F. Gaifulina, *Senior Specialist, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, e-mail: efgaifulina@tnnc.rosneft.ru*

Natalya V. Nadeznitskaya, *Sector Leader, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen*

Sergei L. Belousov, *Geology Expert, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen*

Yulia S. Kapustina, *Leading Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen*

Angelika N. Fishenko, *Head of Department, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen*

Yuri V. Miheev, *Chief Manager, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen*

DOI: 10.31660/0445-0108-2020-6-40-48

УДК 550.370

Картирование Западно-Якутского барьерного рифа в зоне сочленения Вилюйской синеклизы и Алданской антеклизы с помощью электрофациального анализа

А. А. Кравченко

Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск, Россия
ОП АО «Росгео» «ИГП», г. Иркутск, Россия
e-mail: KravchenkoAA@rusgeology.ru

Аннотация. Целью исследования служила апробация метода электрофациального анализа для картирования рифовых построек в условиях зоны сочленения Вилюйской синеклизы и Алданской антеклизы. В работе приводятся результаты изучения геоэлектрических характеристик разреза с привлечением метода электрофациального анализа. Установлена приуроченность погребенных биогермов к разломным зонам. Выделены электрофациальные зоны, соответствующие палеографическим представлениям о развитии района. Построена карта распространения электрофаций для кембрийского интервала разреза, с границами распространения рифогенных отложений в пределах района исследований. Приведен типовой геоэлектрический разрез, отображающий геоэлектрические свойства участка Западно-Якутского барьерного рифа.

Выделение фаций на основе электроразведочных данных способно дать оперативную информацию о границах исследуемой зоны. При недостаточном количестве данных бурения электрофациальный анализ способен ускорить процесс интерпретации электроразведочных данных.

Ключевые слова: Западно-Якутский барьерный риф; фации; электроразведка

Mapping of the West Yakut barrier reef in the junction zone of the Vilyui syneclise and Aldan anteclise using electro-facies analysis

Anastasia A. Kravchenko

Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia
Separate subdivision "Irkutsk Geophysical Subdivision", "Rosgeologiya" JSC, Irkutsk, Russia
e-mail: KravchenkoAA@rusgeology.ru

Abstract. The aim of the study was to test the method of electro-facies analysis for mapping reef structures in the conditions of the junction of the Vilyui syneclise and Aldan anteclise. The article presents the results of a study of geoelectric characteristics using the method of electro-facies analysis. The confinement of buried bioherms to fault zones has been established. Facies zones corresponding to paleographic representations of the development of the region were identified. A map of the distribution of electrofacies for the Cambrian section interval was constructed, with boundaries of the distribution of reef deposits in the aisles of the study area. A typical geoelectric section showing the geoelectric properties of a section of the West Yakut barrier reef is given.

Separation of facies based on electrical exploration data is able to provide operational information on the boundaries of the studied area. With insufficient drilling data, electro-facies analysis can speed up the interpretation of electrical exploration data.

Key words: West Yakut barrier reef; facies; electrical exploration

Введение

Изучение погребенных рифовых построек давно интересует ученых. Интерес вызван в большей мере возможными нефтяными перспективами, связанными с неоднородным строением биогермов и другими условиями, созданными вторичными геологическими процессами, располагающими к накоплению углеводородов.

Западно-Якутский барьерный риф (рис. 1) формировался на протяжении нижнего и среднего кембрия на фоне трансгрессивно-регрессивных процессов, преобладающих в регионе в это время. Юг Вилюйской синеклизы включает в себя 3 фациальных области, приуроченных к морской и лагунной областям, с переходной между ними рифовой зоной [1]. Ее образование связывается с системой глубинных разломов фундамента, о чем свидетельствует линейное распространение органогенного барьера. Восточнее исследуемого региона образование органогенных банок связывается с уступом рифейского фундамента, что являлось благоприятным условием для развития органогенных построек [2]. Это дает основание предполагать схожую ситуацию в районе исследований.

Рис. 1. ***Схема района исследований:*** *1 — ранее предполагаемая зона развития Западно-Якутского барьерного рифа; 2 — участок исследования; 3 — скважины глубокого бурения; 4 — рассматриваемый электроразведочный профиль; 5 — зона рифового барьера, картирующаяся по данным электроразведки*

Юдомо-Оленекский бассейн, распространенный на северо-востоке Сибирской платформы, многими учеными трактуется как источник рассеянного органического вещества [3–5]. Залегающая в его разрезе куонамская (синская, иниканская и другие аналоги) свита глинисто-кремнисто-карбонатного состава насыщена органическим веществом, преимущественно доманикоидного типа концентрации углеводородов (Снк = 0,5–5 %). На северном склоне Алданского щита происходит фациальное замещение иниканской и куонамской свит толщей одновозрастных известняков и доломитов, мощностью до 1 000 м, включающих рифовый комплекс [6]. Западная граница бассейна с рифовым комплексом является объектом для поиска неантиклинальных ловушек: тектонически экранированных, структурно-литологических, приразломных, а также рифогенных, приуроченных к эвстатическим колебаниям региона [7]. По мнению М. М. Грачевского, рифогенное и шельфовое карбонатное обрамление синхронных ему нефтепроизводящих доманикоидных отложений является высокоперспективным объектом для обнаружения залежей УВ [8].

Материалы и методы исследования

Выделение рифовых построек в осадочном чехле выполняется методами бурения, каротажа и сейсморазведки. Органогенные постройки, как отдельная фация, картируются в соответствии с изменением геоэлектрических свойств, зависящих от петрофизических и коллекторских свойств породы. Большинство проведенных исследований, затрагивающих вопрос картирования рифов методом электроразведки, выполнены модификациями магнито-теллурического зондирования [9, 10]. В данной работе исследования выполнены методом зондирования становления поля в ближней зоне (ЗСБ), разрешающая способность которого позволяет анализировать аномалии глубиной до 5 000 м.

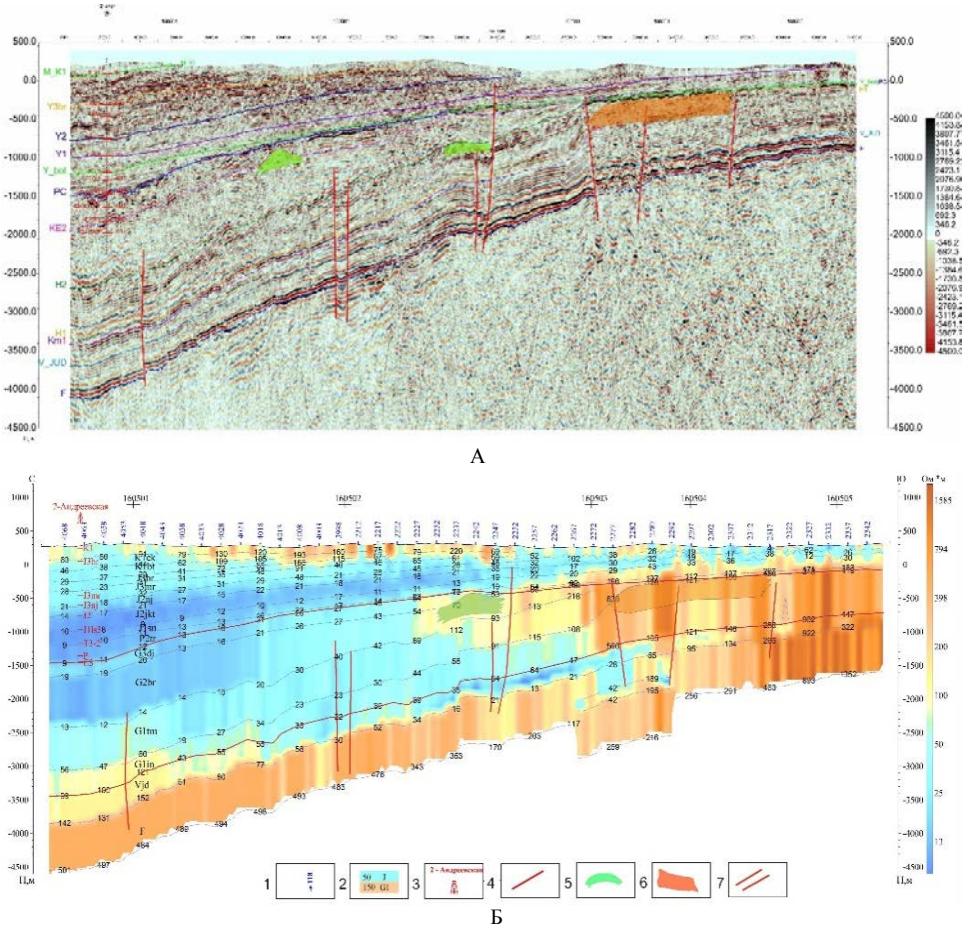
Для картирования органогенных построек использовался сейсмофациальный анализ в пакете Stratimagic, интегрированный для электроразведочных данных. Электрофациальный анализ осуществляет автоматическую классификацию полевых материалов ЗСБ (кривых StauHtau) по заданным интервалам глубин, выбранным в соответствии с данными бурения и/или сейсморазведки [11].

Результатом проведенных операций, на основе технологии искусственных нейронных сетей, распознающей изменение сигнала, служат карты распределения классов (фаций)[1]. Фациальный анализ лежит в основе метода секвенс-стратиграфии, который позволяет картировать распространение фациальных ассоциаций надежнее, чем литостратиграфическая корреляция и моделирование [12]. В районе исследований выделение секвенсов затруднено, в связи с малым количеством скважин глубокого бурения. Поэтому на данном этапе исследований фациальный анализ — оптимальный вариант для оперативного получения информации об условиях образования органогенных построек.

[1] Руководство по Stratimagic. Основной учебный курс. Paradigm Geophysical Ltd. Guide to Stratimagic. Basic training course. Paradigm Geophysical Ltd. May, 2002.

Результаты и их обсуждение

В результате интерпретации полевых данных ЗСБ построены геоэлектрические разрезы и карты по границам, соответствующим сейсмическим опорным горизонтам (рис. 2). Исследуемый интервал, включающий рифовые постройки, относится к кембрийскому периоду и характеризуется неоднородным распределением сопротивлений. В региональном плане указанный интервал относится к терригенно-карбонатной и карбонатной толщам. Верхний — средний кембрий сложен джуктинской и бордонской свитами, включающими в себя известняки, мергели, диабазы с прослоями глинистых известняков, конгломераты. Горизонты отмечаются широким диапазоном изменения значений сопротивления от 15 до 150 Ом · м. В северной части исследуемой территории в погруженных участках разреза преобладают пониженные сопротивления 15–30 Ом · м. Такой уровень сопротивлений связывается с ослабленной водонасыщенной толщей, развитием коллекторов. К югу отложения выклиниваются. Это место отображается косослоистым рисунком сейсмозаписи.



А

Б

Рис. 2. ***Корреляция сейсмического и геоэлектрического разрезов.***
А — сейсмический, Б — геоэлектрический: 1 — пункты ЗСБ; 2 — геоэлектрические горизонты; 3 — скважины глубокого бурения; 4 — тектонические нарушения, выявленные по комплексу геофизических методов; 5 — одиночные рифовые постройки; 6 — область Западно-Якутского барьерного рифа; 7 — исследуемый интервал

Нижний кембрий сложен тымпынской и иниканской свитами, представленными доломитами, мергелями, известняками, аргиллитами. Сопротивление изменяется с севера на юг зонально. Они обогащены органическим веществом, благодаря своему составу обладают аномально низкими акустическими характеристиками, по сравнению с вмещающими доломитами [13]. На геоэлектрическом разрезе северные постройки, расположенные в среднем кембрии, характеризуются сопротивлением от 50 до 150 Ом · м, что может свидетельствовать о высокой пористости и разрушении процессами эрозионного характера. Пониженные сопротивления относительно основной линии Западно-Якутского барьерного рифа позволяют рассуждать о развитии вторичных процессов, повлиявших на сохранность рифов. Возможное наличие порового пространства ставит вопрос о перспективности переходной зоны в плане коллекторских свойств. Стоит отметить, что сам риф составляет всего несколько процентов от объема цепочки рифовых образований, в то время как основной объем комплекса состоит из обломков предрифовой и зарифовой частей [14].

Для проведения электрофациального анализа выбрано начальное значение классов в размере 11 для обнаружения соответствий или несоответствий картине, прослеженной по геоэлектрическим разрезам и картам сопротивлений (рис. 3). В дальнейшем количество фаций объединено до четырех, две из которых (b, c) соответствуют одной зоне, разделенной в рамках исследования, ввиду ее неоднозначности.

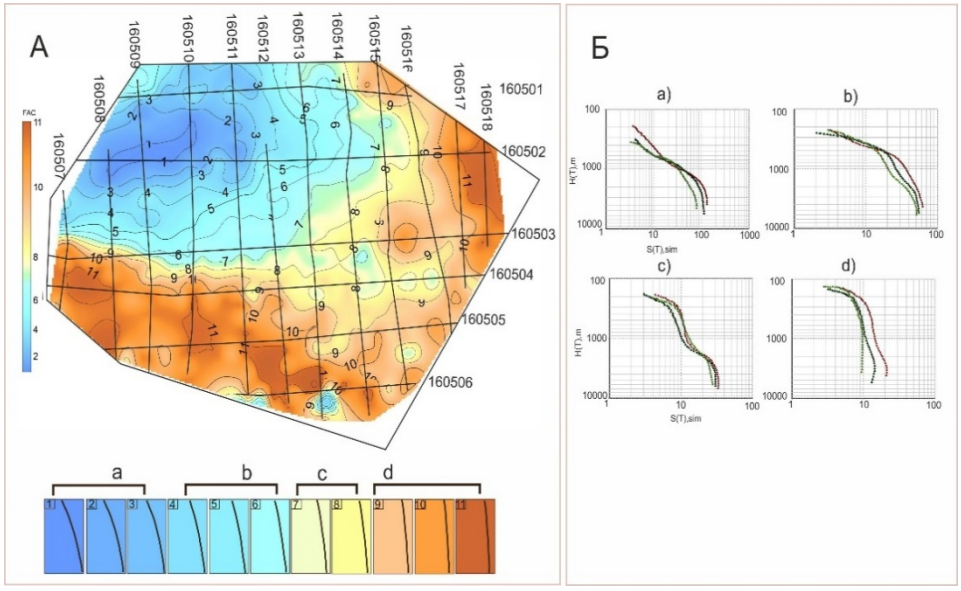


Рис. 3. ***Результаты электрофациального анализа в программе Stratimagic:***
А — карта распределения электрофаций;
Б — типы кривых S(Тау)H(Тау), соответствующие электрофациям

Выполненный электрофациальный анализ для интервала от нижнего кембрия до венда позволил ускорить процесс картирования погребенных

рифовых построек, выделив классы, соответствующие фациям с разным значением проводимости и глубины. Фация «a» на севере участка относится к глубоководной зоне, находившейся в эпицентре трансгрессивно-регрессивных процессов.

Породы этой фации подразделяются на хемогенно-биогенную и терригенную группы [15].

Существующие данные позволяют предполагать их битуминозную насыщенность [16]. Фации «b, c» согласно теоретическим основам секвенс-стратиграфии могут быть отнесены к склоновым областям алевритопесчаного состава. Фация «c» также может включать молодые рифы, последовательно наращивающие друг друга [17]. Фация «d», на юге участка, картирует границы распространения рифовых отложений в пределах Алданской антеклизы и может трактоваться как область перехода к континентальной фациальной зоне [18]. На сейсмических разрезах эти зоны характеризуются прерывистым сигналом или его отсутствием, на геоэлектрических — сменой низких сопротивлений (5–30 Ом · м) на относительно высокие (100–500 Ом · м) в пределах небольшой протяженности и большой мощности.

Для проверки результатов границы электрофациальных зон исследуемого интервала соотнесены с кривыми ЗСБ StauHtau (рис. 4). Границы фаций отвечают смене типа кривой.

Стоит отметить, что приуроченность рифовой зоны к тектоническим нарушениям прослеживается и на кривых ЗСБ. Для качественной интерпретации результатов электрофациального анализа проводилась сверка с геоэлектрическими разрезами и типами кривых.

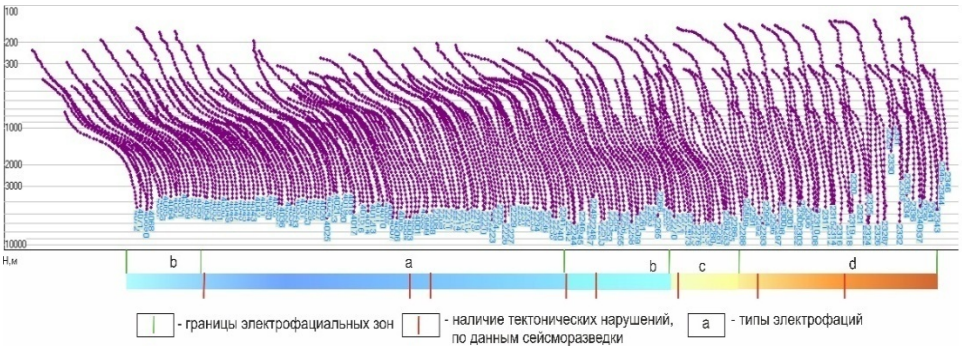


Рис. 4. ***Корреляция кривых StauHtau исследуемого профиля с результатами электрофациального анализа для кембрийских отложений***

Выводы

В результате электрофациального анализа выделены фациальные зоны, отвечающие основным современным представлениям об обстановке осадконакопления в бортовых зонах синеклиз.

Разные интервалы сопротивлений в пределах отдельных стратиграфических границ, характеризующиеся как проводящие или высокоомные, как и электрофациальный анализ, выделяют латеральную неоднородность, связанную с изменением физических свойств горных пород, а иногда и состава.

В рассматриваемом разрезе изменения сопротивлений кембрийского интервала свидетельствуют о смене фаций, одна из которых, сопротивлением 500–1 000 Ом · м и отдельными проницаемыми зонами 100–150 Ом · м, относится к зоне развития Западно-Якутского барьерного рифа.

Следующим этапом работ по изучению характеристик Западно-Якутского барьерного рифа в районе сочленения Вилюйской синеклизы и Алданской антеклизы служит секвенс-стратиграфический анализ области развития, который до появления параметрических скважин на южном участке работ не представляется возможным. Результатом применения этого метода может стать выделение циклов осадконакопления и рифообразования, помогающих при интерпретации геофизических данных и прогнозе перспективных нефтяных залежей.

Библиографический список

1. Писарчик, Я. К. Палеогеографическая характеристика Сибирской платформы в кембрийское время / Я. К. Писарчик, М. А. Минаева, Г. А. Русецкая // Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. Материалы Всесоюзного совещания по оценке нефтегазоносности территории Якутии. Москва : Недра, 1968. – С. 81–90. – Текст : непосредственный.
2. Старосельцев, В. С. Обстановки накопления углеродистых пород кембрия Сибирской платформы / В. С. Старосельцев, Б. Б. Шишкин. – DOI 10.15372/GiG20140506. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 5–6. – С. 787–796.
3. Арчегов, В. Б. Доманикоидные формации Сибирской платформы — Куонамская битуминозная карбонатно-сланцевая формация / В. Б. Арчегов. – Текст : непосредственный // Записки Горного института. – 2011. – Т. 194. – С. 53–59.
4. Баженова, Т. К. Оценка ресурсов УВ битуминозных толщ нефтегазоносных бассейнов России / Т. К. Баженова. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2017. – № 5. – С. 37–50.
5. О возможном открытии на юге Вилюйской синеклизы нового нефтеносного района (Сибирская платформа) / В. С. Ситников, И. А. Кушмар, О. М. Прищепа, А. В. Погодаев. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2013. – №. 4. – С. 2–12.
6. Савицкий, В. Е. Роль и масштабы рифообразования в кембрийской истории Сибирской платформы / В. Е. Савицкий, В. А. Асташкин. – Текст : непосредственный // Геология рифовых систем кембрия Западной Якутии : сборник научных трудов. Выпуск 270. – Новосибирск, 1979. – С. 5–18.
7. Новейший прогноз и актуализация освоения нефтегазовых объектов Вилюйской синеклизы / В. С. Ситников, Н. Н. Алексеев, К. А. Павлова [и др.]. – DOI 10.17353/2070-5379/9_2017. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т. 12, № 1. – С. [1–20].
8. Корреляция разнофациальных толщ при поисках нефти и газа / М. М. Грачевский, Ю. М. Берлин, И. Т. Дубовской, Г. Ф. Ульмишек ; под ред. В. А. Долицкого. – Москва : Недра, 1969. – 295 с. – Текст : непосредственный.
9. Unsworth, M. New developments in conventional hydrocarbon exploration with electromagnetic methods / M. Unsworth. – Текст : непосредственный // CSEG Recorder. – 2005. – Т. 30, № 4. – С. 34–38.
10. Мамаева, А. В. Разработка геоэлектрической модели рифовых комплексов в пределах восточного борта Курейской синеклизы по данным магнитотеллурических зондирований / А. В. Мамаева, Е. Н. Махнач. – Текст : непосредственный // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2016. – Т. 2, № 2. – С. 73–77.
11. Кочукова, В. А. Методика интерпретации электромагнитных зондирований в геоэлектрических условиях юга Сибирской платформы (электрофациальный анализ) / В. А. Кочукова, А. М. Пашевин. – DOI 10.21285/2541-9455-2019-42-2-165-175. – Текст : непосредственный // Известия Сибирского отделения секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, разведка и разработка месторождений полезных ископаемых. – 2019. – Т. 42, № 2. – С. 165–175.

12. A sequence stratigraphic based geological model for constraining hydrogeological modeling in the urbanized area of the Quaternary Besòs delta (NW Mediterranean coast, Spain) / V. Velasco, P. Cabello, E. Vázquez-suñé [et al.]. – DOI 10.1344/105.000001757. – Текст : непосредственный // Geologica Acta : an international earth science journal. – 2012. – Vol. 10, Issue 4. – P. 373–393.

13. Губин, И. А. Сейсмогеологическая модель и структурная характеристика юго-восточных районов Сибирской платформы по результатам комплексной интерпретации региональных и поисковых сейсморазведочных работ / И. А. Губин, Н. В. Поспеева. – DOI 10.18303/1813-4254-2017-2-93-107. – Текст : непосредственный // Технологии сейсморазведки. – 2017. – №. 2. – С. 93–107.

14. Longman, M. W. A process approach to recognizing facies of reef complexes / M. W. Longman. – Текст : электронный // Special Publications of SEPM. – 1981. – P. 9–40. – URL: http://archives.datapages.com/data/sepm_sp/SP30/A_Process_Approach.htm.

15. Бахтуров, С. Ф. Куонамская битуминозная карбонатно-сланцевая формация : монография / С. Ф. Бахтуров, В. М. Евтушенко, В. С. Переладов ; под ред. М. А. Жаркова, А. Э. Конторовича. – Новосибирск : Наука, 1988. – 162 с. – (Труды ИГиГ СО АН СССР; Вып. 671). – Текст : непосредственный.

16. Сухов С. С. Депрессионный комплекс нижнего и среднего кембрия востока Сибирской платформы / С. С. Сухов, В. С. Переладов. – Текст : непосредственный // Геология рифовых систем кембрия Западной Якутии. Сборник научных трудов СНИИГГиМС. Выпуск 270. – Новосибирск. – 1979. – С. 50–60.

17. Фомин, А. М. Типизация разрезов вендско-кембрийских отложений западной части Северо-Алданской НГО / А. М. Фомин, С. А. Моисеев. – Текст : непосредственный // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2017. – Т. 2, № 1. – С. 46–51.

18. Маргулис, Л. С. Секвенсная стратиграфия в изучении строения осадочных чехлов / Л. С. Маргулис. – Текст: непосредственный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3, № 3. – С. 1–26.

References

1. Pisarchik, Ya. K., Minaeva, M. A., & Ruseckaya, G. A. (1968). Paleogeograficheskaya kharakteristika Sibirskoy platformy v kembriyskoe vremya. Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' vostochnoy chasti Sibirskoy platformy i prilegayushchikh rayonov. Materialy Vsesoyuznogo soveshchaniya po ocenke neftegazonosnosti territorii Yakutii. Moscow, Nedra Publ., pp. 81-90. (In Russian).

2. Staroseltsev, V. S., & Shishkin, B. B. (2014). Environmental conditions of accumulation of Cambrian carbonaceous rocks in the Siberian Platform. Russian Geology and Geophysics, 55(5-6), pp. 619-628. (In English). DOI: 10.1016/j.rgg.2014.05.007

3. Archegov, V. B. (2011). Domanikoid formations of Siberian platform - Kuonamskaya bituminous carbonate-shale formation. Journal of Mining Institute, (194), pp. 53-59. (In Russian).

4. Bazhenova, T. K. (2017). HC resources estimation of bituminous formations of Russian oil and gas bearing basins. Oil and Gas Geology, (5), pp. 37-50. (In Russian).

5. Sitnikov, V. S., Kushmar, I. A., Prischepa, O. M., & Pogodaev, A. V. (2013). On the possible discovery of new oil-bearing region in the south of Vilyuy syneclise (Siberian platform). Oil and Gas Geology, (4), pp. 1-11. (In Russian).

6. Savickiy, V. E., & Astashkin, V. A. (1979). Rol' i masshtaby rifoobrazovaniya v kembriyskoy istorii Sibirskoy platform. Geologiya rifovykh sistem kembriya Zapadnoy Yakutii: sbornik nauchnykh trudov. Vypusk 270. Novosibirsk, pp. 5-18. (In Russian).

7. Sitnikov, V. S., Alekseev, N. N., Pavlova, K. A., Pogodaev, A. V., & Sleptsova, M. I. (2017). Newest forecast and development updating of Vilyuiskaya syncline petroleum objects. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika, 12(1), pp. 1-20. (In Russian). DOI: 10.17353/2070-5379/9_2017

8. Grachevskiy, M. M., Berlin, Yu. M., Dubovskoy, I. T., Ul'mishek, G. F. (1969). Korrelyaciya raznofacial'nykh tolshch pri poiskakh nefti i gaza. Moscow, Nedra Publ., 295 p. (In Russian).

9. Unsworth, M. (2005). New developments in conventional hydrocarbon exploration with electromagnetic methods. CSEG Recorder, 30(4), pp. 34-38. (In Russian).

10. Mamaeva, A. V., & Makhnach, E. N. (2016). Processing and interpretation technique of magnetotelluric sounding during the study of reefogenic buildup within the eastern limit of Kurei sineclise. Interexpo Geo Siberia, 2(2), pp. 73-77. (In Russian).

11. Kochukova, V. A., & Pashevin, A. M. (2019). Procedure of electromagnetic sounding interpretation for geoelectric conditions of Siberian craton south (electric facies analysis). Proceedings of the Siberian department of the section of earth sciences of the Russian academy of natural sciences. Geology, exploration and development of mineral deposits, 42(2), pp. 165-175. (In Russian). DOI: 10.21285/2541-9455-2019-42-2-165-175

12. Velasco, V., Cabello, P., Vázquez-suñé, E., López-blanco, M., Ramos, E., & Tubau, I. (2012). A sequence stratigraphic based geological model for constraining hydrogeological modeling in the urbanized area of the Quaternary Besòs delta (NW Mediterranean coast, Spain). Geologica Acta: an international earth science journal, 10(4), pp. 373-393. (In English). DOI: 10.1344/105.000001757

13. Gubin, I. A., & Pospeeva, N. V. (2017). Seismogeological model and structural characteristics of south-east regions of the Siberian platform as a results of integrated interpretation of regional and exploration seismic works. Seismic exploration technologies, (2), pp. 93-107. (In Russian). DOI: 10.18303/1813-4254-2017-2-93-107

14. Longman, M. W. (1981). A process approach to recognizing facies of reef complexes. Special Publications of SEPM, pp. 9-40. (In English). Available at: http://archives.datapages.com/data/sepm_sp/SP30/A_Process_Approach.htm

15. Bakhturov, S. F., Evtushenko, V. M., & Pereladov, V. S. (1988). Kuonamskaya bituminoznaya karbonatno-slancevaya formaciya. Novosibirsk, Nauka Publ., 162 p. (In Russian).

16. Sukhov, S. S., Pereladov, V. S. (1979). Depressionnyy kompleks nizhnego i srednego kembriya vostoka Sibirskoy platform. Geologiya rifovykh sistem kembriya Zapadnoy Yakutii. Cbornik nauchnykh trudov SNIIGGiMS. Vypusk 270. Novosibirsk, pp. 50-60. (In Russian).

17. Fomin, A. M., & Moiseev, S. A. (2017). Vendian-Cambrian sedimentary section typification of western part of North-Aldan petroleum-bearing region. Interexpo Geo Siberia, 2(1), pp. 46-51. (In Russian).

18. Margulis, L. S. (2008). Sequence stratigraphy in studying the structure of sedimentary covers. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika, 3(3), pp. 1-26. (In Russian).

Сведения об авторе

Кравченко Анастасия Анатольевна, *аспирант, Иркутский национальный исследовательский технический университет, геофизик 2 категории, ОП АО «Росгео» «ИГП», г. Иркутск, e-mail: KravchenkoAA@rusgeology.ru*

Information about the author

Anastasia A. Kravchenko, *Postgraduate, Irkutsk National Research Technical University, Geophysicist of the 2nd category, Separate subdivision "Irkutsk Geophysical Subdivision", "Rosgeologiya" JSC, Irkutsk, e-mail: KravchenkoAA@rusgeology.ru*

DOI: 10.31660/0445-0108-2020-6-49-59

УДК 622.276

Особенности разработки объекта $ЮС_1$ месторождения Х

С. Ф. Мулявин*, Р. А. Нещадимов

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

Аннотация. Месторождение Х по начальным извлекаемым запасам относится к категории крупных, многопластовых и сложных по геологическому строению. На объект $ЮС_1$ приходится 20,3 % начальных извлекаемых запасов (НИЗ), при этом отбор от НИЗ составляет лишь 11,4 %, что делает данный объект наиболее перспективным с точки зрения планирования дальнейшей разработки месторождения.

Приведенный в статье анализ направлен на выявление проблем и особенностей разработки изучаемого объекта. В ходе выполнения анализа нами отмечены низкие фильтрационно-емкостные характеристики объекта, высокая обводненность добываемой продукции, ухудшение энергетического состояния залежей, проявляющееся в виде снижения динамических уровней и уменьшения дебита жидкости. Введение на объекте скважин, как добывающих, так и нагнетательных, осуществлялось с применением технологии гидроразрыва пласта (ГРП).

В условиях того, что залежи объекта $ЮС_1$ замкнутые, литологически экранированные и характеризуются отсутствием водонефтяной зоны, обводнение скважин, по нашему мнению, связано с подтягиванием воды из нижележащего водонасыщенного пласта в результате распространения в нем трещин, полученных при проведении ГРП. Причина ухудшения энергетического состояния — ввод нагнетательных скважин с применением ГРП и уход воды по трещинам гидроразрыва в нижележащий пласт.

Ключевые слова: разработка; нефтяное месторождение; фонд скважин; объект разработки

Features of development of US_1 object at the oil field X

Semen F. Mulyavin*, Roman A. Neschadimov

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

Abstract. The oil field X belongs to the category of large in terms of initial recoverable reserves, multi-layer and complex in geological structure. The US_1 object accounts for 20,3 % of the initial recoverable reserves, while the selection from the initial recoverable reserves is only 11,4 %, this makes object the most promising from the point of planning further development of the field. The analysis presented in the article is aimed at identifying problems and features of the development.

During the analysis, we noted low reservoir properties of the object, high watercut of the produced products, the deterioration of the energy state of the deposits, which manifests itself in the form of a decrease in dynamic levels and a de-

crease in fluid flow rate. Drilling of wells, both production and injection, was carried out using hydraulic fracturing technology.

Given the fact that the deposits of the US_1 object are closed, lithological shielded and are characterized by the absence of an oil-water zone, the watering of wells, according to the our opinion, is associated with pulling up water from the underlying water-saturated formation as a result of the propagation of cracks obtained during hydraulic fracturing. The reason for the deterioration of the energy state is the commissioning of injection wells using hydraulic fracturing and the withdrawal of water through hydraulic fracture in the underlying formation.

Key words: development; oil field; well stock; development object

Введение

Месторождение Х в административном отношении находится в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа — Югры Тюменской области северо-восточней города Сургута.

Месторождение открыто в 1984 году, в промышленную разработку введено в 1995 году.

По геологическому строению месторождение сложное, многопластовое. Нефтеносность приурочена к 4 комплексам: неокомскому, ачимовскому, баженовскому, васюганскому. В разрезе месторождения выделены 16 продуктивных пластов, объединенных в 5 объектов разработки. По объему извлекаемых запасов месторождение относится к категории крупных. На объект $ЮС_1$ приходится 20,3 % начальных извлекаемых запасов.

Объект и методы исследования

Объектом исследования является объект разработки $ЮС_1$ крупного нефтяного месторождения Х.

В статье приводятся результаты выполненного анализа особенностей разработки выделенного объекта, изучена структура фонда скважин и оценено энергетическое состояние залежи.

Результаты

Геологическое строение объекта характеризуется небольшими нефтенасыщенными толщинами (2,4 м), неоднородностью строения, низкой проницаемостью (7,41 мД) и низкой плотностью запасов нефти.

Первая скважина на объекте $ЮС_1$ была пробурена в 2000 году, по результатам работы которой сделано заключение о значительной перспективе извлечения углеводородов. Проектные документы изначально предусматривали создание семиточечной системы с расстоянием между скважинами 600 м. В 2007 году реализованы несколько элементов сетки. Согласно текущему проектному документу на объекте планируется реализация сочетания площадной пятиточечной 500 × 500 м системы в северной части объекта и однорядной 566 × 566 м с бурением горизонтальных скважин в южной части.

Эксплуатационный добывающий фонд на объекте составляет 19 скважин, нагнетательный — 6 скважин. Максимальный уровень добычи нефти достигнут в 2007 году и составляет 37,5 тыс. т нефти при добыче

жидкости 66,4 тыс. т, темп отбора от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) — 1,6 %. На текущую дату накопленная добыча нефти составляет 261 тыс. т, жидкости — 583 тыс. т, отбор от НИЗ — 11,4 %. Закачка воды на объекте ведется с 2008 года, накопленная закачка воды составляет 1 461 тыс. т, накопленная компенсация — 196 %. Годовая добыча в 2018 году составила 13,8 тыс. т нефти и 65,8 тыс. т жидкости, закачка воды — 197,5 тыс. т, текущая компенсация — 226 %. Средний дебит нефти скважин действующего фонда — 2,4 т/сут, жидкости — 11,2 т/сут, обводненность — 79,1 %. Приемистость нагнетательных скважин — 147,9 м^3/сут. Динамика технологических показателей приведена на рисунке 1.

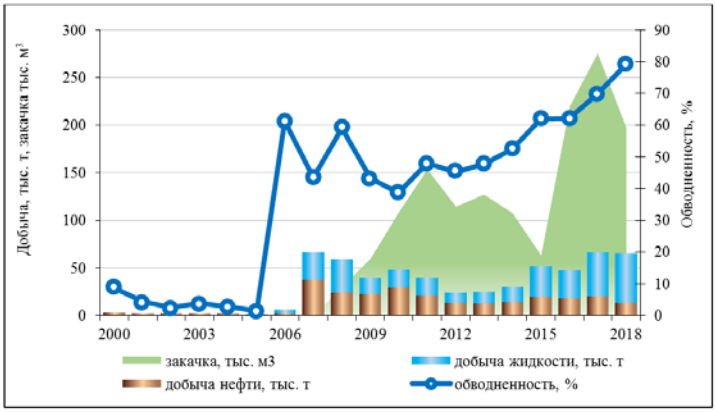


Рис. 1. ***Динамика технологических показателей. Объект ЮС$_1$***

Распределение действующего добывающего фонда скважин объекта по дебиту жидкости говорит о том факте, что 16 из 19 скважин или 84 % фонда работают с дебитом жидкости менее 20 т/сут, из них 11 с дебитом менее 5 т/сут. Две скважины (10,5 % от общего фонда) имеют дебит от 20 до 50 т/сут, одна скважина работает с дебитом более 50 т/сут по жидкости. Средний дебит жидкости в 2018 году — 11,2 т/сут. Распределение действующего фонда по дебиту жидкости и нефти приведено на рисунке 2.

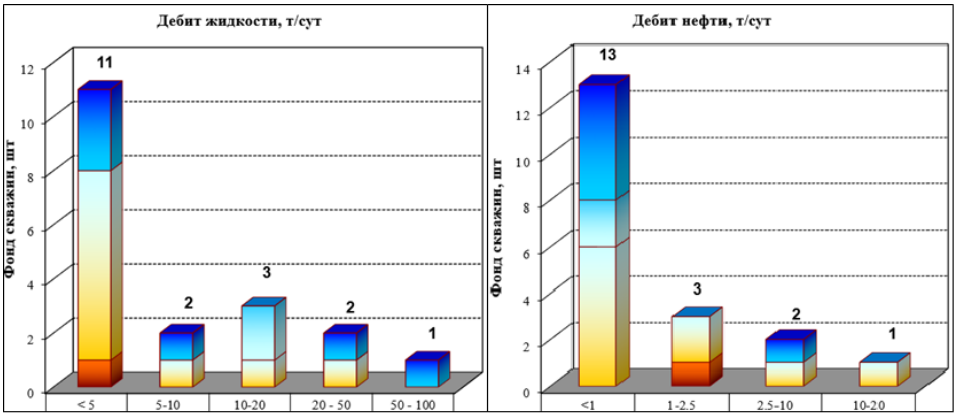


Рис. 2. ***Распределение действующего фонда скважин по дебиту жидкости и нефти. Объект ЮС$_1$***

Распределение действующего фонда по дебиту нефти показывает, что большая часть фонда (13 скважин или 68,4 % действующего фонда) работает с дебитами нефти менее 1 т/сут. 5 скважин имеют дебит от 1 до 10 т/сут и одна скважина — более 10 т/сут. Средний дебит нефти составил 2,4 т/сут по скважинам месторождения Х.

По распределению скважин по обводненности выделяются две группы: 10 скважин с обводненностью от 50 до 90 % (52,6 %) фонда и 6 скважин с обводненностью более 95 % (31,6 % фонда). Одна скважина имеет обводненность менее 20 % и 2 скважины работают с обводненность от 90 до 95 %. Средняя обводненность продукции скважин составила 79,1 %.

В настоящее время распределение скважин по удельной накопленной добыче нефти в целом характеризуется отборами до 30 тыс. т на скважину (всего 18 скважин или 94,7 % фонда). При этом 11 из них имеют накопленную добычу менее 10 тыс. т. Наибольшей накопленной добычей обладает первая скважина, пробуренная на объекте, — 104. Скважина расположена в северной части объекта на участке с нефтенасыщенной толщиной — 9,5 м, коэффициентом пористости — 0,14 д.ед., коэффициентом проницаемости — 8,3 мД, коэффициентом нефтенасыщенности — 0,533 д.ед. Данный участок расположен в купольной части залежи и в зоне наибольших нефтенасыщенных толщин.

Входные параметры по скважине 104 составили: дебит нефти — 24,3 т/сут, дебит жидкости — 30,2 т/сут, обводненность — 19,5 %. В настоящее время скважина находится в работе, добыча нефти с начала разработки составила 42,8 тыс. т при добыче жидкости 51,3 тыс. т, отбор воды составил 8,5 тыс. т или 16,6 % всего отбора жидкости. Ввод первой скважины в отличие от всех остальных осуществлялся без применения гидроразрыва пласта (ГРП), первый гидроразрыв был выполнен только в 2009 году. Динамика технологических показателей по скважине 104 приведена на рисунке 3.

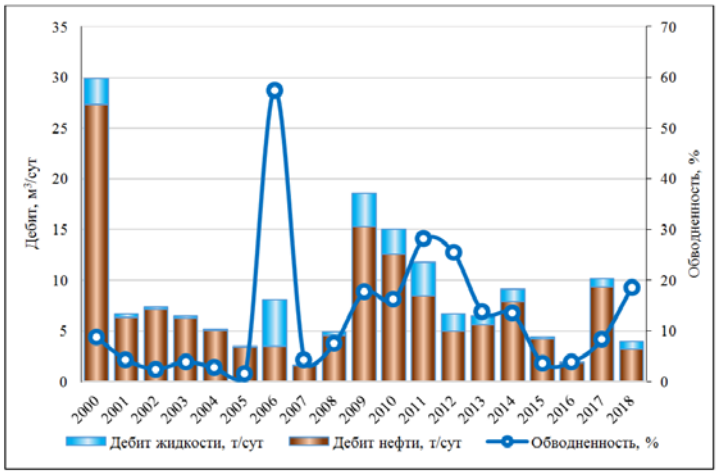


Рис. 3. ***Динамика технологических показателей скв. 104***

Действующий нагнетательный фонд составляет 6 скважин, распределение скважин по приемистости и величине накопленной закачки на скважину приводится в таблице.

Распределение действующего фонда скважин по приемистости и по накопленной закачке. Объект $ЮС_1$

Показатель	Диапазон приемистости, $м^3$/сут					
	0–20	20–50	50–100	100–150	150–200	200–300
Количество скважин (это же в %)	0(0)	3(50)	1(16,7)	1(16,7)	0(0)	1(16,7)
Накопленная закачка, тыс. $м^3$	0–20	20–50	50–100	100–150	150–200	200–300
Количество скважин (это же в %)	4(66,7)	2(33,3)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)

Формирование системы поддержания пластового давления началось в 2008 году при начале интенсивных отборов жидкости с 2007 года, при этом компенсация как накопленная, так и текущая, начиная с 2009 года, превышают рекомендованные 110 % (рис. 4) [1–3].

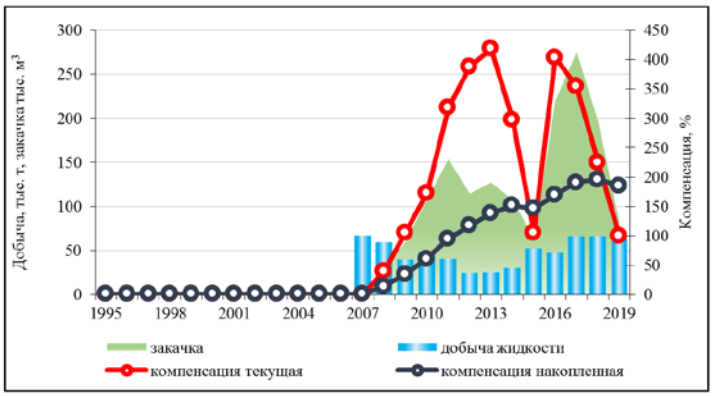


Рис. 4. ***Динамика добычи жидкости и закачки воды (месторождение Х, объект $ЮС_1$)***

Динамика пластового давления в зоне отбора с 2008 года и до настоящего времени стабилизировалась на среднем уровне 22,6 МПа. В то же время средний дебит жидкости по объекту снизился с 20,9 т/сут в 2007 до 11,2 т/сут в 2018 году, динамический уровень жидкости снизился с 1 350 м в 2007 году до 2 132 м в 2018 году (рис. 5).

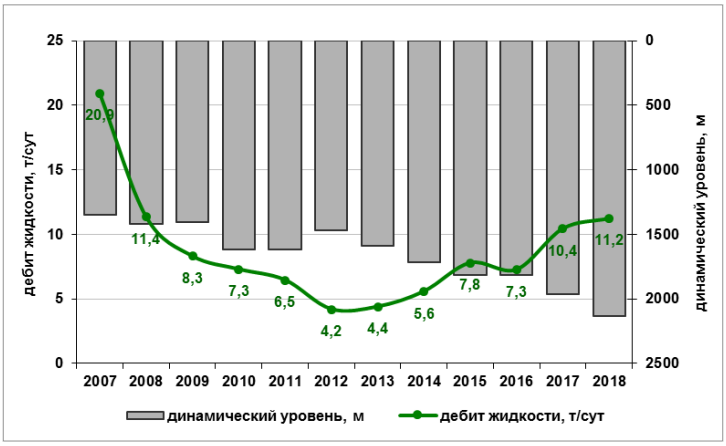


Рис. 5. ***Динамика дебита жидкости и динамического уровня жидкости (объект $ЮС_1$)***

Карта накопленных отборов приведена на рисунке 6.

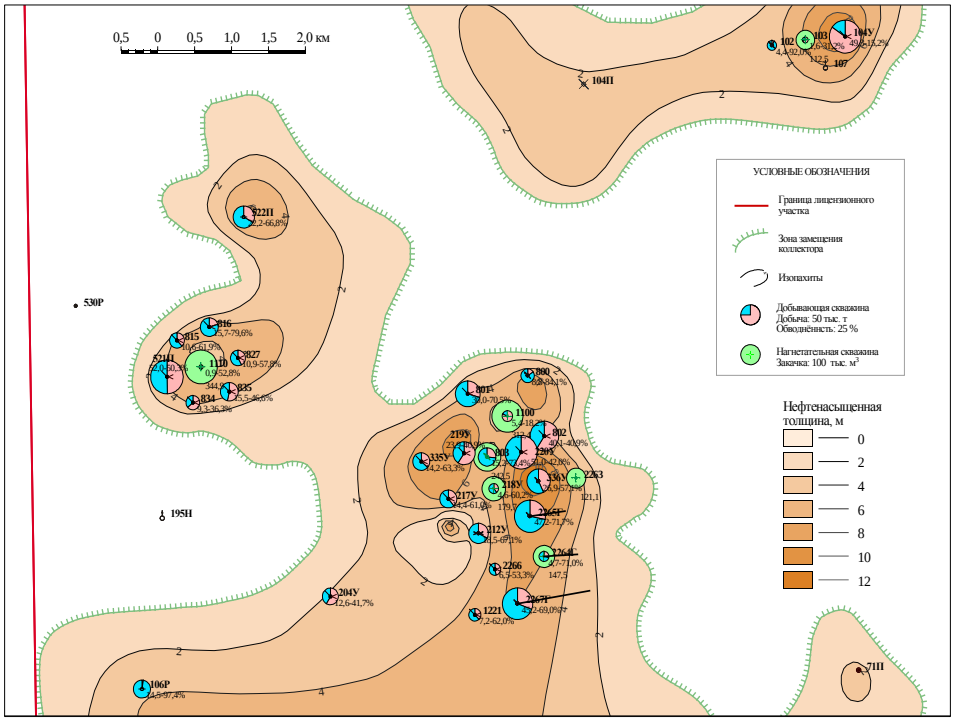


Рис. 6. ***Карта накопленных отборов нефти и жидкости***

Обсуждение

В ходе активного разбуривания и эксплуатации объекта $ЮС_1$, начиная с 2007 года, выделился ряд особенностей его разработки.

Первые скважины, пробуренные в наиболее повышенных участках залежи, показали перспективность разработки данного объекта. Большинство скважин, пробуренных позднее, имели высокую входную обводненность от 16,1 до 90,6 % (в среднем 53,5 %) и продемонстрировали тенденцию к быстрому ее росту [4–6].

Ввод новых добывающих и нагнетательных скважин осуществлялся с применением ГРП. Средний дебит нефти разведочных и добывающих скважин без применения ГРП составляет 2,35 т/сут, после — 14,3 т/сут, средняя масса закачиваемого пропанта — 38,7 т.

Активный рост обводненности добываемой продукции пришелся на 2006–2007 гг. и совпал с периодом бурения основной части фонда. Стоит отметить, что на данном этапе нагнетание в пласт воды еще не проводилось. Залежи объекта $ЮС_1$ замкнутые, литологически экранированные, подошвенная вода отсутствует (рис. 7). В связи с этим причиной роста обводненности может являться распространение трещин ГРП в залегающие ниже водонасыщенные пласты [7–13].

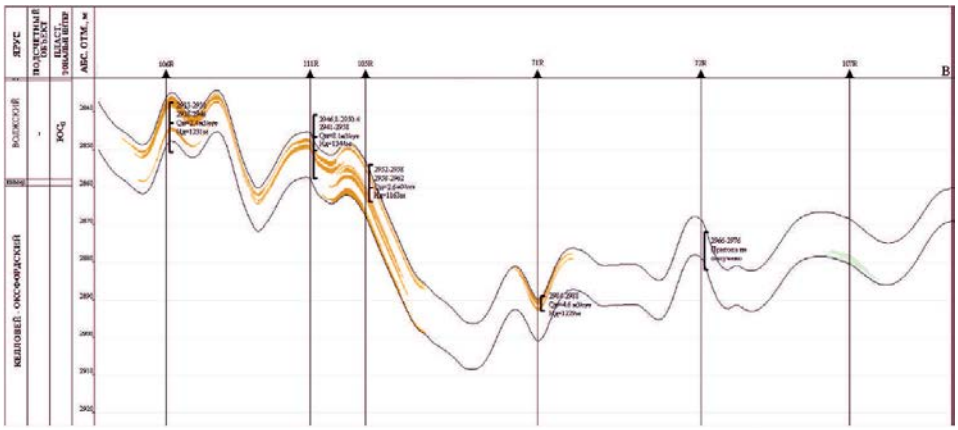


Рис. 7. ***Геологический разрез объекта ЮС$_1$***

Значительные объемы закачиваемой воды с накопленной компенсацией 196 % помогли стабилизировать пластовое давление, однако снижение дебитов и динамических уровней свидетельствует об ухудшении энергетического состояния залежи [14, 15]. В данных условиях можно сделать вывод о значительных объемах непроизводительной закачки, причина которых — ввод нагнетательных скважин с применением ГРП, распространение трещин гидроразрыва и образование условий для перетока воды в нижезалегающие пласты [16–19].

На данный момент отбор от НИЗ составляет 11,4 % при обводненности 79,1 %. Текущий КИН составляет 0,028 при утвержденном — 0,246 [20].

Выводы

Залежи месторождения Х объекта ЮС$_1$ замкнутые, литологически экранированные, характеризуются отсутствием водонефтяной зоны, низкими фильтрационно-емкостными свойствами и продуктивностью, средний дебит по результатам испытаний составил 2,35 т/сут.

На данный момент на объекте реализованы несколько элементов семиточечной системы разработки, предусмотренной проектным документом.

Дебит после применения технологии ГРП составляет 14,3 т/сут. Однако негативным моментом является высокая входная обводненность от 16,1 до 90,6 %, что, по нашему мнению, связано с подтягиванием воды из нижележащего водонасыщенного пласта в результате распространения в нем трещин, полученных при проведении ГРП.

Энергетическое состояние оценивается как неудовлетворительное. Несмотря на стабилизацию пластового давления дебиты жидкости и динамические уровни снижаются. Отрицательные явления наблюдаются несмотря на высокую приемистость нагнетательных скважин и накопленную компенсацию 196 %. Причина этого — ввод нагнетательных скважин с применением ГРП и уход воды по трещинам гидроразрыва в нижележащий пласт.

Библиографический список

1. Мулявин, С. Ф. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири : монография / С. Ф. Мулявин, В. Н. Маслов ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2016. – Ч. 1. – 263 с. – Текст : непосредственный.
2. Мулявин, С. Ф. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири: монография / С. Ф. Мулявин, В. Н. Маслов ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2016. – Ч. 2. – 143 с. – Текст : непосредственный.
3. Мулявин, С. Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие / С. Ф. Мулявин. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – 224 с. – Текст : непосредственный.
4. Кононенко, А. А. Оценка эффективности методов выравнивания профиля приемистости с применением трассерных исследований на месторождениях Газпромнефть-ННГ / А. А. Кононенко, Ю. В. Кусакин, С. Ф. Мулявин. – Текст : электронный // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1–1. – URL: https://science-education.ru/ru/article/view?id=18928.
5. Курамшин, Р. М. Методические подходы к обоснованию геолого-технологических мероприятий / Р. М. Курамшин, С. Ф. Мулявин, А. Н. Лапердин. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2011. – № 10 (89). – С. 36–43.
6. Оценка эффективности метода выравнивания профиля приемистости с применением гидропрослушивания пластов / А. А. Кононенко, Р. Н. Мухаметзянов А. Н. Юдаков, К. А. Кононенко. – Текст : электронный // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 2–2. – URL: https://science-education.ru/ru/article/view?id=21985.
7. Эльмурзиев, Д. А. Анализ проблем вертикального распространения трещин ГРП и поиск подходов к их решению / Д. А. Эльмурзиев, Д. Д. Водорезов. – Текст : непосредственный // Новые технологии — нефтегазовому региону : материалы Международной научно-практической конференции ; отв. редактор П. В. Евтин. – Тюмень : ТИУ, 2016. – Т. 1. – С. 71–73.
8. Особенности геологического строения, итоги и перспективы разработки Вынгапуровского нефтегазоконденсатного месторождения / М. Ф. Нуриев, А. Н. Юдаков, С. Ф. Мулявин, А. Д. Плетнева. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2009. – № 2 (57). – С. 38–47.
9. Юдаков, А. Н. Анализ эффективности реализуемых систем разработки на Сугмутском месторождении / А. Н. Юдаков, С. Ф. Мулявин. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2010. – № 9 (76). – С. 70–78.
10. Цветков, Г. А. Совершенствование технологии мониторинга развития трещины ГРП снижением технологических рисков / Г. А. Цветков, Е. П. Рябоконь. – Текст : непосредственный // Геология и полезные ископаемые Западного Урала. – 2016. – № 16. – С. 146–148.
11. Логинов, А. В. Прогноз продуктивности скважин после проведения ГРП и геометрия трещин разрыва / А. В. Логинов, В. П. Колесник. – Текст : непосредственный // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации) : материалы восьмой Всероссийской научно-технической конференции (посвященной 100-летию со дня рождения Муравленко Виктора Ивановича), 24 декабря 2012 года / М-во образования и науки России, Тюменский государственный нефтегазовый университет ; под общ. ред. В. В. Долгушина. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2012. – С. 193–196.
12. Астафьев, В. И. Асимптотический анализ процесса развития трещины ГРП / В. И. Астафьев, Г. Д. Федорченко. – Текст : непосредственный // Математическое моделирование и краевые задачи : сборник трудов седьмой Всероссийской научной конференции с международным участием. Том. 1. Математические модели механики, прочности и надежности элементов конструкций / Отв. редактор В. П. Радченко. – Самара : Самарский государственный технический университет, 2010. – С. 32–36.

13. Джуринская, Ю. А. Применение комплекса исследований для определения геометрии трещин ГРП на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» / Ю. А. Джуринская. – Текст : непосредственный // Научный обозреватель. – 2017. – № 7 (79). – С. 48–50.

14. Мулявин, С. Ф. Научно-методическое обоснование разработки залежей углеводородного сырья с трудноизвлекаемыми запасами : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Мулявин Семен Федорович ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2013. – 47 с. – Место защиты : Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Текст : непосредственный.

15. Мулявин, С. Ф. Научно-методическое обоснование разработки залежей углеводородного сырья с трудноизвлекаемыми запасами : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Мулявин Семен Федорович ; Тюменский государственный нефтегазовый университет – Тюмень, 2013. – 381 с. – Текст : непосредственный.

16. Влияние термоупругого эффекта на развитие трещин авто-ГРП в нагнетательной скважине с трещиной ГРП / О. В. Салимов, И. И. Гирфанов, А. В. Кочетков [и др.]. – DOI 10.18599/grs.18.1.8. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2016. – Т. 18, № 1. – С. 46–50.

17. Балин, Д. В. Экспресс-оценка вероятности наличия трещин авто-ГРП / Д. В. Балин. – Текст : непосредственный // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации) : материалы Десятой Международной научно-технической конференции (посвященной 60-летию Тюменского индустриального университета), 24 ноября 2016 г. Т. 2. Бурение и разработка нефтяных и газовых месторождений. Строительство и обустройство нефтегазопромыслов. Информационные технологии / Отв. редактор П. В. Евтин ; Министерство образования и науки России, Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2016. – С. 42–45.

18. Климов-Каяниди, А. В. Самопроизвольное образование трещин авто-ГРП в нагнетательных скважинах / А. В. Климов-Каяниди. – Текст : непосредственный // Новые технологии — нефтегазовому региону : сборник трудов Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых (Тюмень, 24–28 апреля 2017 г.). Том. II. Разработка, эксплуатация и обустройство нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Совершенствование технологии сооружения скважин, бурение нефтегазопромысловых объектов / Отв. редактор П. В. Евтин. – Тюмень : ТИУ, 2017. – С. 89–92.

19. Климов-Каяниди, А. В. Трещины авто-ГРП в нагнетательных скважинах / А. В. Климов-Каяниди, С. К. Сохошко. – Текст : непосредственный // Природные процессы в нефтегазовой отрасли. Geonature 2017. Сборник научных трудов Международной научно-практической конференции Студенческого отделения европейской ассоциации геоученых и инженеров — European Association of Geoscientists and Engineers (EAGE) / Отв. редактор И. И. Нестеров. – Тюмень : ТИУ, 2017. – С. 150–152.

20. Юдаков, А. Н. Результаты гидроразрыва пластов и его влияние на нефтеотдачу Вынгапуровского месторождения / А. Н. Юдаков, М. В. Кравцова, С. Ф. Мулявин. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2008. – № 8. – С. 66–71.

References

1. Mulyavin, S. F., & Maslov, V. N. (2016). Geologiya i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri. Chast' 1. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 263 p. (In Russian).

2. Mulyavin, S. F., & Maslov, V. N. (2016). Geologiya i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri. Chast' 2. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 143 p. (In Russian).

3. Mulyavin, S. F. (2014). Osnovy proektirovaniya razrabotki neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 224 p. (In Russian).

4. Kononenko, A. A., Kusakin, V. Yu., & Mulyavin, S. F. (2015). Evaluation of the effectiveness of the methods of injectivity profile smoothing with the use of tracer studies in the fields of Gazpromneft-NNG. Modern problems of science and education, (1-1). (In Russian). Available at: https://science-education.ru/ru/article/view?id=18928

5. Kuramshin, R. M., Mulyavin, S. F., & Laperdin, A. N. (2011). Metodicheskie podkhody k obosnovaniyu geologo-tekhnologicheskikh meropriyatiy. Gornye vedomosti, (10(89)), pp. 36-43. (In Russian).

6. Kononenko, A. A., Mukhametzyanov, R. N. Yudakov, A. N., & Kononenko, K. A. (2015). Evaluation of the effectiveness of the method of alignment profile injectivity with the use of interference layers. Modern problems of science and education, (2-2). (In Russian). Available at: https://science-education.ru/ru/article/view?id=21985

7. El'murziev, D. A., & Vodorezov, D. D. (2016). Analiz problem vertikal'nogo rasprostraneniya treshchin GRP i poisk podkhodov k ikh resheniyu. Novye tekhnologii - neftegazovomu regionu: materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Tom 1. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 71-73. (In Russian).

8. Nuriev, M. F., Yudakov, A. N., Mulyavin, S. F., & Pletneva, A. D. (2009). Osobennosti geologicheskogo stroeniya, itogi i perspektivy razrabotki Vyngapurovskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya. Gornye vedomosti, (2(57)), pp. 38-47. (In Russian).

9. Yudakov, A. N., & Mulyavin, S. F. (2010). Analiz effektivnosti realizuemykh sistem razrabotki na Sugmutskom mestorozhdenii. Gornye vedomosti, (9(76)), pp. 70-78.

10. Tsvetkov, G. A., & Riabokon, E. P. (2016). Upgrade of crack development monitoring by reduction of operating risks during hydraulic fracturing. Geology and minerals of the Western Urals, (16), pp. 146-148. (In Russian).

11. Loginov, A. V., & Kolesnik. V. P. (2012). Prognoz produktivnosti skvazhin posle provedeniya GRP i geometriya treshchin razryva. Geologiya i neftegazonosnost' Zapadno-Sibirskogo megabasseyna (opyt, innovatsii): materialy vos'moy Vserossiyskoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii (posvyashchennoy 100-letiyu so dnya rozhdeniya Muravlenko Viktora Ivanovicha), December 24, 2012. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., pp. 193-196. (In Russian).

12. Astaf'ev, V. I., & Fedorchenko, G. D. (2010). Asimptoticheskiy analiz protsessa razvitiya treshchiny GRP. Matematicheskoe modelirovanie i kraevye zadachi : sbornik trudov sed'moy Vserossiyskoy nauchnoy konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem. Tom. 1. Matematicheskie modeli mekhaniki, prochnosti i nadezhnosti elementov konstruktsiy. Samara, Samara State Technical University Publ., pp. 32-36. (In Russian).

13. Dzhurinskaya, Yu. A. (2017). Primenenie kompleksa issledovaniy dlya opredeleniya geometrii treshchin GRP na mestorozhdeniyakh OAO "Surgutneftegaz". Nauchnyy obozrevatel', (7(79)), pp. 48-50.

14. Mulyavin, S. F. (2013). Nauchno-metodicheskoe obosnovanie razrabotki zalezhey uglevodorodnogo syr'ya s trudnoizvlekaemymi zapasami. Avtoref. diss. … dokt. tekhn. nauk. Tyumen, 47 p. (In Russian).

15. Mulyavin, S. F. (2013). Nauchno-metodicheskoe obosnovanie razrabotki zalezhey uglevodorodnogo syr'ya s trudnoizvlekaemymi zapasami. Diss. dokt. tekhn. nauk. Tyumen, 381 p. (In Russian).

16. Salimov, O. V., Girfanov, I. I., Kochetkov, A. V., Ziyatdinov, R. Z., & Morozov, P. G. (2016). The Influence of Thermoelastic Effect on Cracks of Automatic Hydraulic Fracturing in Injection Wells. Georesursy, 18(1), pp. 46-50. (In Russian). DOI: 10.18599/grs.18.1.8

17. Balin, D. V. (2016). Ekspress-otsenka veroyatnosti nalichiya treshchin avto-GRP. Geologiya i neftegazonosnost' Zapadno-Sibirskogo megabasseyna (opyt, innovatsii): materialy Desyatoy Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii (posvyashchennoy 60-letiyu Tyumenskogo industrial'nogo universiteta), November 24, 2016. Tom 2. Burenie i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. Stroitel'stvo i obustroystvo neftegazopromyslov. Informatsionnye tekhnologii. Tyumen, pp. 42-45. (In Russian).

18. Klimov-Kayanidi, A. V. (2017). Samoproizvol'noe obrazovanie treshchin avto-GRP v nagnetatel'nykh skvazhinakh. Novye tekhnologii — neftegazovomu regionu: sbornik trudov Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh (April, 24-28, 2017). Tom. II. Razrabotka, ekspluatatsiya i obustroystvo neftyanykh, gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy. Sovershenstvovanie tekhnologii sooruzheniya skvazhin, burenie neftegazo-promyslovykh ob"ektov. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 89-92. (In Russian).

19. Klimov-Kayanidi, A. V., & Sokhoshko, S. K. (2017). Treshchiny avto-GRP v nagnetatel'nykh skvazhinakh. Prirodnye protsessy v neftegazovoy otrasli. Geonature 2017. Sbornik nauchnykh trudov Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii Studencheskogo otdeleniya evropeyskoy assotsiatsii geouchenykh i inzhenerov - European Association of Geoscientists and Engineers (EAGE). Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 150-152. (In Russian).

20. Yudakov, A. N., Kravtsova M. V., Mulyavin, S. F. (2008). Rezul'taty gidrorazryva plastov i ego vliyanie na nefteotdachu Vyngapurovskogo mestorozhdeniya. Gornye vedomosti, (8), pp. 66-71. (In Russian).

Сведения об авторах

Мулявин Семен Федорович, *д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: muljavinsf@tyuiu.ru*

Нещадимов Роман Александрович, *магистрант, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Information about the authors

Semen F. Mulyavin, *Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: muljavinsf@tyuiu.ru*

Roman A. Neschadimov, *Master's Student, Industrial University of Tyumen*

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

DOI: 10.31660/0445-0108-2020-6-60-74

УДК 622.031.5

Оценка литологического состава карбонатных пород пермского возраста с целью уточнения подсчетных параметров

Г. А. Смоляков*, Н. В. Гильманова, А. В. Сивкова

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

Аннотация. Для определения фильтрационно-емкостных свойств карбонатных пород пермского возраста была использована методика расчленения разреза с учетом превалирующих для конкретного геологического возраста ископаемых организмов. Было отмечено высокое содержание кремнезема в нижнеартинских отложениях Торавейского и Варандейского месторождений Республики Коми. Наличие кремния связано с увеличением популяции кремнистых губок в данный период осадконакопления, этот факт стал причиной максимальных значений пористости и проницаемости в соответствующих интервалах. Однако это же стало причиной высоких значений коэффициента остаточной водонасыщенности и, как следствие, низких дебитов нефти из нижнеартинского яруса. Необходимость детальной корреляции и учета содержания ископаемых организмов в составе пород при расчленении разреза скважин заставили провести систематизацию имеющегося фактического материала по керну и геофизическим исследованиям скважин. Стал очевидным тот факт, что выделение коллекторов и ярусов на качественном уровне не представляется возможным, поэтому были предложены количественные оценки параметров, которые для верхне- и нижнеартинских отложений существенно различаются и позволяют расчленить разрез скважины.

Ключевые слова: карбонатные коллекторы; нерастворимый остаток; комплексирование; коэффициент нефтенасыщенности

Assessing the lithological composition of carbonate rocks of the Permian age in order to clarify calculated parameters

Gennady A. Smolyakov*, Natalia V. Gilmanova, Anastasia V. Sivkova

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

Abstract. The article deals with the determination of the reservoir properties of Permian-age carbonate rocks. There is a section dissection technique, taking into account the fossil organisms prevailing for a particular geological age. It was noted a high content of silica in the lower Artinskian deposits of Toravey and Varandey fields of the Komi Republic. The presence of silicon is associated with an increase in the population of siliceous sponges during this period of sedimentation; this fact caused the maximum values of porosity and permeability in the corresponding intervals. However, this was also the reason for the high values of the residual water saturation factor and, as a result, low oil flow rates from the lower Artinskian stage. The need for detailed correlation and accounting for the content of fossils in the rocks when dissecting the well section made it necessary to systematize the available actual material on core and well testing. It became obvious that the sepa-

ration of reservoirs and stages at the qualitative level isn't possible, so quantitative estimates of the parameters that are significantly different for the upper and lower Artinskian deposits and allow you to dissect the well section were proposed.

Key words: carbonate reservoirs; insoluble residue; complexation; oil-saturation factor

Введение

Нижнепермские (артинские) отложения Торавейского и Варандейского месторождений Республики Коми представлены высокоомной карбонатной и слаботерригенно-карбонатной толщей в кровле артинского яруса, низкоомной карбонатно-терригенной толщей в подошве артинского яруса.

Существуют большие трудности при выделении коллекторов, а также оценке их свойств, так как этим породам присущ ряд особенностей: наличие различного количества кремнезема (содержание нерастворимого остатка), порово-каверно-трещинная пористость [1, 2].

В связи с этим задача обоснования способов оценки по материалам геофизических исследований скважин (ГИС) пористости и остаточной водонасыщенности с целью создания методики интерпретации для такого типа отложений является актуальной.

Объект и методы исследования

Первоочередной ставится задача обосновать количественные параметры: пористость и остаточную водонасыщенность для создания методики интерпретации сложнопостроенных карбонатных отложений Торавейского и Варандейского месторождений.

Нижнепермский резервуар на Торавейском и Варандейском месторождениях представлен пятью ярусами нижнего отдела пермской системы. Продуктивными считаются ассельский, сакмарский и артинский ярусы.

Отложения ассельского яруса в основном состоят из известняков, сложенных постройками коралловых полипов: в северной части образовавшихся на шельфовом мелководье, в центральной части разреза была сформирована из них массивная карбонатная банка, на юге данные отложения формировались в относительно глубоководной части шельфа.

Характерная особенность отложений данного яруса — наличие большого количества фораминифер — фузулинид, что помогло при геохронологическом расчленении разреза, некоторые авторы (Т. В. Филимонова, Е. Е. Сухов, К. Г. Вискунова и др.) [3–5] называют данный ярус фузулинидовой зоной [6] (рис. 1).

Коллекторские свойства пород ассельского времени, где доминируют известняки биоморфно-детритовые и биогермные, в целом неоднородны, при этом отмечено явное преобладание низкопроницаемых пород с невысокой пористостью. Различия в составе пород (известняк биоморфно-детритовый, биогермный или органогенно-детритовый) не отражаются на значениях пористости и проницаемости. В шлифах заметно хаотичное распределение битуминозного органического вещества, то есть без приуроченности его к какой-то определенной составляющей известняка. Кроме того, только в данном интервале установлены внутриформенные поры вы-

щелачивания, возникшие в деформированных (раздробленных) раковинах фузулинид, связанных с перекристаллизацией. Вместе с тем в подавляющем большинстве шлифов из пород ассельского времени открытых пор не установлено, невзирая на высокую степень перекристаллизации карбоната (см. рис. 1).

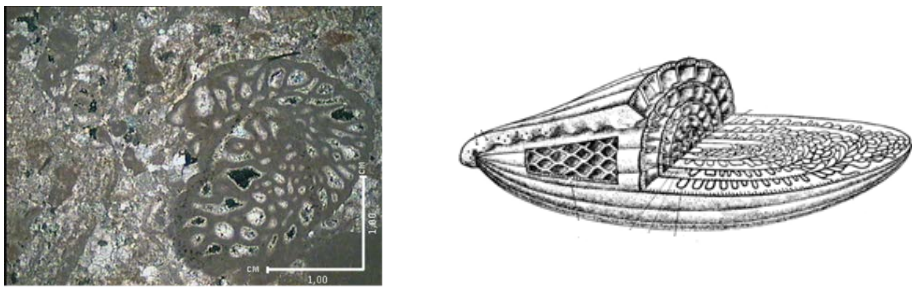


Рис. 1. ***Известняки биоморфно-пелитоморфные, неяснослойчатые, с интенсивно развитыми текстурами уплотнения и фрагментами раковин фузулинид (фотография шлифа + схематическое изображение микроорганизма)***

Сакмарский ярус, перекрывающий рифовые постройки асселя, состоит из тех же карбонатных отложений, только переработанных волновой и штормовой деятельностью. При детальном изучении описания керна было отмечено, что данные известняки имеют в своем составе один из основных породообразующих компонентов — микрокодиевые водоросли. Наличие данных растений указывает на значительное снижение солености и увеличение газообмена за счет континентальных речных вод [7–9].

В ассель-сакмарских биоморфно-детритовых и биогермных известняках присутствует, иногда в значительном количестве, пелитизированный кальцит, данная разновидность замещает цемент или же образует форменные элементы структуры породы, в последнем случае получаются тонкие каймы коротко-шестоватого строения. Кальцитизация в целом и данном случае значительно ухудшает коллекторские свойства пород.

Известняки асселя и сакмара так же, как и артинские постройки, имеют в своем составе кремний, однако характер и состав минеральных фаз окремненных участков существенно меняется. Пятна окремнения неправильной формы размерами 0,2–20 мм, распределены неравномерно, их приуроченность не зависит от литологической разновидности и состава известняков. Преобладающей фазой остается халцедон, но минеральный агрегат другой: в нем преобладают лучистые, листоватые, сферолитоподобные формы. Халцедон загрязнен пелитоморфными включениями, контуры многих замещенных им форменных элементов сохраняются. Вместе с тем, на значительной части данных ярусов участки окремнения отличаются хорошо проявленным секреционным строением и халцедон-кварцевым составом выполнения. При этом в разнозернистом кварцевом агрегате, заполняющем внутренние части секреций, многие кристаллы отличаются хорошей огранкой и не содержат включений матрицы, что определенно указывает на их свободный рост в пустотах. Следовательно, здесь окремнение, своим появлением, обязано действию не только коллоидных рас-

творов, но и гидротерм. Различные виды силицификации по-разному влияют на коллекторские свойства пород. Если массовое окремнение известняков артинского возраста приводило к увеличению пористости, трещиноватости и, как итог, к улучшению коллекторских свойств, то пятнистое окремнение ассельско-сакмарских пород приводит к обратному результату.

Рассмотрим подробнее артинский ярус, который делится на нижние и верхние (нижнюю и верхнюю пачку) отложения, которые также в значительной части перекристаллизованы. В известняках артинского возраста перекристаллизации карбоната подверглись как многие форменные элементы, так и тонкозернистый цемент. Следствием этого являются потеря многими органогенными обломками своих диагностических особенностей, а также появление «псевдосгустковых» структур в цементе. Перекристаллизация такого рода в целом улучшает коллекторские свойства, так как увеличивается капиллярная пористость.

Отличительной особенностью нижнеартинских отложений является валовое увеличение кремнистого материала в составе пород, связанное с ростом распространения в морской фауне колоний кремнистых губок. Это стало возможным в связи с резкой сменой фациальной обстановки — увеличением уровня океана от 100 до 600 м; также еще один фактор определяет существование губок в водоеме — соленость воды (морским губкам для благоприятного проживания необходима концентрация соли от 25 до 35 г/л, при солености менее 13 г/л они вымирают).

Помимо того, что губки являются одними из древнейших сохранившихся живых существ на земле, эти беспозвоночные животные используют необычный способ поддержания жесткости своих тел — синтезируют стекло или кремний. Внутри тел губок имеются твердые структуры, называемые спикулами, — это минеральные образования, состоящие из аморфного кремнезема; спикулы растут и развиваются, образуя разнообразные формы: от остроконечной иглы до шарообразной сферы или снежинки. Именно эти кремнистые агрегаты даже после разрушения и перекристаллизации дают в конечном итоге высокие значения подсчетных параметров — пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности.

Породы нижней пачки артинского яруса — средней плотности, крепкие, с высокой новообразованной пористостью (до 20–24 %), высокой нефтенасыщенностью, неравномерно (зачастую интенсивно) трещиноватые. Для пород этой пачки характерно повышенное содержание нерастворимого остатка (органический кремний), которое изменяется от 0,74 до 91 % и составляет в среднем 52 % [10, 11]. Емкостное пространство пород, слагающих пачку, определяется преимущественно первичными пустотами, представленными субкапиллярными и капиллярными порами и в значительно меньшем объеме вторичными пустотами. Вторичные поры (поры выщелачивания) приурочены в основном к трещинам и кальцитизированным органическим остаткам. Вторичная пористость выщелачивания и перекристаллизации по шлифам не превышает 5–7 %, в породе распределена неравномерно.

По данным ГИС, нижнеартинский интервал характеризуется сниженными значениями удельного электрического сопротивления (УЭС), повышенными значениями расчетной пористости по методам акустического каротажа (АК),

гамма-гамма плотностного каротажа (ГГКп) и нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (ННК-Т). В литологическом отношении пачка сложена известняками окремненных карбонатно-кремнистых пород (рис. 2) [12, 13].

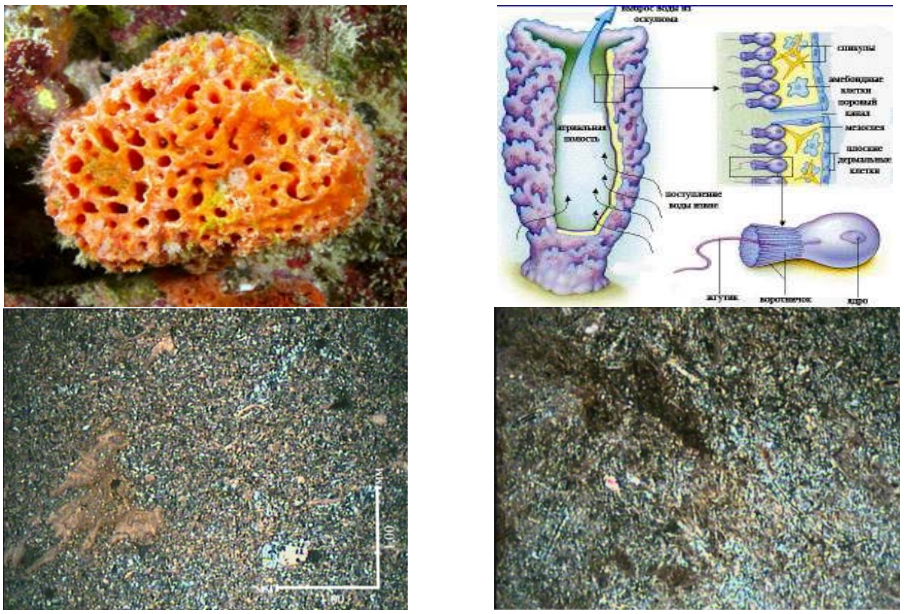


Рис. 2. ***Известняк органогенно-обломочный окремненный за счет останков колоний губок (фотографии шлифов + реальное и схематическое изображение организма)***

Верхняя часть артинского яруса представлена известняками серыми неравномерно линзовидно-окремненными (линзы — до 10–13 см). Известняки детритовые, детритово-пелоидные, шламово-детритовые и органогенно-детритовые. Породы крепкие, плотные, низкопроницаемые (до 2–6 %), неравномерно трещиноватые. Породы имеют более пеструю окраску, возникшую вследствие чередования прослоев органогенно-детритового и биоморфно-детритового известняков, пятен и зон перекристаллизации и окремнения и неравномерной нефтенасыщенности. Органогенно-детритовый известняк более изменен и перекристаллизован, чем биоморфно-детритовый.

В составе детрита преобладают обломки раковин брахиопод, одиночные кораллы, криноидеи, что обусловлено резкой сменой фациальной обстановки осадконакопления — снижением уровня океана до 40–50 м и изменением солености морских вод. Количество колоний губок резко снизилось, на смену которым пришли бентосные популяции (мшанки, криноидеи, брахиоподы). Палеонтологические исследования подтверждают, что брахиоподы наиболее устойчивые к различным фациальным изменениям моллюски [12, 13].

Верхняя часть артинского яруса — известняки органогенно-детритовые, с неслойчатой текстурой, в целом однородные, с линзовидными участками окремнения. Породы средней и высокой крепости, с относительно невысокой (< 3–8 %) тонкой ячеистой пористостью, трещиноватые. Содержание нерастворимого остатка в них варьирует в основном от 0,1 до 92,3 % и составляет в среднем 17 %, что обусловливается снижением популяции ко-

лоний кремнистых губок и увеличением количества бентосных мшанок, криноидей, брахиоподов (рис. 3) [14, 15].

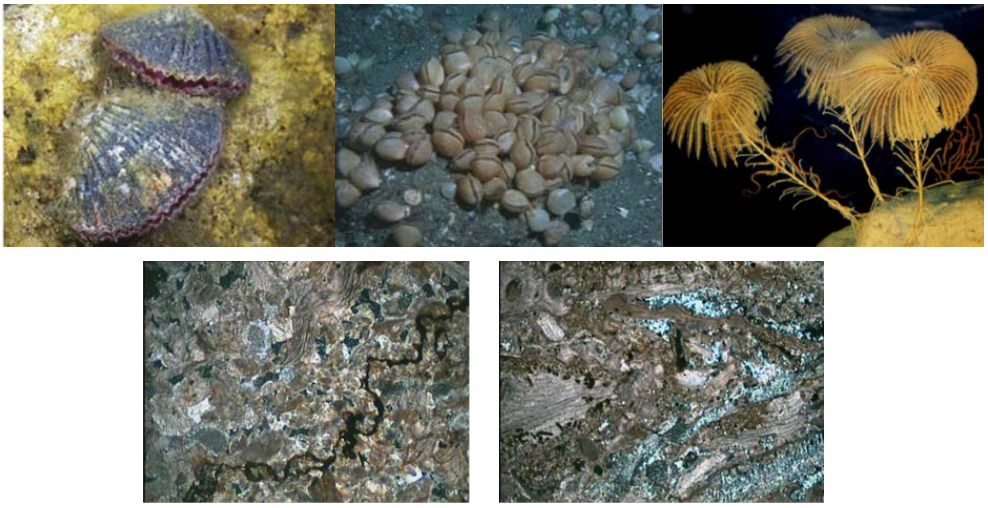


Рис. 3. ***Известняки органогенно-детритовые с многочисленными останками мшанок, криноидей, брахиоподов (фотографии шлифов + реальные изображения колоний организмов)***

По ГИС данный интервал характеризуется повышенными значениями УЭС, более низкими значениями расчетной пористости по методам каротажа: акустического каротажа (АК), гамма-гамма плотностного каротажа (ГГКп) и нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (ННК-Т).

При сопоставлении скважинной геофизической информации и данных по керну стало очевидным, что произвести выделение коллекторов и ярусов на качественном уровне по ГИС не всегда представляется возможным, из-за различного по качеству каротажа и достаточно вторично измененных карбонатных отложений.

В данном случае были предложены для расчленения разреза скважин количественные оценки параметров, которые для верхне- и нижнеартинских отложений существенно различаются, что подтверждается фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и структурой пород [16, 17]. Граничные значения коллекторов приведены в таблице 1 и на рисунках 4 и 5.

Таблица 1

Граничные значения ФЕС для продуктивных отложений Торавейского и Варандейского месторождений

Параметр	$К_{пэф.гр.}$, %	$К_{п.гр.}$, %	$К_{пр.гр.}$, мД	$К_{во.гр.}$, %
$Р_{1art}^{в}$	0,72	4,1	0,125	81
$Р_{1art}^{н}$	3,2	13,4	0,64	65,5

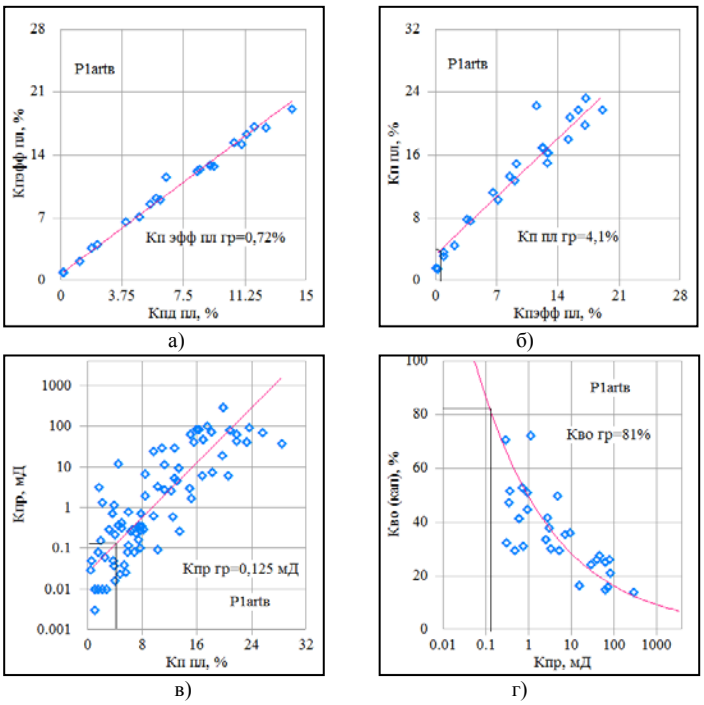


Рис. 4. ***Обоснование граничных величин для продуктивных пермских верхнеартинских отложений $P_{1art}^{в}$ Торавейского и Варандейского месторождений:*** *а) эффективной пористости; б) открытой пористости; в) проницаемости; г) остаточной водонасыщенности*

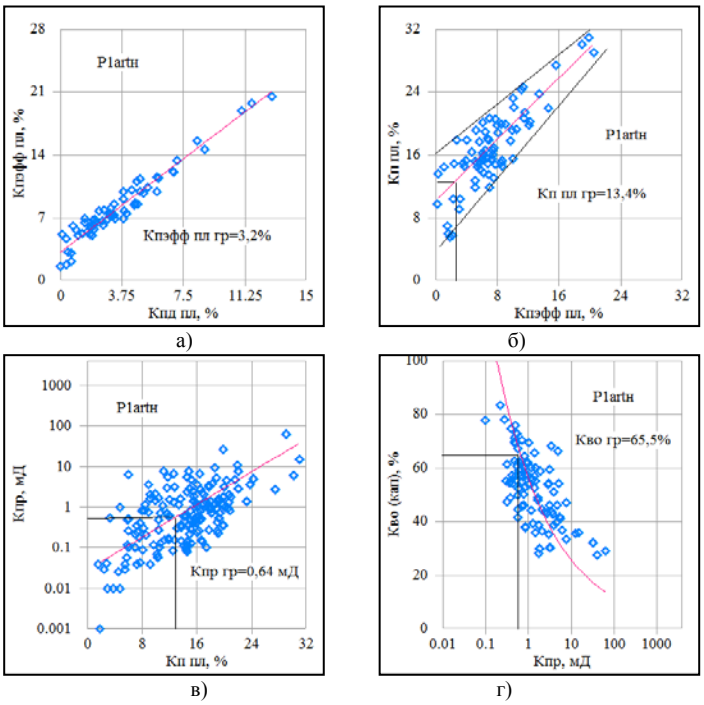


Рис. 5. ***Обоснование граничных величин для продуктивных пермских нижнеартинских отложений $P_{1art}^{н}$ Торавейского и Варандейского месторождений:*** *а) эффективной пористости; б) открытой пористости; в) проницаемости; г) остаточной водонасыщенности*

Результаты

Оценка коэффициента пористости проводилась несколькими способами. Лучшие результаты получены при комплексировании методов гамма-гамма плотностного каротажа (ГГКп) — водородосодержание по нейтронному каротажу по тепловым нейтронам W(ННК-Т) и акустического каротажа (АК) (рис. 6). Использование представленных палеток для определения расчетных параметров значительно упрощает процесс обработки входной информации.

Для расчета концевых точек палеток при определении емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа использованы таблицы параметров из методических указаний И. В. Головацкой и др. (табл. 2) [2].

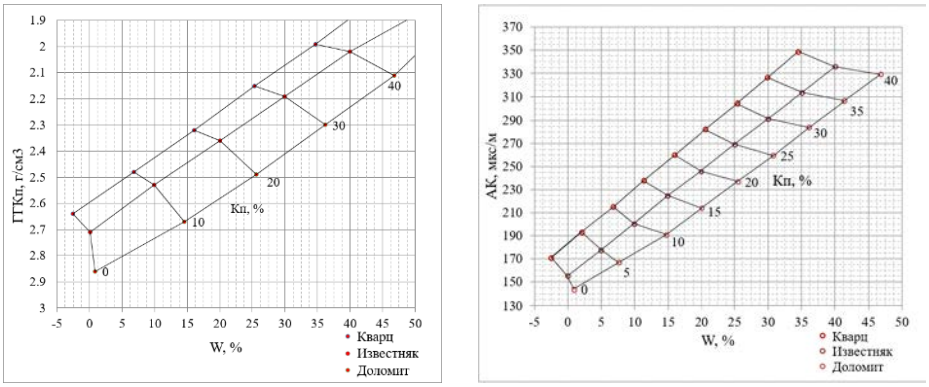


Рис. 6. ***Комплексные палетки ГГКп-W и АК-W для определения литологического состава, содержания кремнезема и пористости***

Таблица 2

Концевые значения для комплексных палеток определения пористости по методам ГИС, ГГКп-W и АК-W

Параметр	Кварц	Известняк	Доломит
ГГКп, г/см^3	2,65	2,71	2,87
АК, мкс/м	170	155	142
W(ННК-Т), %	–2	0	1

Плюсом использования представленных палеток и комплексирования является дополнительное получение значений нерастворимого остатка вне зависимости от характера насыщения (нефть или вода).

Ранее было отмечено, что основное содержание нерастворимого остатка приходится на породы нижнего артинского яруса $P_{1art}^{н}$, для определения этого параметра по ГИС было проведено сопоставление содержания нерастворимого остатка со значениями УЭС в зоне предельного насыщения при эффективном давлении с градацией по пористости, определенной на керне пород (рис. 7), УЭС породы определялось по результатам исследования керна при разных значениях водонасыщенности при условиях, моделирующих пластовые [18].

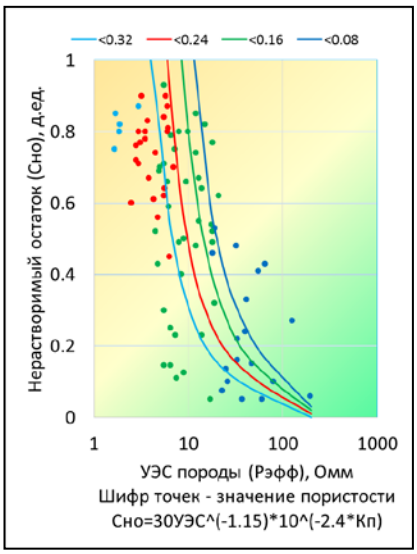


Рис. 7. ***Сопоставление содержания нерастворимого остатка и УЭС породы с градацией по пористости при условиях, моделирующих пластовые***

По данному сопоставлению получена трехмерная зависимость, описываемая уравнением

$$C_{но} = 30 \cdot УЭС^{(-1,1)} \cdot 10^{(-2,4 \cdot K_{п\,пл})}, \text{ д.ед.} \qquad (1)$$

где $C_{но}$ — содержание нерастворимого остатка; УЭС — удельное электрическое сопротивление, Ом · м; $K_{п\,пл}$ — коэффициент пористости в пластовых условиях, д.ед.

Сходимость результатов расчета по ГИС и керну высокая (рис. 8).

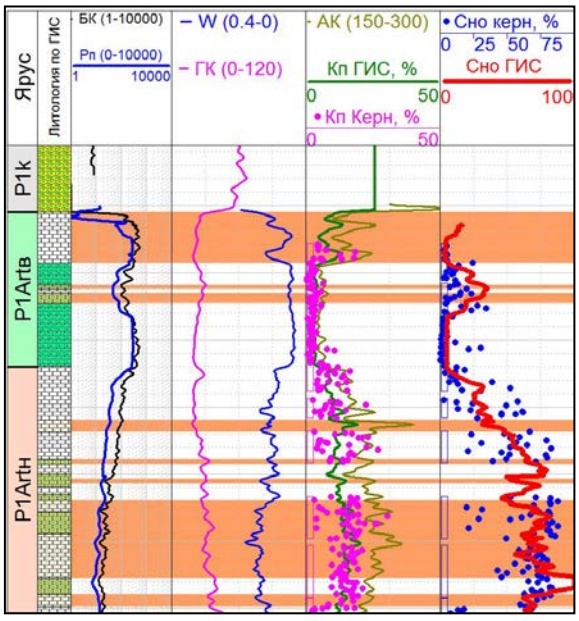


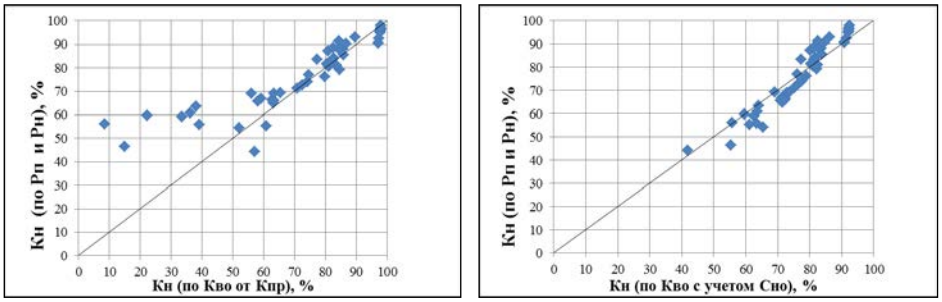
Рис. 8. ***Сопоставление содержания нерастворимого остатка, определенного по данным керна и ГИС по зависимости $C_{но}(K_п, УЭС)$***

Определение коэффициента нефтенасыщенности ($К_н$) в зоне предельного насыщения проводилось как $К_н = 100 – К_{во}$. $К_{во}$ рассчитывалось по двумерному сопоставлению с проницаемостью и по трехмерной связи (2).

$$К_{во} = ((5{,}6\text{^}С_{но})/(К_{п\,пл} \cdot 60))\text{^}0{,}9; \quad (2)$$

где $К_{во}$ — коэффициент остаточной водонасыщенности, д.ед.; $С_{но}$ — содержание нерастворимого остатка, д.ед., $К_{п\,пл}$ — коэффициент пористости в пластовых условиях, д.ед.

Сопоставление значений коэффициента нефтенасыщенности ($К_н$), определенных по УЭС (по методике Арчи — Дахнова) со значениями остаточной водонасыщенности, показало правильность использования уравнений $Р_п(К_п)$ (параметр пористости от $К_п$) и $Р_н(К_в)$ (параметр насыщения от коэффициента водонасыщенности), разделенных по стратиграфическому принципу на верхнеартинскую и нижнеартинскую пачки, а расчет $К_{во}$ лучше производить с учетом $С_{но}$, в таком случае распределение ложится на линию равных значений (рис. 9) [19, 20].



а) б)

Рис. 9. ***Сопоставление коэффициентов нефтенасыщенности, определенных разными способами:*** *а) по коэффициенту водонасыщенности ($К_{во}$) от коэффициента проницаемости ($К_{пр}$); б) по коэффициенту водонасыщенности ($К_{во}$) с учетом содержания нерастворимого остатка ($С_{но}$)*

Обсуждение

Учет нерастворимого кремнистого остатка важен не только для определения подсчетных параметров, он также вносит значительный вклад в корреляционные работы. В качестве примера на рисунках 10 и 11 представлены схемы корреляции по профилю без учета и с учетом содержания нерастворимого остатка по керну и ГИС.

Из рисунков видно, что при выполнении корреляционных работ по методам ГИС только на качественном уровне, мощность верхнего артинского яруса сильно завышается, что подтверждается наличием высокого содержания в $Р_{1art}^{в}$ нерастворимого остатка, тогда как при учете содержания нерастворимого остатка мы получаем истинные более низкие значения мощности пласта.

Из-за недостаточной мощности карбонатных отложений применять однозначно данные сейсмических профилей и моделей не представляется возможным, а полученные по данным ГИС и керна точно выделенные гра-

ницы кремнистых и карбонатно-кремнистых интервалов ярусов позволяют провести более корректную оценку запасов месторождений и спланировать их разработку и эксплуатацию.

Данная методика поможет при дальнейшей работе на Варандейском, Торавейском и подобных им месторождениях, где от изменения границ ярусов заметно зависят эффективные мощности.

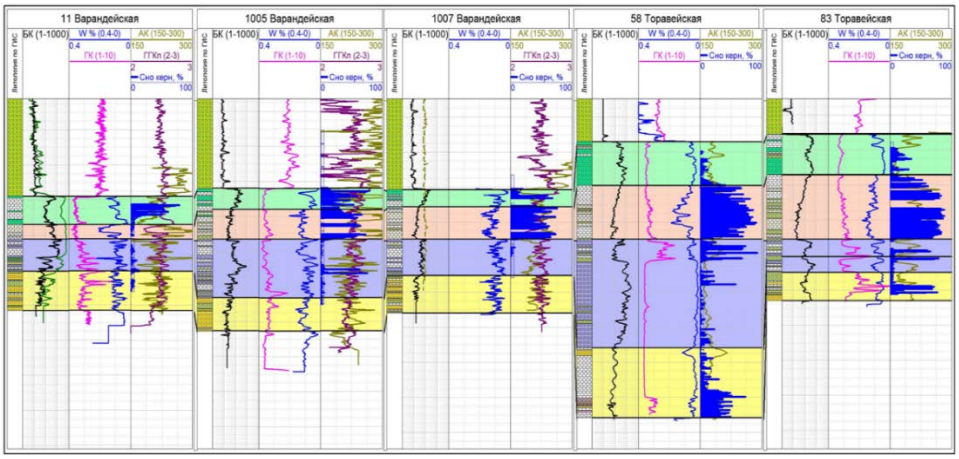


Рис. 10. ***Схема корреляции по профилю Варандейского месторождения без учета нерастворимого остатка по керну***

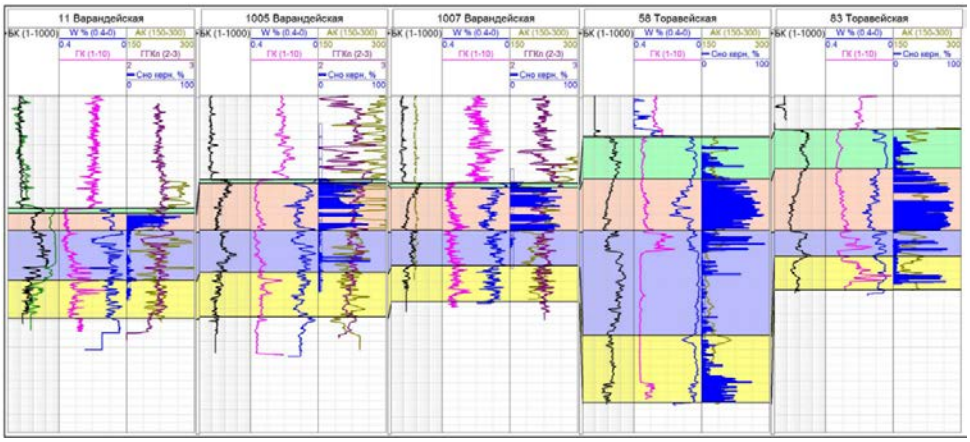


Рис. 11. ***Схема корреляции по профилю Варандейского месторождения с учетом нерастворимого остатка по керну***

Выводы

- Для пластов пермского возраста при оценке параметров необходимо учитывать содержание кремнистого нерастворимого остатка.
- Общую пористость необходимо определять способом комплексирования методов ГИС, а именно акустического каротажа, гамма-гамма плотностного каротажа и нейтронного каротажа по тепловым нейтронам.

- Установлено, что определение содержания нерастворимого остатка по ГИС имеет хорошую сходимость с керновыми данными при использовании трехмерного сопоставления содержания $С_{но}$ от коэффициента пористости и УЭС.

Библиографический список

1. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа объемным методом / Министерство природных ресурсов Российской Федерации, Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт (ВНИГНИ), Научно-производственный центр по геофизическим работам (НПЦ «Тверьгеофизика») ; под редакцией В. И. Петерсилье, В. И. Пороскуна, Г. Г. Яценко. – Москва – Тверь : НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 258 с. – Текст : непосредственный.
2. Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа (наставление по интерпретации с комплектом палеток) / Министерство геологии СССР, Науч.-произв. об-ние «Союзпромгеофизика», Всесоюзный научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт геофизических методов исследований, испытания и контроля нефтегазоразведочных скважин ; составители: И. В. Головацкая [и др.]. – Калинин, 1984. – 111 с. – Текст : непосредственный.
3. Приуральский отдел пермской системы юго-восточной части Соль-Влецкого свода : биостратиграфия и литолого-фациальные особенности / Т. В. Филимонова, Е. Н. Горожанина, Т. Н. Исакова, В. М. Горожанин. – DOI 10.7868/S0869592X15010068. – Текст : непосредственный // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2015. – Т. 23, № 2. – С. 17–42.
4. Сухов, Е. Е. Сопоставление пермских морских отложений печорской провинции по фораминиферам / Е. Е. Сухов. – Текст : непосредственный // Вестник поморского университета. Серия: естественные и точные науки. – 2006. – № 1. – С. 35–44.
5. Вискунова, К. Г. Прогноз литолого-фациальной зональности ассель-сакмарских отложений печорского моря в связи с их нефтегазоносностью / К. Г. Вискунова, О. И. Супруненко, Э. Н. Преображенская. – Текст : непосредственный // Геолого-геофизические характеристики литосферы арктического региона : сборник статей / Министерство природных ресурсов Российской Федерации, Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и природных ресурсов Мирового океана, ВНИИОкеангеология. – Санкт-Петербург, 2002. – С. 147–156.
6. Грунис, Е. Б. Особенности строения, условия формирования пермского терригенного комплекса, этапы образования неантиклинальных ловушек в северо-восточной части тимано-печорской провинции / Е. Б. Грунис, И. А. Маракова, В. Б. Ростовщиков. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2017. – № 1. – С. 13–25.
7. Мандель К. А. Нефтегазоносность и перспективы освоения северной части Тимано-Печорской провинции (Печорское море) : специальность 25.00.12. «Геология поиски и разведка горючих ископаемых» : диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Мандель Ксения Александровна ; Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт. – Санкт-Петербург, 2005. – 190 с. – Текст : непосредственный.
8. Маракова, И. А. Условия и этапы формирования ловушек в пермских терригенных отложениях в северо-восточной части тимано-печорской провинции / И. А. Маракова, В. Б. Ростовщиков. – Текст : непосредственный // Ресурсы европейского севера. Технологии и экономика освоения. – 2017. – № 1. – С. 108–122.
9. Богданов, Б. П. Некоторые нерешенные задачи в геологии Тимано-Печорской провинции / Б. П. Богданов, А. А. Константинов, С. Э. Терентьев. – Текст : непосредственный // Рассохинские чтения. Материалы семинара памяти профессора, д. т. н. Геннадия Васильевича Рассохина посвящается. – Ухта : УГНТУ, 2009. – С. 74–81.
10. Гордадзе, Г. Н. Типизация нефтей Тимано-Печорской провинции по составу углеводородов-биомаркеров (стеранов и терпанов) / Г. Н. Гордадзе, В. И. Тихомиров. – Текст : непосредственный // Геохимия. – 2006. – № 3. – С. 332–344.

11. Наугольных, С. В. Палеофитогеография пермского периода / С. В. Наугольных. – Текст : непосредственный // Труды геологического института. – 2004. – № 550. – С. 194–220.

12. Хаин, В. Е. Тектоника, геодинамика и перспективы нефтегазоносности восточно-арктических морей и их континентального обрамления / В. Е. Хаин, Н. И. Филатова, И. Д. Полякова. – Текст : непосредственный // Труды геологического института. – 2009. – № 601. – С. 1–227.

13. Дзюбло, А. Д. Геолого-геофизические исследования и модели природных резервуаров Баренцево-Карского региона с целью наращивания ресурсной базы углеводородов : специальность 25.00.12. «Геология поиски и разведка горючих ископаемых» : диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук / Дзюбло Александр Дмитриевич ; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина. – Москва, 2009. – 267 с. – Текст : непосредственный.

14. Холодилов В. А. Геология, нефтегазоносность и научные основы стратегии освоения ресурсов нефти и газа Баренцева и Карского морей : специальность 25.00.12. «Геология поиски и разведка горючих ископаемых» : диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук / Холодилов Валентин Арсентьевич; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина. – Москва, 2006. – 217 с. – Текст : непосредственный.

15. Козяр, В. Ф. Принципы и критерии определения подсчетных параметров коллекторов и залежей сложного строения по данным геофизических исследований скважин : специальность 04.00.12 «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых» : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Козяр Валерий Федорович. – Тверь, 1993. – 42 с. – Текст : непосредственный.

16. Тимонин, Н. И. Тектоника и нефтегазоносность Баренцево-Карского региона / Н. И. Тимонин. – Текст : непосредственный // Вестник института геологии Коми научного центра уральского отделения РАН. – 2007. – № 4 (148). – С. 12–14.

17. Шеин, В. С. Тектоническое строение и перспективы нефтегазоносности баренцево-карского региона / В. С. Шеин, В. А. Шеин. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2011. – № 2. – С. 34–55.

18. Биостратиграфия и литофации нефтегазоносных отложений Баренцево-Карского региона : монография / В. П. Гаврилов, Н. Б. Гибшман, С. М. Карнаухов [и др.]. – Москва : Недра, 2010. – 255 с. – Текст : непосредственный.

19. История геологического развития баренцево-карского региона по результатам комплексного анализа региональной геолого-геофизической информации / Л. А. Дараган-Сущова, А. Д. Павленкин, В. А. Поселов [и др.] // Геолого-геофизические характеристики литосферы арктического региона / Министерство природных ресурсов Российской Федерации, Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и природных ресурсов Мирового океана. – Санкт-Петербург, 2000. – С. 145–160. – Текст : непосредственный.

20. Калинина Е. А. Методика определения подсчетных параметров ГИС нижнепермских коллекторов Варандейского месторождения / Е. А. Калинина. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 7. – С. 60–69.

References

1. Petersil'e, V. I., Poroskun, V. I., & Yatsenko, G. G. (Eds.) (2003). Metodicheskie rekomendatsii po opredeleniyu podschetnykh parametrov zalezhey nefti i gaza ob"emnym metodom. Moscow - Tver, Tvergeofizika SPC Publ., 258 p. (In Russian).

2. Golovatskaya, I. V., Gulin, Yu. A., Enikeeva, F. Kh., Velizhanin, V. A., Zhuravlev, B. K., Kozyar, V. F.,… Rezvanov, R. A. (1984). Opredelenie emkostnykh svoystv i litologii porod v razrezakh neftegazovykh skvazhin po dannym radioaktivnogo i akusticheskogo karotazha (nastavlenie po interpretatsii s komplektom paletok). Kalinin, 111 p. (In Russian).

3. Filimonova, T. V., Isakova, T. N., Gorozhanina, E. N., & Gorozhanin, V. M. (2015). Cisuralian series of the permian system of the southeastern Sol-Iletsk swell: biostratigraphy and lithology. Stratigraphy and Geological Correlation, 23(2), pp. 131-154. (In English). DOI: 10.1134/S0869593815010062

4. Sukhov, E. E. (2006). Correlation of the Perm sea sediments sections of the Pechora coal basin on fine foraminifers. Vestnik pomorskogo universiteta. Seriya: estestvennye i tochnye nauki, (1), pp. 35-44. (In Russian).

5. Viskunova, K. G., Suprunenko, O. I., & Preobrazhenskaya, E. N. (2002). The prognosis of litofacial zonality of Asselian-Sakmarian deposits within Pechora sea for their petroleum prospects. Geological and geophysical characteristics of the lithosphere of the Arctic region. St. Petersburg, pp. 147-156. (In Russian).
6. Grunis, E. B., Marakova, I. A., & Rostovshchikov, V. B. (2017). Structural features and formation conditions of the permian terrigenous sequence and stages of non-anticlinal trap formation in the northeastern part of the Timan-Pechora province. Oil and gas geology, (1), pp. 13-25. (In Russian).
7. Mandel', K. A. (2005). Neftegazonosnost' i perspektivy osvoeniya severnoy chasti Timano-Pechorskoy provintsii (Pechorskoe more). Diss. … kand. geol.-mineral. nauk. St. Petersburg, 190 p. (In Russian).
8. Marakova, I. A., & Rostovshcikov, V. B. (2017). Conditions and stages of formation traps in the Permian clastic sediments in the northeastern part of the Timan-Pechora province. Resources of the European North. Exploration technologies and economics, (1), pp. 108-122. (In Russian).
9. Bogdanov, B. P. Konstantinov, A. A., & Terentyev, S. E. (2009). Nekotorye nereshennye zadachi v geologii timano-pechorskoy provintsii. Ukhta, Ufa State Petroleum Technological University Publ., pp. 74-81. (In Russian).
10. Gordadze, G. N. & Tikhomirov, V. I. (2006). Typification of oils in the Timan-Pechora province according to the composition of hydrocarbon biomarkers (steranes and terpanes). Geochemistry international, 44(3), pp. 296-307. (In English).
11. Naugol'nykh, S. V. (2004). Paleofitogeografiya permskogo perioda. Trudy geologicheskogo institute, (550), pp. 194-220. (In Russian).
12. Khain, V. E., Filatova, N. I., & Polyakova, I. D. (2009). Tectonics, geodynamics and petroleum potential of the eastern arctic seas and their continental framing. Proceedings of the geological Institute. Geological Institute of the Russian Academy of Sciences Moscow, (601), pp. 1-227. (In Russian).
13. Dzyublo, A. D. (2009). Geologo-geofizicheskie issledovaniya i modeli prirodnykh rezervuarov Barentsevo-Karskogo regiona s tsel'yu narashchivaniya resursnoy bazy uglevodorodov. Diss. … dokt. geol.-mineral. nauk. Moscow, 267 p. (In Russian).
14. Kholodilov, V. A. (2006). Geologiya, neftegazonosnost' i nauchnye osnovy strategii osvoeniya resursov nefti i gaza Barentseva i Karskogo morey. Diss. dokt. geol.-mineral. nauk. Moscow, 217 p. (In Russian).
15. Kozyar, V. F. (1993). Printsipy i kriterii opredeleniya podschetnykh parametrov kollektorov i zalezhey slozhnogo stroeniya po dannym geofizicheskikh issledovaniy skvazhin. Avtoref. diss. … dokt. tekhn. nauk. Tver, 42 p. (In Russian).
16. Timonin, N. I. (2007). Tektonika i neftegazonosnost' Barentsevo-Karskogo regiona Vestnik of institute of geology of Komi science center of Ural Branch RAS, (4(148)), pp. 12-14.
17. Shein, V. S. & Shein, V. A. (2011). Tectonic structure and oil and gas potential prospects of the Barents-Cara region. Oil and gas geology, (2), pp. 34-55.
18. Gavrilov, V. P., Gibshman, N. B., Karnauhov, S. M., Holodilov, V. A., Cemkalo, M. L., & Shamalov, Yu. V. (2010). Biostratigrafiya i litofatsii neftegazonosnykh otlozheniy Barentsevo-Karskogo regiona. Moscow, Nedra Publ., 255 p. (In Russian).
19. Daragan-Sushchova, L. A.,Pavlenkin, A. D., Poselov, V. A., Murzin, R. R., & Daragan-Sushchov, Yu. I. (2000). Istoriya geologicheskogo razvitiya barentsevo-karskogo regiona po rezul'tatam kompleksnogo analiza regional'noy geologo-geofizicheskoy informatsii. Geologo-geofizicheskie kharakteristiki litosfery arkticheskogo regiona. St. Petersburg, pp. 145-160. (In Russian).
20. Kalinina, E. A. (2007). Metodika opredeleniya podschetnykh parametrov GIS nizhnepermskikh kollektorov varandeyskogo mestorozhdeniya. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (7), pp. 60-69. (In Russian).

Сведения об авторах

Смоляков Геннадий Анатольевич, *начальник отдела, Центр геологического моделирования и подсчета запасов, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, e-mail: SmolyakovGA@tmn.lukoil.com*

Information about the authors

Gennady A. Smolyakov, *Head of Department, Center for Geological Modeling and Reserves Estimation, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, e-mail: SmolyakovGA@tmn.lukoil.com*

Гильманова Наталья Вячеславовна, *к. г.-м. н., главный специалист, проектный офис по освоению Имилорско-Источного участка недр, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень*

Сивкова Анастасия Владимировна, *инженер, Центр геологического моделирования и подсчета запасов, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень*

Natalia V. Gilmanova, *Candidate of Geology and Mineralogy, Main Specialist, Project Office for the Development of the Imilorsko-Istochny Subsoil Area, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen*

Anastasia V. Sivkova, *Engineer, Center for Geological Modeling and Reserves Estimation, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen*

25.00.15 Технология бурения и освоения скважин (технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2020-6-75-85

УДК 622.276

Технология проведения водоизоляционных работ в газодобывающей скважине с применением колтюбинга

Д. С. Леонтьев, И. И. Клещенко, А. Д. Шаляпина*, М. М. Мансурова

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

Аннотация. В современной практике эксплуатации газовых месторождений существует проблема, связанная с притоком подошвенных вод к забою скважины. Одним из способов решения данной актуальной задачи являются внедрение водоизоляционных технологий при разработке газовых месторождений и использование специальных составов и технологического оборудования для закачки жидкостей в обводненные пласты газовых скважин.

В работе рассматривается применение комплекса специальных технологических мероприятий: установка поверхностного оборудования для проведения работ в газовой скважине с применением колтюбинга, спуск гибкой трубы через колонну насосно-компрессорных труб пакером, конструкция надувного пакера, а также применение селективной водоизолирующей композиции скважины путем закачивания ее через имеющиеся перфорационные каналы в эксплуатационной колонне. Составы на основе этилсиликата и гидрофобизирующей кремнийорганической жидкости создают своеобразный водоизоляционный экран между газо- и водонасыщенной частями пласта газовой скважины.

Ключевые слова: колтюбинг; газовая скважина; пакер; водоизоляционные работы

Technology of water shut-off treatment in the gas well using coiled tubing

Dmitry S. Leontiev, Ivan I. Kleshchenko, Adelya D. Shalyapina*, Mashkhura M. Mansurova

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

Abstract. In the modern practice of gas field operation, there is a problem associated with the inflow of bottom water to the bottom hole of the well.

One of the ways to solve this urgent problem is the introduction of water isolation technologies in the development of gas fields and the use of special composi-

tions and technological equipment for pumping liquids into the watered layers of gas wells.

The article deals with the application of a set of special technological measures, such as installation of surface equipment for working in a gas well using coiled tubing, descent of a flexible pipe through a column of pump and compressor pipes with a packer, construction of an inflatable packer, as well as the use of a selective water-insulating composition of the well by pumping it through existing perforation channels in the casing string.

Liquids based on ethyl silicate create a kind water shut-off screen between the gas- saturated and water-saturated parts of the gas well formation.

Key words: coiled tubing; gas well; packer; water shut-off treatment

Введение

При эксплуатации газодобывающих скважин, а большинство из них эксплуатируют месторождения, которые вступили в поздние стадии разработки, как правило, по мере прогрессирующего снижения пластового давления в залежи, в ее газонасыщенную часть активно продвигаются, а затем внедряются нижезалегающие подошвенные воды [1, 2]. Изначально подошвенная вода к забою скважины подтягивается в виде конуса и по мере подъема газоводяного контакта (ГВК) через перфорационные отверстия начинает поступать в ствол скважины и скапливаться на забое. С течением времени вода перекрывает весь интервал перфорации, не позволяя газу двигаться по стволу на поверхность. Такая скважина считается «самозадавливающейся», добыча продукции из нее прекращается.

Для ликвидации вышеуказанной проблемы в газодобывающей скважине необходимо проводить водоизоляционные работы (ВИР). В настоящее время существует множество технологий проведения таких работ, имеющих те или иные достоинства и недостатки [3, 4].

Объект и методы исследования

Для цели ликвидации конуса подошвенных вод, как правило, необходимо между газо- и водонасыщенной частями пласта (то есть на границе ГВК) создать прочный водоизоляционный экран [5, 6]. Достичь такого эффекта можно путем закачивания водоизоляционной композиции через имеющиеся перфорационные каналы в эксплуатационной колонне. Наибольшее предпочтение при проведении ВИР необходимо отдавать методам селективной изоляции водопритоков. Такие методы обладают избирательной способностью ограничения притока пластовых вод. Селективные водоизолирующие материалы с учетом природы их применения разделяются на три основные группы: первые их них — это методы, основанные на закачке в пласт органических полимерных материалов; вторые — методы, которые основаны на применении неорганических водоизолирующих реагентов; третьи — методы, основанные на закачивании в пласт элементоорганических соединений [7–19].

Экспериментальная часть

Нами разработана технология проведения водоизоляционных работ в газодобывающей скважине с применением колтюбинга (или иначе с применением установки «гибкая насосно-компрессорная труба» (ГНКТ)).

Технология включает установку поверхностного оборудования для проведения ВИР с применением колтюбинга (сверху вниз): инжекторная головка *1* с гусаком *2*, стриппер *3* (к примеру, с боковым люком или стандартное уплотнительное устройство), верхний лубрикатор *4*, блок превенторов *5* (четырехплашечный превентор или комбинированный), дроссельное устройство *6*, нижний лубрикатор *7*, превентор со срезными/глухими плашками *8*, устанавливаемый непосредственно над фонтанной арматурой скважины (рис. 1).

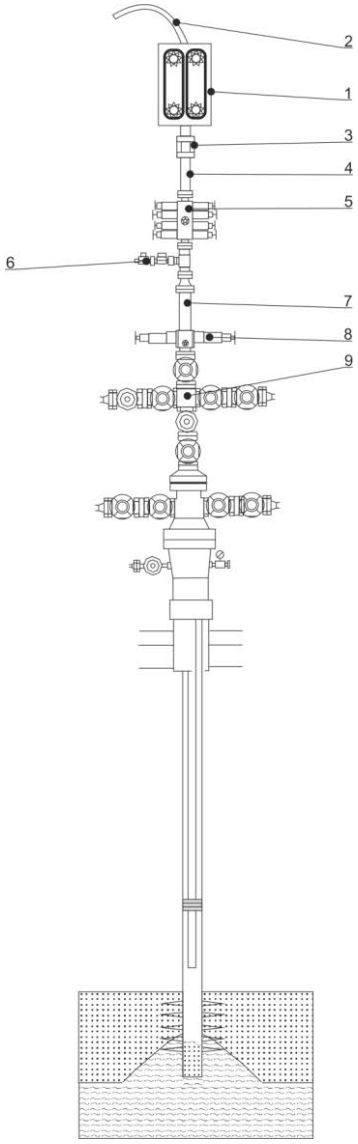


Рис. 1. ***Установка поверхностного оборудования для проведения работ в газовой скважине с применением колтюбинга***

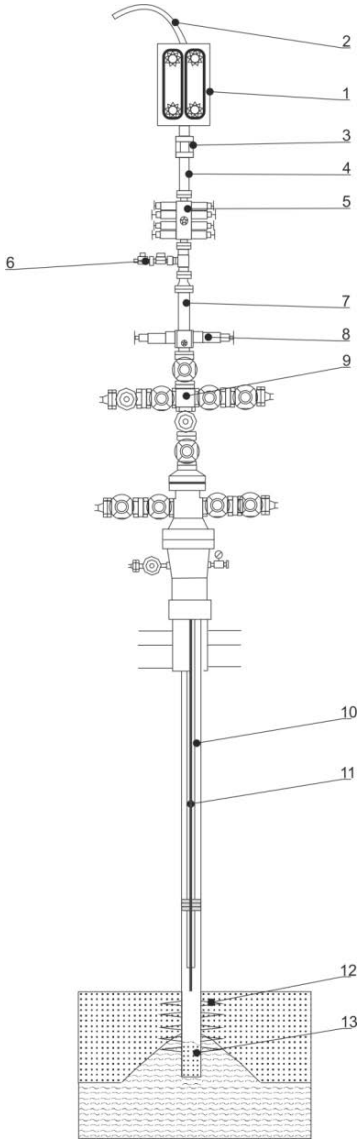


Рис. 2. ***Спуск гибкой трубы через колонну НКТ***

Через колонну насосно-компрессорных труб *10* (НКТ) в скважину спускается колонна ГНКТ *11* с соединителем, двумя клапанами обратного типа действия, разъединителем и гидромониторной насадкой до верхнего интервала перфорационных отверстий *12*, закрывают клиновые и трубные плашки на блоке превенторов, подается рабочая жидкость через ГНКТ для осуществления промывки скважины, при этом штуцер дроссельного устройства должен быть открыт, что позволит рабочей жидкости прокачиваться по малому затрубу (между НКТ и ГНКТ) и уже через дроссельное устройство выходить на дневную поверхность с частицами песка, осевшего на забое скважины и образовавшего песчаную пробку *13* (рис. 2).

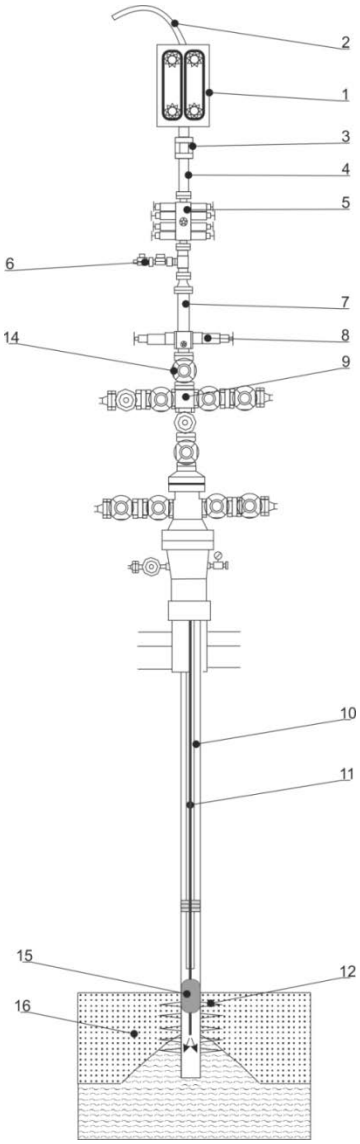


Рис. 3. ***Спуск гибкой трубы в скважину с пакером***

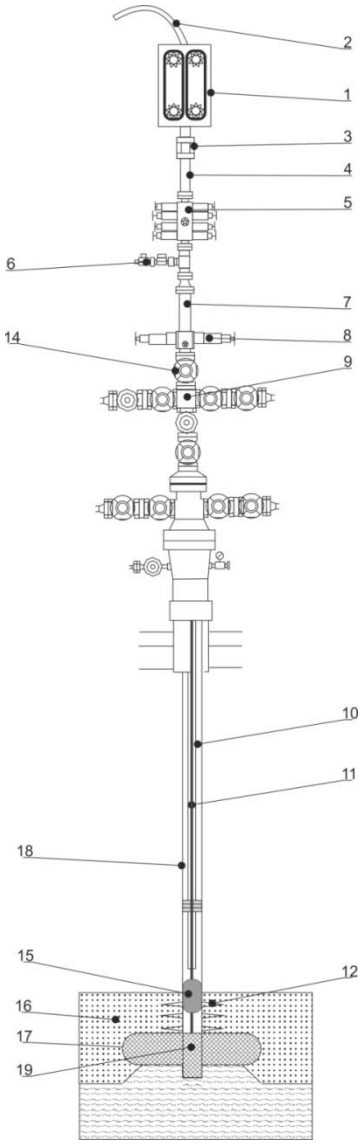


Рис. 4. ***Установка водоизоляционного экрана***

После осуществления промывки забоя скважины открывают клиновые и трубные плашки на блоке противовыбросового оборудования, осуществляют подъем ГНКТ, после извлечения которой закрывают буферную задвижку *14* фонтанной арматуры газодобывающей скважины. Далее в скважину через НКТ при открытой буферной задвижке спускают компоновку на ГНКТ, состоящей из коннектора, надувного пакера *15*, двух обратных клапанов, аварийного разъединителя и воронки с косым срезом (или иначе срезного патрубка) до обводнившегося интервала пласта *16*. Проводят закачивание водоизоляционной композиции с продавкой ее в пласт (рис. 3) для закрепления коллектора и образования водоизоляционного экрана *17* (рис. 4). При прокачивании водоизоляционной композиции надувной пакер раздувается и герметизирует кольцевое пространство между ГНКТ и обсадной колонной *18* скважины.

Рекомендуется применять пакер, защищенный патентом РФ № 167386. Надувной пакер содержит ствол *1* (рис. 5), представляющий собой патрубок с резьбовыми соединениями с обоих концов, а также выточками и бортиком по телу патрубка для крепления остальных элементов на стволе и обеспечения канала для подачи рабочей жидкости в рабочую полость уплотнительного элемента рукава манжетного *4* пакера [20].

На рабочем стволе закреплен рукав манжетный, который надевается на ствол через его верхний конец и упирается в бортик *6* ствола. Снизу рукав манжетный фиксируется крышкой *3*, которая прикручивается к его нижней части и упирается в бортик ствола с другой стороны. Сверху рукав манжетный фиксируется от движения вверх по оси ствола с помощью разрезного кольца *5*, установленного в выточке ствола пакера. После этого наворачивается верхняя крышка *2*, которая крепится к рукаву манжетному с помощью резьбового соединения.

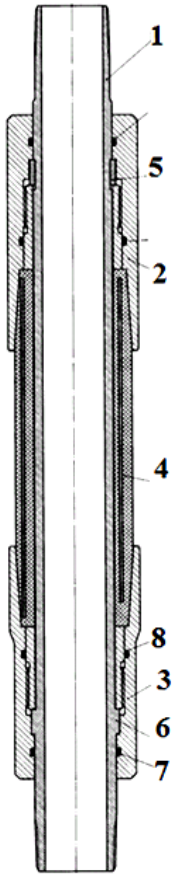


Рис. 5. ***Конструкция надувного пакера***

На верхней крышке имеется канал для подачи рабочей жидкости в рабочую полость уплотнительного элемента пакера, которая формируется кольцевым зазором между уплотнительным элементом рукава манжетного пакера и стволом. Уплотнения *7*, *8*

верхней и нижней крышей позволяют герметизировать рабочую полость и изолировать ее от внутрискважинного пространства.

Рукав манжетный состоит из резинового уплотнительного элемента, армированного посередине двумя рядами стальных пластинок, расположенных в шахматном порядке и закрепленных с обоих концов рукава манжетного *4* в специальных выточках.

При подаче рабочей жидкости в рабочую полость уплотнительного элемента рукава манжетного пакера происходят надувание уплотнительного элемента и увеличение его радиуса до тех пор, пока надувание не будет ограничено стенками обсадной колонны скважины. При этом стальные пластинки, выполненные из пружинной стали, растянутся за счет упругих свойств стали, что приведет к увеличению зазора между соседними пластинками слоя. За счет шахматного расположения пластинок и их достаточной ширины данные зазоры перекрыты соседним слоем как в транспортном, так и в надутом состоянии уплотнительного элемента. Таким образом, стальные пластинки перекрывают весь периметр слоя армирования при любом состоянии надувного пакера, что препятствует выдавливанию резины при высоких давлениях и позволяет значительно увеличить диапазон рабочих давлений пакера.

Надежное крепление уплотнительного элемента на концах рукава манжетного и избежание механического износа резины уплотнительного элемента при спуске пакера в скважину достигаются за счет конических выточек внутри крышек *2, 3*, которые установлены с обоих концов рукава манжетного. Крышки препятствуют выходу стальных пластинок из специальных выточек и воспринимают механические воздействия при спуске пакера, так как имеют больший диаметр, нежели уплотнительный элемент в транспортном положении.

Надувной пакер многоразового применения функционирует следующим образом. Производится спуск пакера на рабочей колонне труб (или на ГНКТ). После спуска на необходимую глубину производится подача рабочей жидкости в рабочую полость уплотнительного элемента. Подача производится через канал в верхней крышке. Рабочая жидкость, подаваемая под давлением, надувает уплотнительный элемент рукава манжетного, за счет чего достигается герметичное разобщение полости скважины ниже уплотнительного элемента от полости скважины выше уплотнительного элемента. При этом прижимающие усилия тем выше, чем выше давление в рабочей колонне, что позволяет пакеру сохранять герметичность при широком диапазоне давлений. В силу того, что рабочая полость пакера в надутом состоянии не изолирована от полости рабочей колонны, изменение температурных условий в скважине не влияет на давление внутри рабочей полости при условии постоянного давления в рабочей колонне.

Для того чтобы пакер находился в надутом состоянии и обеспечивал герметичное разобщение участков в скважине, необходимо поддержание давления в рабочей колонне на протяжении всей внутрискважинной работы.

При осуществлении технологии мы также предлагаем комбинированный превентор, повышающий надежность предупреждения возникновения газонефтеводопроявлений (открытого фонтанирования) при проведении

ремонтных работ в скважинах с применением колтюбинга (гибкой трубы), а также обеспечивающий надежную герметизацию устья скважины в зоне действия превентора при извлечении инструмента на поверхность.

В конструкции превентора между трубными/клиновыми и срезными/глухими плашками располагается обратный клапан, механизмом закрытия которого является створка (или иначе створчатый обратный клапан). Перед спуском инструмента в скважину створка клапана находится в закрытом положении, что снижает риск возникновения открытого фонтанирования скважины при монтаже инструмента в лубрикаторе (так как в этом случае барьерами для возникновения открытого фонтанирования скважины служат закрытая буферная задвижка фонтанной арматуры, а также закрытый клапан створчатого типа комбинированного превентора). При спуске инструмента в скважину механизм закрытия обратного клапана находится в открытом положении за счет подачи гидравлического давления низковязкого масла. В этом случае предупреждение открытого фонтанирования скважины осуществляется за счет уплотнительного устройства, находящегося под инжектором, а также закрытия трубных/клиновых плашек. В случае возникновения осложнений, способных привести к открытому фонтанированию скважины, предупреждение осуществляется путем закрытия срезных/глухих плашек. После проведения ремонтных работ и подъема инструмента на гибкой трубе на поверхность и при прохождении его через обратный клапан механизм клапана закрывается за счет сброса давления гидравлического давления масла (в этом случае барьерами для возникновения открытого фонтанирования скважины служат буферная задвижка фонтанной арматуры, закрываемая сразу после извлечения инструмента, а также закрытый клапан створчатого типа комбинированного превентора).

Отличительной особенностью заявляемого превентора от известных является то, что в его корпусе между трубными/клиновыми и срезными/глухими плашками предусмотрен обратный клапан створчатого типа, работающий гидравлически.

Комбинированный превентор работает следующим образом.

Превентор, содержащий трубные/клиновые и срезные/глухие плашки устанавливается на колпак фонтанной арматуры за счет фланцевого соединения.

Далее к фланцевому соединению устанавливается райзер (лубрикатор) для размещения в нем оборудования, спускаемого в скважину на гибкой трубе. В этом случае створка обратного клапана находится в закрытом положении, что снижает риск возникновения открытого фонтанирования скважины при монтаже инструмента в лубрикаторе (так как в этом случае барьерами для открытого фонтанирования служат закрытая буферная задвижка самой фонтанной арматуры и закрытый клапан створчатого типа превентора).

После создания давления в уплотнительном устройстве и открытия буферной задвижки фонтанной арматуры осуществляется спуск компоновки на гибкой трубе в скважину. В гидравлический канал клапана подается давление низковязкого гидравлического масла, которое создает давление на рабочий поршень, удерживаемый пружиной. Пружина сжимается, и открывается механизм закрытия (то есть створка) клапана.

После проведения ремонтных работ в скважине осуществляется подъем инструмента на гибкой трубе, при прохождении клапана осуществляется сброс гидродавления в канале, в результате чего клапан закрывается.

Такое техническое решение (а точнее предусмотрение в конструкции превентора обратного клапана створчатого типа гидравлического действия) в разы снижает риск возникновения чрезвычайных ситуаций (открытого фонтанирования скважин) при проведении ремонтных работ с применением гибкой трубы. Механизм позволяет снизить риск открытого фонтанирования скважины в следующих случаях: негерметичности уплотнительного устройства при имеющейся компоновке в зоне райзера и открытой буферной задвижке; несдерживания давления из скважины при закрытой буферной задвижке фонтанной арматуры; при поломке буферной или верхней главной задвижки фонтанной арматуры; наличия негерметичности в зоне райзера или фланцевого соединения, располагаемого выше срезных/глухих плашек; несрабатывании гидравлики для срезных/глухих плашек при нахождении инструмента в райзере.

Выводы

- С целью ликвидации конуса подошвенных вод, как правило, необходимо между газо- и водонасыщенной частями пласта (то есть на границе ГВК) создать прочный водоизоляционный экран. Достичь такого эффекта можно путем закачивания водоизоляционной композиции через имеющиеся перфорационные каналы в эксплуатационной колонне.
- Нами разработана технология проведения водоизоляционных работ в газодобывающей скважине с применением колтюбинга. Основной задачей предлагаемой технологии является повышение эффективности проведения водоизоляционных работ в газодобывающих скважинах, обводненных по причине формирования конуса подошвенных вод.
- В качестве пакера при проведении водоизоляционных работ рекомендуется применять пакер надувного действия, который в рабочем положении находится в надутом состоянии и обеспечивает герметичное разобщение участков на протяжении всей внутрискважинной работы.

Статья подготовлена в рамках реализации государственного задания в сфере науки на выполнение научных проектов, выполняемых коллективами научных лабораторий образовательных организаций высшего образования, подведомственных Минобрнауки России по проекту: «Технологии добычи низконапорного газа сеноманского продуктивного комплекса» (№ 0825-2020-0013, 2020–2022 гг.).

Библиографический список

1. Клещенко, И. И. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах : учебное пособие / И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля, А. К. Ягафаров ; Федеральное агентство по образованию, Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. – 344 с. – Текст : непосредственный.

2. Geological Aspects of Producing Reserves from Complex Gas Deposits / Yu. V. Vaganov, A. K. Yagafarov, I. I. Kleshchenko [et al.]. – Текст : непосредственный // International Journal of Applied Engineering Research. – 2017. – Vol. 12, Issue 24. – P. 873–878.

3. Патент № 2613067 Российская Федерация, C09K 8/504 (2006.01), C09K 8/506 (2006.01). Состав для ремонтно-изоляционных работ в скважинах : № 2015140215 : заявл. 21.09.2015 : опубл. 15.03.2017 / Леонтьев Д. С., Кустышев А. А., Клещенко И. И., Ягафаров А. К. и др.; заявитель и патентообладатель Тюменский индустриальный университет. – Текст : непосредственный.

4. Патент № 2529080 Российская Федерация, МПК E21B 33/138, C09K 8/506. Селективный состав для ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах : № 2013125841/03 ; заявл. 04.06.2013 : опубл. 27.09.2014 / Долгушин В. А., Земляной А. А., Леонтьев Д. С. ; заявитель и патентообладатель Тюменский государственный нефтегазовый университет. – С. 6. – Текст : непосредственный.

5. К вопросу установки водоизоляционных экранов в нефтяных скважинах при подтягивании конуса подошвенных вод / И. И. Клещенко, Д. С. Леонтьев, А. К. Ягафаров [и др.]. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2015. – № 5. – С. 30–31.

6. Патент № 2604100 Российская Федерация, E21B37/00 (2006.01), E21B43/04 (2006.01). Способ снижения пескопроявлений нефтяных скважин : № 2015148520/03 : заявл. 11.11.2015 : опубл. 10.12.2016 / Леонтьев Д. С., Кустышев А. А., Клещенко И. И. и др.; заявитель и патентообладатель Тюменский индустриальный университет. – Текст : непосредственный.

7. Ваганов, Ю. В. Аварийно-восстановительные работы в осложненных условиях эксплуатации скважин / Ю. В. Ваганов, А. В. Кустышев, Д. С. Леонтьев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 2. – С. 85–87.

8. Клещенко, И. И. Технологии и материалы для ремонта скважин: учебное пособие / И. И. Клещенко, Д. С. Леонтьев, Ю. В. Ваганов. – Тюмень : ТИУ, 2019. – 352 с. – Текст : непосредственный.

9. Леонтьев, Д. С. Ограничение и ликвидация водопритоков в нефтяных скважинах / Д. С. Леонтьев, И. И. Клещенко. – Тюмень : Вектор Бук, 2019. – 160 с. – Текст : непосредственный.

10. К вопросу повышения производительности газовых скважин, вскрывших слабогазонасыщенную часть сеноманского продуктивного комплекса / Ю. В. Ваганов, А. К. Ягафаров, В. А. Парфирьев, М. М. Мансурова. – Текст : непосредственный // Научный журнал Российского газового общества. – 2019. – № 2 (21). – С. 5–10.

11. Нифонтов, Ю. А. Ремонт нефтяных и газовых скважин / Ю. А. Нифонтов, И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля [и др.]. – Санкт-Петербург : АНО НПО «Профессионал», 2005. – Т. 2 – 548 с. – Текст : непосредственный.

12. Ягафаров, А. К. Интенсификация притока нефти из скважин на месторождениях Западной Сибири / А. К. Ягафаров, Р. М. Курамшин, С. С. Демичев. – Тюмень : Слово, 2000. – 224 с. – Текст : непосредственный.

13. Демахин, С. А. Химические методы ограничения водопритока в нефтяные скважины : учебник / С. А. Демахин, А. Г. Демахин. – Москва : Недра, 2010. – 198 с. – Текст : непосредственный.

14. Патент 1078036 СССР. E 21 B 43/32. Состав для селективной изоляции пластовых вод в нефтяных и газовых скважинах : № 3496314 : заявл. 18.06.82 : опубл. 07.03.84 / Клещенко И. И., Овчинников В. И., Пешков В. Е., Ягафаров А. К. – Текст : непосредственный.

15. Нифонтов, Ю. А. Ремонт нефтяных и газовых скважин / Ю. А. Нифонтов, И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля [и др.]. – Санкт-Петербург : АНО НПО «Профессионал», 2005. – Т. 1 – 914 с. – Текст : непосредственный.

16. Обиднов, В. Б. Глушение низкотемпературных газоконденсатных скважин в условиях аномально низких пластовых давлений на месторождениях Крайнего Севера / В. Б. Обиднов, Д. А. Кустышев. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 5. – С. 33–40.

17. Кустышев, А. В. Сложные ремонты газовых скважин на месторождениях Западной Сибири / А. В. Кустышев. – Москва : ООО «Газпром Экспо», 2010. – 212 с. – Текст : непосредственный.

18. Кустышев, А. В. Проблемы и пути повышения эффективности эксплуатации газовых скважин на завершающей стадии разработки / А. В. Кустышев, А. С. Епрынцев. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 9. – С. 59–64.

19. Кустышев, А. В. Оборудование и инструмент для эксплуатации и ремонта скважин на месторождениях Западной Сибири / А. В. Кустышев, В. Я. Протасов, Т. И. Чижова. – Тюмень : Вектор Бук, 2011. – 312 с. – Текст : непосредственный.

20. Патент 167386 Российская Федерация, E21B 33/12 (2006.01). Надувной пакер многоразового применения : № 2016130867 : заявл. 26.07.2016 : опубл. 10.01.2017 / Светашов В. Н., Фролов С. А., Водорезов Д. Д., Леонтьев Д. С., Ефимович В. И. ; заявитель и патентообладатель Тюменский индустриальный университет. – Текст : непосредственный.

References

1. Kleshchenko, I. I., Zozulya, G. P., & Yagafarov, A. K. (2010). Teoriya i praktika remontno-izolyatsionnykh rabot v neftyanykh i gazovykh skvazhinakh. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 344 p. (In Russian).

2. Vaganov, Yu. V., Yagafarov, A. K., Kleshchenko, I. I., Parfiriev, V. A., & Popova, Zh. S. (2017). Geological Aspects of Producing Reserves from Complex Gas Deposits. International Journal of Applied Engineering Research, 12(24), pp. 873-878. (In English).

3. Leontiev, D. S., Kustyshev, A. A., Kleshchenko, I. I., Yagafarov, A. K., Zhaparova, D. V., Sipina, N. A.,… Ponomarev, A. A. Sostav dlya remontno-izolyatsionnykh rabot v skvazhinakh. Patent 2613067 RF, C09K 8/504 (2006.01), C09K 8/506 (2006.01). No 2015140215. Applied: 21.09.2015. Published: 15.03.2017. (In Russian).

4. Dolgushin, V. A., Zemlyanoy, A. A., & Leontiev, D. S. Selektivnyy sostav dlya remontno-izolyatsionnykh rabot v neftyanykh i gazovykh skvazhinakh. Patent 2529080 RF, MPK E21V 33/138, S09K 8/506. No 2013125841/03. Applied: 04.06.2013. Published: 27.09.2014. (In Russian).

5. Kleschenko, I., Leontiev, D., Iagafarov, A., Dolgushin, V., Popova, J., & 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).

6. Leontiev, D. S., Kustyshev, A. A., & Kleshchenko, I. I. Sposob snizheniya peskoproyavleniy neftyanykh skvazhin. Patent 2604100 RF, E21B37/00 (2006.01), E21B43/04 (2006.01). No 2015148520/03. Applied: 11.11.2015. Published: 10.12.2016. (In Russian).

7. Vaganov, Yu. V., Kustyshev, A. V., & Leontyev, D. S. (2017). Emergency works in abnormal operating conditions of oil and gas wells operations. Oil Industry, (2), pp. 85-87. (In Russian).

8. Kleshchenko, I. I., Leontiev, D. S., & Vaganov, Yu. V. (2019). Tekhnologii i materialy dlya remonta skvazhin. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 352 p. (In Russian).

9. Leontiev, D. S., & Kleschenko, I. I. (2019). Ogranichenie i likvidatsiya vodopritokov v neftyanykh skvazhinakh. Tyumen, Vektor Buk Publ., 160 p. (In Russian).

10. Vaganov, Yu. V., Yagafarov, A. K., Parfiriev, V. A., & Mansurova, M. M. (2019). Revisiting the increasing productivity of gas wells, that penetrate an undersaturated part of the cenomanian productive complex. Scientific journal of the Russian gas society, (2(21)), pp. 5-10. (In Russian).

11. Nifontov, Yu. A., Kleshchenko, I. I., Telkov, A. P., Nifontova, T. I., & Charnetskiy, A. D. (2005). Remont neftyanykh i gazovykh skvazhin. Tom 2. St. Petersburg, Professional ANO NPO Publ., 548 p. (In Russian).

12. Yagafarov, A. K., Kuramshin, R. M., & Demichev, S. S. (2000). Intensifikatsiya pritoka nefti iz skvazhin na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri. Tyumen, Slovo Publ., 224 p. (In Russian).

13. Demakhin, S. A., & Demakhin, A. G. (2010). Khimicheskie metody ogranicheniya vodopritoka v neftyanye skvazhiny. Moscow, Nedra Publ., 198 p. (In Russian).

14. Kleshchenko, I. I., Ovchinnikov, V. I., Peshkov, V. E., & Yagafarov A. K. Sostav dlya selektivnoy izolyatsii plastovykh vod v neftyanykh i gazovykh skvazhinakh. Patent 1078036 SSSR. E 21 V 43/32. No 3496314. Applied: 18.06.82. Published: 07.03.84. (In Russian).

15. 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. Tom 1. St. Petersburg, Professional ANO NPO Publ., 914 p. (In Russian).

16. Obidnov, V. B. & Kustyshev, D. A. (2014). Killing of low-temperature gas-condensate wells in the conditions of abnormal reservoir pressure in the fields of the Extreme North. Higher Educational Institutions News. Neft' I Gas, (5), pp. 33-39. (In Russian).

17. Kustyshev, A. V. Slozhnye remonty gazovykh skvazhin na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri. Moscow, Gazprom Ekspo LLC Publ., 212 p. (In Russian).

18. Kustishev, A. V., & Epryntsev, A. S. (2011). Problems and efficiency enhance ment of gas wells operation during final stage of development. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (9), pp. 59-64. (In Russian).

19. Kustyshev, A. V., Protasov, V. Ya., & Chizhova, T. I. (2011). Oborudovanie i instrument dlya ekspluatatsii i remonta skvazhin na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri. Tyumen, Vektor Buk Publ., 312 p. (In Russian).

20. Svetashov, V. N., Frolov, S. A., Vodorezov, D. D., Leontiev, D. S., & Efimovich, V. I. Naduvnoy paker mnogorazovogo primeneniya. Patent 167386 RF, E21B 33/12 (2006.01). No 2016130867. Applied: 26.07.2016. Published: 10.01.2017. (In Russian).

Сведения об авторах

Леонтьев Дмитрий Сергеевич, *ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, младший научный сотрудник лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

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

Шаляпина Аделя Данияровна, *аспирант, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, младший научный сотрудник лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: shaljapinaad@tyuiu.ru*

Мансурова Машхура Музаффаровна, *ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, инженер лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Information about the authors

Dmitry S. Leontiev, *Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Junior Researcher at the Laboratory of Technologies of Well Workover and Stimulation, Industrial University of Tyumen*

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

Adelya D. Shalyapina, *Postgraduate, Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Junior Researcher at the Laboratory of Technologies of Well Workover and Stimulation, Industrial University of Tyumen, e-mail: shaljapinaad@tyuiu.ru*

Mashkhura M. Mansurova, *Assistant at the Department of Department of Drilling Oil and Gas Wells, Engineer at the Laboratory of Technologies of Well Workover and Stimulation, Industrial University of Tyumen*

DOI: 10.31660/0445-0108-2020-6-86-98

УДК 622.276.4

Лабораторные исследования нефтеотмывающих характеристик поверхностно-активных веществ в поровом пространстве пород-коллекторов

В. Ю. Огорельцев[1], С. А. Леонтьев[2]*, А. С. Дроздов[2]

[1]*Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», г. Тюмень, Россия*
[2]*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия*
**e-mail: leontevsa@tyuiu.ru*

Аннотация. При разработке трудноизвлекаемых запасов углеводородов нефтяных месторождений широко применяются методы увеличения нефтеотдачи (МУН), большая доля которых основана на применении различных химических реагентов. Для установления фактических нефтеотмывающих характеристик принятых к испытанию марок поверхностно-активных веществ (ПАВ) в поровом пространстве нефтесодержащих пород-коллекторов проведен комплекс лабораторных исследований, включавший изучение молекулярно-поверхностных свойств при контакте нефти пласта $БС_{10}$ Западно-Сургутского месторождения и модельных типов вод с добавкой ПАВ различных концентраций, а также проведение фильтрационных лабораторных исследованиях составов ПАВ на керновых моделях пласта $ВК_1$ Рогожниковского месторождения. На основании выполненных лабораторных исследований пород установлено, что проведение опытно-промысловых работ с применением Неонола РХП-20 приведет к получению большего технологического эффекта, в отличие от применяемых в настоящее время на месторождениях в составах технологий физико-химических МУН Неонол БС-1 и предлагаемых к применению Нефтенол ВКС, Алдинол-50 и Бетанол.

Ключевые слова: поверхностно-активные вещества; методы увеличения нефтеотдачи пласта; нефтеотмывающие характеристики; фильтрационные испытания; керновые модели

Laboratory studies of oil-washing characteristics of surfactants in the pore space of reservoir rocks

Vadim Yu. Ogoreltsev[1], Sergey A. Leontiev[2]*, Alexandr S. Drozdov[2]

[1]*Tyumen Branch of SurgutNIPIneft, Tyumen, Russia*
[2]*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*
**e-mail: leontevsa@tyuiu.ru*

Abstract. When developing hard-to-recover reserves of oil fields, methods of enhanced oil recovery, used from chemical ones, are massively used. To establish the actual oil-washing characteristics of surfactant grades accepted for testing in the pore space of oil-containing reservoir rocks, a set of laboratory studies was carried out, including the study of molecular-surface properties upon contact of oil from the BS_{10} formation of the West Surgutskoye field and model water types with the addition of surfactants of various concentrations, as well as filtration tests of surfactant technology compositions on core models of the VK_1 reservoir of the Rogozhnikovskoye oil field. On the basis of the performed laboratory studies of

rocks, it has been established that conducting pilot operations with the use of Neonol RHP-20 will lead to higher technological efficiency than from the currently used at the company's fields in the compositions of the technologies of physical and chemical EOR Neonol BS-1 and proposed for application of Neftenol VKS, Aldinol-50 and Betanol.

Key words: surfactants; enhanced oil recovery methods; oil-washing characteristics; filtration tests; core models

Введение

Поверхностно-активные вещества (ПАВ) широко применяются в различных химических технологиях методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пласта, таких, например, как потокоотклоняющие МУН (ПМУН) и обработки призабойных зон [1–19].

Применяемые в нефтегазовой промышленности ПАВ — это высокомолекулярные органические вещества, в состав которых входят гидрофобный компонент (неполярная углеводородная часть) и гидрофильный компонент (полярная группа). Данные химические реагенты можно разделить на две группы в зависимости от растворимости. Неионогенные поверхностно-активные вещества в основном водорастворимые, исключением являются нефтерастворимые мицеллярные растворы (пример: неонол), а ионогенные — нерастворимые, исключением в данном случае являются водорастворимые мицеллярные растворы (пример: сульфонол).

Основные физико-химические процессы, используемые в МУН для добычи остаточной нефти и ее вытеснения:

- растворение нефти;
- снижение капиллярных сил на границах твердой и жидкой фаз;
- выравнивание градиента давления нагнетания вытесняющего агента;
- вытеснение остаточной нефти за счет электроосмоса;
- создание новых каналов.

Почти все используемые в ПАО «Сургутнефтегаз» базовые физико-химические технологии в разной степени проявляют большинство из перечисленных выше свойств. Это определяет необходимость их комплексирования для достижения наибольшего эффекта по доизвлечению остаточной нефти [9–19].

На месторождениях ПАО «Сугутнефтегаз» применялись три варианта технологии закачки ПАВ:

- закачка ПАВ (ПАВV-3);
- закачка ПАВ совместно с соляной и щавелевой кислотами (СКО+ПАВV-2,3, ГКО+ПАВV-2,3);
- закачка ПАВ совместно с растворителем (Растворитель+ПАВV-4).

ПАВ снижают поверхностное натяжение на границе раздела фаз «нефть — вода», вследствие чего увеличивается фазовая проницаемость по воде, что приводит к дополнительному вытеснению нефти из низкопроницаемых нефтенасыщенных зон пласта. Применение растворителя увеличивает коэффициент нефтевытеснения, особенно это эффективно на участках со средней обводненностью 30–70 %.

Для эффективного применения того или иного ПАВ первоначально в лабораторных условиях необходимо определить фактические нефтеотмывающие характеристики данных реагентов.

Лабораторный эксперимент

Для установления фактических нефтеотмывающих характеристик принятых к испытанию марок ПАВ в поровом пространстве нефтесодержащих пород-коллекторов проведен комплекс лабораторных исследований, включавший изучение молекулярно-поверхностных свойств при контакте нефти пласта $БС_{10}$ Западно-Сургутского месторождения и модельных типов вод с добавкой ПАВ различных концентраций, а также проведение фильтрационных испытаний составов технологии ПАВ на керновых моделях пласта $ВК_1$ Рогожниковского месторождения.

Были исследованы пять образцов различных марок ПАВ с целью проведения входного контроля их качества и выбора наиболее эффективных из них по результатам лабораторных испытаний (табл. 1).

Таблица 1

Товарные марки поверхностно-активных веществ в соответствии с поставщиками и типом ионной характеристики

Марка ПАВ	Организация-поставщик	Тип ПАВ по ионной характеристике в составе растворителя
Неонол БС-1	ООО «Скоропусковский синтез», г. Москва	Неионогенное в водно-гликолевом растворе
Неонол РХП-20	ЗАО «Группа компаний «РусХимПром», г. Москва	Неионогенно-анионное в водно-гликолевом растворе
Нефтенол ВКС	ЗАО «Химеко-ГАНГ», г. Москва	Неионогенное в водно-гликолевом растворе
Алдинол-50	ЗАО НПП «НефтеСервис-Комплект», г. Москва	Неионогенно-анионное в водно-гликолевом растворе
Бетанол (обр. № 1)	ЗАО НПП «Химпластразработка», г. Москва	Неионогенное в водно-гликолевом растворе

Определение молекулярно-поверхностных свойств при контакте нефти пласта $БС_{10}$ Западно-Сургутского месторождения и модельных типов вод с добавкой ПАВ различных концентраций проводилось методом отрывающейся (висячей) капли.

В ходе лабораторных исследований выполнялось наращивание капли нефти дозирующим игольчатым клапаном в термобарической ячейке, заполненной модельным раствором (сеноманская вода с добавкой ПАВ). Процесс изменения формы капли фиксировался видеосъемкой в масштабе оптической шкалы. Данная методика позволяла проследить изменение геометрических размеров формы капли во времени. При помощи программного обеспечения тензиометра IFT-820-P и статистической обработки данных изменения сечения капли во времени определялось межфазное натяжение (σ, мН/м) по преобразованному уравнению Юнга — Лапласа (1)

$$\sigma = \Delta\rho \cdot g \cdot R^2/\beta\ , \qquad (1)$$

где σ — межфазное натяжение на границе фаз, Н/м; Δρ — разность массовой плотности между каплей и окружающей средой, кг/см^3; g — ускорение свободного падения, м/с; R — радиус кривизны у вершины капли, м; β — фактор изменения формы капли, б/м (определяется статистическим алгоритмом ПО тензиометра IFT-820-P).

По результатам проведения серии экспериментов по определению поверхностной активности на границе раздела водной и углеводородной фаз установлено закономерное снижение межфазного натяжения с повышением содержания ПАВ в водных растворах, значения которого при $C_{ПАВ}$ = 3–5 % масс. почти не изменяются и свидетельствуют о достижении критической концентрации мицеллообразования (рис. 1, табл. 2)[1].

Таблица 2

Результаты определения межфазного натяжения (σ, мН/м) на границе раздела углеводородной* и водной фаз от концентрации испытуемых марок ПАВ в различных типах вод при моделировании термобарических условий (Тпл = 68 °С, Рпл = 22,7 МПа) залегания пласта $БС_{10}$ Западно-Сургутского месторождения

Модельный тип воды	Концентрация ПАВ, % масс.	Марка товарной формы ПАВ (организация-поставщик)				
		Неонол БС-1 (ООО «Скоропусковский синтез»)	**Неонол РХП-20** (ЗАО «РусХимПром»)	**Нефтенол ВКС** (ЗАО «Химеко-ГАНГ»)	**Бетанол** (ЗАО НПП «Химпластразработка»)	**Алдинол-50** (ЗАО НПП «Нефте-СервисКомплект»)
Пресная (дистиллированная)	0,0	8,32	8,32	8,32	8,32	8,32
	0,1	**3,57**	**1,12**	**2,58**	**4,61**	**3,93**
	0,5	0,82	0,52	0,71	1,19	0,91
	1,0	0,40	0,36	0,41	0,76	0,69
	3,0	0,31	0,31	0,34	0,42	0,45
	5,0	0,29	0,27	0,28	0,31	0,30
Подтоварная (C_{NaCl} = 5 г/л)	0,0	10,53	10,53	10,53	10,53	10,53
	0,1	**3,49**	**1,29**	**2,66**	**4,28**	**4,01**
	0,5	0,79	0,46	0,67	1,16	0,96
	1,0	0,41	0,37	0,57	0,78	0,68
	3,0	0,35	0,32	0,33	0,39	0,46
	5,0	0,30	0,29	0,27	0,30	0,32
Сеноманская (C_{NaCl} = 15 г/л)	0,0	14,63	14,63	14,63	14,63	14,63
	0,1	**3,72**	**1,16**	**2,70**	**4,43**	**3,67**
	0,5	0,78	0,49	0,83	1,24	0,98
	1,0	0,34	0,32	0,59	0,68	0,64
	3,0	0,32	0,24	0,33	0,39	0,37
	5,0	0,32	0,23	0,29	0,32	0,29
Пластовая (C_{NaCl} = 20 г/л)	0,0	17,23	17,23	17,23	17,23	17,23
	0,1	**3,67**	**1,35**	**2,79**	**4,49**	**3,76**
	0,5	0,77	0,50	0,82	1,21	0,93
	1,0	0,38	0,35	0,55	1,09	0,62
	3,0	0,33	0,30	0,32	0,41	0,39
	5,0	0,36	0,28	0,30	0,28	0,26

*Примечание. * — проба дегазированной нефти, отобранная с устья скв. 1057 пласта $БС_{10}$ Западно-Сургутского месторождения.*

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

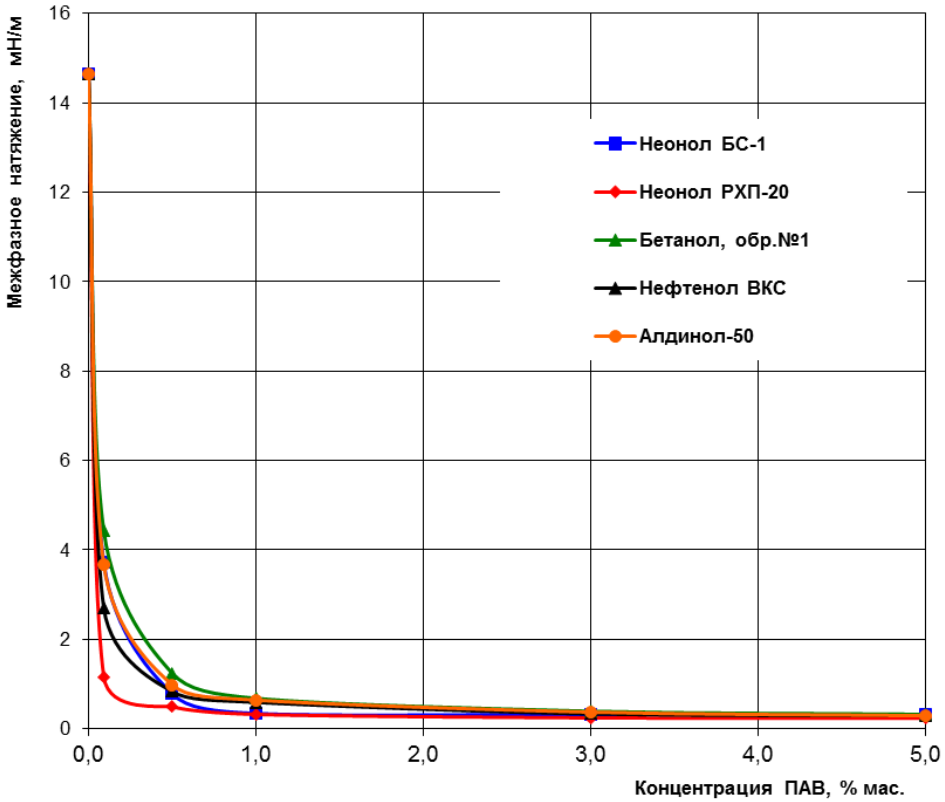


Рис. 1. ***Влияние концентрации принятых к испытанию марок ПАВ в модели сеноманской воды на изменение межфазного натяжения на границе раздела с нефтью пласта $БС_{10}$ Западно-Сургутского месторождения***

При этом низкая минерализация солей (C_{NaCl} = 5–20 г/л) модельных типов вод с добавкой ПАВ не оказывает существенного влияния на изменение межфазного натяжения на границе с пластовой нефтью, а также не приводит к высаливанию ПАВ из растворов с образованием хлопьевидных осадков мезофазы. Растворы ПАВ (C_{NaCl} = 0,1–5 % масс.), затворенные на моделях подтоварной, сеноманской и пластовых вод, имеют однородную прозрачную систему, стабильную в течение 24 часов при температуре 68 ºС, что характеризует их полную совместимость с солями вод низкой минерализации. Наименьшее значение межфазного натяжения на границе с нефтью и, следовательно, лучшая нефтеотмывающая способность во всем диапазоне концентрации ПАВ в модельных типах вод достигаются при использовании товарной марки Неонол РХП-20, менее эффективными для доотмыва остаточной нефти в порядке снижения их поверхностной активности определены Нефтенол ВКС, Неонол БС-1, Алдинол-50 и Бетанол (обр. № 1).

Выявленные отличия в значениях межфазного натяжения на контакте раздела двух несмешивающихся фаз при использовании различных марок ПАВ имеют согласованность с результатами исследования фильтрационных свойств на моделях пласта $ВК_1$ Рогожниковского месторождения.

Коэффициенты проницаемости и вытеснения нефти при лабораторных испытаниях определялись на основании ГОСТ [2,3,4] и ОСТ [5,6].

В качестве модели пласта использовались цилиндрические образцы пород, выбуренные из полноразмерного керна пласта $ВК_1$ Рогожниковского месторождения. В ходе эксперимента соблюдались термобарические условия пласта, и линейная скорость прокачки исследуемого флюида соответствовала промысловым значениям.

Методика выполнения измерения коэффициента проницаемости более подробно приведена в работе [6]. Сущность метода измерений коэффициентов проницаемости измерения основывается на оценке пропускающей способности керна до и после обработки его химическими реагентами. В ходе лабораторного эксперимента определяется из линейной скорости фильтрации (2) [6, 20–22]

$$V = \frac{864 \cdot Q}{F \cdot m \cdot (1 - S_{\text{в.ост}} - S_{\text{н.ост}})}, \quad (2)$$

где V — линейная скорость фильтрации, м/сут; Q — расход фильтруемой жидкости, см^3/с; F — площадь поперечного сечения модели пласта, см^2; m — пористость модели пласта, д. ед.; $S_{в.ост}$, $S_{н.ост}$ — остаточная водо- и нефтенасыщенность модели пласта в пластовых условиях, д. ед.

Коэффициент проницаемости определялся по выражению (3), выведенному из линейного закона фильтрации Дарси

$$K = \frac{Q \cdot L \cdot \mu}{\Delta P \cdot F}, \quad (3)$$

где K — проницаемость породы по жидкости, мкм^2; Q — объемный расход жидкости, см^3/с; L — длина участка образца, на котором измеряется перепад давления, см; F — площадь поперечного сечения образца на измерительном участке образца, см^2; μ — вязкость жидкости при условиях проведения эксперимента, мПа · с; ΔP — перепад давления на измеряемом участке при данном режиме фильтрации, 10^5 Па.

При моделировании заводнения (вода, растворы химических реагентов) на керне пласта $ВК_1$ Рогожниковского месторождения при постоянной линейной скорости (2) определялась полнота извлечения нефти. Порядок проведения измерений коэффициентов вытеснения нефти подробно приведен в работе [6].

---

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

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

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

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

[6] ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации [Электронный ресурс]. – Введ. 1989-07-01. – Режим доступа: http://www.gostrf.com/normadata/1/4293835/4293835487.pdf.

Прирост доизвлечения остаточной нефти $\Delta К_{выт}$ после использования ПАВ находили по выражению (4)

$$\Delta К_{выт.} = К_{выт.кон} - К_{выт.нач}\,. \quad (4)$$

Начальный (при вытеснении нефти водой) и конечный (после прокачки составов технологий) коэффициенты вытеснения нефти определялись по выражениям (5, 6)

$$К_{выт.нач} = \frac{V_{н.сеп}}{V_{н.нач}} \cdot 100\ \%\,, \quad (5)$$

$$К_{выт.кон} = \frac{V_{н.рет}}{V_{н.нач}} \cdot 100\ \%\,, \quad (6)$$

где $К_{выт.нач}$, $К_{выт.кон}$ — коэффициенты вытеснения нефти до и после прокачки составов технологий через модель пласта, %; $V_{н.сеп}$, $V_{н.рет}$ — объемы вытесненной нефти по показаниям акустического сепаратора и экстракционной реторты, приведенные к условиям испытания, см^3; $V_{н.нач}$ — объем нефти, первоначально содержащийся в модели пласта, определяемый по разности объемов пустот и остаточной воды, приведенный к условиям испытания, см^3.

Содержание остаточной нефти в модели пласта после прокачки составов технологий определяется по формуле (7)

$$S_{н.ост} = \frac{V_{н.нач} - V_{н.рет}}{V_{п}} \cdot 100\ \%\,, \quad (7)$$

где $S_{н.ост}$ — остаточная нефтенасыщенность модели пласта после прокачки составов технологий, %; $V_{п}$ — поровый объем модели пласта из образцов керна, см^3.

Полученные приросты коэффициентов вытеснения нефти водой располагаются в интервале от 1,71 до 5,15 % (табл. 3). Установленное в ходе лабораторных работ относительное снижение остаточной нефтенасыщенности составных колонок из образцов керна после обработки ПАВ-содержащими композициями составило: Неонол БС-1 — 2,68 %; Неонол РХП-20 — 3,52 %, Нефтенол ВКС — 1,22 %; Бетанол (обр. № 1) — 2,36 %; Алдинол-50 — 2,48 %.

Отмеченное при этом во всех опытах повышение градиента давления жидкости на торцевых концах моделей пласта после фильтрации составов ПАВ демонстрирует снижение фазовой проницаемости по минерализованной воде относительно ее начальных значений от 1,63 до 3,26 раза, что свидетельствует о протекании процессов образования вязких систем (эмульсий, суспензий) в поровом пространстве породы при превалировании нефтевытесняющих над нефтеотмывающими свойствами. В свою очередь, наличие снижения свободной поверхностной энергии жидкостей контактирующего слоя не является определяющим критерием выбора ПАВ как нефтеотмывающего реагента в диапазоне а = 0,4–1,3 мН/м, что подтверждается построением зависимости градиента давления (функции от вязкости) при фильтрации оторочек ПАВ от межфазного натяжения на границе раздела фаз (рис. 2).

Таблица 3

Результаты определения остаточной нефтенасыщенности моделей пласта $ВК_1$ Рогожниковского месторождения

Номер опыта	Технология	Номер образца	Газопроницаемость, мкм²·10⁻³	Пористость, %	Начальная нефтенасыщенность,%	До прокачки растворов химреагентов		После прокачки растворов химреагентов		Снижение остаточной нефтенасыщенности модели пласта после фильтрации растворов химреагентов, %	Прирост вытеснения нефти водой после фильтрации растворов химреагентов,%	Скорость линейная по ОСТ 39-195-86, м/сут
						Остаточная нефтенасыщенность модели пласта (сепарационный метод), %	Коэффициент вытеснения нефти водой, %	Остаточная нефтенасыщенность модели пласта (ретортный метод), %	Коэффициент вытеснения нефти водой, %			
1	ПАВ (Неонол БС-1)	8408-05	21,73	24,41	65,14	30,81	53,63	27,86	57,23	2,68	4,03	0,74
		6078-05	21,20	23,79	68,19			28,84	57,70			0,69
		8439-05	20,90	25,49	65,87			27,63	58,05			0,69
		ср.взв.знач.	21,28	24,54	**66,43**	30,81	**53,63**	28,13	**57,65**	**2,68**	**4,03**	0,71
2	ПАВ (Неонол РХП-20)	6583-04	23,95	27,33	64,54	34,21	49,59	30,08	53,39	3,52	5,15	0,74
		7668-04	23,12	27,22	68,40			30,67	55,16			0,66
		7672-04	22,27	25,36	70,78			31,32	55,75			0,66
		ср.взв.знач.	23,12	26,62	**67,87**	34,21	**49,59**	30,69	**54,74**	**3,52**	**5,15**	0,69
3	ПАВ (Нефтенол ВКС)	7671-04	25,71	27,03	72,78	35,57	50,47	35,20	51,63	1,22	1,71	0,61
		7692-04	25,47	27,13	68,96			32,80	52,44			0,67
		6582-04	25,43	27,59	73,64			35,02	52,45			0,58
		ср.взв.знач.	25,53	27,25	**71,81**	35,57	**50,47**	34,35	**52,18**	**1,22**	**1,71**	0,62
4	ПАВ (Бетанол, обр. № 1)	7680-04	26,81	27,75	73,62	38,02	46,57	35,22	52,16	2,36	3,26	0,63
		4001-05	26,12	27,85	68,55			36,14	47,27			0,73
		4002-05	25,99	27,82	71,03			35,65	49,81			0,68
		ср.взв.знач.	26,32	27,80	**71,15**	38,02	**46,57**	35,65	**49,83**	**2,36**	**3,26**	0,68
5	Алдинол-50	6579-04	28,74	25,54	68,91	36,00	48,45	29,62	57,02	2,48	3,67	0,74
		7697-04	25,73	26,02	72,22			39,71	45,02			0,66
		4335-05	23,99	27,55	68,26			31,08	54,47			0,70
		ср.взв.знач.	26,20	26,34	**69,83**	36,00	**48,45**	33,52	**52,12**	**2,48**	**3,67**	0,70

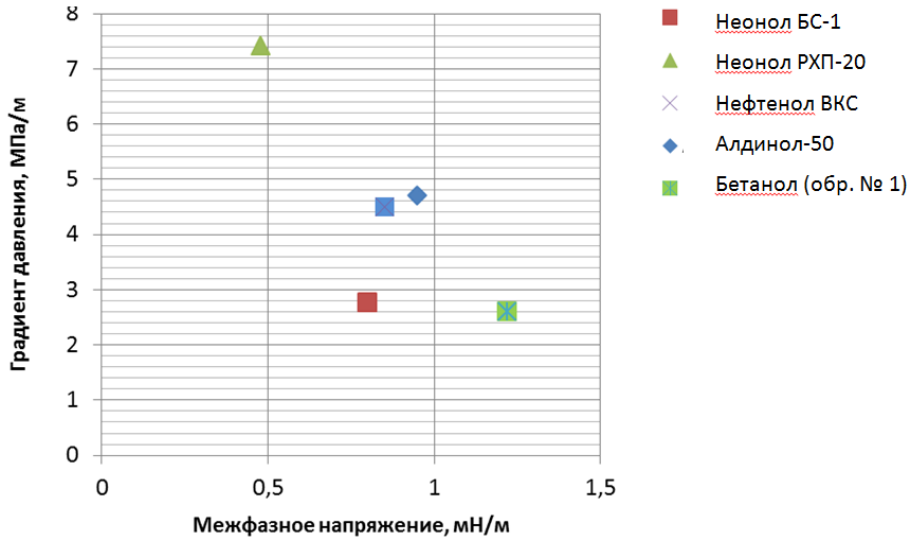


Рис. 2. ***Зависимость градиента давления жидкости на торцах образцов кер на пласта $ВК_1$ Рогожниковского месторождения при фильтрации оторочек ПАВ-содержащих составов от межфазного натяжения на границе раздела фаз — модель сеноманской воды с добавкой ПАВ ($С_{ПАВ}$ = 0,5 % масс.)***

В связи с этим следует констатировать тот факт, что представленные для исследований марки ПАВ не приведут к резкому увеличению фазовой проницаемости по воде тонких высокопроницаемых прослоев продуктивных горизонтов, обусловливающей появление кинжальных прорывов агента вытеснения систем поддержания пластового давления в направлении забоев добывающих скважин и тем самым требуют учитывать их эмульгирующие свойства при комплексировании с экраноустанавливающими технологиями.

Выводы

1. Наименьшее значение межфазного натяжения на границе с нефтью и, следовательно, лучшая нефтеотмывающая способность во всем диапазоне концентрации ПАВ в модельных типах вод достигаются при использовании товарной марки Неонол РХП-20, менее эффективными для доотмыва остаточной нефти в порядке снижения их поверхностной активности определены Нефтенол ВКС, Неонол БС-1, Алдинол-50 и Бетанол (обр. № 1).

2. На основании выполненных лабораторных исследований пород установлено, что проведение опытно-промысловых работ с применением марки Неонол РХП-20 приведет к получению большего технологического эффекта, в отличие от применяемых в настоящее время на месторождениях в составах технологий физико-химических МУН Неонол БС-1 и предлагаемых к применению Нефтенол ВКС, Алдинол-50 и Бетанол.

Библиографический список

1. Закиров, С. Н. Совершенствование технологий разработки месторождений нефти и газа / С. Н. Закиров, А. И. Брусиловский, Э. С. Закиров ; под общ. ред. С. Н. Закирова. – Москва : Грааль, 2000. – 643 с. – Текст : непосредственный.
2. Севастьянов, А. А. Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти : учебное пособие / А. А. Севастьянов, К. В. Коровин, О. П. Зотова ; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2017. – 92 с.
3. Особенности строения и оценка потенциала ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры / А. А. Севастьянов, К. В. Коровин, О. П. Зотова, Д. И. Зубарев. – Текст : непосредственный // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 8. – С. 195–199.
4. Перспективы добычи нефти из отложений баженовской свиты / С. И. Грачев, А. А. Севастьянов, К. В. Коровин [и др.]. – Текст : непосредственный // Академический журнал Западной Сибири. – 2018. – Т. 14, № 6 (77). – С. 84–86.
5. Challenges in characterization of residual oils. A review / D. Stratiev, I. Shishkova, A. Pavlova, I. Tankov. – DOI 10.1016/j.petrol.2019.03.026. – Текст : непосредственный // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 178. – С. 227–250.
6. Лабораторные исследования влияния реологических характеристик сшитых полимерных систем на коэффициенты проницаемости и вытеснения нефти / В. Ю. Огорельцев, С. А. Леонтьев, В. А. Коротенко [и др.]. – DOI 10.15593/2224-9923/2020.2.6. – Текст : непосредственный // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т. 20, № 2. – С. 262–274.
7. Муслимов, Р. Х. Планирование дополнительной добычи и оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов : учебное пособие / Р. Х. Муслимов. – Казань, 1999. – 280 с. – Текст : непосредственный.
8. Гусев, С. В. Опыт и перспективы применения методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири / С. В. Гусев. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1992. – 103 с. – Текст : непосредственный.
9. Гусев, С. В. Роль потокоотклоняющих технологий на поздних стадиях развития разработки месторождений. ОАО «Сургутнефтегаз» / С. В. Гусев. – Текст : непосредственный // Материалы международной научно-практической конференции. – Казань, 2007. – С. 38–43.
10. Сонич, В. П. Методические рекомендации по применению физико-химических методов воздействия на пласты через нагнетательные скважины с целью регулирования разработки нефтегазовых месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» / В. П. Сонич, В. А. Мишарин, С. В. Гусев. – Тюмень, 2008. – 79 с. – Текст : непосредственный.
11. Применение потокоотклоняющих технологий для ограничения водопритока в добывающих скважинах / А. П. Кондаков, В. Р. Байрамов, С. В. Гусев, Т. М. Сурнова. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 8. – С. 34–35.
12. Состояние применения потокоотклоняющих методов увеличения нефтеотдачи на пласте $БС_{100}$ Конитлорского месторождения / С. В. Гусев, Т. М. Сурнова, С. А. Федосеев, В. Р. Байрамов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 12. – С. 106–108.
13. Кондаков, А. П. Опыт применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пласта ЮС2 месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» / А. П. Кондаков, С. В. Гусев, Т. М. Сурнова. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 9. – С. 47–49.
14. Результаты применения технологий ограничения водопритока в добывающие скважины в условиях низкопроницаемых коллекторов / А. П. Кондаков, С. В. Гусев, Т. М. Сурнова, В. Р. Байрамов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 10. – С. 100–101.
15. Кондаков, А. П. Результаты большеобъемных обработок призабойной зоны нагнетательных скважин месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» / А. П. Кондаков, С. В. Гусев, О. Г. Нарожный. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 9. – С. 74–77.

16. Алдакимов, Ф. Ю. Результаты и перспективы применения осадкогелеобразующих составов для увеличения нефтеотдачи пласта АС4-8 Федоровского месторождения / Ф. Ю. Алдакимов, С. В. Гусев, В. Ю. Огорельцев, Е. О. Гребенкина. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 5. – С. 87–89.

17. Огорельцев, В. Ю. Результаты применения осадкогелеобразующих составов (ОГС) для увеличения нефтеотдачи пласта Федоровского месторождения / В. Ю. Огорельцев, С. А. Леонтьев. – Текст : непосредственный // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации) : материалы десятой международной научно-технической конференции (посвященной 60-летию Тюменского индустриального университета). – Тюмень : ТИУ, 2016. – С. 104–107.

18. Анализ результатов трассерных исследований на примере пласта АС1-3 Северо-Ореховского месторождения / В. Ф. Дягилев, С. Е. Полищук, С. А. Леонтьев, В. М. Спасибов. – DOI 10.31660/0445-0108-2018-4-44-51. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 4. – С. 44–51.

19. Дягилев, В. Ф. Анализ результатов трассерных исследований на примере пласта $ЮВ_1^1$ Чистинного месторождения / В. Ф. Дягилев, А. А. Кононенко, С. А. Леонтьев. – Текст : непосредственный // Успехи современного естествознания. – 2018. – № 1. – С. 93–101.

20. Зависимость коэффициентов насыщенности от времени и координат / В. А. Коротенко, Н. П. Кушакова, С. А. Леонтьев [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2016-6-74-81. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 6. – С. 74–81.

21. On modeling of non-stationary two-phase filtration / V. A. Korotenko, S. I. Grachev, N. P. Kushakova [et al.]. – DOI 10.1088/1755-1315/181/1/012016. – Текст : непосредственный // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2018. – Vol. 181. – P. 12–16.

22. Фильтрация жидкостей в аномальных коллекторах / С. И. Грачев, В. А. Коротенко, Н. П. Кушакова [и др.] // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330, № 7. – С. 104–113.

References

1. Zakirov, S. N., Brusilovskiy, A. I., & Zakirov, E. S. (2000). Sovershenstvovanie tekhnologiy razrabotki mestorozhdeniy nefti i gaza. Moscow, Graal' Publ., 643 p. (In Russian).

2. Sevast'yanov, A. A., Korovin, K. V., & Zotova, O. P. (2017). Razrabotka mestorozhdeniy s trudnoizvlekaemymi zapasami nefti. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 92 p. (In Russian).

3. Sevastyanov, A. A., Korovin, K. V., Zotova, O. P., & Zubarev, D. I. (2016). Features of the structure and assessment of the potential of Achimov deposits in Khmao-Yugra. Advances in current natural sciences, (8), pp. 195-199. (In Russian).

4. Grachev, S. I., Sevastyanov, A. A., Korovin, K. V., & Zotova, O. P. (2018). Prospects oil production from Bazhenov formation. Academic Journal of West Siberia, 14(6(77)), pp. 84-86. (In Russian).

5. Stratiev, D., Shishkova, I., Pavlova, A., & Tankov, I. (2019). Challenges in characterization of residual oils. A review. Journal of Petroleum Science and Engineering, (178), pp. 227-250. (In English). DOI: 10.1016/j.petrol.2019.03.026

6. Ogoreltsev, V. Y., Leontiev, S. A., Korotenko, V. A., Grachev, S. I., Diaghilev, V. F., & Fominykh, O. V. (2020). Laboratory studies of the influence of rheological characteristics of cross-linked polymer systems on oil permeability and displacement coefficients. Bulletin of the Perm national research polytechnic university, 20(2), pp. 262-274. (In Russian). DOI: 10.15593/2224-9923/2020.2.6

7. Muslimov, R. Kh. (1999). Planirovanie dopolnitel'noy dobychi i otsenka effektivnosti metodov uvelicheniya nefteotdachi plastov. Kazan, 280 p. (In Russian).

8. Gusev, S. V. (1992). Opyt i perspektivy primeneniya metodov uvelicheniya nefteotdachi na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri. Moscow, VNIIOENG Publ., 103 p. (In Russian).

9. Gusev, S. V. (2007). Rol' potokootklonyayushchikh tekhnologiy na pozdnikh stadiyakh razvitiya razrabotki mestorozhdeniy. OAO "Surgutneftegaz". Materialy mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Kazan, pp. 38-43. (In Russian).

10. Sonich, V. P., Misharin, V. A., & Gusev, S. V. (2008). Metodicheskie rekomendatsii po primeneniyu fiziko-khimicheskikh metodov vozdeystviya na plasty cherez nagnetatel'nye skvazhiny s tsel'yu regulirovaniya razrabotki neftegazovykh mestorozhdeniy OAO "Surgutneftegaz". Tyumen, 79 p. (In Russian).

11. Kondakov, A. P., Bayramov, V. R., Gusev, S. V., & Surnova, T. M. (2012). The use of flow deviation technologies to limit water production in producing wells. Oil Industry, (8), pp. 34-35. (In Russian).

12. Gusev, S. V., Surnova, T. M., Fedoseev, S. A., & Bayramov, V. R. (2010). Application of flow deflection methods of oil recovery increase at BS_{100} layer of Konitlorskoye field. Oil Industry, (12), pp. 106-108. (In Russian).

13. Kondakov, A. P., Gusev, S. V., & Surnova, T. M. (2013). Experience of the use of physical and chemical methods of enhanced oil recovery of YuS2 layers of Surgutneftegs OJSC fields. Oil Industry, (8), pp. 47-49. (In Russian).

14. Kondakov, A. P., Gusev, S. V., Surnova, T. M., & Bayramov, V. R. (2014). The results of the application of technology to reduce water production of producing wells at low permeability reservoirs. Oil Industry, (10), pp. 100-101. (In Russian).

15. Kondakov, A. P., Gusev, S. V., & Narozhnyi, O. G. (2016). The results of large-volume matrix acidizing treatments in injection wells in JS2 formations at the Surgutneftegas OJSC fields. Oil Industry, (9), pp. 74-77. (In Russian).

16. Aldakimov, F. Yu., Gusev, S. V.,Ogoreltsev, V. Yu., & Grebyonkina, E. O. (2014). Results and prospects of application of deposit and gel forming compositions for enhancing oil recovery of AS4-8 layer of Fedorovskoye field. Oil Industry, (5), pp. 87-89. (In Russian).

17. Ogoreltsev, V. Yu., & Leontiev, S. A. (2016). Rezul'taty primeneniya osadkogeleobrazuyushchikh sostavov (OGS) dlya uvelicheniya nefteotdachi plasta Fedorovskogo mestorozhdeniya. Geologiya i neftegazonosnost' Zapadno-Sibirskogo megabasseyna (opyt, innovatsii): materialy desyatoy mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii (posvyashchennoy 60-letiyu Tyumenskogo industrial'nogo universiteta). Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 104-107. (In Russian).

18. Dyagilev, V. F., Polischuk, S. T., Leontev, S. A., & Spasibov, V. M. (2018). Analysis of the tracer studies results: a study of AS1-3 formation of the Severo-Orekhovskoye oil field. Oil and gas studies, (4), pp. 44-51. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2018-4-44-51

19. Dyagilev, V. F., Kononenko, A. A., Leontev, S. A. (2018). Analysis of the results of tracerial studies on the example of the UV_1^1 of Chistine deposit. Advances in current natural sciences, 1, pp. 93-101. (In Russian).

20. Korotenko, V. A., Kushakova, N. P., Leontyev, S. A., Zaboeva, M. I., & Alexandrov, M. A. (2016). Dependence of coefficients of saturation on time and coordinates. Oil and Gas Studies, (6), pp. 74-81. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2016-6-74-81

21. Korotenko, V. A., Grachev, S. I., Kushakova, N. P., Leontiev, S. A., Zaboeva, M. I., & Aleksandrov, M. A. (2018). On modeling of non-stationary two-phase filtration. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 181, pp. 12-16. (In English). DOI: 10.1088/1755-1315/181/1/012016

22. Grachev, S. I., Korotenko, V. A., Kushakova, N. P., Kryakvin, A. B., & Zotova, O. P. (2019). Liquid filtration in anomalous collectors. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering, 7, pp. 104-113. (In Russian).

Сведения об авторах

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

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

Дроздов Александр Сергеевич, *аспирант, лаборант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Information about the authors

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

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

Alexandr S. Drozdov, *Postgraduate, Assistant at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen*

DOI: 10.31660/0445-0108-2020-6-99-106

УДК 621.438:622.691.4.052.006

Анализ методик параметрической диагностики технического состояния центробежных нагнетателей природного газа

С. И. Перевощиков

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

Аннотация. Проведен качественный и количественный анализ ряда методик параметрической диагностики технического состояния центробежных нагнетателей природного газа. Выявлены достоинства и недостатки методик. Определено направление устранения основного недостатка методик — их невысокой точности.

Ключевые слова: центробежные нагнетатели; параметрическая диагностика; анализ методик

Analysis of parametric diagnostics techniques of the technical condition of centrifugal blowers of natural gas

Sergey I. Perevoschikov

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

Abstract. In the article, the author conducts a qualitative and quantitative analysis of parametric diagnostics techniques of the technical condition of centrifugal blowers of natural gas. He reveals the advantages and disadvantages of the techniques. In addition, he determines the direction of eliminating the main drawback of the techniques; it is their low accuracy.

Key words: centrifugal blowers; parametric diagnostics; analysis of parametric diagnostics techniques

Введение

Текущее техническое состояние центробежных нагнетателей природного газа (ЦБН) определяется, как правило, параметрическими методами — на основе показаний штатных приборов газоперекачивающих агрегатов (ГПА), в состав которых они входят. В качестве диагностического параметра при этом используется политропический КПД машин $\eta_{пол}$.

С помощью $\eta_{пол}$ (наряду с изотермическим и адиабатным КПД) оценивается совершенство процессов сжатия газа в компрессорных машинах. Поэтому $\eta_{пол}$ позволяет диагностировать не техническое состояние нагне-

тателей в целом, а только отдельных элементов машин, в которых сжатие газа непосредственно протекает, а именно — их проточных частей.

Из всех конструктивных составляющих нагнетателей проточная часть наиболее подвержена износу, так как открыта для внешних воздействий, в первую очередь — постоянному воздействию газовых масс, содержащих различные механические включения и движущихся в проточных частях со значительными скоростями. Такие узлы, как подшипники и уплотнения, наиболее изнашиваемые во всех машинах, у нагнетателей выполняются закрытыми и оснащаются либо системами смазки, либо герметизирующими системами «масло — газ».

Несмотря на тщательную очистку газа на газовых промыслах и на компрессорных станциях (КС) магистральных газопроводов, добиться полного извлечения из него механических включений не удается. Это приводит к тому, что со временем, даже при незначительной концентрации механических примесей в газе, проточные части машин оказываются подверженными эрозионному износу. Вследствие этого политропический КПД $\eta_{\text{пол}}$ снижается, а расход энергии на привод нагнетателей возрастает.

Единичная мощность современных ЦБН составляет порядка 16÷25 МВт, а политропический КПД данных машин не превышает 0,86. Фактически, при практикуемых режимах работы, $\eta_{\text{пол}}$ находится в пределах 0,8÷0,86. Из приведенных цифр следует, что даже небольшое снижение $\eta_{\text{пол}}$ способно вызвать ощутимый перерасход энергии на привод нагнетателей и столь же заметное повышение затрат на транспорт газа. Поэтому одной из задач эксплуатационных служб КС является отслеживание значений политропических КПД с определением рациональных сроков вывода нагнетателей в ремонт. Эффективное решение данной задачи в значительной степени зависит от методики определения $\eta_{\text{пол}}$.

Объект и методы исследования

На настоящий момент для расчета $\eta_{\text{пол}}$ предложен ряд методик. Наиболее известные из них изложены в работах [1–4], из которых следует, что всем методикам свойственны особенности, непосредственно влияющие на достоверность получаемых по ним результатов. Анализ данных особенностей дает возможность выбрать наиболее действенный подход к определению $\eta_{\text{пол}}$ и наметить пути дальнейшего совершенствования параметрической диагностики нагнетателей.

В отмеченных выше работах, по существу, приводятся две методики — одна оригинального содержания (методика ВНИИГАЗ) и несколько однотипных методик (условно — *вторая методика*), незначительно отличающихся в некоторых второстепенных деталях.

1. *Методика ВНИИГАЗ*, представленная в [1], предлагает находить политропический КПД по известной зависимости

$$\eta_{\text{пол}} = \frac{n_{\text{н}}}{n_{\text{н}} - 1} \cdot \frac{k_{\text{н}} - 1}{k_{\text{н}}}, \qquad (1)$$

где $\frac{n_{\text{н}}}{n_{\text{н}} - 1} = \frac{ln\varepsilon}{\ln(T_{\text{н2}}/T_{\text{н1}})}$; $n_{\text{н}}$ — показатель политропического сжатия газа в нагнетателе; $k_{\text{н}}$ — показатель адиабаты для газа в нагнетателе;

$T_{н1}$ и $T_{н2}$ — температура газа на входе и выходе нагнетателя, К; ε — степень сжатия нагнетателя, равная отношению $P_{н2}/P_{н1}$; $P_{н1}$ и $P_{н2}$ — абсолютное давление газа на входе и выходе нагнетателя, МПа.

Оригинальной составляющей данной методики является выражение для расчета комплекса $(k_н - 1)/k_н$:

$$\frac{k_н}{k_н - 1} = \frac{1}{Z_{н1}} \cdot \left[\frac{k_о}{k_о - 1} + \frac{\Delta C_p}{R} - Z_{н1} \cdot x \cdot \frac{n_н}{n_н - 1}\right],$$

где

$$Z_{н1} = 1 - \left[\frac{0{,}41}{\tau^3} - \frac{0{,}061}{\tau}\right] \cdot \pi - \frac{0{,}04}{\tau^3} \cdot \pi^2;$$

$$\tau = \frac{T_{н1}}{T_{кр}};\ T_{кр} = 162{,}8 \cdot (0{,}613 + \Delta);\ \pi = \frac{P_{н1}}{P_{кр}};\ P_{кр} = 0{,}0981 \cdot (47{,}9 - \Delta);$$

$$\frac{k_о}{k_о - 1} = \frac{5{,}15 + (5{,}65 + 0{,}017 \cdot t_{ср}) \cdot \Delta}{\bar{R}};$$

$T_{кр}$ и $P_{кр}$ — критическая температура (К) и критическое давление (МПа) газа, находящегося в нагнетателе; Δ — относительная плотность газа по воздуху; $\bar{R}$ — универсальная газовая постоянная, равная 1,9858 ккал/(моль·К); $t_{ср}$ — средняя температура газа в нагнетателе, °С, равная $(t_{н1} + t_{н2})/2$; $t_{н1}$ и $t_{н2}$ — температура газа на входе и выходе нагнетателя, °С;

$$\frac{\Delta C_p}{R} = \frac{6 \cdot \pi}{\tau^3} \cdot (0{,}41 + 0{,}02 \cdot \pi);\ x = \frac{\pi}{\tau \cdot z_{н1}} \cdot \left[\frac{1{,}23}{\tau^2} - 0{,}061 + \frac{0{,}12 \cdot \pi}{\tau^2}\right].$$

2. *Вторая методика* заключается в расчете $\eta_{пол}$ через отношение потенциальной работы сжатия газа в нагнетателе ω_{12} к разности энтальпий газа в машине Δh.

$$\eta_{пол} = \frac{\omega_{12}}{\Delta h}. \qquad (2)$$

В [2–4] для определения ω_{12} и Δh используются незначительно отличающиеся однотипные зависимости. Эти отличия не оказывают заметного влияния на результаты расчетов $\eta_{пол}$. Поэтому ниже приводится определение ω_{12} и Δh и, соответственно, $\eta_{пол}$ по одному из предложенных в [2–4] вариантов, а именно по варианту [4]. По нему ω_{12} находится следующим образом:

$$\omega_{12} = \frac{P_{н1} \cdot \vartheta_1 + P_{н2} \cdot \vartheta_2}{2} \cdot ln\varepsilon.$$

Произведения $P_{н1} \cdot \vartheta_1$ и $P_{н2} \cdot \vartheta_2$, содержащиеся в предшествующем выражении и имеющие размерность (кДж/кг), предлагается определять по зависимостям:

$$P_{н1} \cdot \vartheta_1 = (0{,}9 \cdot r + 0{,}108) \cdot [(0{,}017 \cdot P_{н1} + 0{,}555) \cdot t_{н1} - 2{,}73 \cdot P_{н1} + 139{,}4];$$

$$P_{н2} \cdot \vartheta_2 = (0{,}9 \cdot r + 0{,}108) \cdot [(0{,}017 \cdot P_{н2} + 0{,}555) \cdot t_{н2} - 2{,}73 \cdot P_{н2} + 139{,}4],$$

где r — содержание метана в газе в долях единицы; ϑ_1 и ϑ_2 — удельные объемы газа в условиях на входе и выходе нагнетателя, м^3/кг.

Разность энтальпий Δh (кДж/кг) рассчитывается по зависимости:

$$\Delta h = C_{pm\,1} \cdot \Delta t - \left(C_p D_i\right)_{m2} \cdot \Delta P_н, \qquad (3)$$

где

$$C_{pm\,1} = (0{,}647 + 0{,}35 \cdot r) \cdot [(0{,}00344 - 9 \cdot 10^{-4} \cdot P_{н1}) \cdot t_{ср} + 0{,}11 \cdot P_{н1} + 2{,}06];$$

$$\left(C_p D_i\right)_{m2} = [(1{,}2 \cdot 10^{-5} \cdot t_{н2}^2 - 1{,}35 \cdot 10^{-3} \cdot t_{н2} + 0{,}0298) \cdot P_{ср} -$$

$$- 0{,}0463 \cdot t_{н2} + 11{,}188] \cdot (1{,}98 - r);$$

$P_{ср}$ — среднеарифметическое давление газа в нагнетателе, МПа; $\Delta P_н$ — разность давления на входе и выходе нагнетателя, МПа;

$$t_{ср} = \frac{t_{н1} + t_{н2}}{2}; \; P_{ср} = \frac{P_{н1} + P_{н2}}{2}; \; \Delta P_н = P_{н2} - P_{н1}.$$

* *

Представленные методики имеют много общего. В них в качестве диагностического параметра используется одна и та же физическая величина — политропический КПД нагнетателей. Объединяет методики и то обстоятельство, что $\eta_{пол}$ в них находится без использования сведений о расходе газа через каждый нагнетатель в отдельности. Это является заметным достоинством, так как не все дожимные компрессорные станции газовых промыслов и КС оснащены соответствующими средствами измерений.

Общим у методик является и подход к формированию диагностического вывода. Последний выносится по результату сравнения полученного $\eta_{пол}$ с паспортными значениями КПД нагнетателей $\eta_{пол\,п}$, то есть по коэффициенту технического состояния машин $K_н$.

$$K_н = \frac{\eta_{пол}}{\eta_{пол\,п}}. \qquad (4)$$

В методике [4] $\eta_{пол\,п}$ находится по эмпирической зависимости

$$\eta_{пол\,п} = \sum_{j=1}^{n} a_j \cdot \Delta h_{пр}^{j-1},$$

где значения коэффициентов a_j принимаются по приведенной в [4] таблице, а $\Delta h_{пр}$ представляет собой ранее определенную по (3) разность энтальпий газа в нагнетателе Δh, пересчитанную с фактических оборотов ротора нагнетателя n_c' на номинальное число оборотов ротора машины n_{co}'.

$$\Delta h_{\text{пр}} = \Delta h \cdot \left(\frac{n'_{co}}{n'_c}\right)^2.$$

Методика ВНИИГАЗ, в изложении [1], не дает определения $\eta_{\text{пол п}}$. Однако в [1] приводится возможный вариант нахождения $\eta_{\text{пол п}}$ по приведенным характеристикам нагнетателей на основе приведенной производительности машин $Q_{\text{пр}}$.

Между рассматриваемыми методиками имеются и существенные различия. Одно из них состоит в том, что методики, аналогичные [4], позволяют формировать диагностический вывод без каких-либо сведений о расходе газа через объект диагностирования, что является их достоинством. Методика ВНИИГАЗ таким качеством не обладает, так как для нахождения $\eta_{\text{пол п}}$ по ней необходимо знать расход газа через каждую машину. Это существенно сужает область практического применения данной методики.

К недостаткам анализируемых методик следует отнести их преимущественно эмпирический характер и двухступенчатое формирование диагностического вывода на основе коэффициента технического состояния машин $K_{\text{н}}$.

Эмпирический характер свидетельствует о недостаточности положенной в их основу теоретической базы и, соответственно, о неполноте отражаемой ими физической картины. Это создает предпосылки к повышению погрешности диагностики. Кроме того, эмпирическое происхождение расчетных зависимостей сужает область их уверенного применения той эмпирической базой, которая лежит в их основе.

Эмпирический характер наиболее свойственен методикам вида [4]. По ним $\eta_{\text{пол}}$ и $\eta_{\text{пол п}}$ находятся по однотипным эмпирическим зависимостям. При этом для определения $\eta_{\text{пол п}}$ даются значения эмпирических коэффициентов для ограниченного круга нагнетателей (Н-300-1,23; 520-12-1; 370-18-1; 370-17-1). Это дополнительно сужает область применения подобных методик.

Методике ВНИИГАЗ эмпирический подход присущ в меньшей мере. Однако погрешность диагностики по ней достаточно высока, так как нахождение $\eta_{\text{пол п}}$ по приведенным характеристикам на основе эксплуатационных данных по ε и $\bar{n}'_{c\,\text{пр}}$ сопряжено с большой погрешностью. Погрешность возникает из-за износа проточной части машин, вследствие чего реальные характеристики $\varepsilon = f(\bar{n}'_{c\,\text{пр}})$ отличаются от тех, которые нанесены на приведенные характеристики, используемые для нахождения $Q_{\text{пр}}$. Это приводит к ошибочной оценке $Q_{\text{пр}}$. Определение $\eta_{\text{пол п}}$ на основе приведенных характеристик по ошибочным значениям $Q_{\text{пр}}$ создает дополнительную погрешность и позволяет находить $\eta_{\text{пол п}}$ достаточно приблизительно.

В целом практикуемый в анализируемых методиках подход к диагностике на основе отношения $\eta_{\text{пол}}/\eta_{\text{пол п}}$ сопряжен с повышенной погрешностью, так как диагностический вывод делается с суммарной погрешностью определения $\eta_{\text{пол}}$ и $\eta_{\text{пол п}}$.

Еще одно обстоятельство снижает качество диагностирования по рассматриваемым методикам. Оно заключается в том, что диагностический вывод по ним делается на основе *единичных* и *разрозненных* значений $K_{\text{н}}$. Увеличение точности и достоверности диагностирования при таком подхо-

де за счет увеличения количества значений $K_н$ невозможно. Это следует из известных положений методики обработки опытных данных, основанных на теории вероятности.

Экспериментальная часть

Более обоснованный вывод о практической приемлемости рассматриваемых методик позволяют сделать результаты количественного анализа. В качестве базы для такого анализа были приняты паспортные характеристики нагнетателей 370-18-1, ГПА-Ц-16/76 и RF2BB-30. Данные нагнетатели являются представителями всех разновидностей, используемых в газовой промышленности машин подобного типа, которые отличаются по степени сжатия (неполнонапорные, полнонапорные), конструктивно (с одним или двумя рабочими колесами) и по принадлежности к различным типам ГПА (табл. 1). Принятие к рассмотрению паспортных характеристик этих машин обоснуется их высокой достоверностью, так как они являются результатом испытаний машин на специальных стендах заводов-изготовителей этого оборудования.

Таблица 1

Краткая характеристика нагнетателей

Тип нагнетателя	Характеристика нагнетателя		Тип ГПА
	Количество рабочих колес	Развиваемый напор	
370-18-1	1	Неполнонапорный	ГТК 10-4, стационарный
ГПА-Ц-16/76	2	Полнонапорный	ГПА-Ц-16/76, авиационный
RF2BB-30	2	Полнонапорный	Каберра-182, импортный

На основе паспортных данных нагнетателей по методикам [1] и [4] были выполнены расчеты политропического КПД машин при их номинальных режимах работы –$\eta_{пол\,о}$. Результаты расчетов сравнивались с паспортными значениями $\eta_{пол}$, соответствующими номинальным режимам (табл. 2).

Таблица 2

Сравнение расчетных и паспортных значений политропических КПД

Тип нагнетателя	Паспортный КПД $\eta_{пол}$	Расчетные значения $\eta_{пол\,о}$ и погрешность их определения по рассматриваемым методикам	
		ВНИИГАЗ [1]	[4]
370-18-1	0,850	0,830	0,802
		−2,38 %	−6,05 %
ГПА-Ц-16/76-1,45	0,830	0,843	0,878
		+1,53 %	+5,73 %
Н-300-1,23	0,830	0,716	0,737
		−15,9 %	−12,6 %

Из таблицы 2 следует, что анализируемые методики имеют погрешность одного порядка, и она высока. Если принять во внимание, что расчеты касаются параметра, непосредственно определяющего (прямо пропорционально) энергозатраты на привод нагнетателей, то наблюдаемую погрешность можно оценить как достаточно высокую. Она достаточно высока и для диагностирования оборудования, так как в ходе эксплуатации нагнетателей при смене режимов их работы $\eta_{\text{пол}}$ изменяется в интервале 0,8÷0,86, то есть — на 6 %, а погрешность определения $\eta_{\text{пол}}$ по рассматриваемым методикам составляет 1,53÷15,9 % .

Анализ полученных результатов и выводы

Результаты количественного анализа подтверждают выводы анализа качественного — отмеченные особенности методик придают результатам расчетов $\eta_{\text{пол}}$ повышенную погрешность.

Любые расчеты выполняются с определенной погрешностью, которая объективно неустранима. Возможно лишь, теми или иными средствами, добиться ее уменьшения. Одно из действенных средств снижения погрешности — увеличение количества «измерений» или «расчетных определений» искомой величины. Последующая обработка полученных расширенных данных известными методами позволяет снизить погрешность. В данном случае это невозможно, так как рассматриваемые методики, как отмечалось выше, оперируют «единичными» значениями $\eta_{\text{пол}}$, которые соответствуют определенным режимам работы нагнетателей. Даже при наличии нескольких расчетных значений $\eta_{\text{пол}}$, каждое из которых отвечает определенному режиму работы оборудования, из них невозможно образовать *ряд независимо определенных значений одной и той же величины.* И в последующем обработать данные этого ряда вероятностными методами. Погрешностью в данном случае можно было бы «управлять», в доступных пределах, увеличением количества обрабатываемых данных.

Осуществить отмеченный подход для находящихся в эксплуатации нагнетателей достаточно сложно в связи с тем, что условия работы машин непостоянны и каждое определение $\eta_{\text{пол}}$ оказывается «индивидуальным». Из таких «индивидуальных» $\eta_{\text{пол}}$ невозможно сформировать вышеотмеченный ряд.

Несмотря на это воспользоваться вероятностными методами обработки результатов расчетов и добиться снижения погрешности диагностических выводов возможно. Для этого диагностирование необходимо основывать не на «единичных» значениях диагностического параметра $\eta_{\text{пол}}$, а на зависимости «диагностический параметр — определяющие его факторы». При этом в качестве определяющих факторов рассматривать параметры, характеризующие условия работы нагнетателей и определяющие значения $\eta_{\text{пол}}$. В этом случае появляется возможность воспользоваться вероятностными методами (методом наименьших квадратов) и снижать погрешность определения $\eta_{\text{пол}}$ увеличением количества вовлекаемых в обработку данных. Такой подход реализован в работах [5–7].

Библиографический список

1. Козаченко, А. Н. Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов / А. Н. Козаченко. – Москва : Нефть и газ, 1999. – 463 с. – Текст : непосредственный.
2. Поршаков, Б. П. Термодинамика и теплопередача (в технологических процессах нефтегазовой промышленности) / Б. П. Поршаков, Р. Н. Бикчентай, Б. А. Романов. – Москва : Недра, 1987. – 349 с. – Текст : непосредственный.
3. Повышение эффективности эксплуатации энергопривода компрессорных станций / Б. П. Поршаков, А. С. Лопатин, А. М. Назарьина, А. С. Рябченко. – Москва : Недра, 1992. – 206 с. – Текст : непосредственный.
4. Эксплуатация газопроводов Западной Сибири / Г. В. Крылов, А. В. Матвеев, О. А. Степанов, Е. И. Яковлев. – Ленинград : Недра, Ленингр. отд-ние. 1985. – 288 с. – Текст : непосредственный.
5. Перевощиков, С. И. Параметрическая диагностика технического состояния центробежных нагнетателей природного газа / С. И. Перевощиков. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 3. – С. 97–104.
6. Перевощиков, С. И. Методика параметрической диагностики газоперекачивающих агрегатов с турбоприводом / С. И. Перевощиков. – DOI 10.31660/0445-0108-2016-5-101-108. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 5. – С. 101–108.
7. Перевощиков, С. И. Параметрическая диагностика газоперекачивающих агрегатов с турбоприводом : учебное пособие / С. И. Перевощиков ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2016. – 236 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Kozachenko, A. N. (1999). Ekspluatatsiya kompressornykh stantsiy magistral'nykh gazoprovodov. Moscow, Neft' i gaz Publ., 463 p. (In Russian).
2. Porshakov, B. P., Bikchentay, R. N., & Romanov, B. A. (1987). Termodinamika i teploperedacha (v tekhnologicheskikh protsessakh neftegazovoy promyshlennosti). Moscow, Nedra Publ., 349 p. (In Russian).
3. Porshakov, B. P., Lopatin, A. S., Nazar'ina, A. M., & Ryabchenko, A. S. (1992). Povyshenie effektivnosti ekspluatatsii energoprivoda kompressornykh stantsiy. Moscow, Nedra Publ., 206 p. (In Russian).
4. Krylov, G. V., Matveev, A. V., Stepanov, O. A., & Yakovlev, E. I. (1985). Ekspluatatsiya gazoprovodov Zapadnoy Sibiri. Leningrad, Nedra Publ., Leningradskoe otdelenie, 288 p. (In Russian).
5. Perevoschikov, S. I. (2011). Parametric diagnostics of technical state of centrifugal superchargers of natural gas. Higher Educational Institutions News. Neft' I Gas, (3), pp. 97-104. (In Russian).
6. Perevoschikov, S. I. (2016). Procedure of parametric diagnostics of gas pumping unitswith turbine drive. Oil and Gas Studies, (5), pp. 101-108. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2016-5-101-108
7. Perevoschikov, S. I. (2016). Parametricheskaya diagnostika gazoperekachivayushchikh agregatov s turboprivodom. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 236 p. (In Russian).

Сведения об авторе

Перевощиков Сергей Иванович, *д. т. н., консультант кафедры прикладной механики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: perevoschikovsi@tyuiu.ru*

Information about the author

Sergey I. Perevoschikov, *Doctor of Engineering, Consultant at the Department of Applied Mechanics, Industrial University of Tyumen, e-mail: perevoschikovsi@tyuiu.ru*

DOI: 10.31660/0445-0108-2020-6-107-118

УДК 622.276.6

Комплексные лабораторные исследования при оптимизации состава ПАВ-полимерных композиций для месторождений Западной Сибири

Е. А. Сидоровская[1]*, Д. С. Адаховский[1], Н. Ю. Третьяков[1], Л. П. Паничева[1], С. С. Волкова[1], Е. А. Турнаева[2]

[1]Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Россия
[2]Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
**e-mail: e.sidorovskaya@yandex.ru*

Аннотация. В условиях падающей добычи и значительной обводненности на большинстве разрабатываемых месторождений Западной Сибири традиционные методы заводнения оказываются неэффективными. Одним из перспективных методов увеличения нефтеотдачи является заводнение при помощи поверхностно-активных веществ (ПАВ) и полимеров (SP заводнение), разработка химических составов для которого должна учитывать геолого-физические и геохимические особенности месторождения: температуру пласта, состав и свойства пластовых флюидов, пород. Целью данной работы является создание ПАВ-полимерной композиции для месторождения Западной Сибири, эффективность состава которой подтверждается на основе проведения комплексных лабораторных исследований. Для созданной ПАВ-полимерной композиции Т01 по оптическим характеристикам была показана совместимость компонентов системы с пластовой водой месторождения. Фазовый эксперимент и минимальные значения межфазного натяжения на границе «нефть — водная фаза», допустимая адсорбция ПАВ на керне и вытеснение нефти на насыпной модели дезинтегрированного керна (до 40 %) показывают, что композиция Т01 отвечает основным требованиям, которые предъявляются к системам, используемым для ПАВ-полимерного заводнения.

Ключевые слова: нефть; поверхностно-активные вещества; ПАВ-полимерное заводнение; нефтевытесняющая композиция; лабораторные исследования

Integrated laboratory studies when optimizing surfactant-polymer formulations for oil deposits in Western Siberia

Elizaveta A. Sidorovskaya[1]*, Denis S. Adakhovskij[1], Nikolai Yu. Tret'yakov[1], Larisa P. Panicheva[1], Svetlana S. Volkova[1], Elena A. Turnaeva[2]

[1]University of Tyumen, Tyumen, Russia
[2]Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
**e-mail: e.sidorovskaya@yandex.ru*

Abstract. In conditions of declining production and significant watercut in most of producing oil fields in Western Siberia, secondary recovery methods such as waterflooding are ineffective. Promising methods for increasing oil recovery are chemical enhanced oil recovery methods such as surfactant-polymer (SP) flooding. Designing the chemical composition for SP flooding one should take into account the geological, physical and geochemical features of the oil field: reservoir temperature, composition and properties of reservoir fluids and rocks. The aim of the arti-

cle is to create the optimum formulation of surfactant-polymer system for certain oil field in Western Siberia. The integrated laboratory studies are conducted to prove successful of SP formulation. The aqueous solubility, phase behavior experiment, low interfacial tension, admissible values of dynamic adsorption and oil produced (40 %) during coreflood experiments shows that SP formulation T01 meet the requirements for effective SP flooding.

Key words: oil; surfactants; surfactant-polymer flooding; oil-displacing formulation; laboratory studies

Введение

Для большинства месторождений Западной Сибири характерны высокая степень выработки запасов и большая обводненность добываемой продукции. Кроме того, значительная часть углеводородов, добываемых традиционным методом заводнения, остается в недрах [1, 2]. Доразработка остаточных запасов в заводненных пластах обычными технологиями оказывается нерентабельной [2, 3]. Одним из методов увеличения нефтеотдачи (МУН) является физико-химическое заводнение с использованием поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимеров — ASP и SP технологии. В настоящее время развитие нефтехимии позволяет иметь эффективные промышленные образцы нефтепромысловых реагентов, что открывает дополнительные возможности для физико-химических МУН. Пилотные проекты ASP технологии были реализованы на Западно-Салымском месторождении и показали достаточную эффективность этих методов для месторождений Западной Сибири. Конечная нефтеотдача после заводнения водой ожидается на уровне 35 %, что является типичным показателем для нефтяных месторождений Западной Сибири, при использовании ASP технологии возможный КИН составляет более 50 % [4].

Эффективность вытеснения нефти в технологиях ПАВ-полимерного заводнения очень сильно зависит от компонентов состава, поэтому подбор рецептуры с последующим лабораторным тестированием является обязательным этапом. Блок лабораторных исследований должен в обязательном порядке содержать исследования:

- растворимости компонентов при соблюдении технологии замеса реагентов;
- растворимости компонентов при температуре пласта;
- межфазного натяжения на границе раздела «нефть — водная фаза»;
- фазового поведения в системе «нефть — водная фаза» при температуре пласта;
- динамики выноса нефти и реагентов на насыпной модели при температуре пласта;
- адсорбции компонентов водной фазы на керне.

На стадии лабораторных исследований идет корректировка формулы ПАВ-полимерного состава с целью его оптимизации для конкретных геолого-физических и геохимических условий месторождения. При положительном заключении о возможности использования рецептуры в SP технологии следующей стадией исследования возможны керновые испытания.

Цель данной работы — создание ПАВ-полимерной композиции для месторождения Западной Сибири и проведение лабораторных исследований, доказывающих эффективность состава.

Объект и методы исследования

Объектом исследования является ПАВ-полимерная композиция, созданная для улучшения нефтевытеснения на одном из месторождений Западной Сибири.

Для проведения лабораторных испытаний были использованы обезвоженная нефть и модельная пластовая вода одного из месторождений Западной Сибири. Дегазированные нефти месторождения средние по плотности (0,86–0,88 г/см^3), парафинистые (4,0 %), малосернистые, смолистые (7–9 %). Эквивалентное алкановое углеродное число (EACN) нефти находится в пределах 11–11,3. Исследуемые пластовые воды месторождения имеют значения общей минерализации (TDS) от 11 до 19 г/дм^3; жесткости от 11 до 40 мг-экв/дм^3 и концентрацию гидрокарбонатов от 70 до 700 мг/дм^3; воды относятся к хлоридно-кальциевому типу. По этим показателям была создана модельная пластовая вода.

Рабочие растворы композиции ПАВ с суммарной концентрацией 0,4 % (ПАВ-1: ПАВ-2), 0,4 % сорастворителя готовили на модельной пластовой воде, имеющей необходимый уровень минерализации. После растворения ПАВ в систему добавили маточный раствор полимера с последующим перемешиванием.

Совместимость ПАВ друг с другом, с полимером и с компонентами модельных пластовых вод исследовали путем измерения оптических характеристик (оптической плотности (D) и коэффициента пропускания (T %) водной фазы при температуре 20 и 80 °C. Измерения проводили на спектрофотометре Agilent 8453E UV-Vis.

Фазовое поведение ПАВ-полимерной композиции исследовали по методике, представленной в работах [5, 6]. К водному ПАВ-полимерному раствору добавляли необходимый объем нефти месторождения Западной Сибири, после чего пробирки герметично закрывались и интенсивно перемешивались. Пробирки выдерживались в термошкафу при пластовой температуре в течение часа и повторно перемешивались. Через определенные интервалы времени велась фотофиксация распределения фаз в системе.

Эффективный ПАВ-полимерный состав должен способствовать получению подвижной невязкой третьей фазы, симметрично расположенной относительно водной и нефтяной фаз. Расчет параметра солюбилизации проводили по формуле в работе [7].

Согласно источникам [8, 9], для того чтобы водные растворы ПАВ образовывали с нефтью микроэмульсионные фазы, необходимо чтобы водные растворы ПАВ-полимерных композиций имели сверхнизкое межфазное натяжение с исследуемым образцом нефти. Для эффективного вытеснения нефти из терригенного гидрофильного коллектора требуются ультранизкие значения межфазного натяжения [10]. Определение межфазного натяжения (IFT) проводили методом вращающейся капли на тензиометре KRÜSS SITE 100 (Германия). Метод является оптическим, в его основе лежит пересчет значений межфазного натяжения на границе раздела фаз

(после того как капля нефтяной фазы пришла в равновесие) исходя из скорости вращения капилляра, диаметра капли нефти, растягивающейся под влиянием центробежных сил, и разности плотностей фаз[1].

После оценки эффективности подобранной композиции проводили эксперименты по изучению поведения системы при контакте с керновым материалом. Для этого подготавливалась насыпная колонка, заполненная дезинтегрированным керновым материалом либо кварцевым песком. Образец породы был сначала полностью насыщен модельной пластовой водой, а затем был насыщен нефтью месторождения Западной Сибири при пластовых условиях.

Затем проводили вытеснение нефти модельной пластовой водой до определенной нефтенасыщенности, соответствующей пластовым условиям. Дальнейшее вытеснение нефти проводили ПАВ-полимерной композицией 0,5 порового объема (ПО). Без остановки потока переключалась подача полимерной оторочки (2,0 ПО), содержащей водный раствор полимера (600 ppm). Последующее вытеснение продолжалось моделью пластовой воды. Эффлюент собирали в отдельные виалы для дальнейших исследований.

Для определения динамики выноса и оценки динамической адсорбции ПАВ использовалась методика определения ПАВ по ПНД Ф 14.1:2.258-10[2] с использованием спектрофотометра Agilent 8453E UV-Vis.

Результаты и их обсуждение

В состав ПАВ-полимерной композиции могут входить ПАВ, соПАВ, сорастворитель, полимер. Приготовление раствора производится на пластовой воде.

Согласно литературным источникам [6, 11], поверхностно-активные вещества и полимеры, эффективные в ASP или SP технологиях, должны в условиях пласта обладать следующими характеристиками: растворимость в пластовых водах; совместимость компонентов; толерантность к солям жесткости; термическая и химическая стойкость; эффективность для снижения межфазного натяжения на границе раздела водная фаза — нефть; гидрофильно-липофильный баланс (ГЛБ), характерный для эмульгатора; способность к мицеллообразованию; низкое значение критической концентрации мицеллообразования (ККМ); солюбилизирующая способность; создание устойчивой маловязкой третьей фазы (Winsor III); низкая адсорбция на керне.

В данной работе для SP технологии для одного из месторождений Западной Сибири, с учетом условий и составов флюидов, был разработан комбинированный ПАВ-полимерный состав Т01.

Исследования совместной растворимости компонентов Т01 при температуре замеса и пластовой температуре проводили с фиксацией оптических характеристик (коэффициента пропускания и оптической плотности вод-

[1] Руководство по применению. Тензиометр SITE100. Метод вращающейся капли с программным обеспечением SDA/KRUSSGmbH, 2003-2014.

[2] ПНД Ф 14.1:2.258-10 : Количественный химический анализ вод. Методика выполнения измерений массовой концентрации анионных поверхностно-активных веществ в природных и сточных водах фотометрическим методом с метиленовым синим (микроэкстракция). – Москва. – 14 с.

ного раствора). Разработанная композиция Т01 характеризуется показателями, представленными на рисунке 1.

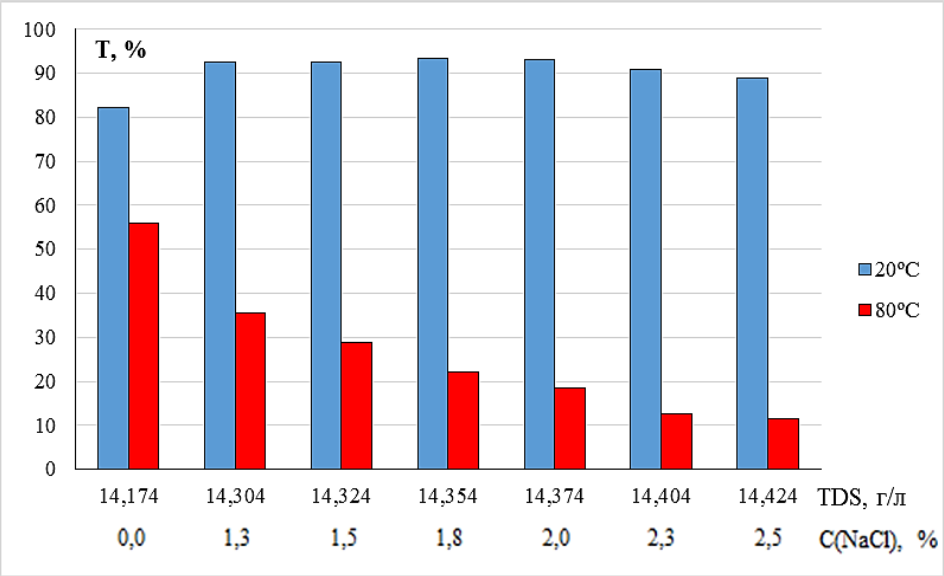


Рис. 1. ***Зависимость коэффициента пропускания ПАВ-полимерного раствора от минерализации водной фазы при температуре 20 и 80 °С***

Как видно из диаграммы, растворимость комбинированного ПАВ-полимерного состава с повышением температуры снижается и при достижении 80 °С на модельной пластовой воде достигает 28,8 % коэффициента пропускания, что свидетельствует о наличии точки помутнения у компонентов ПАВ ниже пластовой температуры. Уменьшение растворимости также наблюдается при повышении солености и общей минерализации водной фазы, что характерно при использовании ионогенных компонентов в составе композиции. Наблюдаемая коллоидная растворимость разработанного состава технологически допустима для уровня проницаемости пластов месторождения.

В работах [7, 12] предложены методики и интерпретация полученных результатов фазовых экспериментов по получению третьей фазы микроэмульсии с нефтью при подборе компонентов ПАВ для ASP или SP технологий. С. Чоу и Д. Шах [13] наблюдали в своих экспериментальных исследованиях, что максимальная добыча нефти достигается, если соленость закачиваемой водной фазы поддерживается на оптимальном значении для выбранного поверхностно-активного вещества или чуть ниже. Поэтому лабораторное подтверждение близости значения оптимума солености ПАВ-полимерной композиции характеристике пластовой воды является важным этапом исследования системы. На этом этапе исследований было реализовано сканирование оптимума солености в рамках фазового эксперимента (рис. 2).

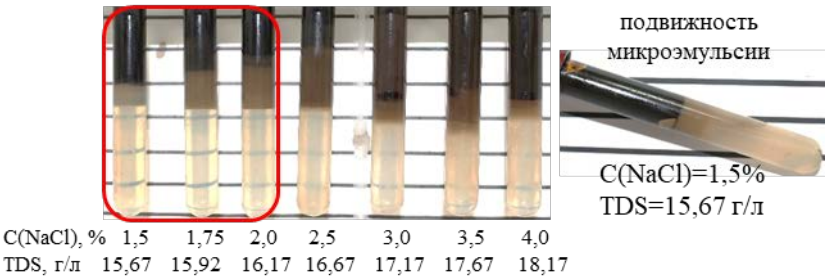


Рис. 2. ***Сканирование оптимума солености ПАВ-полимерной композиции и результаты измерения межфазного натяжения, подвижность микроэмульсии при 1,5 % NaCl (TDS = 15,67 г/л)***

Параллельно с фазовым экспериментом были проведены измерения межфазного натяжения на границе «нефть — водный раствор ПАВ-полимер» (таблица).

Значения межфазного натяжения на границе раздела «водная фаза ПАВ-полимерной композиции — нефть месторождения Западной Сибири»

C(NaCl), %	TDS, г/л	IFT, мН/м
1,2	15,37	0,2551
1,4	15,57	0,0827
1,5	15,67	0,0196
1,6	15,77	0,0274
1,7	15,87	0,0057
1,8	15,97	0,0083
2,0	16,17	0,0085
2,5	16,67	0,0008
3,0	17,17	0,0043
3,5	17,67	0,0061

Фазовый эксперимент, проводимый в статических условиях при температуре пласта, показывает эффективное образование эмульсионной фазы при составе воды, соответствующем пластовому. Что подтверждается низкими значениями межфазного натяжения ($5–8\cdot10^{-3}$мН/м) в этом интервале солености. Расчетные значения параметров солюбилизации по водной (σ_{water}) и по органической (σ_{oil}) фазам, согласно [7], составляют $\sigma_{water} = 22$ и $\sigma_{oil} = 11$ для 1,5 % NaCl (TDS 15,67 г/л).

Образованная эмульсионная фаза характеризуется достаточной подвижностью, при покачивании легко образуется однородная эмульсионная фаза, смачивающая стенки пробирки, что, как показано в работах [14, 15], доказывает перспективность разработанного состава для использования его в SP технологии.

Для определения адсорбции компонентов композиции на породу в лабораторных условиях проводят фильтрационные исследования на насыпной модели.

Для прогноза эффективности разработанной композиции необходимо обращать внимание на так называемый эффект хроматографического пове-

дения (разделения) компонентов ПАВ, входящих в состав химического коктейля, при фильтрации через колонку керна. В Техасском университете в Остине при исследовании выделяют динамическую [16, 17] и статическую адсорбцию ПАВ [18]. В работах [19, 20] представлены результаты по изучению адсорбционных процессов промышленных ПАВ для Западно-Салымского месторождения, где был запущен пилотный проект по ASP заводнению.

В данной работе для отдельных ПАВ (ПАВ-1 и ПАВ-2) и полной комбинированной системы была изучена адсорбция на насыпной модели из кварцевого песка в динамических условиях. Для определения динамики выноса ПАВ была проведена закачка 3 ПО ПАВ, 3 ПО модельной воды, отбор эффлюента по 0,2 ПО.

На рисунках 3–5 представлены графики зависимости выхода сорастворителя, ПАВ-1 и ПАВ-2 и системы комбинированного ПАВ, в координатах относительной концентрации компонента от прокаченного объема жидкости. Полученные данные показывают, что после прокачки трех поровых объемов содержание ПАВ в пробах достигает максимальной величины.

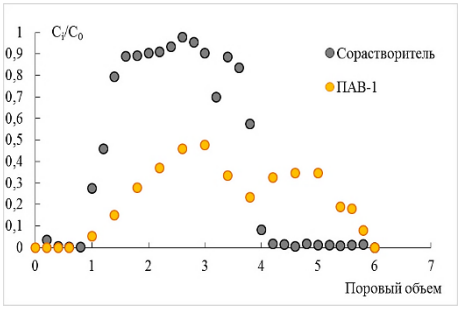


Рис. 3. ***Динамика выноса сорастворителя и ПАВ-1***

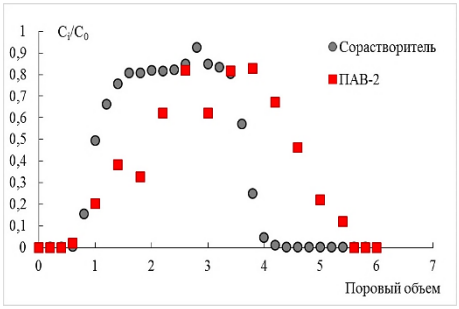


Рис. 4. ***Динамика выноса сорастворителя и ПАВ-2***

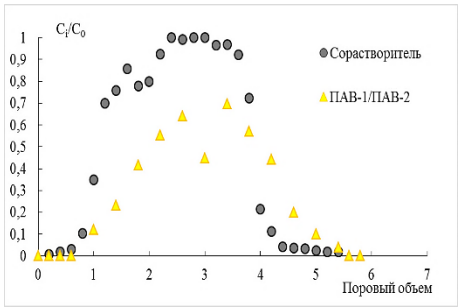


Рис. 5. ***Динамика выноса сорастворителя и системы комбинированного ПАВ***

На графике выноса можно выделить три характерных участка (начальный участок кривых, участок насыщения, участок вымывания ПАВ). Начальный участок кривых — область концентрации ПАВ с момента реги-

страции ненулевой концентрации до момента выхода на стационарное значение. Участок насыщения — область выходных кривых с концентрацией ПАВ, близкой к концентрации исходной закачиваемой композиции. Участок вымывания — это область выходных кривых с момента закачки воды до окончания процесса закачки.

Для ПАВ-1 (см. рис. 3) участок вымывания отчетливо фиксируется в диапазоне 3,8–5,2 ПО. А максимальная концентрация ПАВ-1 (участок насыщения) не превышает 50 % от исходной концентрации ПАВ.

Динамика поступления ПАВ-2 (см. рис. 4) в процессе фильтрации через колонку с кварцевым песком свидетельствует о том, что данный тип ПАВ слабо сорбируется на песке и максимальная концентрация зафиксирована при его десорбции в диапазоне 4,0 ПО.

Для системы комбинированного ПАВ (см. рис. 5) участок вымывания фиксируется в диапазоне 3,1–5,5 ПО. А максимальная концентрация комбинированного ПАВ (участок насыщения) не превышает 70 % от исходной концентрации ПАВ.

Величина адсорбции ПАВ на кварцевом песке для ПАВ-1 составила 0,69 мг/г породы, для ПАВ-2 — 1,39 мг/г породы, адсорбция комбинированной системы составила 1,79 мг/г породы. Полученные результаты являются допустимыми, поскольку не превышают значения 5 мг/г породы [19, 20]. Значения адсорбции комбинированного ПАВ иллюстрируют синергизм действия ПАВ.

Исследования динамической адсорбции ПАВ проводили также на насыпной модели дезинтегрированного керна месторождения Западной Сибири (рис. 6, 7). Отмечаются уменьшение выхода ПАВ и увеличение адсорбции по сравнению с аналогичными исследованиями, проведенными на модельной системе — песок.

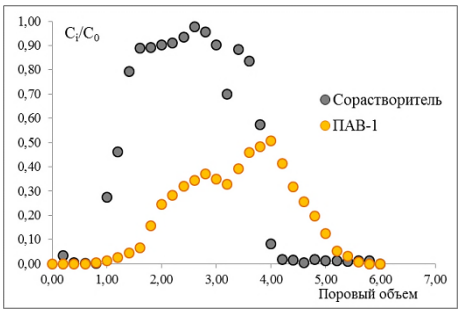


Рис. 6. ***График выхода ПАВ-1 на керне месторождения Западной Сибири***

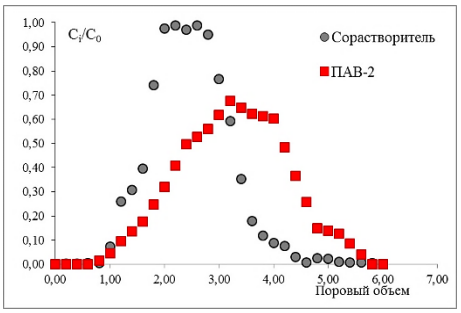


Рис. 7. ***График выхода ПАВ-2 на керне месторождения Западной Сибири***

Величина адсорбции ПАВ на дезинтегрированном керне месторождения для ПАВ-1 достигла значения 1,63 мг/г породы, а для ПАВ-2 величина адсорбции составила 0,60 мг/г породы. Полученные результаты являются допустимыми, поскольку не превышают значения 5 мг/г породы.

Для композиции Т01 провели испытания по вытеснению нефти на насыпной модели дезинтегрированного керна. В процессе в керн с остаточной нефтенасыщенностью закачивали 0,5 ПО ПАВ-полимерной компо-

зиции и 2 ПО раствора полимера концентрацией 600 ppm, после чего проталкивали модельной пластовой водой. Доля остаточной нефти, отмытой SP-композицией, представлена на рисунке 8.

Рис. 8. ***Вынос нефти месторождения Западной Сибири в результате фильтрационных экспериментов***

Анализ проведенного фильтрационного теста при использовании композиции Т01 показал, что разработанная композиция позволяет эффективно мобилизовать дополнительно до 40 % остаточной нефти. Это доказывает технологическую эффективность разработанной ПАВ-полимерной композиции и необходимость дальнейших фильтрационных керновых исследований.

Выводы

Проведенные исследования ПАВ-полимерной композиции Т01 показывают, что композиция отвечает основным требованиям, которые предъявляются к системам, используемым для ПАВ-полимерного заводнения. Система проявляет достаточную растворимость в пластовой воде и при температуре пласта, снижает значение межфазного натяжения на границе раздела водной фазы ПАВ-полимерного раствора и нефтяной фазы до ультранизких значений ($5–8 \cdot 10^{-3}$ мН/м), формирует маловязкую микроэмульсионную фазу. Проведенные исследования адсорбции ПАВ в динамических условиях показывают, что величина адсорбции находится в интервале допустимых значений для использования ПАВ в технологии SP заводнения. Фильтрационные эксперименты показывают, что при использовании композиции Т01 на дезинтегрированном керне месторождения Западной Сибири удается дополнительно отмыть до 40 % остаточной нефти. Разработанная композиция Т01 по проведенным лабораторным исследованиям относится к технологически эффективным.

Работа выполнена с использованием оборудования ЦКП «Рациональное природопользование и физико-химические исследования» Института химии Тюменского государственного университета.

Библиографический список

1. Negin, C. Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery / C. Negin, S. Ali, Q. Xie. – DOI 10.1016/j.petlm.2016.11.007. – Текст : непосредственный // Petroleum. – 2017. – Vol. 3, Issue 2. – P. 197–211.
2. Levitt, D. Identification and Evaluation of High-Performance EOR Surfactants / D. Levitt, A. Jackson, C. Heinson [et al.]. – DOI 10.2118/100089-MS. – Текст : электронный // SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, 22–26 April 2006, Tulsa, Oklahoma, USA. – Available at: https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-100089-MS.
3. Liu, S. Favorable Attributes of Alkali-Surfactant-Polymer Flooding / S. Liu, D. Zhang, W. Yan [et al.]. – DOI 10.2118/99744-PA. – Текст : непосредственный // SPE Journal. – 2008. – Vol. 13, Issue 01. – P. 5–16.
4. Волокитин, Я. Пилотный проект АСП-заводнения для Западно-Салымского месторождения : результаты наблюдений и вопросы эксплуатации / Я. Волокитин, М. Шустер, В. Карпан [и др.]. – DOI 10.2118/187838-RU. – Текст : непосредственный // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE (16–18 октября, 2017). – Москва, 2017. – С. 1–12.
5. Barnes, J. R. Development of Surfactants for Chemical Flooding at Difficult Reservoir Conditions / J. R. Barnes, J. Smit, J. Smit [et al.]. – DOI 10.2118/113313-MS. – Текст : электронный // SPE Symposium on Improved Oil Recovery, 20–23 April 2008, Tulsa, Oklahoma, USA. – Available at: https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-113313-MS.
6. Ghosh, P. Development of Surfactant-Polymer SP Processes for High Temperature and High Salinity Carbonate Reservoirs / P. Ghosh, H. Sharma, K. K. Mohanty. – Текст : электронный // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 24–26 September 2018, Dallas, Texas, USA. – Available at: https://doi.org/10.2118/191733-MS.
7. Huh, C. Interfacial tensions and solubilizing ability of a microemulsion phase that coexists with oil and brine/ C. Huh. – DOI 10.1016/0021-9797(79)90249-2. – Текст : непосредственный // Journal of Colloid and Interface Science. – 1979. – Vol. 71, Issue 2. – P. 408–426.
8. Screening of microemulsion properties for application in enhanced oil recovery / A. Bera, T. Kumar, K. Ojha, A. Mandal. – DOI 10.1016/j.fuel.2013.12.051. – Текст : непосредственный // Fuel. – 2014. – Vol. 121. – P. 198–207.
9. Interfacial tension and phase behavior of surfactant-brine–oil system / A. Bera, K. Ojha, A. Mandal, T. Kumar. – DOI 10.1016/j.colsurfa.2011.03.035. – Текст : непосредственный // Colloids and Surfaces A : Physicochemical and Engineering Aspects. – 2011. – Vol. 383, Issue 1–3. – P. 114–119.
10. Алтунина, Л. К. Нефтевытесняющая композиция ПАВ с регулируемой вязкостью для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов, Л. А. Стасьева, [и др.]. – DOI 10.18599/grs.18.4.5. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2016. – Т. 18, № 4, Ч. 1. – С. 281–288.
11. Sheng, J. J. Status of Polymer-Flooding Technology / J. J. Sheng, B. Leonhardt, N. Azri. – DOI 10.2118/174541-PA. – Текст : непосредственный // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2015. – Vol. 54, Issue 02. – 2015. – P. 116–126.
12. Adkins, S. A New Process for Manufacturing and Stabilizing High-Performance EOR Surfactants at Low Cost for High-Temperature, High-Salinity Oil Reservoirs / S. Adkins, P. J. Liyanage, G. W. P. Pinnawala Arachchilage [et al.]. – DOI 10.2118/129923-MS. – Текст : электронный // The SPE Improved Oil Recovery Symposium, 24–28 April 2010, Tulsa, Oklahoma, USA. – Available at: https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-129923-MS.
13. Chou, S. I. The Optimal Salinity Concept for Oil Displacement by Oil-external Microemulsions and Graded Salinity Slugs / S. I. Chou, D. O. Shah. – DOI 10.2118/81-03-08. – Текст : непосредственный // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1981. – Vol. 20, Issue 3. – P. 83–91.
14. Tabary, R. Surfactant Flooding in Challenging Conditions : Towards Hard Brines and High Temperatures / R. Tabary, B. Bazin, F. Douarche [et al.]. – Текст : электронный // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, 10–13 March 2013, Manama, Bahrain. – Available at: https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-164359-MS.
15. Al-Murayri, M. T. Surfactant/Polymer Flooding: Chemical-Formulation Design and Evaluation for Raudhatain Lower Burgan Reservoir, Kuwait / M. T. Al-Murayri, A. A. Hassan, M. B. Abdullah [et al.]. – DOI 10.2118/183933-PA. – Текст : непосредственный // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2019. – Vol. 22, Issue 3. – P. 923–940.
16. Upamali, K. A. N. New Surfactants and Cosolvents Increase Oil Recovery and Reduce Cost / K. A. N. Upamali, P. J. Liyanage, S. H. Jang [et al.]. – DOI 10.2118/179702-PA. – Текст : непосредственный // SPE Journal. – 2018. – Vol. 23, Issue 6. – P. 2202–2217.

17. Chang, L. Y. Co-solvent Partitioning and Retention / L. Y. Chang, D. S. P. Lansakara-P, S. H. Jang [et al.]. – DOI 10.2118/179676-MS. – Текст : непосредственный // SPE Improved Oil Recovery Conference, 11–13 April, 2016, Tulsa, Oklahoma, USA. – Available at: https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-179676-MS.

18. Gao, B. A New Family of Anionic Surfactants for Enhanced-Oil-Recovery Applications // B. Gao, M. M. Sharma. – DOI 10.2118/159700-PA. – Текст : непосредственный // SPE Journal. – 2013. – Vol. 18, Issue 05. – P. 829–840.

19. Бородкин, А. А. Исследование механизмов адсорбции в статических условиях с целью снижения рисков реализации проекта щелочно-ПАВ-полимерного заводнения на Западно-Салымском месторождении / А. А. Бородкин, М. Я. Евсеева, Я. Е. Волокитин [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 58–61.

20. Замула, Ю. С. Исследование адсорбционных процессов с помощью атомно-силовой микроскопии на образцах терригенной породы Западно-Салымского месторождения / Ю. С. Замула, Л. А. Ковалева, М. В. Мавлетов и [др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 2. – С. 54–58.

References

1. Negin, C., Ali, S., & Xie, Q. (2017). Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery. Petroleum, 3(2), pp. 197-211. (In English). DOI: 10.1016/j.petlm.2016.11.007

2. Levitt, D., Jackson, A., Heinson, C., Britton, L. N., Malik, T., Dwarakanath, V. & Pope, G. A. (2006). Identification and Evaluation of High-Performance EOR Surfactants. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, 22-26 April, Tulsa, Oklahoma, USA. (In English). DOI: 10.2118/100089-MS

3. Liu, S., Zhang, D., Yan, W., Puerto, M., Hirasaki, G. J., & Miller, C. A. (2008). Favorable Attributes of Alkali-Surfactant-Polymer Flooding. SPE Journal, 13(1), pp. 5-16. (In English). DOI: 10.2118/99744-PA

4. Volokitin, Y., Shuster, M., Karpan, V., Mikhaylenko, E., Koltsov, I., Rakitin, A.,… Podberezhny, M. (2017). West salym ASP Pilot: Surveillance results and operational challenges. SPE Russian Petroleum Technology Conference (16-18 October, Moscow), pp. 1-12. (In Russian). DOI: 10.2118/187838-RU

5. Barnes, J. R., Smit, J., Smit, J., Shpakoff, G., Raney, K. H., & Puerto, M. (2008). Development of Surfactants for Chemical Flooding at Difficult Reservoir Conditions. SPE Symposium on Improved Oil Recovery, 20–23 April, Tulsa, Oklahoma, USA. (In English). DOI: 10.2118/113313-MS

6. Ghosh, P., Sharma, H., & Mohanty, K. K. (2018). Development of Surfactant-Polymer SP Processes for High Temperature and High Salinity Carbonate Reservoirs. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 24-26 September, Dallas, Texas, USA. (In English). DOI: 10.2118/191733-MS

7. Huh, C. (1979). Interfacial tensions and solubilizing ability of a microemulsion phase that coexists with oil and brine. Journal of Colloid and Interface Science, 71(2), pp. 408-426. (In English). DOI: 10.1016/0021-9797(79)90249-2

8. Bera, A., Kumar, T., Ojha, K., & Mandal, A. (2014). Screening of microemulsion properties for application in enhanced oil recovery. Fuel, 121, pp. 198-207. (In English). DOI: 10.1016/j.fuel.2013.12.051

9. Bera, A., Ojha, K., Mandal, A., & Kumar, T. (2011). Interfacial tension and phase behavior of surfactant-brine–oil system. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 383(1-3), pp. 114-119. (In English). DOI: 10.1016/j.colsurfa.2011.03.035

10. Altunina, L. K., Kuvshinov, V. A., Stasyeva, L. A., Kuvshinov, I. V., & Kozlov, V. V. (2016). Oil-Displacing Surfactant Composition with Controlled Viscosity for Enhanced Oil Recovery from Heavy Oil Deposits. Georesursy, 18(4), pp. 281-288. (In English). DOI: 10.18599/grs.18.4.5

11. Sheng, J. J., Leonhardt, B., & Azri, N. (2015). Status of Polymer-Flooding Technology. Journal of Canadian Petroleum Technology, 54(2), pp. 116-126. (In English). DOI: 10.2118/174541-PA

12. Adkins, S., Liyanage, P. J., Pinnawala Arachchilage, G.W.P., Mudiyanselage, T., Weerasooriya, U., & Pope, G. A. (2010). A New Process for Manufacturing and Stabilizing High-Performance EOR Surfactants at Low Cost for High-Temperature, High-Salinity Oil Reservoirs. SPE Improved Oil Recovery Symposium, 24-28 April, Tulsa, Oklahoma, USA (In English). DOI: 10.2118/129923-MS

13. Chou, S. I., Shah, D. O. (1981). The Optimal Salinity Concept for Oil Displacement by Oil-external Microemulsions and Graded Salinity Slugs. Journal of Canadian Petroleum Technology, 20(3), pp. 83-91. (In English). DOI: 10.2118/81-03-08

14. Tabary, R., Bazin, B., Douarche, F., Moreau, P., & Oukhemanou-Destremaut, F. (2013). Surfactant Flooding in Challenging Conditions: Towards Hard Brines and High Temperatures. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, 10-13 March, Manama, Bahrain. (In English). DOI: 10.2118/164359-MS

15. Al-Murayri, M. T., Hassan, A. A., Abdullah, M. B., Abdulrahim, A. M., Marlière, C., Hocine, S.,… Suzanne, G. P. (2019). Surfactant/Polymer Flooding: Chemical-Formulation Design and Evaluation for Raudhatain Lower Burgan Reservoir, Kuwait. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 22(3), pp. 923-940. (In English). DOI: 10.2118/183933-PA

16. Upamali, K. A. N., Liyanage, P. J., Jang, S. H., Shook, E., Weerasooriya, U. P., & Pope, G. A. (2018). New Surfactants and Cosolvents Increase Oil Recovery and Reduce Cost. SPE Journal, 23(6), pp. 2202-2217. (In English). DOI : 10.2118/179702-PA

17. Chang, L. Y., Lansakara-P, D. S. P., Jang, S. H., Weerasooriya, U. P., & Pope, G. A. (2016). Co-solvent Partitioning and Retention. SPE Improved Oil Recovery Conference, 11-13 April, Tulsa, Oklahoma, USA. (In English). DOI: 10.2118/179676-MS

18. Gao, B., & Sharma, M. M. (2013). A New Family of Anionic Surfactants for Enhanced-Oil-Recovery Applications. SPE Journal, 18(5), 829-840. (In English). DOI : 10.2118/159700-PA

19. Borodkin, A. A, Evseeva, M. Ya., Volokitin, Ya. E., Shuster, M. Yu., Koltsov, I. N., & Sidelnikov, A. V. (2013). Investigation of adsorption mechanisms in static conditions in order to reduce risks for the project of alkaline-surfactant-polymer flooding for conditions of West-Salymskoye field. Oil Industry, (12), pp. 58-61. (In Russian).

20. Zamula, Yu. S., Kovaleva, L. A., Mavletov, M. V., Koltsov, I. N., & Akhatov, I. Sh. (2015). Investigation of adsorption processes using atomic force microscopy on samples of terrigenous rocks from zapadno-salymskoye field. Oil Industry (2), pp. 54-58. (In English).

Сведения об авторах

***Сидоровская Елизавета Андреевна**, аспирант кафедры органической и экологической химии, Тюменский государственный университет, г. Тюмень, e-mail: e.sidorovskaya@yandex.ru*

***Адаховский Денис Сергеевич**, аспирант кафедры органической и экологической химии, Тюменский государственный университет, г. Тюмень*

***Третьяков Николай Юрьевич,** к. х. н., профессор кафедры органической и экологической химии, Тюменский государственный университет, г. Тюмень*

***Паничева Лариса Петровна,** д. х. н., профессор-консультант кафедры органической и экологической химии, Тюменский государственный университет, г. Тюмень*

***Волкова Светлана Станиславовна,** к. х. н., доцент кафедры органической и экологической химии, Тюменский государственный университет, г. Тюмень*

***Турнаева Елена Анатольевна**, к. х. н., доцент кафедры общей и специальной химии, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Information about the authors

***Elizaveta A. Sidorovskaya,** Postgraduate at the Department of Organic and Ecological Chemistry, University of Tyumen, e-mail: e.sidorovskaya@yandex.ru*

***Denis S. Adakhovskij,** Postgraduate at the Department of Organic and Ecological Chemistry, University of Tyumen*

***Nikolai Yu. Tret'yakov,** Candidate of Chemistry, Professor at the Department of Organic and Ecological Chemistry, University of Tyumen*

***Larisa P. Panicheva,** Doctor of Chemistry, Consulting Professor at the Department of Organic and Ecological Chemistry, University of Tyumen*

***Svetlana S. Volkova,** Candidate of Chemistry, Associate Professor at the Department of Organic and Ecological Chemistry, University of Tyumen*

***Elena A. Turnaeva,** Candidate of Chemistry, Associate Professor at the Department of General and Special Chemistry, Tyumen Industrial University of Tyumen*

Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта

Designing, construction and operation of pipeline transport system

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

DOI: 10.31660/0445-0108-2020-6-119-130

УДК 622.692.4

Обзор и анализ развития способов оценки воздействий дрейфующих ледовых образований на подводные объекты

И. Г. Силина*, В. А. Иванов, Т. Г. Пономарева, С. В. Якубовская

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

Аннотация. Богатый ресурсный потенциал Арктики обусловливает активное развитие и освоение данных территорий, в частности арктического континентального шельфа. Разработка шельфовых морских месторождений непосредственно сопряжена с необходимостью сооружения и эксплуатации подводных коммуникаций в условиях замерзающих акваторий, что поднимает вопросы, связанные с минимизацией экологических рисков, сокращением стоимости строительно-монтажных работ и обеспечением надежной эксплуатации морских подводных систем. Одними из наиболее значимых нагрузок на подводные системы в рассматриваемых условиях являются ледовые нагрузки, в особенности вызванные дрейфом торосистых образований. Деформации грунтового массива вблизи трубопровода могут вызвать в последнем недопустимые деформации в результате изгиба, что может привести к возникновению аварийных ситуаций. В работе рассматриваются основные аспекты ледового выпахивания, ретроспективное развитие способов исследования и оценки влияния ледовой экзарации на морские трубопроводные системы; приводится анализ существующих исследовательских подходов, рассматриваются их области применения и ограничения; приводятся дальнейшие направления исследований.

Ключевые слова: ледовая экзарация; ледовые образования; морские трубопроводы; смещение грунта

Analysis of the development of drifting ice formations impact on marine facilities assessment methods

Irina G. Silina*, Vadim A. Ivanov, Tatyana G. Ponomareva, Svetlana V. Yakubovskaya

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

Abstract. The high resource potential of the Arctic determines the active exploration and development of these territories, in particular the Arctic continental shelf. The development of offshore fields is directly related to the issues of marine communications construction and operation in freezing waters. They are associated with minimization of environmental risks, reducing the cost of construction work, and ensuring reliable operation of underwater systems. The ice loads, especially, loads from ice gouging are considered one of the most significant loading conditions for such systems. Deformations of the soil around the pipeline during gouging may cause unacceptable deformations as a result of bending, which may lead to emergency situations. The article discusses the main features of ice gouging and the development of research and assessment methods for ice gouging impact on offshore pipelines. The article also provides the analysis of the research methods, their applications and limitations, and points out further research directions.

Key words: ice scour; ice features; marine pipelines; soil displacement

Введение

На сегодняшний день Арктика является регионом приоритетного развития для ряда государств, что преимущественно связано с высоким ресурсным, в частности нефтегазовым, потенциалом территорий. Согласно экспертным оценкам, запасы углеводородного сырья в Арктике оцениваются в размере 13 % неразведанных мировых запасов нефти и 30 % газа [1].

Крупные запасы углеводородов сосредоточены в области континентального шельфа, в связи с чем первостепенной является задача обеспечения стабильности морских и шельфовых нефтегазопроводов и нефтегазотранспортной системы в целом как составной части комплекса арктических инженерных систем. Вопрос изучения условий и особенностей функционирования инженерных сооружений, возводимых при освоении месторождений, является одним из наиболее актуальных для данного региона.

Арктика представляет собой трудноосваиваемые территории с экстремальными природными условиями, чувствительной экосистемой и уникальными природными явлениями; такой набор факторов с 30-х годов прошлого столетия обусловил постепенное развитие и становление теорий, способов и технологий, необходимых для успешного освоения данных территорий.

Освоение шельфовых месторождений Арктического региона привело к сооружению сети морских трубопроводов, подверженных воздействию множества геоклиматических факторов, среди которых можно выделить наиболее значимое явление с точки зрения обеспечения безаварийной и бесперебойной работы трубопроводных систем — ледовую экзарацию.

Проблемы изучения ледовой экзарации занимают важное место в истории развития способов прокладки арктических трубопроводов. Однако в вопросах изучения данного явления до настоящего времени отсутствует унифицированный подход, что обусловлено различием применяемых подходов и получаемых зарубежными и отечественными исследователями данных.

Объект и методы исследования

Всплеск интереса мировой общественности к исследованию арктического шельфа проявился в 1950-х и 1960-х годах. Первые детальные иссле-

дования особенностей подводного рельефа и природных условий были проведены на шельфах Чукотского моря и моря Бофорта (Rex, 1955; Carsola, 1954) [2]. Первоначальные обследования акваторий арктических морей носили ознакомительный характер и производились, в том числе, с водомерных постов: осуществлялись промеры глубин, определение мощности ледяного покрова, гранулометрии донных отложений и т. п. С конца 60-х годов, с началом активной разведки месторождений, большую значимость приобрело картографирование морского дна [3–8].

Картографирование морского дна включает проведение геофизических исследований с использованием труда водолазов на мелководье или с помощью бортовых приборов, таких как эхолоты и гидролокаторы бокового обзора, устанавливаемых под днищем судов. Данные, полученные при картографировании морского дна, внесли значительный вклад в представление научного сообщества о микрорельефе дна арктических морей, поскольку позволили выявить многочисленные линейные формы микрорельефа — результата ледовой экзарации дна дрейфующими морскими льдами (рисунок).

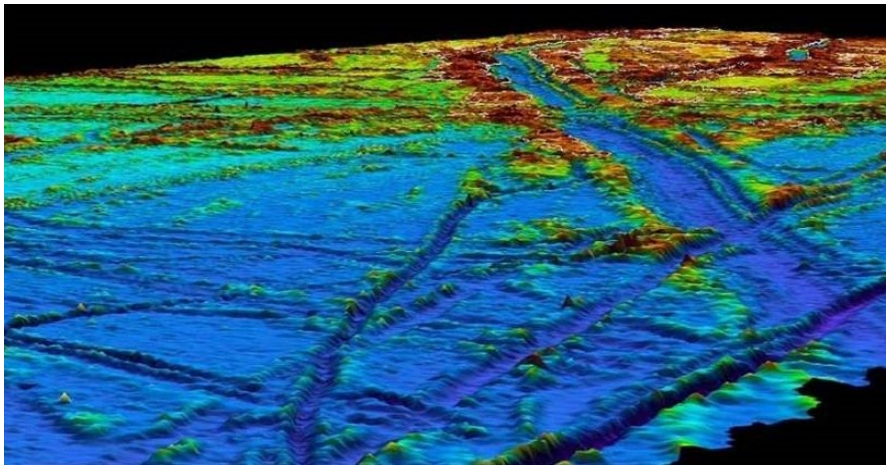


Рисунок. ***Картографирование морского дна с помощью многолучевого эхолота (USGS)***

Разработка месторождений, добыча и транспортировка углеводородного сырья в данных условиях требуют значительных финансовых вложений, а также поиска практических решений для ряда технических, логистических и экологических проблем, что обусловило проведение комплексных исследований на арктическом шельфе. Исследования процессов, связанных с рельефообразующей деятельностью морских льдов, приобрели систематический характер, начиная с 70-х годов прошлого столетия. Активно проводились исследования литодинамики береговой зоны моря Бофорта (Barnes and Reimnitz, 1974; Reimnitz et al., 1977; Miller and Bruggers, 1980) и Чукотского моря (McManus et al., 1969; Winters and Lee, 1984; Miley and Barnes, 1986; Phillips et al., 1988). В начале 1980-х годов изыскания проводились и отечественными учеными на западной территории Советской Арктики, в Баренцевом и Карском морях, но носили преимущественно разведочный характер.

В приходящихся на данный период исследованиях впервые был описан ряд уникальных природных явлений, что послужило фундаментом для формирования представлений об особенностях взаимодействия дрейфующих льдов с береговой зоной арктических морей [9, 10]. Однако информация, полученная в результате исследований, включала в себя только глубину, ширину, длину и ориентацию борозд выпахивания.

Данные исследования позволяли формировать первоначальный подход к оценке явления ледовой экзарации, производимый на основании анализа данных картографирования морского дна. Входные данные позволяли применять методы статистической оценки (Льюис, 1977; Уикс и др., 1983, Лейнан и др., 1986 — экспоненциальное распределение с одним параметром; Нессим и Хонг, 1992 [11] — распределение Вейбулла), которые предсказывали максимально возможную и ожидаемую глубину борозд выпахивания.

В то же время такие методы были сопряжены с невозможностью учета литодинамических процессов и не обеспечивали необходимую степень точности получаемых данных. Применяемый статистический подход не позволял оценить воздействие смещаемых килем ледового образования слоев грунта на нижележащие сооружения и потому не мог составить основу методики оценки влияния ледового выпахивания на заглубленные сооружения, что важно для определения безопасной минимальной глубины заложения трубопроводов.

На протяжении десятилетий исследования процесса ледового выпахивания развивались по экстенсивному пути: происходили расширение границ обследованных территорий и постепенное накопление информации.

В Советском Союзе исследования взаимодействия морских льдов с дном и берегами носили опосредованный характер, поскольку изучение акваторий арктических морей было связано преимущественно с вопросами гидрометеорологического обеспечения судоходства [2]. Задача хозяйственного освоения территорий и возведения инженерных сооружений в прибрежной и шельфовой зонах не ставилась. Отдельные сведения были представлены в работах, посвященных изучению смежных вопросов геоморфологии, геологии, мерзлотоведения и т. д. [2–6]

В зарубежной научной среде наибольший вклад в эту область внесли канадские и американские ученые. Однако после 1981 года в связи с введением в США запрета на добычу нефти и газа на континентальном шельфе Тихого и Атлантического океанов произошло заметное снижение активности исследований, посвященных освоению прибрежных территорий. Тем не менее полученные к этому времени данные уже указывали на необходимость целенаправленного изучения явления ледового выпахивания, что привело к продолжению исследований в море Бофорта и Чукотском море (Rearic and McHendrie, 1983; Weber et al., 1989, Nessim and Hong, 1992; Myers et al., 1996; MMS 2002, 2008).

Причинами резкого роста интереса к данному феномену послужили факторы, связанные с открытием нефтяных месторождений вдоль северного побережья Аляски. С этого времени поиск решений по защите подводных сооружений от ледового воздействия приобрел особую значимость, поскольку обнаружение и устранение нефтяных разливов в условиях Арк-

тики являются крайне затруднительными. С дальнейшим освоением региона происходило постепенное развитие способов оценки влияния ледовой экзарации на морские сооружения. Накопление противоречий и выявление «белых пятен» в существующих теориях были связаны со следующими причинами:

- несовершенством техники и технологий, что приводило к выявлению погрешностей предшествовавших измерений при введении более современного оснащения;
- трудностью учета активности литодинамических процессов;
- практической невозможностью сбора данных со всей поверхности морского дна;
- почти полным отсутствием данных о параметрах рассматриваемых ледовых образований.

Вышеперечисленные факторы не обеспечивали достаточную точность получаемых данных, а также не позволяли производить определение ключевого параметра при проектировании подводных трубопроводных систем — деформации смещаемого килем ледового образования слоев грунта.

В 1972 году (W. L. Harrison) было проведено одно из наиболее ранних лабораторных исследований, связанных с ледовой экзарацией, целью которого было подтверждение общепринятой теории обрушения грунта с применением полей линий скольжения. Возросший интерес к данной проблематике привел к применению экспериментальных методов. Появившиеся методы физического моделирования позволяли не только верифицировать накопленные данные, но и варьировать параметры, изучение влияния которых прежде не представлялось возможным: геометрические параметры ледового образования, угол атаки киля, прочностные характеристики киля, характеристики грунтов и т. п. Кроме того, экспериментальные установки позволяли независимо исследовать влияние каждого параметра на характеристики борозд выпахивания, а также впервые вводить в модель подводные структуры — заглубленные трубопроводы или устья скважин. В то же время появилась необходимость в создании некоторой системы упрощений и допущений для идеализации условий и других параметров тестирования с целью получения надежных и воспроизводимых результатов испытаний.

Первым ученым, исследовавшим процесс ледового выпахивания с геотехнической точки зрения, был T. R. Chari (1975–1982 гг.) [12–15]. В ходе осуществляемых им исследований проводились испытания для изучения механики процесса выпахивания и получения сведений о комплексной модели взаимного влияния ледового киля и грунта. В ходе экспериментов измерялись значения давлений и сил, действующих на модель, и смещений грунта в непосредственно близости от киля при выпахивании.

В 1981 и 1984 годах R. Abdelnour [11, 16] проводил серии испытаний с целью определения сопротивления грунта движению ледового киля. В 1984 году (K.S.R. Prasad) был проведен ряд экспериментов, посвященных выявлению влиянию формы ледового киля на сопротивление грунта при выпахивании. В ряде последующих исследований внимание уделялось не только сопротивлению грунта смещению, но и изучению факторов, обусловливающих механику движения ледового киля (Poorooshasb et al., 1989;

Barker and Timco, 2002, 2003; Liferov and Høyland, 2004; Vikse et al., 2007; Barrette et al., 2008, 2009; Sancio et al., 2011). Проведенные на этом этапе исследования привели к возникновению множества методик, применяемых для описания процессов взаимодействия дрейфующих ледовых образований с грунтом и заглубленными конструкциями.

Таким образом, проведение натурных и лабораторных экспериментов позволило более полно исследовать взаимодействие компонентов системы «ледовый киль — грунт — трубопровод». Развивавшийся подход к моделированию явления экзарации поставил перед исследователями ряд задач с целью определения минимально необходимой безопасной глубины заложения морских трубопроводов.

Впервые методы автоматизированного вычисления были применены к рассматриваемой области в 1990-х годах (C–CORE, 1995; Lach, 1996; Lach and Clark, 1996; Yang et al.,1993; Yang and Poorooshasb, 1997) при апробации метода конечных элементов для решения задачи определения сил сопротивления грунта и трубопровода смещению. Из-за ряда принятых допущений первые исследователи столкнулись с численными проблемами, вызванными серьезным искажением сетки.

Тем не менее анализ полученных результатов показал, что лагранжевое моделирование деформации грунта имеет хорошую сходимость с данными экспериментального моделирования.

Дальнейшие направления исследований были связаны с поиском оптимального способа решения сложных физико-математических задач, таких как:

- взаимодействие жидкости со структурой грунта [17];
- механика твердого тела и геомеханика при больших деформациях (Donea et al., 2004; Wang and Gadala, 1997);
- вопросы локализации напряжений и т. д.

Применение компьютерного моделирования для инженерного обеспечения нефтегазовой отрасли сыграло важную роль в решении проблемы сложного взаимодействия системы «ледовый киль — грунт — трубопровод». Проверка численных моделей, способных имитировать взаимодействие ледовой экзарации с нижележащими породами и заглубленными в донный грунт структурами, приобрела полуавтоматический характер (Kenny et al., 2007; Nobahar et al., 2007; Fredj et al., 2008; Eskandari et al., 2010, 2011; Eskandari et al., 2012).

Совершенствование технологий предоставило возможность автоматического построения пространственных моделей и визуализации большого числа возможных сценариев, что привело к сокращению трудозатрат в сравнении с реализацией экспериментальных методов лабораторного или полевого моделирования. Компьютерное моделирование обусловило возрастание скорости проведения массивных расчетов, а также способствовало внедрению и развитию качественно новых способов моделирования.

Однако возможности такого моделирования ограничены трудностью воспроизведения всех условий и учета всех факторов при разработке моделей, приближенных к реальным или к экспериментальным условиям [18, 19].

Связано это в первую очередь с необходимостью задания условий, нагрузок на грунт и трубопровод, а также значений ряда других параметров.

Также особенность компьютерного моделирования заключается в том, что оно не может выйти за пределы используемых исходных данных, что обусловливает зависимость достоверности результатов от адекватности задаваемых значений. Предшествующие исследования позволили откалибровать существующие численные модели, используя результаты некрупномасштабных экспериментов [20].

Результаты

В результате проведенного анализа хозяйственного освоения арктического шельфа в отечественной и мировой практике были выделены следующие основные этапы (табл. 1), которые соответствуют появлению и развитию способов оценки воздействий дрейфующих ледовых образований на подводные объекты.

Таблица 1

Этапы развития способов оценки ледовой экзарации

Этап	Основное содержание
1950–1970 гг.	Разведочный характер исследований, проведение первых инженерно-геологических изысканий, картографирование морского дна. Натурные исследования процесса ледового выпахивания. Появление методов оценки влияния ледового выпахивания на морское дно. Использование статистических методов для описания распределения и параметров борозд выпахивания
1980–1990 гг.	Изучение ледового режима акваторий преимущественно с точки зрения обеспечения судоходства. Открытие нефтяных месторождений вдоль северного побережья Аляски. Задача возведения инженерных сооружений в прибрежной и шельфовой зонах не ставилась. Становление методов натурного и лабораторного физического моделирования ледовой экзарации, начало развития аналитических моделей
1990 г. — настоящее время	Сооружение первых шельфовых трубопроводов, приуроченных к месторождениям. Поиск решений по защите подводных сооружений от ледового воздействия. Появление компьютерного моделирования, усовершенствование аналитических моделей

Вышерассмотренные методы позволяют исследовать различные аспекты ледового выпахивания, дополняя информацию, получаемую в процессе натурных изысканий. В рамках статьи была проведена оценка применимости тех или иных методов в отдельности к области проектирования, сооружения и эксплуатации нефтегазотранспортных систем в Арктической зоне; результаты проведенного анализа представлены в таблице 2, на основании которой можно выделить направления дальнейших исследований.

Таблица 2

Особенности и применимость методов оценки ледовой экзарации

Метод	Преимущество	Ограничение	Область применения
Методы статистического анализа	Позволяют восполнять недостаток данных о параметрах распределения борозд выпахивания, возникающий в виду нерегулярности обновления баз данных исследований рельефа шельфов Арктических морей	Не учитывают фактор опасного воздействия деформаций в массиве грунта. Присутствуют погрешности проводимых инструментальных измерений, связанных с трудностью определения степени заносимости и возраста борозд выпахивания	Полученные в рамках статистического метода данные могут использоваться для оценки и выбора маршрута трасс подводных трубопроводов, а также в качестве входных данных для расчета необходимой величины заглубления подводных объектов
Методы экспериментального моделирования	Позволяют прицельно исследовать взаимодействие компонентов системы «киль — грунт — трубопровод»	Требуют преобразования полученных данных при экстраполяции на реальные объекты, что обусловливает возникновение некоторой погрешности, исходящей из допущений теории подобия	На основании полученных данных и зависимостей возможно дополнение аналитических моделей, обоснование значимости входящих в них факторов. Также методы физического моделирования могут дополнить данные картографирования в виду практической невозможности изучения динамики льдогрунтового взаимодействия в условиях натурных наблюдений ледового выпахивания
Аналитические модели	Позволяют получить упрощенные зависимости для описания процесса выпахивания, что делает их удобными для применения в инженерной практике	Меньшая точность в сравнении с имитационным моделированием. Невозможность полного воспроизведения процесса выпахивания	Могут составлять основу расчетных методик, используемых при проектировании и направленных на определение безопасной величины заглубления объектов для защиты от повреждения килями дрейфующих ледовых образований
Имитационное компьютерное моделирование	Позволяет в деталях воспроизвести процесс выпахивания морского дна килями ледовых образований, а также моделировать полную задачу, в которой требуется определить воздействие ледового выпахивания на заглубленный в грунт трубопровод	Существенно больший объем исходных данных, возрастают требования к их точности (достоверности). Трудность достижения установившегося режима выпахивания. Требуют значительных вычислительных ресурсов	Позволяет дополнять и уточнять аналитические модели, прогнозировать деформации грунта и трубопровода для различных сценариев и сочетаний нагрузок. Также может применяться для моделирования сценариев движения торосистых образований и определения безопасной величины заглубления трубопроводов

Все вышеперечисленное демонстрирует необходимость дальнейшей разработки оптимального подхода к оценке воздействия ледового выпахивания на сохранность и устойчивость заглубленных конструкций.

Выводы

В условиях постепенно возрастающего интереса к освоению Арктического шельфа основные направления научно-исследовательской деятельности были связаны и остаются с получением прямых и косвенных данных о параметрах ледового выпахивания, а также информации о вызываемых деформациях грунтового массива. На сегодняшний день наиболее актуальными являются вопросы поиска безопасных и экономически целесообразных решений для строительства и эксплуатации шельфовых трубопроводных систем, позволяющих снизить вероятность возникновения отказов. Таким образом, проанализировав и обобщив накопленный опыт изучения влияния ледовой экзарации на трубопроводные системы, был сделан вывод о взаимодополняемости применяемых методов, но при этом остаются открытыми многие вопросы прогнозирования поведения компонентов системы «киль — грунт — трубопровод».

В связи с чем в целях минимизации негативного влияния ледового выпахивания на подводные трубопроводные системы и, как следствие, повышения их надежности, а также обеспечения экологической безопасности Арктической зоны предлагается дальнейшие исследования развивать в следующих двух направлениях:

- разработка методики определения минимально необходимой безопасной глубины заложения подводных трубопроводов (исследование характера распространения и величины грунтовых деформаций для определения нагрузок, передаваемых на заглубленные объекты; определение критерия минимально необходимой безопасной глубины заложения подводных трубопроводов);
- разработка трубопроводных конструкций повышенной надежности, позволяющих уменьшить необходимую величину заглубления (изменение жесткости конструкции; возможность применения многотрубных конструкций).

Библиографический список

1. Liferov, P. In-situ ice ridge scour tests : experimental set up and basic results / P. Liferov, K. V. Høyland. – DOI 10.1016/j.coldregions.2004.06.003. – Текст : непосредственный // Cold Regions Science and Technology. – 2004. – Vol. 40, Issue 1–2. – P. 97–100.
2. Огородов, С. А. Рельефообразующая деятельность морских льдов : специальность 25.00.25 «Геоморфология и эволюционная география» : диссертация на соискание ученой степени доктора географических наук / Станислав Анатольевич Огородов ; Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова. – Москва, 2014. – 261 с. – Текст : непосредственный.
3. Вильнер Б. А. Особенности динамики берегов северных морей. В 4 т. Т. 4. Динамика и морфология берегов / Б. А. Вильнер. – Москва : АН СССР, 1955. – С. 384–396. – Текст : непосредственный.
4. Данилов, И. Д. Некоторые аспекты морской криологии литорально-шельфовой зоны / И. Д. Данилов, Л. А. Жигарев. – Текст : непосредственный // Географические проблемы изучения Севера : сборник статей. – Москва : МГУ, 1977. – С. 115–135.

5. Жигарев, Л. А. Особенности строения, распространения и формирования субаквальной криогенной толщи / Л. А. Жигарев, И. Р. Плахт // Проблемы криолитологии. – Вып. 4. – Москва : МГУ, 1979. – С. 115–124. – Текст : непосредственный.

6. Ионин, А. С. Рельеф шельфа Северо-востока СССР и вопросы его классификации / А. С. Ионин, Ю. А. Павлидис, М. Г. Юркевич. – Текст : непосредственный // Геология и геоморфология шельфов и материковых склонов. – Москва : Наука, 1985. – С. 172–184.

7. Каплин, П. А. Новейшая история Мирового океана / П. А. Каплин. – Москва : МГУ, 1973. – 265 с. – Текст : непосредственный.

8. Конторович, А. Э. Нефть и газ российской Арктики : история освоения в XX веке, ресурсы, стратегия на XXI век / А. Э. Конторович. – Текст : непосредственный // Наука из первых рук. – 2015. – № 1 (61). – С. 46–65.

9. Неизвестнов, Я. В. Методологические основы изучения инженерной геологии арктических шельфов СССР / Я. В. Неизвестнов. – Текст : непосредственный // Инженерная геология. – 1982. – № 1. – С. 3–14.

10. Дзилна, И. Л. Методические рекомендации по инженерно-геологическому изучению нефтегазоперспективных районов шельфа / И. Л. Дзилна, В. Г. Ульст. – Рига : ВНИИморгео, 1983. – 80 с. – Текст : непосредственный.

11. Abdelnour, R. Small Scale Tests of Sea Bottom Ice Scouring / R. Abdelnour, B. Graham // Proceedings of the 7th International Symposium on Ice. Vol. 3. – Hamburg : Association of Hydraulic Engineering and Research, 1984. – P. 267–279.

12. Chari, T. R. A Model Study of Iceberg Scouring in the North Atlantic // T. R. Chari. – DOI 10.2118/7385-PA. – Текст : непосредственный // Journal of Petroleum Technology. – 1980. – Vol. 32, Issue 12. – P. 2247–2252.

13. Chari, T. R. Geotechnical aspects of iceberg scours on ocean floors / T. R. Chari. – DOI 10.1139/t79-036. – Текст : непосредственный // Canadian Geotechnical Journal. – 1979. – Vol. 16, Issue 2. – P. 379–390.

14. Chari, T. R. Iceberg Scour Studies in Medium Dense Sand / T. R. Chari, H. P. Green. – Текст : непосредственный // Proceedings of the 6th International Conference on Port and Ocean Engineering under Arctic Conditions. Vol. 2. – Quebec City : Université Laval, 1981. – P. 1012–1019.

15. Green, H. P. Iceberg Scouring and Pipeline Burial Depth / H. P. Green, A. S. Reddy, T. R. Chari. – Текст : непосредственный // Proceedings of the 7th International Conference on Port and Ocean Engineering under Arctic Conditions. Vol. 1. – Helsinki : Technical Research Center of Finland, 1983. – P. 280–288.

16. Test of Sea Bottom Scouring / R. Abdelnour, D. Lapp, S. Haider [et al.]. – Текст : непосредственный // Proceedings of the 6th International Conference on Port and Ocean Engineering under Arctic Conditions. Vol. 2. – Quebec City : Université Laval, 1981. – P. 688–705.

17. McManus, D. A. Continental Shelf Sedimentation in an Arctic Environment / D. A. McManus, J. C. Kelley, J. S. Creager. – DOI 10.1130/0016-7606(1969)80[1961:CSSIAA]2.0.CO;2. – Текст : непосредственный // GSA Bulletin. – 1969. – Vol. 80, Issue 10. – P. 1961–1984.

18. Онищенко, Д. А. Исследование особенностей процесса выпахивания песчаного грунта килями ледяных образований с помощью трехмерного моделирования методом конечных элементов / Д. А. Онищенко, А. В. Слюсаренко, П. С. Шушпанников. – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2018. – № 4 (36). – С. 180–191.

19. Application of the mechanical model for ice scour to a field site and simulation method of scour depths / S. Kioka, A. Kubouchi, R. Ishikawa, H. Saeki. – Текст : непосредственный // Proceedings of the 14th International Offshore and Polar Engineering Conference. – Toulon : the International Society of Offshore and Polar Engineers, 2004. – P. 891–898.

20. Проблемы обеспечения геоэкологической безопасности инженерных сооружений в прибрежно-шельфовой зоне замерзающих морей / С. А. Огородов, О. В. Кокин, А. П. Вергун, В. В. Архипов. – Текст : непосредственный // Моря России : наука, безопасность, ресурсы : тезисы докладов научной конференции. – Севастополь, 2017. – С. 136–137.

References

1. Liferov, P., Høyland, K. V. (2004). In-situ ice ridge scour tests: experimental set up and basic results. Cold Regions Science and Technology. 40(1-2), pp. 97-100. (In English). DOI: 10.1016/j.coldregions.2004.06.003

2. Ogorodov, S. A. (2014). Rel'efoobrazuyushchaya deyatel'nost' morskikh l'dov. Diss. … dokt. geograf. nauk. Moscow, 261 p. (In Russian).

3. Vil'ner, B. A. (1955). Osobennosti dinamiki beregov severnykh morey. V 4 tomakh. Tom 4. Dinamika i morfologiya beregov, Moscow, AN SSSR Publ., pp. 384-396. (In Russian).
4. Danilov, I. D., & Zhigarev, L. A. (1977). Nekotorye aspekty morskoy kriologii litoral'no-shel'fovoy zony. Geograficheskie problemy izucheniya Severa: sbornik statey. Moscow, Moscow State University Publ., pp. 115-135. (In Russian).
5. Zhigarev, L. A., & Plakht, I. R. (1979). Osobennosti stroeniya, rasprostraneniya i formirovaniya subakval'noy kriogennoy tolshchi. Problemy kriolitologii, (4), Moscow, Moscow State University Publ., pp. 115-124. (In Russian).
6. Ionin, A. S., Pavlidis, Yu. A., & Yurkevich, M. G. (1985). Rel'ef shel'fa Severo-vostoka SSSR i voprosy ego klassifikatsii. Geologiya i geomorfologiya shel'fov i materikovykh sklonov. Moscow, Nauka Publ., pp. 172-184. (In Russian).
7. Kaplin, P. A. (1973). Noveyshaya istoriya Mirovogo okeana Moscow, Moscow State University Publ., 265 p. (In Russian).
8. Kontorovich, A. E. (2015). Neft' i gaz rossiyskoy Arktiki : istoriya osvoeniya v XX veke, resursy, strategiya na XXI vek. Nauka iz pervykh ruk, 1(61), pp. 46-65. (In Russian).
9. Neizvestnov, Ya. V. (1982). Metodologicheskie osnovy izucheniya inzhenernoy geologii arkticheskikh shel'fov SSSR. Inzhenernaya geologiya, (1), pp. 3-14. (In Russian).
10. Dzilna, I. L. & Ul'st, V. G. (1983). Metodicheskie rekomendatsii po inzhenerno-geologicheskomu izucheniyu neftegazoperspektivnykh rayonov shel'fa. Riga, VNIImorgeo Publ., 80 p. (In Russian).
11. Abdelnour, R., & Graham, B. (1984). Small Scale Tests of Sea Bottom Ice Scouring. Proceedings of the 7th International Symposium on Ice. Vol. 3. Hamburg, Association of Hydraulic Engineering and Research, pp. 267-279. (In English).
12. Chari, T. R. (1980). A Model Study of Iceberg Scouring in the North Atlantic. Journal of Petroleum Technology, 32(12), pp. 2247-2252. (In English). DOI: 10.2118/7385-PA
13. Chari, T. R. (1979). Geotechnical aspects of iceberg scours on ocean floors. Canadian Geotechnical Journal, 16(2), pp. 379-390. (In English). DOI: 10.1139/t79-036
14. Chari, T. R., & Green, H. P. (1981). Iceberg Scour Studies in Medium Dense Sand. Proceedings of the 6th International Conference on Port and Ocean Engineering under Arctic Conditions. Vol. 2. Quebec City, Université Laval, pp. 1012-1019. (In English).
15. Green, H. P., Reddy, A. S., Chari, T. R. (1983). Iceberg Scouring and Pipeline Burial Depth. Proceedings of the 7th International Conference on Port and Ocean Engineering under Arctic Conditions. Vol. 1. Helsinki, Technical Research Center of Finland, pp. 280-288. (In English).
16. Abdelnour, R., Lapp, D., Haider, S., Shinde, S. B., & Wright, B. (1981). Test of Sea Bottom Scouring. Proceedings of the 6th International Conference on Port and Ocean Engineering under Arctic Conditions. Vol. 2. Quebec City, Université Laval, pp. 688-705. (In English).
17. McManus, D. A., Kelley, J. C., & Creager, J. S. (1969). Continental Shelf Sedimentation in an Arctic Environment. GSA Bulletin, 80(10), pp. 1961-1984. (In English). DOI: 10.1130/0016-7606(1969)80[1961:CSSIAA]2.0.CO;2
18. Onishchenko, D. A., Slyusarenko, A. V., & Shushpannikov, P. S. (2018). Studying specifics of sandy bottom exaration by keels of glaciers using 3D simulation on the basis of the finite-element analysis. Vesti gazovoy nauki, 4 (36), pp. 180-191. (In Russian).
19. Kioka, S., Kubouchi, A., Ishikawa, R., & Saeki, H. (2004). Application of the mechanical model for ice scour to a field site and simulation method of scour depths. Proceedings of the 14th International Offshore and Polar Engineering Conference. Toulon, the International Society of Offshore and Polar Engineers, pp. 891-898. (In English).
20. Ogorodov, S. A., Kokin, O. V., Vergun, A. P., & Arkhipov, V. V. (2017). Problemy obespecheniya geoekologicheskoy bezopasnosti inzhenernykh sooruzheniy v pribrezhno-shel'fovoy zone zamerzayushchikh morey. Morya Rossii: nauka, bezopasnost', resursy: tezisy dokladov nauchnoy konferentsi. Sevastopol, pp. 136-137. (In Russian).

Сведения об авторах

Силина Ирина Георгиевна, *аспирант кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: i_g_silina@mail.ru*

Information about the authors

Irina G. Silina, *Postgraduate at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, e-mail: i_g_silina@mail.ru*

Иванов Вадим Андреевич, *д. т. н., профессор кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Пономарева Татьяна Георгиевна, *к. т. н., доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Якубовская Светлана Васильевна, *д. т. н., профессор кафедры прикладной механики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Vadim A. Ivanov, *Doctor of Engineering, Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen*

Tatyana G. Ponomareva, *Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen*

Svetlana V. Yakubovskaya, *Doctor of Engineering, Professor at the Department of Applied Mechanics, Industrial University of Tyumen*

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

DOI: 10.31660/0445-0108-2020-6-131-143

УДК 622.276.6:550.84

Определение остаточной нефтенасыщенности методом разделяющихся трассеров в лабораторных условиях

Ф. А. Корякин*, Н. Ю. Третьяков, О. Б. Абдулла, В. Г. Филиппов

Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Россия
**e-mail: f19d5@mail.ru*

Аннотация. На данный момент доля трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) становится больше, и для поддержания добычи нефти на необходимом уровне необходимо либо вовлекать в разработку ТРИЗ, либо увеличивать эффективность добычи нефти на текущих активах при помощи методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

Об эффективности МУН можно судить по снижению остаточной нефтенасыщенности. Для оценки нефтенасыщенности до и после применения МУН в последнее время все чаще используется метод разделяющихся трассеров. Для интерпретации таких исследований рекомендуется использовать гидродинамическое моделирование.

Определение нефтенасыщенности производилось путем интерпретации трассерных исследований при помощи гидродинамического симулятора (CMG STARS).

С помощью моделирования удалось уточнить константы распределения трассеров, а также удалось воспроизвести эксперименты на насыпном керне. Интерпретируемая величина нефтенасыщенности согласуется с фактической нефтенасыщенностью керна.

В общем и целом трассерные исследования как метод определения нефтенасыщенности показывают хорошие результаты. Метод является перспективным для оценки эффективности МУН.

Ключевые слова: трассеры; нефтенасыщенность; методы увеличения нефтеотдачи; керновые исследования; гидродинамическое моделирование

Hydrocarbon saturation determination with the single-well-chemical-tracer-test under laboratory conditions

Fyodor A. Koryakin, Nikolay Yu. Tretyakov, Osman B. Abdulla, Vitaliy G. Filippov

University of Tyumen, Tyumen, Russia
**e-mail: f19d5@mail.ru*

Abstract. Nowadays the share of hard-to-recover reserves is growing, and to maintain oil production on necessarily level, we need to involve hard-to-recover reserves or to increase oil production efficiency on a brownfields due to enhanced oil recovery.

The efficiency of enhanced oil recovery can be estimated by oil saturation reduction. Single-well-chemical-tracer-test (SWCTT) is increasingly used to estimate oil saturation before and after enhanced oil recovery application. To interpret results of SWCTT, reservoir simulation is recommended.

Oil saturation has been calculated by SWCTT interpretation with use of reservoir simulator (CMG STARS).

Distribution constants has been corrected due to results of real core sample model, and core tests has been successfully simulated. Obtained values of oil saturation corresponds with real oil saturation of samples.

Thus, SWCTT as a method of oil saturation estimation shows good results. This method is promising for enhanced oil recovery efficiency estimation.

Key words: tracers; oil saturation; enhanced oil recovery; core tests; flow simulation

Введение

На данный момент доля трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) в общей структуре запасов с каждым годом становится все больше и больше, и для поддержания добычи нефти на необходимом уровне нужно либо вовлекать в разработку ТРИЗ, либо увеличивать эффективность добычи нефти на текущих активах при помощи методов увеличения нефтеотдачи (МУН). При разработке ТРИЗ для повышения эффективности разработки зачастую приходится использовать различные МУН. Таким образом, использование МУН — довольно актуальный вопрос.

МУН, в частности химические, на данный момент являются сравнительно малоизученными. Это ставит под вопрос результаты предварительного численного моделирования. В таком случае необходимо проведение опытно-промысловых работ (ОПР) для оценки эффективности того или иного МУН.

Для наиболее эффективного применения химических МУН необходимы наиболее полные сведения о пласте-коллекторе и регионе потенциального использования МУН [1], в частности нефтенасыщенность пласта до и после применения МУН. На основании данных о снижении остаточной нефтенасыщенности можно судить об эффективности МУН [2]. Для этих целей в последнее время набирает популярность метод разделяющихся трассеров. Данный метод позволяет оценить нефтенасыщенность вблизи скважины до и после применения МУН. В отличие от крупных ОПР для реализации данного исследования необходимо существенно меньше времени и ресурсов. Однако имеются и свои сложности. Интерпретация результатов данного исследования является простым процессом только в случае однородных коллекторов с низкой расчлененностью и для случаев вертикальных скважин [3]. В реальности такие условия встречаются крайне редко. Зачастую приходится иметь дело с неоднородными коллекторами, с горизонтальными скважинами, со скважинами с ГРП и многими другими осложняющими факторами. В данных случаях без применения численных методов интерпретации обойтись практически невозможно.

Метод разделяющихся трассеров основан на хроматографическом разделении подвижных компонентов закачиваемой воды на неподвижной фазе в породе [4], которой в данном случае является остаточная нефть. В ходе фильтрации раствора компоненты подвижной фазы (трассеры) распределяются между водной и нефтяной фазами, при этом трассеры имеют различное сродство к воде, в результате чего наиболее гидрофильный компонент в большей степени растворим в водной фазе, а наиболее гидрофобный в большей степени переходит в нефтяную фазу. Так как данный процесс является динамическим, то в каждый момент времени в каждой части системы устанавливается равновесие, которое может быть описано константой распределения *i*-го трассера в системе «нефть — вода» при помощи следующего уравнения [5]:

$$k_{di} = \frac{C_{i\,oil}}{C_{i\,water}},$$

где $C_{i\ oil}$ — концентрация *i*-го трассера в нефтяной фазе, моль/л; $C_{i\ water}$ — концентрация *i*-го трассера в водной фазе, моль/л.

Для дальнейшего удобства гидрофильный трассер (не переходит в нефтяную фазу) назовем пассивным, а гидрофобный трассер назовем активным (существует как в нефтяной, так и в водной фазах). За счет того, что процесс перераспределения трассеров является равновесным, в ходе фильтрации при совместной фильтрации смеси трассеров можно увидеть отставание фронта активного трассера от фронта пассивного трассера. При этом чем больше доля нефти в общем объеме порового пространства, а также чем меньше сродство трассера к воде, тем меньше скорость движения фронта активного трассера. Обладая большей скоростью фильтрации, пассивный трассер раньше пройдет сквозь образец керна [6].

Главным наблюдаемым параметром при трассерных исследованиях является концентрация трассера на выходе из исследуемого объекта [7]. При этом зависимость концентрации трассера от времени исследования называется кривой выхода трассера.

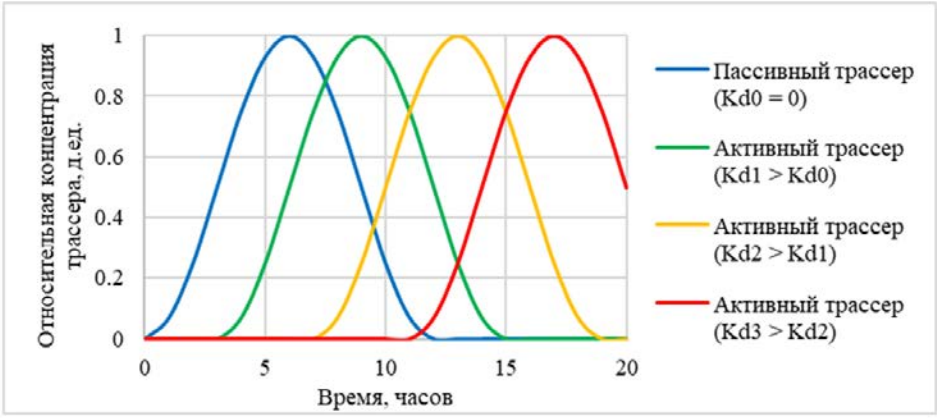


Рис. 1. ***Кривые выхода трассера при различных константах распределения***

На рисунке 1 представлены кривые выхода трассера для различных трассеров. Между собой трассеры различаются константами распределения. Чем больше константа распределения, тем больше время выхода трассера. Так как степень удерживания зависит от количества неподвижной нефти, то, имея данные о константах распределения и о времени выхода трассеров, можно судить о нефтенасыщенности изучаемого объекта.

Особенность метода трассерных исследований на одиночной скважине (SWCTT или Single Well Chemical Tracer Test) заключается в том, что для исследования используется не смесь трассеров, а один трассер (первичный трассер), который в ходе исследования гидролизуется с образованием вторичного трассера [8]. Наиболее часто в качестве первичного трассера используется этилацетат [9]. При этом гидролиз протекает по следующей схеме [10]:

$$CH_3COOC_2H_5 + H_2O \leftrightarrow CH_3COOH + C_2H_5OH$$

Данная реакция протекает довольно медленно. Влияние температуры при этом существенно, и для случаев, когда пластовая температура низкая (порядка 20 °С), процесс может протекать в течение недели до достижения необходимого состояния [11].

Рис. 2. ***Схема SWCTT в общем случае***

На рисунке 2 представлена схема проведения трассерных исследований на одиночной скважине. Поэтапно весь процесс сводится к следующим шагам [12]:

1) закачка пластовой воды (для вытеснения подвижной нефти за пределы предполагаемого радиуса исследования);
2) закачка трассера в скважину, продавливание водой;
3) ожидание реакции в течение 1–5 дней (в зависимости от пластовых условий) [13], это необходимо для частичного гидролиза первичного трассера с образованием вторичного трассера;
4) отработка скважины (из скважины с определенной периодичностью отбираются пробы жидкости).

В результате определения концентрации трассеров в пробах жидкости получаются зависимости концентрации трассеров от времени исследова-

ния. Нефтенасыщенность при этом является функцией от времени регистрации максимальных концентраций трассеров [14, 15]:

$$S_{oil} = \frac{\left(\frac{T2}{T1} - 1\right)}{\left(\frac{T2}{T1} - 1\right) + K_{di}};$$

где S_{oil} — нефтенасыщенность, д. ед.; $T1$ и $T2$ — условное время выхода вторичного и первичного трассера (соответствуют максимальным концентрациям трассеров); K_{di} — константа распределения первичного трассера.

Для случая неоднородных коллекторов, состоящих из неопределенного количества пропластков, необходимо использовать численные модели [16, 17].

Целью данной работы является создание инструментария для интерпретации трассерных исследований. Для достижения данной цели были поставлены следующие задачи:

- создание фильтрационных моделей реального и насыпного керна;
- настройка моделей на результаты фильтрационных экспериментов, воспроизведение процесса трассер-теста.

Объект и методы исследования

Объектом исследования являются образцы нефтенасыщенного керна (как реального, так и насыпного). Характеристики трех моделируемых образцов представлены в таблице 1.

Таблица 1

Данные геологической модели и фильтрационные характеристики

Образец	Berea-1	Колонка № 1	Колонка № 2
Диаметр, см	3,01	1,3	1,3
Длина, см	17,6	14,6	14,6
Пористость, д.ед.	0,2047	0,50	0,45
Абсолютная проницаемость, мД	225	4 500	800
Остаточная нефтенасыщенность, д.ед.	0,38	0,20	0,20

Отсутствие данных об относительной фазовой проницаемости воды не является критичным при моделировании трассерного исследования, так как в течение всего эксперимента наблюдается только однофазная фильтрация.

Для определения нефтенасыщенности использовались численные методы. В дальнейшем предполагается моделирование не только трассер-теста, но и МУН, поэтому в качестве инструмента для гидродинамического моделирования был выбран гидродинамический симулятор CMG STARS, который довольно хорошо зарекомендовал себя как инструмент для моделирования МУН [18].

Исходя из того, что длина образца существенно больше, чем диаметр образца, а также направление потока жидкости происходит только в одном

направлении, то допустимо использовать упрощенную модель: ячейки прямоугольной формы, размерность модели 1×1×50. При этом размеры ячейки по горизонтали (DX) определяются следующим образом:

$$DX = 0{,}5 \cdot \sqrt[2]{\pi D^2},$$

где D — диаметр колонки.

Для создания фильтрационной модели была использована модель с пятью компонентами. Свойства компонентов представлены в таблице 2 [19].

Таблица 2

Физико-химические свойства компонентов

Параметр	Вода	Нефть	EtAc	EtOH	HAc
Вязкость, сПз	0,34	3,94	0,34	0,34	0,34
Молярная масса, г/моль	18	200,3	88	46	60
Плотность, кг/м^3	1 005	859,8	900	794	1 049
Критическое давление, кПа	22 100	967	3 800	6 296	5 710
Критическая температура, °C	374,2	500	250,1	243,1	321,6
Константа распределения	–	–	3,68	0,001	0,001

Исходя из того, что при SWCTT используются незначительные концентрации трассера, то влияние на свойства водной фазы в целом незначительно, поэтому вязкость всех реагентов была принята равной вязкости воды.

Так как константа распределения в CMG является отношением мольных долей, то необходимо также провести преобразование [20]:

$$k_{di\ GDM} = k_{di\,lab} \cdot \frac{M_{oil}}{M_{wat}} \cdot \frac{\rho_{oil}}{\rho_{wat}},$$

где $k_{di\ GDM}$ — константа распределения i-го компонента в фильтрационной модели; $k_{di\ lab}$ — константа распределения i-го компонента в лабораторных данных; M_{oil} — средняя молярная масса нефти, г/моль; M_{wat} — молярная масса воды, г/моль; ρ_{oil} — плотность нефти, кг/м^3; ρ_{wat} — плотность воды, кг/м^3.

С учетом имеющихся данных расчетное значение константы распределения, выраженной в отношении мольных долей, равняется 35.

Результаты

На рисунке 3 представлены результаты настройки гидродинамической модели на фактические данные эксперимента на реальном керне. Исходные данные по керну достаточно достоверны, поэтому при настройке изменялось лишь значение константы распределения (модельное значение — 39,4; фактическое — 35).

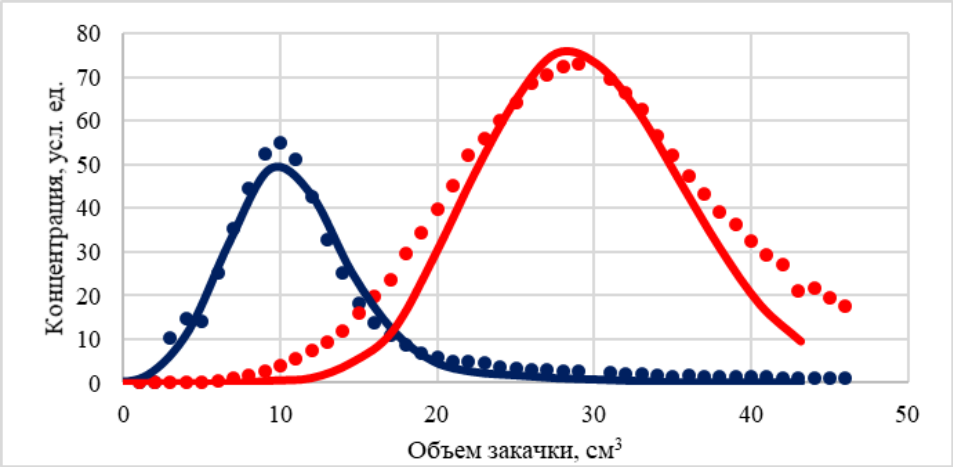


Рис. 3. ***Результаты настройки модели*** *(линии — модель, точки — факт; синий — этанол, красный — этилацетат)*

В дальнейшем при воспроизведении результатов экспериментов на моделях насыпного керна были приняты следующие допущения:

- коэффициенты распределения этилацетата и этанола, а также параметры реакции гидролиза (константа скорости) приняты неизменными по итогам настройки модели реального керна;
- из-за низкой точности определения пористости в проведенной серии экспериментов данный параметр выбран в качестве ключевого для настройки моделей на факт.

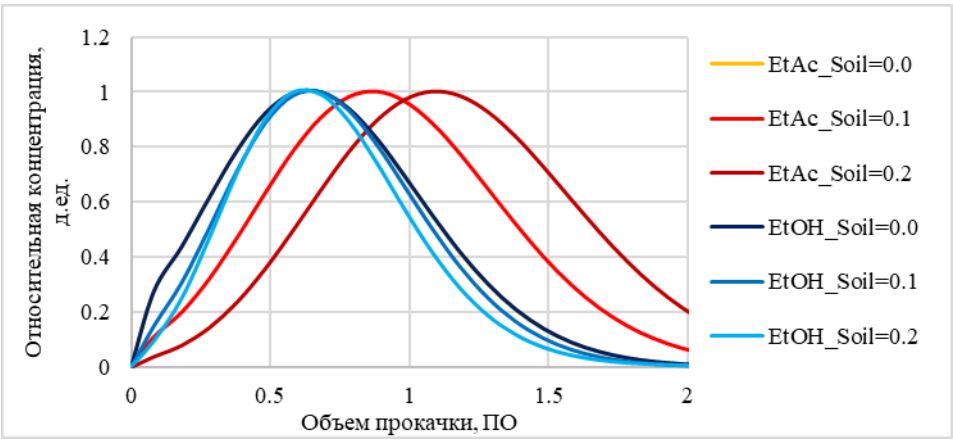


Рис. 4. ***Вид кривых выхода трассера в зависимости от нефтенасыщенности***

На рисунке 4 представлены кривые выхода трассеров при различной нефтенасыщенности. Кривые выхода этанола лишь слегка меняют форму кривой при изменении нефтенасыщенности. Что же касается этилацетата, то при увеличении нефтенасыщенности максимум кривой смещается вправо.

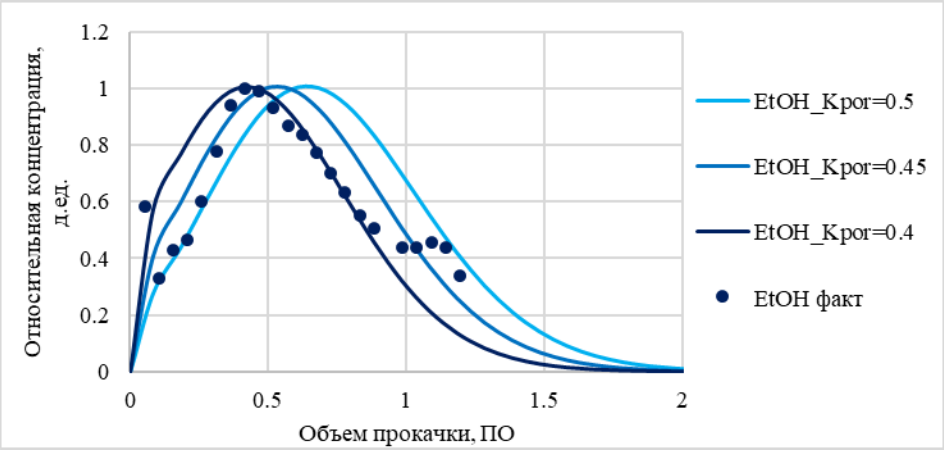


Рис. 5. ***Вид кривых выхода трассера в зависимости от пористости***

На рисунке 5 представлены результаты моделирования трассерных исследований при различных значениях пористости. При увеличении пористости при прочих неизменных происходит смещение максимума кривой вправо.

Таким образом, для случая высокой степени уверенности в физико-химических свойствах флюидов предлагается следующий алгоритм настройки модели на факт:

1) настройка кривой выхода этанола путем изменения пористости или другого параметра, влияющего на скорость фильтрации;

2) настройка кривой выхода этилацетата за счет изменения нефтенасыщенности.

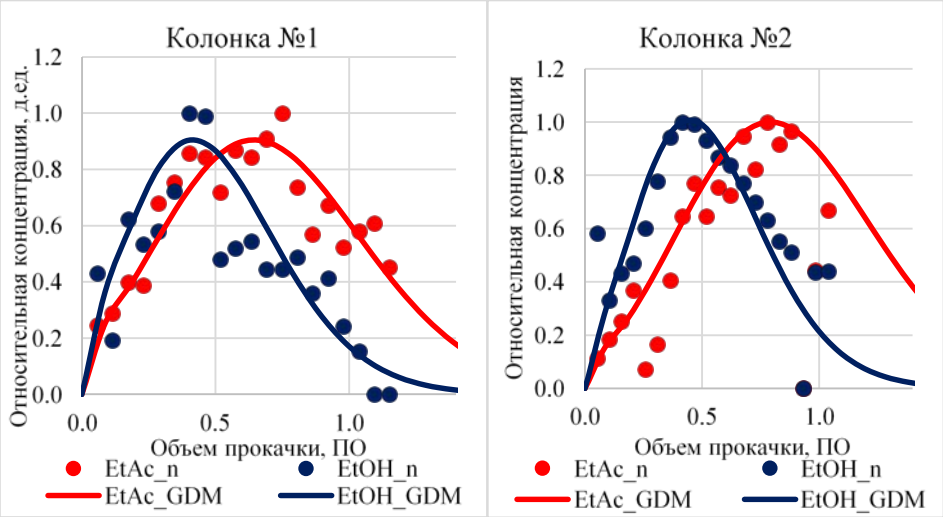


Рис. 6. ***Результаты настройки модели на результаты фильтрационных экспериментов на насыпном керне***

На рисунке 6 представлены результаты моделирования трассер-теста на модели насыпного керна. В результате применения предложенного ранее алгоритма удалось добиться необходимой степени сходимости за счет изменения пористости. Результаты моделирования сведены в таблицу 3.

Таблица 3

Результаты моделирования фильтрационных экспериментов на насыпном керне

Параметр	Колонка № 1		Колонка № 2	
Пористость, д.ед.	0,45	0,385	0,5	0,4
Нефтенасыщенность, д.ед.	0,2	0,15	0,2	0,2
Объем раствора трассера, ПО	0,5	0,5	0,5	0,5
Объем продавочной жидкости, ПО	0,2	0,2	0,2	0,2

После этапа фильтрационных экспериментов на насыпном керне было проведено воздействие раствором ПАВ-полимер с последующим трассерным исследованием для определения количества оставшейся нефти в образцах породы. Были также использованы колонки № 1 и № 2. Так как модели данных колонок уже настроены при помощи пористости, то данный параметр в последующих расчетах был зафиксирован для проверки корректности настройки при помощи данного параметра.

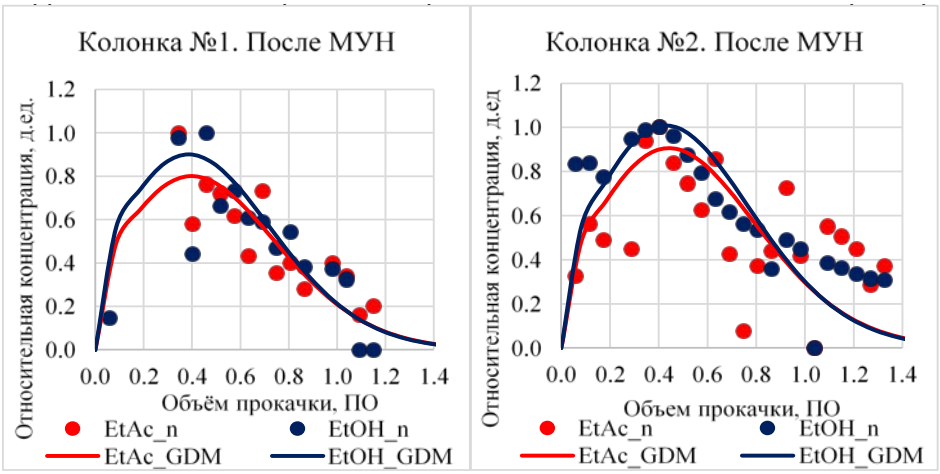


Рис. 7. ***Результаты настройки модели на результаты фильтрационных экспериментов на насыпном керне после извлечения остаточной нефти при помощи МУН***

На рисунке 7 представлены результаты моделирования трассерного теста на колонках № 1 и № 2. Настройка производилась только при помощи нефтенасыщенности. В обоих случаях значение нефтенасыщенности, при котором удалось добиться сходимости, близко к нулю, что говорит о практически полном отмывании образца керна от нефти (отмыв нефти в аппарате Сокслета подтвердил данное предположение). Результаты моделирования сведены в таблицу 4.

Таблица 4

Результаты моделирования фильтрационных экспериментов на насыпном керне после извлечения остаточной нефти при помощи МУН

Параметр	Колонка № 1 (после МУН)	Колонка № 2 (после МУН)
Пористость, д.ед.	0,385	0,4
Нефтенасыщенность, д.ед.	0,01	0,01
Объем раствора трассера, ПО	0,5	0,5
Объем продавочной жидкости, ПО	0,2	0,2

Обсуждение

При помощи CMG удалось воспроизвести результаты экспериментов как на реальном керне, так и на насыпном. При этом была достигнута достаточно высокая степень сходимости результатов.

Отличия фактической константы распределения от модельной могут быть вызваны неточностью как непосредственно самого определения константы распределения, так и неточностью определения плотности и средней молярной массы нефти.

Алгоритм, использованный для настройки моделей, соответствующих экспериментам на насыпном керне, показал довольно хорошую точность настройки, однако стоит отметить, что данный алгоритм справедлив для случая высокой уверенности в константах распределения трассеров, молекулярных массах компонентов модели. В иных случаях необходимы также оценка влияния изменения константы распределения на вид кривых, а также влияние средней молярной массы нефти.

Высокая точность настройки кривых до и после применения МУН говорит о корректности произведенной ранее настройки при помощи пористости. Однако, это говорит и о том, что необходимо совершенствование текущей базы для определения таких параметров как пористость образцов насыпного керна. Вероятнее всего, в последующих экспериментах будут использованы методы определения пористости на основании абсолютной плотности насыпного керна.

Выводы

При использовании CMG STARS были созданы фильтрационные модели реального и насыпного керна.

В ходе настройки моделей на фактические данные удалось добиться высокой степени сходимости. Модельная константа распределения несущественно отличается от фактической (35 — факт; 39,4 — модель). Однако при настройке насыпных моделей керна пришлось существенно занизить величину пористости (вплоть до 20 % от исходной величины). Это может быть связано с недостаточной точностью определения пористости в условиях лаборатории.

В ходе работы был получен и опробован инструмент для определения нефтенасыщенности образцов на основании трассерного исследования. Высокая точность настройки говорит о хорошей работоспособности инструмента.

В общем и целом трассерные исследования как метод определения нефтенасыщенности показывают хорошие результаты. Метод является перспективным для оценки эффективности МУН.

Библиографический список

1. Sung, M. Using aliphatic alcohols as gaseous tracers in determination of water contents and air–water interfacial areas in unsaturated sands / M. Sung, B.-H. Chen. – DOI 10.1016/j.jconhyd.2011.09.001. – Текст : непосредственный // Journal of Contaminant Hydrology. – 2011. – Vol. 126, Issue 3–4. – P. 226–234.
2. Simulation of single well tracer tests for surfactant-polymer flooding / P. X. Bu, A. M. AlSofi, J. Liu [et al.]. – Текст : непосредственный // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2015. – Vol. 5. – P. 339–351.
3. Novosad, J. A study of surfactant flooding at high salinity and hardness / J. Novosad, B. Maini, J. Batycky. – DOI 10.1007/BF02634450. – Текст : непосредственный // Journal of the American Oil Chemists' Society. – 1982. – Vol. 59, Issue 10. – P. 833–839.
4. Deans, H. A. Single Well Tracer Test in Complex Pore Systems / H. A. Deans, C. T. Carlisle. – Текст : электронный // SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 20–23 April, Tulsa, Oklahoma, 1986. – Available at: https://doi.org/10.2118/14886-MS.
5. Apeiranthitis, N. Single-Well Tracer Test for S_{or} Estimation / N. Apeiranthitis, Ch. Chatzichistos, D. Christopoulos. – Greece : Technical University of Crete, 2015. – 99 p. – Текст : непосредственный.
6. Design, operation and laboratory work for single-well tracer test campaign in Handil field Indonesia / A. Mechergui, N. Agenet, C. Romero [et al.]. – Текст : электронный // SPE Enhanced Oil Recovery Conference, 2–4 July, Kuala Lumpur, Malaysia, 2013. – Available at: https://doi.org/10.2118/165227-MS.
7. Mechanistic modeling of alkaline/surfactant/polymer flooding for Snorre field from Core-scale to larger scale of one-spot pilot / R. Khaledialidusti, J. Kleppe, M. Tweheyo, K. Skrettingland. – Текст : непосредственный // International journal of engineering trends and technology. – 2017. – Vol. 46, Issue 6. – P. 337–354.
8. Karimi, M. Single Well Tracer Test for Residual Oil Estimation / M. Karimi. – Greece : Technical University of Crete, 2018. – 75 p. – Текст : непосредственный.
9. Design and demonstration of new single-well tracer test for viscous chemical enhanced-oil-recovery fluids / R. Fortenberry, P. Suniga, M. Delshad [et al.]. – DOI 10.2118/178914-PA. – Текст : непосредственный // SPE Journal. – 2016. – Vol. 21, Issue 04. – P. 1075–1085.
10. Габриелян, О. С. Химия. 10 класс : учебник для общеобразовательных учреждений / О. С. Габриелян, Г. Г. Лысова. – 8-е изд., испр. – Москва : Дрофа, 2008. – 260 с. – Текст : непосредственный.
11. Химическая энциклопедия / Под ред. Н. С. Зефирова, Н. Н. Кулова. – Москва : Большая российская энциклопедия, 1998. – Т. 5 : Три-Ятр. – 783 с. – Текст : непосредственный.
12. Salym Chemical EOR Project, Integration leads the way to success / H. Dijk, M. A. Buijse, J. Nieuwerf [et al.]. – Текст : электронный // SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition, 26–28 October, Moscow, 2010. – Available at: https://doi.org/10.2118/136328-RU.
13. Jerauld, G. R. Interpreting single well chemical tracer tests / G. R. Jerauld, H. Mohhamadi, K. J. Webb. – Текст : электронный // SPE Improved Oil Recovery Symposium, 24–28 April, Tulsa, Oklahoma, USA, 2010. – Available at: https://doi.org/10.2118/129724-MS.
14. Harwell, J. H. Effect of reservoir condition on designing single-well chemical tracer test under extreme brine conditions / J. H. Harwell, B. Shiau, S. Wang. – Текст : непосредственный // Transport in Porous Media. – 2018. – Vol. 121. – P. [1–13].
15. Shiau, B. Reduction of uncertainity in surfactant flooding pilot design using multiple single well tests, fingerprinting and modeling / B. Shiau. – Norman, Oklahoma, University of Oklahoma, 2015. – 102 p. – Текст : непосредственный.

16. Wang, S. Characterisation of surfactants and tracer properties for potential EOR application / S. Wang. – Norman, Oklahoma, University of Oklahoma, 2017. – 97 p. – Текст : непосредственный.

17. Khaledialidusti, R. Numerical interpretation of single well chemical tracer (SWCT) tests to determine oil saturation in Snorre reservoir / R. Khaledialidusti, J. Kleppe, K. Skrettingland. – Текст : электронный // EUROPEC 2015, 1–4 June, Madrid, Spain. – Available at: https://doi.org/10.2118/174378-MS.

18. Goudarzi, A. A critical assessment of several reservoir simulators for modeling chemical enhanced oil recovery processes / A. Goudarzi, M., Delshad K. Sepehrnoori. – Текст : электронный // SPE Reservoir Simulation Symposium, 18–20 February, The Woodlands, Texas, USA, 2013. – Available at: https://doi.org/10.2118/163578-MS.

19. Волков, А. И. Большой химический справочник / А. И. Волков, И. М. Жарский. – Минск : Современная школа, 2005 – 607 с. – Текст : непосредственный.

20. Dictionary of Chemistry and Chemical Technology : In Six Languages : English / German / Spanish / French / Polish / Russian / Edited by Z. Sobecka, W. Choiński, P. Majorek. – Elsevier, 2013. – 1334 c. – Текст : непосредственный.

References

1. Sung, M., & Chen, B.-H. (2011). Using aliphatic alcohols as gaseous tracers in determination of water contents and air–water interfacial areas in unsaturated sands. Journal of Contaminant Hydrology, 126(3-4), pp. 226-234. (In English). DOI: 10.1016/j.jconhyd.2011.09.001

2. Bu, P. X., AlSofi, A. M., Liu, J., Benedek, L., & Han, M. (2015). Simulation of single well tracer tests for surfactant-polymer flooding. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 5, pp. 339-351. (In English).

3. Novosad, J., Maini, B., & Batycky, J. (1982). A study of surfactant flooding at high salinity and hardness. Journal of the American Oil Chemists' Society, 59(10), pp. 833-839. (In Russian).

4. Deans, H. A., & Carlisle, C. T. (1986). Single Well Tracer Test in Complex Pore Systems. SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 20-23 April, Tulsa, Oklahoma. (In English). Available at: https://doi.org/10.2118/14886-MS

5. Apeiranthitis, N., Chatzichistos, Ch., & Christopoulos, D. (2015). Single-Well Tracer Test for S_{or} Estimation. Greecem, Technical University of Crete, 99 p. (In English).

6. Mechergui, A., Agenet, N., Romero, C., Nguyen, M., & Batias, J. (2013). Design, operation and laboratory work for single-well tracer test campaign in Handil field Indonesia. SPE Enhanced Oil Recovery Conference, 2-4 July, Kuala Lumpur, Malaysia. (In English). Available at: https://doi.org/10.2118/165227-MS

7. Khaledialidusti, R., Kleppe, J., Tweheyo, M., & Skrettingland, K. (2017). Mechanistic modeling of alkaline/surfactant/polymer flooding for Snorre field from Core-scale to larger scale of one-spot pilot. International journal of engineering trends and technology, 46(6), pp. 337-354. (In English).

8. Karimi, M. (2018). Single Well Tracer Test for Residual Oil Estimation. Greece, Technical University of Crete, 75 p. (In English).

9. Fortenberry, R., Suniga, P., Delshad, M., Singh, B., AlKaaoud, H. A., Carlisle, Ch. T., & Pope, G. A. (2016). Design and demonstration of new single-well tracer test for viscous chemical enhanced-oil-recovery fluids. SPE Journal, 21(04), pp. 1075-1085. (In English). DOI: 10.2118/178914-PA

10. Gabrielyan, O. S., & Lysova, G. G. (2008). Khimiya. 10 klass: uchebnik dlya obshcheobrazovatel'nykh uchrezhdeniy. 8th edition, revised. Moscow, Drofa Publ., 260 p. (In Russian).

11. Zefirov, N. S., & Kulov, N. N. (Eds.) (1998). Khimicheskaya entsiklopediya. Tom 5: Tri-YAtr. Moscow, Bol'shaya rossiyskaya entsiklopediya Publ., 783 p. (In Russian).

12. Dijk, H., Buijse, M. A., Nieuwerf, J., Weatherill, A., Bouts, M., Kassim, A.,… Cosmo, C. (2010). Salym Chemical EOR Project, Integration leads the way to success. SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition, 26-28 October, Moscow. (In English). Available at: https://doi.org/10.2118/136328-RU

13. Jerauld, G. R., Mohhamadi, H., & Webb, K. J. (2010). Interpreting single well chemical tracer tests. SPE Improved Oil Recovery Symposium, 24-28 April, Tulsa, Oklahoma, USA. (In English). Available at: https://doi.org/10.2118/129724-MS

14. Harwell, J. H., Shiau, B., & Wang, S. (2018). Effect of reservoir condition on designing single-well chemical tracer test under extreme brine conditions. Transport in Porous Media, 121, pp. 1-13. (In English).
15. Shiau, B. (2015). Reduction of uncertainity in surfactant flooding pilot design using multiple single well tests, fingerprinting and modeling. Norman, Oklahoma, University of Oklahoma, 102 p. (In English).
16. Wang, S. (2017). Characterisation of surfactants and tracer properties for potential EOR application. Norman, Oklahoma, University of Oklahoma, 97 p. (In English).
17. Khaledialidusti, R., Kieppe, J., & Skrettingland, K. (2015). Numerical interpretation of single well chemical tracer (SWCT) tests to determine oil saturation in Snorre reservoir. EUROPEC 2015, 1-4 June, Madrid, Spain. (In English). Available at: https://doi.org/10.2118/174378-MS
18. Goudarzi, A., Delshad, M., Sepehrnoori, K. (2013). A critical assessment of several reservoir simulators for modeling chemical enhanced oil recovery processes. SPE Reservoir Simulation Symposium, 18-20 February, The Woodlands, Texas, USA. (In English). Available at: https://doi.org/10.2118/163578-MS
19. Volkov, A. I., & Zharskiy, I. M. (2005). Bol'shoy khimicheskiy spravochnik. Minsk, Sovremennaya shkola Publ., 607 p. (In English).
20. Sobecka, Z., Choiński, W., & Majorek, P. (Eds.) (2013). Dictionary of Chemistry and Chemical Technology: In Six Languages: English / German / Spanish / French / Polish / Russian. Elsevier, 1334 p.

Сведения об авторах

Корякин Фёдор Андреевич, *аспирант кафедры органической и экологической химии, Тюменский государственный университет, г. Тюмень, e-mail: f19d5@mail.ru*

Третьяков Николай Юрьевич, *к. х. н., доцент, директор Центра коллективного пользования «Рациональное природопользование и физико-химические исследования», Тюменский государственный университет, г. Тюмень*

Абдулла Осман Бырмагамбетович, *аспирант кафедры органической и экологической химии, Тюменский государственный университет, г. Тюмень*

Филиппов Виталий Григорьевич, *магистр кафедры органической и экологической химии, Тюменский государственный университет, г. Тюмень*

Information about the authors

Fyodor A. Koryakin, *Postgraduate at the Department of Organic and Ecological Chemistry, University of Tyumen, e-mail: f19d5@mail.ru*

Nikolay Yu. Tretyakov, *Candidate of Chemistry, Associate Professor, Director of CCU "Chemical Analysis and Substance Identification", University of Tyumen*

Osman B. Abdulla, *Postgraduate at the Department of Organic and Ecological Chemistry, University of Tyumen*

Vitaliy G. Filippov, *Master Student at the Department of Organic and Ecological Chemistry, University of Tyumen*

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

DOI: 10.31660/0445-0108-2020-6-144-149

УДК 621.35

Формирование остаточных напряжений при восстановлении деталей электролитическим хромированием

С. В. Малыш[1], И. М. Ковенский[2]*, Л. З. Чаугарова[2]

[1]*ПАО «Тюменские моторостроители», г. Тюмень, Россия*
[2]*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия*
**e-mail: kovenskijim@tyuiu.ru*

Аннотация. Рассмотрено влияние электролиза на характер и величину остаточных напряжений в стальной основе и хромовом покрытии в процессе восстановления деталей. Показано, что при увеличении сжимающих напряжений на поверхности основы наблюдаются снижение растягивающих напряжений в осадках хрома и переход их в сжимающие вблизи с границей основы. Значения растягивающих остаточных напряжений в осадках хрома уменьшаются при увеличении сжимающих остаточных напряжений основы. Установлена корреляция параметров кристаллической решетки гальванического хрома и стальной основы.

Ключевые слова: остаточные напряжения; электролитическое хромирование; параметр кристаллической решетки

Formation of residual stresses during the restoration of parts by chrome electroplating

Sergey V. Malysh[1], Ilya M. Kovenskiy[2]*, Larisa Z. Chaugarova[2]

[1]*Tyumen Engine Builders PAO, Tyumen, Russia*
[2]*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*
**e-mail: kovenskijim@tyuiu.ru*

Abstract. As the title implies the influence of the electrolysis on the nature and magnitude of residual stresses in the steel base and the chrome coating during restoration of parts has been considered. It has been shown that with an increase in compressive stresses on the surface, a decrease in tensile stresses in the chromium deposit and transition of tensile stresses to compressive ones near the boundary of the base are observed. A correlation between the parameters of the crystal lattice of electroplated chromium and the steel base has been established. The values of the

tensile residual stresses in the chromium deposit decrease with increasing the compressive residual stresses in the base.

Key words: residual stresses; chrome electroplating; crystal lattice parameter

Введение

Применяемые при ремонте деталей нефтегазового оборудования гальванические хромовые покрытия позволяют восстановить размеры стальной детали, но при этом могут ухудшать другие важные характеристики стали, и в первую очередь предел выносливости (на 20–70 %) [1–4].

В работах [5–7] показано, что на формирование физико-механических свойств материала восстанавливаемых деталей влияют толщина слоя хрома, условия электроосаждения, наводороженность, способы и режимы механической обработки, характер нагружения детали. В ряде публикаций рассмотрено влияние электролиза на характер и величину внутренних напряжений, отмечено также влияние подложки на структурные характеристики электроосажденного хрома [8–12]. Последнее обусловлено, вероятно, высокой адгезией хромовых покрытий, осаждаемых со значительными остаточными напряжениями растяжения. В связи с этим представляется актуальным рассмотреть хромируемую деталь как систему «стальная подложка — хромовое покрытие» и изучить влияние подготовки основы на остаточные напряжения, которые, как свидетельствует [13], весьма чувствительны к состоянию поверхности. В частности, показано, что в хромовых осадках, полученных методом гибкого катода, растягивающие внутренние напряжения стабилизируются на глубине 6–8 мкм и в дальнейшем остаются постоянными, составляя приблизительно 50 кгс/мм^2.

Объект и методы исследования

В данной работе построение эпюр остаточных напряжений по глубине образца проводили по методу Н. Н. Давиденкова. Для проведения исследований был подготовлен образец по технологии [14] с обработкой микрошариками в течение 25 минут, на поверхность которого был нанесен гальванический хром толщиной 40 мкм.

После записи кривой деформации образца при травлении и обработки результатов была получена эпюра распределения остаточных напряжений по глубине образца (рисунок).

Результаты и их обсуждение

На рисунке отчетливо наблюдается граница между хромом и основой на глубине 40 мкм. В этом месте происходит смена знака напряжения, то есть изменение растягивающих напряжений в хроме на сжимающие в основе. На поверхности хромового осадка значение растягивающих остаточных напряжений составляет 5 кгс/мм^2, которые уменьшаются до нуля на глубине 40 мкм и в дальнейшем под действием основы переходят в сжимающие. В основе сжимающие остаточные напряжения плавно достигают максимума (–27 кгс/мм^2 на общей глубине порядка 80 мкм) и затем медленно уменьшаются, переходя в растягивающие напряжения на глубине основы около 110 мкм. Данные о распределении остаточных напряжений, которые

были получены в [15] для образца без хромового покрытия с обработкой поверхности микрошариками в течение 20 минут, составляют –50 кгс/мм^2 на глубине 10 мкм и уменьшаются до нуля на глубине около 110 мкм.

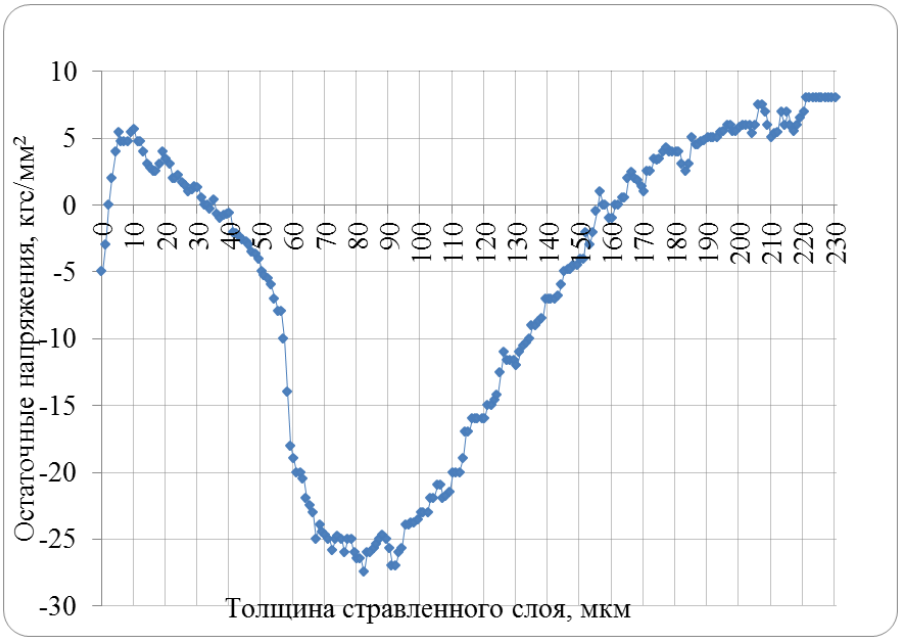


Рисунок. ***Эпюра остаточных напряжений в образце***

Полученные результаты свидетельствуют о влиянии основы на остаточные напряжения хромового покрытия и о распределении остаточных напряжений в образце в целом. Изменение величины остаточных напряжений в основе приводит к изменению остаточных напряжений в слое гальванического хрома. Можно полагать, что изменение остаточных напряжений основы должно сопровождаться изменением параметров кристаллической решетки хромового покрытия.

С целью проверки данного предположения была проведена серия экспериментов, позволяющая установить существование зависимости параметра решетки от величины сжимающих напряжений (времени обработки основы микрошариками).

Для проведения экспериментов было подготовлено 6 образцов по методике, описанной в [15]. Один образец обработке микрошариками не подвергался, остальные образцы обрабатывались 5, 10, 15, 20 и 25 минут. Затем на образцы в стандартном электролите был нанесен слой хрома толщиной 40 мкм. После чего на рентгеновском дифрактометре ДРОН-7 определялись параметры кристаллической решетки хрома всех исследуемых образцов.

Анализ данных, приведенных в таблице, показывает, что с увеличением времени обработки основы микрошариками происходит уменьшение параметра кристаллической решетки гальванических осадков хрома.

Зависимость параметра решетки от времени обработки микрошариками основы

Номер образца	Время обработки, мин	Постоянная решетки, Å
1	0	2,87863
2	5	2,87837
3	10	2,87822
4	15	2,87697
5	20	2,87682
6	25	2,87644

Проведенные нами ранее исследования [14, 15] показали, что с увеличением времени обработки образца микрошариками увеличиваются сжимающие остаточные напряжения и глубина их распространения, параметр решетки при этом уменьшается. Таким образом, наблюдается прямая зависимость параметра решетки гальванического хрома от параметра решетки основы. Значения растягивающих остаточных напряжений в осадках хрома, по крайней мере при толщине порядка 40 мкм, уменьшаются при увеличении сжимающих остаточных напряжений основы.

Выводы

Исследованиями поверхности основы для нанесения гальванического хрома установлено влияние основы на распределение остаточных напряжений в осадке гальванического хрома. При увеличении сжимающих напряжений на поверхности основы наблюдаются снижение растягивающих напряжений в осадках хрома и переход их в сжимающие вблизи с границей основы.

Библиографический список

1. Брондз, Л. Д. Технологии и обеспечение ресурса самолетов / Л. Д. Брондз. – Москва : Машиностроение, 1986. – 184 с. – Текст : непосредственный.
2. Молчанов, В. Ф. Эффективность и качество хромирования / В. Ф. Молчанов. – Киев : Техника, 1979. – 229 с. – Текст : непосредственный.
3. Рябой, А. Я. Повышение ресурса авиационных деталей из высокопрочных сталей / А. Я. Рябой, Л. Д Брондз. – Москва : Машиностроение, 1977. – 103 с. – Текст : непосредственный.
4. Вихров, Н. М. Влияние проточного электролитического хромирования на предел выносливости стали / Н. М. Вихров, В. А. Голицын. – Текст : непосредственный // Вестник Государственного университета морского и речного флота имени адмирала С. О. Макарова. – 2014. – №4 (26). – С. 59–67.
5. Аджиев, Б. У. Современная технология хромирования / Б. У. Аджиев, Б. У. Рогожин, З. А. Соловьева. – Текст : непосредственный // Материалы краткосрочного семинара (14–15 декабря) / Под ред. Л. Я. Богорада. – Ленинград : ЛДНТП, 1976. – 116 с.
6. Устюгов, А. Г. Исследование дефектов хромовых покрытий / А. Г. Устюгов. – Текст : непосредственный // Мир гальваники. – 2008. – № 3 (7). – С. 18–21.
7. Грилихес, С. Я. Обезжиривание, травление и полирование металлов / С. Я. Грилихес. – Москва : РХТУ, 1994. – 191 с. – (Библиотечка гальванотехника : Приложение к журналу «Гальванотехника и обработка поверхности»; Вып. 1). – Текст : непосредственный.
8. Ковенский, И. М. Электролитические сплавы / И. М. Ковенский, В. В. Поветкин. – Москва : Интермет инжиниринг, 2003. – 288 с. – Текст : непосредственный.

9. Ковенский, И. М. Термическая обработка электроосажденных металлов и сплавов / И. М. Ковенский. – Москва : Наука и технологии, 2016. – 180 с. – Текст : непосредственный.
10. Kovensky, I. M. Electrodeposited alloys / I. M. Kovensky, V. V. Povetkin. – Текст : непосредственный. – Moscow : Intermet engineering, 2003. – 272 p.
11. Ковенский, И. М. Методы исследования электролитических покрытий / И. М. Ковенский, В. В. Поветкин ; Рос. АН, Сиб. отд-ние, Ин-т пробл. освоения Севера, Тюменский индустриальный институт. – Москва : Наука, 1994. – 234 с. – Текст : непосредственный.
12. Ковенский, И. М. Испытания гальванических покрытий / И. М. Ковенский, В. В. Поветкин. – Москва : Интермет инжиниринг, 2001. – 136 с. – (Специалист-металловед) Текст : непосредственный.
13. Солодкова, Л. Н. Электролитическое хромирование : приложение к журналу «Гальванотехника и обработка поверхности» / Л. Н. Солодкова, В. Н. Кудрявцев ; под ред. В. Н. Кудрявцева. – Москва : Глобус, 2007. – 191 с. – Текст : непосредственный.
14. Ковенский, И. М. Восстановление деталей из стали ЭИ96-Ш электролитическим хромированием / И. М. Ковенский, С. В. Малыш. – DOI 10.31660/0445-0108-2015-4-112-116. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 4. – С. 112–116.
15. Ковенский, И. М. Восстановление изношенных поверхностей с неоднородной структурой электролитическим хромированием / И. М. Ковенский, С. В. Малыш. – Текст : непосредственный // Упрочняющие технологии и покрытия. – 2016. – № 12(144). – С. 39–42.

References

1 Brondz, L. D. (1986). Tekhnologiya i obespechenie resursa samoletov. Moscow, Mashinostroenie Publ., 184 p. (In Russian).
2 Molchanov, V. F. (1979). Effektivnost' i kachestvo khromirovaniya. Kiev, Tekhnika Publ., 229 p. (In Russian).
3 Ryaboy, A. Ya., & Brondz, L. D. (1977). Povyshenie resursa aviatsionnykh detaley iz vysokoprochnykh staley. Moscow, Mashinostroenie Publ., 103 p. (In Russian).
4 Vihrov, N., & Golicyn, V. (2014). Effect of the chromium flow electroplating on the fatigue strength of the steel. Vestnik gosudarstvennogo universiteta morskogo i rechnogo flota imeni admirala S. O. Makarova, 4(26), pp. 59-67. (In Russian).
5 Adzhiev, B. U., Rogozhin, B. U., & Solov'eva, Z. A. (1976). Sovremennaya tekhnologiya khromirovaniya. Materialy kratkosrochnogo seminara (December, 14-15). Leningrad, LDNTP Publ., 116 p. (In Russian).
6 Ustyugov, A. G. (2008). Issledovanie defektov khromovykh pokrytiy. Mir gal'vaniki, (3(7)), pp. 18-21. (In Russian).
7 Grilikhes, S. Ya. (1994). Obezzhirivanie, travlenie i polirovanie metallov. Moscow, RKhTU Publ., 191 p. (In Russian).
8 Kovenskiy, I. M., & Povetkin, V. V. (2003). Elektroliticheskie splavy. Moscow, Intermet inzhiniring, Publ., 288 p. (In Russian).
9 Kovenskiy, I. M. (2016). Termicheskaya obrabotka elektroosazhdennykh metallov i splavov. Moscow, Nauka i tekhnologii Publ., 180 p. (In Russian).
10 Kovensky, I. M., & Povetkin, V. V. (2003). Electrodeposited alloys. Moscow, Intermet engineering Publ., 272 p. (In English).
11 Kovenskiy, I. M. & Povetkin, V. V. (1994). Metody issledovaniya elektroliticheskikh pokrytiy. Moscow, Nauka Publ., 234 p. (In Russian).
12 Kovenskiy, I. M., & Povetkin, V. V. (2001). Ispytaniya gal'vanicheskikh pokrytiy. Moscow, Intermet inzhiniring Publ., 136 p.
13 Solodkova, L. N., & Kudryavtsev V. N. (2007). Elektroliticheskoe khromirovanie : prilozhenie k zhurnalu "Gal'vanotekhnika i obrabotka poverkhnosti". Moscow, Globus Publ., 191 p. (In Russian).
14 Kovenski, I. M., & Malysh, S. V. (2015). Restoration of parts made of steel EI961-SH by electrolytic chrome plating. Oil and Gas Studies, (4), pp. 112-116. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2015-4-112-116
15 Kovenskii I. M., & Malysh S. V. (2016). Restoration of worn surfaces with heterogeneous structure by electrochemical chromium plating. Strengthening technologies and coatings. 12(144), pp. 39-42. (In Russian).

Сведения об авторах

Малыш Сергей Владимирович, *главный металлург, ПАО «Тюменские моторостроители», г. Тюмень*

Ковенский Илья Моисеевич, *д. т. н., профессор, заведующий кафедрой материаловедения и технологии конструкционных материалов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: kovenskijim@tyuiu.ru*

Чаугарова Лариса Зиннуровна, *аспирант кафедры материаловедения и технологии конструкционных материалов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Information about the authors

Sergey V. Malysh, *Chief Steelworker, Tyumen Engine Builders PAO, Tyumen*

Ilya M. Kovenskiy, *Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Material Science and Technology of Structural Materials, Industrial University of Tyumen, e-mail: kovenskijim@tyuiu.ru*

Larisa Z. Chaugarova, *Postgraduate at the Department of Material Science and Technology of Structural Materials, Industrial University of Tyumen*

DOI: 10.31660/0445-0108-2020-6-150-155

УДК 621.6.05

Применение анкерных заземляющих устройств на территориях с распространением вечномерзлых грунтов

А. В. Сидоров, А. Л. Портнягин*

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

Аннотация. В работе определены факторы, влияющие на электрическую проводимость грунта. Рассмотрены наиболее распространенные методы исполнения системы заземления, применяемые в холодных регионах в условиях вечной мерзлоты. Разработана новая конструкция анкерного электрода для предотвращения выталкивания заземляющего стержня из-за эффекта морозного пучения грунта. Целью данной работы является описание факторов, которые следует учитывать при планировании системы заземления для постоянных и временных установок в регионах с сезонными морозами и вечной мерзлотой.

Ключевые слова: анкерный заземлитель; вечномерзлый грунт; надежность

Application of anchor grounding devices in territories where there are permafrost soils

Alexey V. Sidorov, Aleksey L. Portnyagin*

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

Abstract. The article identifies the factors that affect the electrical conductivity of the soil. The most common methods of implementation of the grounding system, used in cold regions in permafrost conditions, are considered. A new design of the anchor electrode has been developed to prevent the ejection of the ground rod due to the effect of frost heaving of the soil. This article aims to describe the factors that should be considered when planning a grounding system for permanent and temporary installations in regions where there are seasonal frosts and permafrost.

Key words: anchor earthing device; permafrost soil; reliability

Введение

Электрическое заземление для временных и постоянных установок в холодных регионах осложняется наличием мерзлого грунта. Это связано с

тем, что удельное электрическое сопротивление мерзлого грунта может быть на несколько порядков выше, чем незамерзшего грунта; контактное сопротивление между заземляющими электродами и грунтом может значительно возрасти при образовании слоя льда на электроде.

Целью данной работы является описание факторов, которые следует учитывать при планировании системы заземления для постоянных и временных установок в регионах с сезонными морозами и вечной мерзлотой.

Объект и методы исследования

Низкочастотный и постоянный ток может протекать через грунт посредством перемещения ионов или электронов. Электронная проводимость обычно ограничивается металлами, поскольку большинство других материалов не содержат достаточно свободных электронов. Электрический ток в грунте обычно переносится ионами, содержащимися в воде, поэтому проводимость большинства грунтов в первую очередь зависит от концентрации и подвижности ионов.

Количество воды в грунте значительно влияет на проводимость, но только до определенной концентрации (около 18 %). Электропроводность обычно увеличивается с уменьшением размера зерна, поскольку более мелкозернистая почва имеет большую площадь поверхности на единицу объема и, следовательно, содержит больше адсорбированной воды, чем крупнозернистая почва. Очень мелкие почвы могут также содержать глинистые минералы, содержащие диффузные слои ионов, которые могут свободно перемещаться под действием электрического поля, обеспечивая дополнительную электрическую проводимость.

Удельное сопротивление мерзлого грунта обычно зависит от температуры, объема льда и типа почвы (влияние типа почвы в значительной степени связано с эффектами размера зерна) [1–11]. Относительно низкие удельные сопротивления при температуре замерзания или немного ниже нее обусловлены пленками незамерзшей воды, адсорбированными на частицах почвы. Вода в этих пленках имеет пониженную температуру замерзания, и поскольку эти пленки обычно соединены между собой, они обеспечивают проводящий путь. Электропроводность повышается за счет увеличения концентрации растворенных солей в незамерзшей воде, поскольку вода замерзает и удаляет соли и другие примеси.

Значительные сезонные колебания удельного сопротивления в областях сезонной заморозки и вечной мерзлоты отражают колебания температуры и содержания воды. Производительность системы заземления зависит в первую очередь от удельного сопротивления грунта в месте заземления. Поверхностные и подземные исследования для строительных целей обычно включают анализ грунта и определение глубины и толщины вечной мерзлоты или ежегодной зоны замерзания грунта, или того и другого. Эти данные, а также информация о запасах поверхностных и подземных вод полезны при выборе участков для размещения системы заземления.

Обсуждение

Наиболее распространены следующие исполнения системы заземления, применяемые в холодных регионах [2, 3, 5, 7, 8]:

- вертикальные стержни, вбитые в землю, множество вертикальных стержней;
- горизонтальные ленточные электроды, закопанные в землю;
- электрическое подключение к сплошным металлическим обсадным трубам скважин;
- электрическое соединение со сталью в железобетонных фундаментах зданий и сооружений.

Самый распространенный метод достижения электрического заземления — заглубление в грунт одного или нескольких стальных стержней (электродов). В простейшем случае однородной земли и незначительного контактного сопротивления сопротивление одиночного электрода оценивается с помощью следующего уравнения [2, 5, 8]:

$$R_{\text{г}} = \frac{\rho}{2\pi l} \cdot \left(\ln \frac{4l}{r} - 1 \right), \qquad (1)$$

где $R_{\text{г}}$ — сопротивление на землю, Ом; ρ — удельное сопротивление грунта, Ом·см; l — длина стержня, см; r — радиус стержня, см.

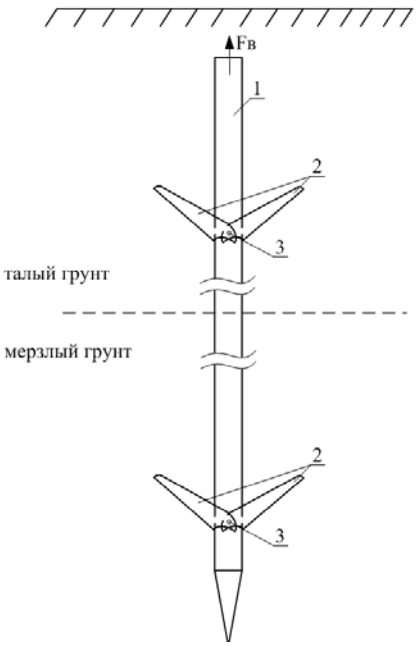


Рисунок. ***Схема анкерного вертикального заземлителя для вечномерзлых грунтов после открытия лепестков***

Уравнение (1) показывает, что если длина и радиус стержня увеличиваются в одинаковых пропорциях, увеличение длины будет иметь большее влияние на снижение $R_{\text{г}}$, чем увеличение диаметра стержня. Удвоение длины стержня приведет к уменьшению сопротивления системы заземления примерно на 40 %.

Для получения аналогичного результата требуется гораздо большее увеличение диаметра. Во многих случаях наиболее практичным будет использование более длинного электрода, особенно в районах с сезонными морозами, где на глубине может быть более проводящая почва.

Для предотвращения выталкивания заземляющего стержня из-за эффекта морозного пучения грунта разработана [12–15] новая конструкция анкерного электрода, схема которого приведена на рисунке.

На стержне *1*, с помощью осей *3* установлены пары лепестков *2*, количество и форма которых зависят от параметров почвы; на конце стержень *1* имеет заостренную форму.

Заглубленные горизонтальные проволочные или ленточные электроды могут использоваться, когда коренная порода или вечная мерзлота нахо-

дятся на расстоянии менее 2 м от поверхности. В районах вечной мерзлоты наиболее практично устанавливать электрод летом, когда активный слой грунта оттаивает.

При расчетах Rg для регионов с сезонными морозами и вечной мерзлотой следует использовать резистивно-слоистую модель земли. Например, если земля промерзла ниже 1 м, удельное сопротивление незамерзшего слоя составляет 100 Ом·м, а удельное сопротивление вечной мерзлоты составляет 10 000 Ом·м, тогда вертикальный заземлитель длиной 12 м и радиусом 5 см будет иметь сопротивление 900 Ом. Для сравнения: горизонтальный электрод диаметром 0,125 см и длиной 100 м будет иметь сопротивление около 100 Ом. Электрод длиной 100 м может показаться непрактичным, но он, вероятно, будет более эффективным и более легким в установке, чем длинный стержень, вбитый в вечную мерзлоту.

Выводы

1. Вероятность обнаружения и разработки участка заземления с низким сопротивлением значительно снижается при перемещении в полярные регионы из зоны сезонных заморозков в зоны прерывистой и сплошной вечной мерзлоты.
2. На участках с мерзлым грунтом можно ожидать значительных сезонных колебаний сопротивления грунта.
3. Может оказаться невозможным достичь подходящего грунта из-за мерзлой земли или льда и снежного покрова. В этом случае опасность поражения электрическим током можно минимизировать, применив искусственные и естественные заземлители.
4. Требуются дополнительные исследования для определения фактического влияния содержания незамерзшей воды и температуры на значения сопротивления грунта и рекомендуемые процедуры заземления в зонах сезонной мерзлоты и вечной мерзлоты.

Библиографический список

1. Сухачев, И. С. Разработка программного алгоритма эффективной молниезащиты / И. С. Сухачев, П. В. Чепур. – Текст : непосредственный // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 11–2. – С. 291–295.
2. Кабышев, А. В. Расчет и проектирование систем электроснабжения объектов и установок : учебное пособие / А. В. Кабышев, С. Г. Обухов ; Федеральное агентство по образованию, Томский политехнический университет. – Томск : ТПУ, 2006. – 248 с. – Текст : непосредственный.
3. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике : учебник для вузов / А. Ф. Дьяков, Б. К. Максимов, Р. К. Борисов [и др.] ; под ред. А. Ф. Дьякова ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Национальный исследовательский университет «МЭИ» – Москва : МЭИ, 2016. – 543 с. – Текст : непосредственный.
4. Веревкин, В. Н. Электростатическая искробезопасность и молниезащита / В. Н. Веревкин, Г. И. Смелков, В. Н. Черкасов ; Московский институт энергобезопасности и энергосбережения. – Москва : ПТФ-МИЭЭ, 2006. – 170 с. – Текст : непосредственный.
5. Маньков, В. Д. Защитное заземление и зануление электроустановок : справочник / В. Д. Маньков, С. Ф. Заграничный. – Санкт-Петербург : Политехника (Петрозаводск : ГУП РК Респ. тип. им. П. Ф. Анохина), 2005. – 400 с. – Текст : непосредственный.

6. Зотов Б. И. Безопасность жизнедеятельности на производстве : учебник для студентов вузов / Б. И. Зотов, В. И. Курдюмов. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : КолосС, 2003. – 432 с. – Текст : непосредственный.

7. Алиев, И. И. Электротехника и электрооборудование : справочник / И. И. Алиев. – Москва : Высшая школа, 2010. – 1199 с. – Текст : непосредственный.

8. Карякин , Р . Н . Нормы устройства сетей заземления / Р . Н . Карякин . – 3-е изд. – Москва : Энергосервис, 2002. – 238 с. – Текст : непосредственный.

9. Сидоров, С. В. Особенности моделирования определения мест повреждения воздушных линий электропередачи напряжением 6(10) кВ / С. В. Сидоров, В. В. Сушков, И. С. Сухачев. – DOI 10.34831/EP.2020.92.72.003. – Текст : непосредственный // Промышленная энергетика. – 2020. – № 3. – С. 33–40.

10. Сидоров, С. В. Оценка влияния различных способов и аппаратов защиты от импульсных перенапряжений в электрической сети напряжением 6–10 кВ нефтяных промыслов / С. В. Сидоров, В. В. Сушков, И. С. Сухачев. – DOI 10.18799/24131830/2019/6/2126. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330, № 6. – С. 50–58.

11. Сухачев, И. С. Общие вопросы и проблемы нормативной документации по молниезащите и заземлению на объектах топливно-энергетического комплекса / И. С. Сухачев, П. В. Чепур. – Текст : непосредственный // Фундаментальные исследования. – 2016. – № 3–2. – С. 301–304.

12. Патент на изобретение № 2690731 Российская Федерация, МПК G01L1/22 G01N25/72. Установка для исследования влияния эффекта морозного пучения грунта на заземляющий электрод : № 2018127232 : заявл. 09.01.2018 : опубл. 05.06.2019 / Копырин В. А., Шеломенцев В. А., Сухачев И. С., Портнягин А. Л. : патентообладатель Тюменский индустриальный университет. – Текст : непосредственный.

13. Патент на полезную модель № 170150 Российская Федерация, МПК H01R4/66 (2006/01). Вертикальный заземлитель для вечномерзлых грунтов : № 2015157350 : опубл. 17.04.2017, Бюл. № 11 / Сухачев И. С., Смирнов О. В., Копырин В. А. ; патентообладатель Тюменский индустриальный университет. – 5 с. – Текст : непосредственный.

14. Патент на полезную модель № 163552 Российская Федерация. Устройство заземления для вечномерзлых грунтов : № 2015147685 : заявл. 05.11.2015 : опубл. 27.07.2016 / Сухачев И. С., Смирнов О. В., Копырин В. А. ; патентообладатель Тюменский индустриальный университет. – Текст : непосредственный.

15. Патент на полезную модель № 163558 Российская Федерация. Устройство заземления с модулем термостабилизации : № 2016100800 : заявл. 12.01.2016 : опубл. 27.07.2016 / Сухачев И. С., Копырин В. А., Костоломов Е. М. ; патентообладатель Тюменский индустриальный университет. – Текст : непосредственный.

References

1. Sukhachev, I. S., & Chepur, P. V. (2014). Software development algorithms for effective lightning protection. Fundamental research, (11-2), pp. 291-295. (In Russian).

2. Kabyshev, A. V., & Obukhov, S. G. (2006). Raschet i proektirovanie sistem elektrosnabzheniya ob"ektov i ustanovok. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 248 p. (In Russian).

3. D'yakov, A. F., Maksimov, B. K., Borisov, R. K., Kuzhekin, I. P., Temnikov, A. G., & Zhukov, A. V. (2016). Elektromagnitnaya sovmestimost' i molniezashchita v elektroenergetike. Moscow, Moscow Power Engineering Institute Publ., 543 p. (In Russian).

4. Verevkin, V. N ., Smelkov, G. I., & Cherkasov, V. N. (2006). Elektrostaticheskaya iskrobezopasnost' i molniezashchita. Moscow, PTF-MIEE Publ., 170 p. (In Russian).

5. Man'kov, V. D., & Zagranichnyy, S. F. (2005). Zashchitnoe zazemlenie i zanulenie elektroustanovok. St. Petersburg, Politekhnika Publ., 400 p. (In Russian).

6. Zotov, B. I., & Kurdyumov, V. I. (2003). Bezopasnost' zhiznedeyatel'nosti na proizvodstve. 2th edition, revised and expanded. Moscow, KolosS Publ., 432 p. (In Russian).

7. Aliev, I. I. (2010). Elektrotekhnika i elektrooborudovanie. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 1199 p. (In Russian).

8. Karyakin, R. N. (2002). Normy ustroystva setey zazemleniya. 3rd edition. Moscow, Energoservis Publ., 238 p. (In Russian).

9. Sidorov, S. V., Sushkov, V. V., & Sukhachev, I. S. (2020). Osobennosti modelirovaniya opredeleniya mest povrezhdeniya vozdushnykh liniy elektroperedachi napryazheniem 6(10) kV. Industrial Power Engineering, (3), pp. 33-40. (In Russian). DOI: 10.34831/EP.2020.92.72.003

10. Sidorov, S. V., Sushkov, V. V., & Sukhachev, I. S. (2019). Estimation of the effect of various methods and devices of impulse overvoltage protection in the oil field electric network 6-10 kV. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering, 330(6), pp. 50-58. (In Russian). DOI: 10.18799/24131830/2019/6/2126

11. Sukhachev, I. S., & Chepur, P. V. (2016). General issues and challenges normative documentation on lightning protection and grounding on objects of fuel and energy complex. Fundamental research, (3-2), pp. 301-304. (In Russian).

12. Kopyrin, V. A., Shelomentsev, V. A., Sukhachev, I. S., & Portnyagin, A. L. Ustanovka dlya issledovaniya vliyaniya effekta moroznogo pucheniya grunta na zazemlyayushchiy elektrod. Patent na izobretenie 2690731 RF, MPK G01L1/22 G01N25/72. No 2018127232. Applied: 09.01.2018. Published: 05.06.2019 (In Russian).

13. Sukhachev, I. S., Smirnov, O. V., & Kopyrin, V. A. Vertikal'nyy zazemlitel' dlya vechnomerzlykh gruntov. Patent na poleznuyu model' 170150 RF, MPK H01R4/66 (2006/01). No 2015157350. Published: 17.04.2017, Byul. No 11. 5 p. (In Russian).

14. Sukhachev, I. S., Smirnov, O. V., & Kopyrin, V. A. Patent na poleznuyu model' 163552 RF. Ustroystvo zazemleniya dlya vechnomerzlykh gruntov. No 2015147685. Applied: 05.11.2015. Published: 27.07.2016. (In Russian).

15. Sukhachev, I. S., Kopyrin, V. A., & Kostolomov, E. M. Patent na poleznuyu model' 163558 RF. Ustroystvo zazemleniya s modulem termostabilizatsii. No 2016100800. Applied: 12.01.2016. Published: 27.07.2016. (In Russian).

Сведения об авторах

Сидоров Алексей Владимирович, *ассистент кафедры электроэнергетики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Портнягин Алексей Леонидович, *к. т. н., директор Института геологии и нефтегазодобычи, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: portnjaginal@tyuiu.ru*

Information about the authors

Alexey V. Sidorov, *Assistant at the Department of Electric Power Engineering, Industrial University of Tyumen*

Aleksey L. Portnyagin, *Candidate of Engineering, Director of the Institute of Geology and Oil and Gas Production, Industrial University of Tyumen, e-mail: portnjaginal@tyuiu.ru*

Информация для авторов

Information for authors of the journal

Правила подготовки рукописи

1. К предоставляемой рукописи должны быть приложены следующие документы:

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

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

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

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

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

- Ввод формул и символов, используемых в тексте, необходимо производить только в редакторе формул Math Type/Microsoft Equation.

Гарнитура шрифта формул выбирается с начертанием, максимально близким к Times New Roman. Символы в формулах статьи набирают: обычный — 12 пт; крупный индекс — 8 пт; мелкий индекс —7 пт; крупный символ — 12 пт; мелкий символ — 8 пт.

- Иллюстрации выполняются на компьютере и вставляются в файл статьи после указания на них в тексте. Рисунки должны быть четкими, контрастными, с хорошей проработкой деталей. 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. Если автор направляет более одной статьи для публикации, то каждая статья и информация к ней должны быть представлены по отдельности.

7. Предоставляемая рукопись включает в себя:

- индекс УДК, заглавие статьи (10–12 слов), инициалы и фамилии авторов, наименование учреждения, откуда исходит рукопись;
- ключевые слова (не более 10 слов; отражают специфику темы, объект и результаты исследования) — на русском и английском языках;
- реферат объемом от 120 слов. Включает актуальность темы исследования, постановку проблемы, цели исследования, методы исследования, результаты и ключевые выводы — на русском и английском языках;
- сведения об авторах (полные ФИО, должность, ученая степень, звание, место работы, телефон, e-mail) — на русском и английском языках.

8. **Структура статьи** должна включать следующие рубрики (согласно стандарту IMRAD): введение (Introduction); объект и методы исследования (Methods); экспериментальная часть/постановка эксперимента (Experiment); результаты (Results and Discussion); обсуждение (Discussion); выводы (Conclusion); приложения (Acknowledgement); библиографический список (References). Объем текста статьи (без учета таблиц, графического материала и библиографического списка) — от 5 до 10 страниц.

- **Введение.** Включает актуальность темы исследования, обзор литературы по теме исследования, постановку проблемы исследования, формулирование цели и задач исследования.
- **Объект и методы исследования.** Включает детальное описание методов и схемы экспериментов/наблюдений, позволяющих воспроизвести их результаты, пользуясь только текстом статьи; материалы, приборы, оборудование и другие условия проведения экспериментов/наблюдений.
- **Экспериментальная часть/постановка эксперимента.** Необязательный раздел. Может включать подробную информацию о стадиях реализации эксперимента, включающую графические материалы для наиболее полного раскрытия методики и условий проведения опытов.
- **Результаты.** Результаты рекомендуется представлять преимущественно в виде таблиц, графиков и иных наглядных формах. Этот раздел включает анализ полученных результатов, их интерпретацию, сравнение с результатами других авторов.
- **Обсуждение.** Содержит интерпретацию полученных результатов исследования, включая соответствие полученных результатов гипотезе исследования; ограничения исследования и обобщения его результатов; предложения по практическому применению; предложения по направлению будущих исследований.
- **Выводы.** Подводятся итоги научного исследования. Заключение содержит выводы, кратко формулирующие основные научные результаты статьи. Выводы должны логически соответствовать поставленным в начале статьи задачам, содержать краткие итоги разделов статьи без повторения формулировок, приведенных в них.

- **Приложения.** Необязательный раздел. Может включать информацию о грантовой поддержке, при которой было реализовано исследование, а также содержать благодарности в адрес других ученых и/или предприятий, оказавших содействие в реализации исследования.

Библиографический список. Авторы несут ответственность за достоверность каждой ссылки. Все источники должны быть последовательно пронумерованы. Ссылки на литературу заключаются в квадратные скобки (например, «как описано в [9, 10]»). Библиографический список должен быть представлен на русском (Библиографический список, оформляется согласно ГОСТ Р 7.0.100–2018) и английском (References, оформляется в соответствии с APA 6th Edition) языках. Библиографический список и References необходимо разделить на две независимые части, расположенные друг под другом.

Количество литературных ссылок — от 20 источников и более, не считая ссылок на труднодоступные и нормативные источники, а также интернет-ресурсы.

В числе источников должно быть не менее 5 иностранных. Ссылаться нужно в первую очередь на оригинальные источники из научных журналов, включенных в глобальные индексы цитирования. Состав источников должен быть актуальным. В числе источников не должно быть более 10 наименований, автором либо соавтором которых является автор статьи.

9. Редакция имеет право производить сокращения и редакционные изменения текста рукописей.

10. Исправленные статьи авторам не предоставляются. Рукописи, не удовлетворяющие перечисленным требованиям, к рассмотрению не принимаются и авторам не возвращаются.

11. Редакция направляет копии рецензий в ВАК Министерства науки и высшего образования Российской Федерации при поступлении в редакцию соответствующего запроса.

12. Плата за опубликование рукописей не взимается.

Перепечатка материалов или их фрагментов возможна только с письменного разрешения редакции.
Ссылка на научно-технический журнал «ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ» обязательна!

Manuscripts presentation requirements

1. The manuscript presented to the editorial staff must have:

- a cover letter from the management of organization, from where the manuscript comes; a recommendation from the relevant department of the higher education institution (a certified abstract of minutes of the department meeting);
- an expert judgment about a possibility of publication in the open press (it is issued in the organization, from where the manuscript comes);
- the author's statement about the publication of the work and the transfer of exclusive rights to the editorial office of the journal;
- an accompanying letter from the author to the editor-in-chief of the journal, where it is confirmed that the article has not published anywhere before.

2. In order to ensure the quality of published materials and the observance of copyrights, all manuscripts entering the editorial staff are checked for matching content and only then they are sent for review. Articles containing less than 75 % of the original text are not published in the journal.

3. All manuscripts coming to the editorial staff and corresponding to the subject area go through the reviewing procedure for their evaluation by experts. All reviewers are respected specialists in the subject matter of the materials to be reviewed. The reviews are stored at the editorial staff during 5 years.

4. **Technical requirements**. Authors have to send manuscripts to the editorial staff through the journal's website (tumnig.tyuiu.ru); they can also duplicate documents, which are submitted for publication, through e-mail (shuvaevanv@tyuiu.ru).

- Margins: top — 2,8 cm; bottom — 5,07 cm; left — 4,2 cm; right — 4,2 cm; cover — 0. From the edge to the headline: top — 1,25 cm; bottom — 4,1 cm. 11 pt size (Times New Roman), interline interval — 1, paragraph 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. If the author directs more than one article for publication, each article and information to it should be presented separately.

7. The presented manuscript contains:

- The UDC code, the title of the article (10–12 words), author's name and surname, the name of organization, from where the manuscript comes.
- Key words (no more than 10 words; they reflect the specifics of the topic, the object and the results of the research) — in Russian and English.

- The abstract (no less than 120 words). It includes the relevance of the research topic, the statement of the problem, the research objectives, research methods, results and key findings — in Russian and English.
- Information about the authors (author's name and surname; the position and academic title of the author; the name of organization, where he works; phone; e-mail) — in Russian and English.

8. **The article's structure** should contain the following headings (according to the IMRAD standard): Introduction; Methods; Experiment; Results and Discussion; Discussion; Conclusion; Acknowledgment; References. The volume of the article (excluding tables, graphics, and references) is 5–10 pages.

- **Introduction**. It contains the relevance of the research topic, a review of the literature

on the topic, the formulation of the problem, the goal and objectives.

- **Methods**. It contains a detailed description of methods and schemes of experiments/observations that allow reproducing their results, using only the text of the article; materials, instruments, equipment and other conditions for conducting experiments/observations.
- **Experiment**. An optional section. It can include detailed information on the stages of the experiment, including graphic materials for the most complete disclosure of the methodology and conditions for conducting the experiments.
- **Results and Discussion**. The results should preferably be presented in the form of tables, graphs and other visual forms. This section includes analysis of the results obtained, their interpretation and comparison with the results of other authors.
- **Discussion**. It contains interpretation of the obtained research results, including the correspondence of the results to the hypothesis of the study; the limitations of research and the generalization of its results; proposals for practical application; proposals for the direction of future researches.
- **Conclusion**. It contains conclusions summarizing the main scientific results of the article. Conclusions should logically correspond to the tasks set at the beginning of the article, contain brief summaries of the sections of the article without repeating the formulations given in them.
- **Acknowledgment**. An optional section. It can include information about grant support, in which the research was carried out, and also contain gratitude to other scientists and/or enterprises that assisted in the implementation of the study.
- **References**. The authors are responsible for the reliability of each link. All sources must be sequentially numbered. References are presented in the text in square brackets (for example "as mentioned in [9, 10]"). References should be presented in Russian (they must be arranged in accordance with Russian National Standard R 7.0.100–2018) and English (they must be arranged in accordance with APA 6th Edition). Both versions of references should be divided into two independent parts, which are located under each other.

The number of references is from 20 sources or more, not counting references to hard-to-reach and normative sources, as well as Internet resources.

Among the references must be at least 5 foreign. It would be desirable to refer to papers published in indexed journals with impact factor.

References must be relevant. Among the sources there should not be more than 10 titles, published by the author or co-author.

9. The editorial staff has a right to make reductions and editorial changes of the manuscript's text.

10. The article proofreading for nonresident authors is not provided. The manuscripts which do not meet the above listed requirements are not accepted to consideration and are sent back to the authors.

11. The editorial staff submits the copies of the reviews to the Higher Certifying Commission of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation on receipt of the corresponding inquiry.

12. The payment for publication of manuscripts is not collected.

Reprinting or fragments thereof may be only with the written permission of the publisher.
Reference to the scientific and technical journal "OIL AND GAS STUDIES" is obligatory!