

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 (138)
Ноябрь — декабрь 2019

6 (138)
November — December 2019

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

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

Учредители журнала

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

Редакция

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

The Journal Founders

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

Editorial office

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

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

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

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

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

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

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

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Емеев Александр Александрович, д. социол. н., профессор, ректор, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

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

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

Земцов 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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Редактор — **А. С. Коленикова**

Редактор, дизайнер — **Н. В. Шуваева**

Тираж 500 экз. Заказ № 1806. Подписано в печать 16.01.20. Формат 70х108/16. Уч.-изд. л. 13,09. Усл. печ. л. 17,60

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 staff, post-graduate students, university students, researchers and design institutes, engineering and technical staff of oil and gas associations and enterprises.

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

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

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

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

Igor Yu. Bykov, Doctor of Engineering, Professor, Ukhta State Technical University, Ukhta

Albert I. Vladimirov, Candidate of Engineering, Professor, President, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow

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

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

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

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

Alexander A. Emekeev, Doctor of Sociology, Professor, Rector, Almeteyevsk State Oil Institute, Almeteyevsk

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

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

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

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

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

Arkadiy R. Kurchikov, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Director, West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen

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

Victor G. Martynov, Doctor of Economics, Professor, Rector, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow

Alexey A. Nezhdanov, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Deputy Head of the Engineering Center, Gazprom Geologorazvedka LLC, Tyumen

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

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

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

Mikhail A. Silin, Doctor of Chemistry, Professor, Prorector for Innovation and Commercialization of Developments, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow

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

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

Alexey E. Cherepovitsyn, Doctor of Economics, Professor, Head of the Department of Organization and Management, Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Editor — **Anastasia S. Kolennikova**

Editor, designer — **Natalya V. Shuvaeva**

Web-site — **<http://tumnig.tyuiu.ru>**

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

Free price.

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Бембель Р. М., Бембель М. Р., Забоева М. И., Левитина Е. Е., Сухов Л. А. Возобновляемые месторождения углеводородов, формируемые эфир-геосолитонным механизмом растущей Земли	10
Бешенцев В. А., Сальникова Ю. И., Абдрашитова Р. Н., Воробьева С. В. Гидрогеохимические условия нефтегазовых областей Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона (часть 2)	19
Васильев Ю. В., Мисюрёв Д. А., Иноземцев Д. П., Бежан П. И. Анализ результатов геодинамического мониторинга на Когалымском месторождении ООО «ЛУКОЙЛ-АИК»	31
Дмитриев А. Н. Карта постоянного естественного электрического поля России	42
Нурмамедли Ф. А. Существующие методы создания, эксплуатации подземных хранилищ газа и повышения компонентоотдачи пластов	51
Смоляков Г. А., Гришкевич В. Ф., Москаленко Н. Ю., Гильманова Н. В. Типизация разреза баженовской свиты посредством комплексирования геолого-геохимических и геофизических данных	56
Строянецкая Г. Е. Анализ эффективности моделей переходных зон для определения коэффициентов нефтенасыщенности и положения контакта углеводородов с водой	67
Сысоев Б. К., Ягафаров А. К., Арсан Ш. А., Худяков Д. С. Определение удельного электрического сопротивления пород методом сканирования при поисках и разведке месторождений углеводородов	77

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Агейкина О. В., Воронцов В. В., Суфьянов Р. Р. Кинетика фильтрационной консолидации водонасыщенных глинистых грунтов	86
Дерюгина О. П., Скворцова Е. Н. Выбор деэмульгаторов для транспорта и подготовки нефти Кондинского месторождения	96

Квасов И. Н., Шендалева Е. В., Штенгауэр О. В., Земенкова М. Ю. Прогнозирование экологических рисков при техногенных авариях на магистральных и технологических нефтепроводах	103
Кутуев К. К., Чекардовский С. М. Обоснование энергоэффективности использования тригенерационной системы для компрессорной станции	118
Пирогов С. П., Черенцов Д. А. Моделирование напряженно-деформированного состояния лапы рыхлителя с гибкой стойкой	125
Толмачев А. А., Иванов В. А. Перспективы использования стеклопластиковых и полимерно-металлических труб в нефтегазовой отрасли	132
Якупов А. У., Черенцов Д. А., Воронин К. С., Земенков Ю. Д. Влияние особенностей конструкций термостабилизаторов на время остывания нефти в остановленном нефтепроводе	140

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Дерюгина О. П., Скворцова Е. Н., Гуров Ю. П. Исследование и разработка оптимальных технологических решений по переработке газового конденсата Пякихинского месторождения Большехетской впадины	149
Краснов И. И., Томская В. Ф., Инякина Е. И., Томский К. О., Иванова М. С., Катанова Р. К. Ограничение газопритоков в условиях разработки ботубинского горизонта	159

ХИМИЯ И ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Александрова И. В., Тушакова З. Р., Бубен Е. О. Исследование молекулярно-ситовых свойств синтетического цеолита типа СаА	167
--	-----

МАШИНЫ, ОБОРУДОВАНИЕ И ОБУСТРОЙСТВО ПРОМЫСЛОВ

Власова Е. П., Боталов А. Н. Разработка модели автоматического регулирования компенсации реактивной мощности для нефтегазовой отрасли	176
---	-----

МАТЕРИАЛЫ И КОНСТРУКЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

- Жилин А. С., Ребрин О. И., Ковенский И. М., Быков В. А., Ялунина В. Р.
**Особенности процессов формирования структуры и теплофизических
свойств Al-Si сплавов с дополнительным легированием железом** 184

НЕФТЯНАЯ И ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

- Цидаев Б. С., Голик В. И., Майер А. В.
К истории добычи нефти на Кавказе 190

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

- Правила подготовки рукописи (на русском языке)** 198
- Правила подготовки рукописи (на английском языке)** 200

CONTENTS

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Bembel R. M., Bembel M. R., Zaboeva M. I., Levitina E. E., Sukhov L. A. Renewable hydrocarbon deposits formed by the ether-geosoliton mechanism of growing Earth	10
Beshentsev V. A., Salnikova Yu. I., Abdrashitova R. N., Vorobjeva S. V. Hydrogeochemical conditions of oil and gas areas in Yamalo-Nenets oil and gas producing region (Part 2)	19
Vasilev Yu. V., Misyurev D. A., Inozemtsev D. P., Bezhan P. I. Analysis of the results of geodynamic monitoring at the Kogalym oil field of LUKOIL-AIK LLC	31
Dmitriev A. N. The map of permanent natural electric field of Russia	42
Nurmammadli F. A. Existing methods of creating, operating underground gas storages and enhancing component recovery of layers	51
Smolyakov G. A., Grishkevich V. F., Moskalenko N. Yu., Gilmanova N. V. Typification of the section of Bazhenov formation through the integration of geological, geochemical and geophysical data	56
Stroyanetskaya G. E. Analysis of the efficiency of models of transition zones to determine oil-saturation factors and position of contact of hydrocarbons with water	67
Sysoev B. K., Yagafarov A. K., Arsan Sh. A., Khudyakov D. S. Determination of the electrical resistivity of rocks by scanning method while searching and exploring hydrocarbon deposits	77

DESIGNING, CONSTRUCTION AND OPERATION OF PIPELINE TRANSPORT SYSTEM

Ageikina O. V., Vorontsov V. V., Sufyanov R. R. Kinetics of filtration consolidation of water-saturated clay soils	86
Deryugina O. P., Skvortsova E. N. Selection of demulsifiers for transportation and oil preparation at Kondinskoye oil field	96

Kvasov I. N., Shendaleva E. V., Shtengauer O. V., Zemenkova M. Yu. Prognosis evaluation of environmental risks in case of accident on main and technological oil pipelines	103
Kutuev K. K., Chekardovskiy S. M. Justification of energy efficiency of the use of a trigeneration system for a compressor station	118
Pirogov S. P., Cherentsov D. A. Simulation of the stress-strain state of the Ripper foot with a flexible stand	125
Tolmachev A. A., Ivanov V. A. Prospects of using fiberglass and polymer-metal pipes in the oil and gas industry	132
Yakupov A. U., Cherentsov D. A., Voronin K. S., Zemenkov Yu. D. The effect of structural features of heat stabilizers during the cooling time of oil in a stopped oil pipeline	140

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

Deryugina O. P., Skvortsova E. N., Gurov Yu. P. Research and development of optimal technological solutions for the processing of the Pyakyakhinskoye gas condensate field in the Bolshekhetskaya depression	149
Krasnov I. I., Tomskaya V. F., Inyakina E. I., Tomsky K. O., Ivanova M. S., Katanova R. K. Limitation of gas inflows under the conditions of development of Botuobinsky horizon	159

CHEMISTRY AND CHEMICAL TECHNOLOGIES

Alexandrova I. V., Tushakova Z. R., Buben E. O. Studying shape selective properties of synthetic CaA-type zeolite	167
---	-----

MACHINERY, EQUIPMENT AND FIELD CONSTRUCTION

Vlasova E. P., Botalov A. N. Development of a model of automatic regulation of reactive power compensation for the oil and gas industry	176
---	-----

MATERIALS AND STRUCTURES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

Zhilin A. S., Rebrin O. I., Kovenskiy I. M., Bykov V. A., Yalunina V. R. Structure formation processes and thermal conductivity features of light Al-Si alloys with additional alloying by iron	184
---	------------

OIL AND GAS INDUSTRY

Tsidaev B. S., Golik V. I., Mayer A. V. To the history of crude oil production in the Caucasus	190
--	------------

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian)	198
Manuscripts presentation requirements (In English)	200

25.00.12 Геология, поиски и разведка нефтяных
и газовых месторождений (технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-6-10-18

УДК 553.9

**Возобновляемые месторождения углеводородов, формируемые
эфир-геосолитонным механизмом растущей Земли**

**Р. М. Бембель¹, М. Р. Бембель², М. И. Забоева^{1*}, Е. Е. Левитина¹,
Л. А. Сухов¹**

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²ООО «ТННЦ» Роснефть», г. Тюмень, Россия

*e-mail: zaboevami@tyuiu.ru

Аннотация. Неорганическая концепция образования месторождений нефти и газа, основанная на термоядерном синтезе гелия и углерода, многократно повышает перспективы нефтегазовой разведки и разработки. Ядерный синтез водорода, гелия и углерода, главных химических элементов, формирующих углеводороды, не только происходит в ядре и мантии Земли, но и энергетически обеспечивает геосолитонную глубинную миграцию газов в месторождения внутри земной коры.

Ключевые слова: термоядерный синтез; геосолитонная дегазация; залежи углеводородов

**Renewable hydrocarbon deposits formed by the ether-geosoliton
mechanism of growing Earth**

**Robert M. Bembel¹, Michail R. Bembel², Marina I. Zaboeva^{1*},
Ekaterina E. Levitina¹, Leonid A. Sukhov¹**

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Tyumen Oil Research Center LLC Rosneft, Tyumen, Russia

*e-mail: zaboevami@tyuiu.ru

Abstract. The inorganic concept of the formation of oil and gas deposits, based on the thermonuclear synthesis of helium and carbon, greatly increases the prospects for oil and gas exploration and development. Nuclear synthesis of hydrogen, helium and carbon, the main chemical elements that form hydrocarbons, not only

occurs in the core and mantle of the Earth, but also energetically provides geosoliton depth migration of gases to deposits within the Earth's crust.

Key words: thermonuclear synthesis; geosoliton degassing; hydrocarbon deposits

Введение

Высокодебитные возобновляемые залежи месторождений углеводородов предположительно имеют глубинное неорганическое происхождение. Неорганическая теория образования месторождений нефти и газа, основанная на физико-химических реакциях термоядерного синтеза химических элементов во внутренних геосферах, значительно расширяет перспективы разведки и разработки этих месторождений.

Объект и методы исследования

В концепции растущей Земли нефть и газ переходят в разряд природных ресурсов, возобновляемых в мантии и земной коре процессами геосолитонной дегазации Земли [1].

Геосолитонная концепция формирования месторождений полезных ископаемых привносит принципиально новое отношение к комплексному освоению минеральных ресурсов Земли [2–5]. Субвертикальные каналы дегазации (геосолитонные трубки) выносят из земного ядра, мантии и земной коры широкий спектр химических элементов и веществ, куда входят водород, гелий, минеральные воды, углеводороды, черные, цветные и драгоценные металлы и минералы, редкоземельные и радиоактивные элементы и вещества и др.

В сводовой части антиклинальных структурных форм, как правило, находится углеводородный газ метан, нагнетаемый импульсно-вихревыми геосолитонами из мантии Земли, где он образуется из глубинного водорода и углерода. Повышенная концентрация глубинных газов (метана, водорода и гелия) многократно зафиксирована в осевых частях геосолитонных трубок (ГТ) в Западной Сибири и почти в 50 раз превышает фоновые концентрации в верхних частях геологического разреза. Геосолитонная тектоника является главной причиной образования локальных куполов и антиклиналей, а глубинные газы создают газовые шапки в соответствующих куполах и антиклиналях. Таким образом, образование локальных антиклиналей и заполнение их глубинными газами происходят почти одновременно. Аномально высокое давление в газовых шапках обеспечивает инфильтрацию метана в проницаемые пористые и трещинно-кавернозные породы и в субгоризонтальные проницаемые пласты, оттесняя пластовую воду в стороны от купола или антиклинали. Постепенная утечка атомов водорода из метановых газовых и нефтяных залежей приводит к образованию сначала более тяжелых фракций нефтей, а затем смол и асфальтов [6–8].

Доказательством преимуществ геосолитонной модели образования антиклинальной залежи, а не пластовой органической модели за счет различия в плотности воды, нефти и газа являются такие аномально высокие пластовые давления (АВПД) в антиклиналях, которые в несколько раз могут превышать пластовые давления в залежах. Повышенные АВПД в антиклинальных сводах структур возникают за счет энергии глубинной дегазации, которая не только приводит к тектоническим нагнетательным процессам образования антиклиналей, но и к закачке глубинных газов в проницаемые пласты. Чем больше АВПД, тем дальше от свода отодвигаются зоны контакта залежей углеводородов с пластовыми водами. При наличии нескольких геосолитонных трубок на площади месторождения с разными АВПД в каждой уровни газонефтяных и

водонефтяных контактов (ГНК и ВНК) будут существенно изменяться по площади для залежей в одном и том же пласте в зависимости от величины АВПД в каждом антиклинальном своде. Именно такое положение контактов имеет место на большинстве нефтегазовых месторождений Западной Сибири. Изменения линий и уровней ГНК и ВНК, связанные с вариациями АВПД, необходимо учитывать при подсчете запасов и проектировании систем разработки месторождений углеводородов (УВ) [9–11].

Закономерно, что в истории нефтяной геологии в первую очередь была отмечена связь повышенных нефтепроявлений с антиклинальными структурами. Очевидно, что образование углеводородов и их месторождений следует связывать тоже с теми геологическими процессами, которые формируют эти антиклинали. Но этого, к сожалению, не произошло. И только в 1990-х гг. впервые была предложена геосолитонная теория образования нефти и газа, основанная на тесной связи тектоники, геохимии и геофизики через механизм геосолитонной дегазации.

Результаты исследований высокодебитных и восстанавливаемых очагов углеводородов

Вся история развития нефтяной и газовой геологии подтвердила и укрепила антиклинальную концепцию месторождений углеводородов. Исключения из этого правила только усилили геосолитонную концепцию, расширив ее возможности для случаев неантиклинальных залежей.

Закономерное размещение газа, нефти и пластовой воды в антиклинальных ловушках в эфир-геосолитонной концепции (ЭГК) находит существенно иное физико-химическое объяснение, чем в гравитационной модели процессов.

При умеренных диапировых формах геосолитонного происхождения на периферии главных антиклинальных структур, где не происходит разрушения покровышки, образуются собственные малоразмерные залежи в отдаленных крыльях складки. Антиклинальную теорию следует теперь рассматривать как вариант геосолитонной в том смысле, что:

1. Образование нефтяных залежей и самой нефти в земной коре приурочено к тем или иным тектоническим структурам, сформированным геосолитонным механизмом, имеющим антиклинальный характер и вместе с тем обеспечивающим сохранность покровышек.

2. Распределение воды, нефти и газа в геосолитонной концепции определяется не влиянием силы тяжести вследствие разницы в удельных весах, как считает И. М. Губкин, а направленностью самих процессов заполнения продуктивных пластов со стороны антиклинальных форм глубинным газом, оттесняющим воду и более древние нефтяные флюиды, теряющие со временем атомы водорода, в область крыльев складки [6].

Первую обоснованную гипотезу минерального происхождения нефтяных месторождений, как альтернативную органической гипотезе, разработал Д. И. Менделеев в 1876 году, опираясь на свои наблюдения при обследовании нефтяных месторождений на Кавказе и в американском штате Пенсильвания. Эту гипотезу (скорее, эмпирическое обобщение) Д. И. Менделеев признавал все последующие 30 лет, до конца своей жизни, тщательно проверяя ее новыми результатами исследований в области химии и геологии. Чрезвычайно ценным качеством этого эмпирического обобщения является единство важнейших естественных наук — химии, биологии, физики и геологии.

Эмпирическое обобщение Д. И. Менделеева более ста лет тому назад еще не имело того количества фактов, которыми сегодня располагают геологи, геофизики и геохимики, подтвердившие справедливость идей Д. И. Менделеева и

полностью дезавуировали несостоятельную гипотезу чисто биогенного происхождения нефти. Эта гипотеза так и не представила самого главного факта — образования нефти и газов в промышленных объемах из биоорганических остатков, лишенных необходимого для этого количества атомов водорода [12–15].

Осуждение физико-химических причин и механизмов образования высокодебитных очагов

Золотые слова сказаны Д. И. Менделеевым: «Первое дело в нефтяном вопросе — дознаться до научных и точных условий места нахождения нефти». В ЭГК нам удалось дознаться до этих условий. Во-первых, этим обязательным научным условием является неперемнная близость месторождений к локальным ГТ, по которым идет транспортировка глубинных газов и УВ из нижних в верхние геосферы. ГТ являются теми субвертикальными трещинами, по которым, как считал Д. И. Менделеев, шли из глубинных недр вверх «парообразные УВ». Наши исследования на Приобском месторождении в Западной Сибири показали, что ГТ имеют, как правило, кольцевую форму в плане и относительно небольшие диаметры. На гистограмме диаметров ГТ по Приобскому месторождению установлено, что абсолютно преобладают трубки, диаметр которых менее 100–200 м [2]. Столь тонкие кольцевые трубки можно «точно», как мечтал Д. И. Менделеев, увидеть только с помощью самых современных высокоразрешающих методов сейсморазведки (ВОС). Такие работы были нами проведены в ХМАО — Югре в 1980–1990 гг. При этом была выявлена еще одна важная закономерность: местоположение ГТ очагов максимальных дебитов нефти в залежах над ними чаще всего точно совпадает с местоположением локальных антиклиналей на структурных картах. Все эти отмеченные закономерности позволяют сегодня предложить геосолитонную технологию картирования месторождений и отдельных залежей нефти и газа. Эта технология состоит из работ ВОС, геологической интерпретации и ее результатов в представлении ЭГК и последующем бурении разведочных и добывающих скважин в точках, контролируемых ГТ [15–17].

Газовый раствор, содержащий метан, водород, гелий и легкие УВ, под давлением в тысячи атмосфер, в импульсном режиме продвигается снизу вверх по ГТ, встречая на своем пути различные по физическим свойствам горные породы. Если этими породами являются проницаемые песчаные пласты, то газовые потоки закачиваются под давлением в эти пласты, оттесняя пластовые воды от канала дегазации (ГТ) на периферию. Если над песчаным пластом оказывается крепкая крышка, например в виде глинистого пласта, то большая энергия давления в ГТ не только закачивает газ в проницаемый пласт-коллектор, но и поднимает вверх горные породы над этим пластом, образуя антиклинальные формы. До сих пор во всех нефтегазоносных провинциях мира широко используется этот антиклинальный признак как при разведке, так и при разработке месторождений нефти и газа [6].

Д. И. Менделеев формулирует утверждение (аналогичное тому, что предлагает ЭГК), что главным механизмом формирования месторождений в ловушках является давление газов от глубинных источников. Во многих случаях это давление оказывается настолько высоким, что полностью или частично разрушает крышки над залежью. При частичном разрушении через крышку проникают вверх и уходят из залежей только легкие газы и УВ, а в залежи остаются жидкая нефть или смолистые асфальты. При полном разрушении крышки газами из залежи уходят почти все УВ, а проницаемый пласт становится обводненным.

В гранитах, базальтах, мраморах и глинах химические агрессивные газовые потоки, проникающие по ГТ вверх, могут создавать вторичные коллектора трещинно-кавернозного типа [10, 18]. В этих коллекторах могут тоже образовываться залежи нефти и газа. Примером этому служат богатое месторождение Белый тигр во Вьетнаме, нефтяные месторождения в баженовской свите в Западной Сибири и т. п.

Основные потоки флюидов, формирующих нефтяные и газовые месторождения, по П. Н. Кропоткину, «концентрируются в “трубах дегазации”, представляющих в пространстве ограниченные субвертикальные зоны в осадочных бассейнах, расположенные на глубинных разломах, по которым шла тяга углеводородов снизу вверх» [5].

«Трубы дегазации» в пространстве очерчиваются концентрацией многоэтажных месторождений нефти и газа, зонами повышенной проницаемости, следами флюидных потоков, геохимическими и температурными аномалиями, столбами геофизических неоднородностей разреза, волноводов, зон с повышенной геодинамической активностью земной коры [1, 2].

Размеры и распределение ГТ (геосолитонных трубок в ЭГК) или «труб дегазации» были нами специально исследованы по результатам высокоразрешающей объемной сейсморазведки на Приобском месторождении в 1986 году [2]. Этот результат в 1987 году был рассмотрен академиком П. Н. Кропоткиным, выразившим удовлетворение столь высокоточной расшифровкой внутренней структуры «труб дегазации».

Определим различие понятий «труба дегазации» по П. Н. Кропоткину и «геосолитонная трубка» (ГТ) дегазации.

ГТ — это трубчатые вихревые разломы, образованные многократными ударными геосолитонными воздействиями снизу вверх за длительное геологическое время. Малоразмерные в плане ГТ могут иметь площадь горизонтального сечения менее $0,01 \text{ км}^2$.

«Труба дегазации» по П. Н. Кропоткину — это более обширная зона, площадью до $1\,000 \text{ км}^2$. Внутри одной «трубы дегазации» (ТД) могут разместиться, не контактируя друг с другом, до 100 000 ГТ. ТД соответствует крупному месторождению, внутренняя структура которого может иметь сотни и тысячи ГТ. Для успешной добычи нефти в пределах такого месторождения необходима предварительная постановка ВОС, по результатам которой будет точно определено местоположение каждой ГТ. Добывающая система скважин должна располагаться с учетом детальной карты ГТ внутри месторождения. Очень часто за пределами месторождения располагается более разряженная система ГТ, в которых можно успешно разместить дополнительные добывающие высокодебитные скважины. Аномальность всех геохимических и геофизических параметров существенно выше над отдельными ГТ, чем над ТД [2, 19].

Отмечена повышенная геодинамическая активность в ГТ. На примере исследований зоны Спитакского землетрясения 7 декабря 1988 года нам удалось сделать следующее заключение: эта зона имеет площадь более $1\,000 \text{ км}^2$ (соответствует ТД), но сами акты землетрясений выразились в форме роя землетрясений в локальных ГТ, число которых превышает многие сотни, а может, и тысячи. Степень разрушений в каждой ГТ была своя. Этим и объясняется неравномерность степени разрушений на близких расстояниях внутри ТД.

При каждом таком взрывном прорыве потока глубинных газов и возникают землетрясения различной магнитуды — в зависимости от силы взрыва. В каждой ГТ внутри ТД сила взрыва и время прорыва газов различные, но все эти локальные прорывы газов порождают рой землетрясений, обладающих иногда от-

ромной разрушительной силой. В ЭГК находит объяснение удивительная устойчивость возникающих сейсмических волн, которая определяется солитонными свойствами локального вихря, образующегося при взрыве. Эти локальные вихри в Земле, обладающие солитонными характеристиками, мы и назвали геосолитонами. Главная особенность всех солитонов в том, что их мощная вихревая структура позволяет им при распространении в любых средах черпать энергию из кинетической энергии мирового эфира. Такова, вероятно, природа солитонов — фотонов света, распространяющихся в открытом космосе на огромные расстояния, не затухая при этом. С этим же солитонным характером связаны необъяснимые катастрофические крупные волны, порождаемые мощным воздействием на всю толщу воды в океане, называемые цунами. Все эти феномены находят научное объяснение в ЭГК и не находят его в официальной физике, где отвергается сам факт существования эфира и его кинетической энергии.

Падение величины силы тяжести над ГТ, обусловленное геосолитонной дегазацией и разуплотнением пород, является хорошим индикатором для поиска новых нефтегазоносных районов (НГР) и месторождений. Например, в Среднем Приобье, в Сургутском НГР и Нижневартовском НГР четко выделяются достаточно крупные отрицательные гравитационные аномалии почти над всеми локальными месторождениями нефти.

Геосолитонно-ударные воздействия, создающие трещинно-кавернозные коллектора, исполняют роль природного гидроразрыва пласта (ГРП). Этим объясняются, в частности, высокие коллекторские свойства в породах, первоначально являвшихся неколлекторами. Зона дробления внутри ГТ может прерываться локальными покрышками. Дело в том, что разные горные породы обладают различными коэффициентами динамической вязкости, определяющими их свойства дилатансионного разуплотнения. Поэтому ударные волны-геосолитоны в одних, более хрупких, породах увеличивают трещиноватость и объем породы, а в других, пластичных, могут даже не оставлять следа (при малых энергиях солитонов) — последние остаются покрышками. Поэтому ГТ часто представляют роль «шампура», на который нанизано несколько ловушек-коллекторов, разделенных прокладками в виде непроницаемых покрышек — так называемые месторождения «шашлычного типа». Например, известное крупное нефтяное месторождение Боливар в Венесуэле представляет именно такой «шашлычный тип», так как является системой из 300 высокопродуктивных залежей, расположенных одна над другой, то есть «нанизанных» на одну общую систему ГТ.

Геосолитонная дегазация Земли продолжается и в наше время, но с разной степенью интенсивности на различных территориях. Поэтому и продолжается не только формирование новых месторождений нефти и газа, но, что наиболее важно, подпитка и разрушение старых разрабатываемых месторождений.

ЭГК дает оптимистический прогноз для дальнейшего увеличения добычи нефти и газа на Земле. При этом еще и дает практические рекомендации по организации поиска, разведки и эксплуатации. В частности, рекомендуется в первую очередь вести разработку на тех месторождениях, которые в ближайшем будущем могут быть разрушены природными процессами.

Схема миграции по ГТ — это не гидротермальный, а, скорее, газотермальный процесс, в котором вода участвует в виде пара, хотя может быть как в жидком, так и в твердом состоянии. На больших глубинах миграция по ГТ имеет газообразную форму, вблизи дневной поверхности появляются твердые газогидраты и мерзлота, а на промежуточных глубинах, в первых километрах глубины появляются жидкие растворы, называемые гидротермами. Холодная дега-

зация образует газогидратно-мерзлотные пробки в верхних частях ГТ. Толщина этих пробок может достигать многих сотен метров. Например, такая пробка на Уренгойском месторождении была обнаружена в 1967 году и достигала 320 метров. На большинстве газовых и газоконденсатных месторождений в полярных широтах почти всегда имеются подобные пробки. Очевидно, что газогидратные пробки существуют и над месторождениями УВ на океаническом дне Северного Ледовитого океана. Имеются факты взрывного выброса газогидратных пробок вверх, что фиксируется иногда сейсмическими станциями как землетрясение с низкой балльностью (менее 3 баллов по шкале Рихтера) и глубиной их эпицентра 0 метров. В частности, сотни таких землетрясений зафиксированы американскими станциями на Аляске. Можно предположить, что феномен «Земля Санникова», описанный В. А. Обручевым, является тоже следствием выброса газогидратных пробок из месторождений УВ на дне Северного Ледовитого океана. Следует заметить, что, как правило, вокруг плавающих пробок встречаются широкие полыньи, что указывает на мощный горячий выброс газов с высокой температурой и давлением до 1 000 и более атмосфер. Только при очень высоком давлении происходит инверсия термодинамических свойств газа в ГТ, которая приводит к резкому повышению температуры газа, который расплавил льды в том месте, где произошел выброс газогидратной пробки.

Сторонники органической гипотезы, привлекающие эндогенный фактор для объяснения миграции и самого нефтегазообразования, делают это неуклюже, предлагая неправдоподобные варианты флюидодинамических моделей. Внешние тепловые потоки, от прогрева которых якобы «зависит реализация нефтегазоматеринского материала», полностью определяются геосолитонной дегазацией, которая осуществляется в основном по ГТ. Поэтому действительный прогрев или промерзание осадочных пород происходит лишь по чрезвычайно узким каналам, никак не влияющим на основную массу осадочных пород. Эти внешние тепловые потоки образуются не за счет дефлюидизации мантийных диапиров, а по законам термодинамики и диффузии глубинных газов, в основном водорода, гелия и метана, дегазирующих в импульсно-вихревом режиме из нижней мантии, где они находятся под давлением в миллионы атмосфер, в сторону верхней части земной коры с низким давлением в единицы и десятки атмосфер.

Выводы

Термоядерный генезис химических элементов, формирующих месторождения углеводородов, порождает гигантские восстанавливаемые залежи газа, конденсата и нефти в арктических и приполярных районах, где газогидратные пробки обеспечивают сохранность залежей от выхода в атмосферу.

Библиографический список

1. Бембель Р. М. Высокоразрешающая объемная сейсморазведка сложнопостроенных ловушек углеводородов: дис. ... д-ра г.-м. наук. – Тюмень, 1992. – 297 с.
2. Бембель Р. М., Мегеря В. М., Бембель С. Р. Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов: моногр. – Тюмень: Вектор Бук, 2003. – 344 с.
3. Бембель Р. М., Мегеря В. М., Бембель М. Р. Геосолитонная модель формирования залежей углеводородов на севере Западной Сибири // Геофизика. – 2010. – № 6. – С. 9–17.
4. Бембель Р. М. Эфир-геосолитонная концепция растущей Земли: моногр. – Тюмень: ТИУ, 2016. – 403 с.

5. Ways to increase the geological efficiency of hydrocarbon field development in Western Siberia / R. M. Bembel [et al.] // *International Journal of Mechanical Engineering and Technology*. – 2018. – Vol. 9, Issue 9. – P. 131–136.
6. Бембель Р. М., Сухов В. А., Щетинин И. А. Пути повышения геологической эффективности освоения месторождений углеводородов в Западной Сибири // *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. – 2017. – № 6. – С. 6–10. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-6-6-10
7. Бембель Р. М., Сухов Л. А., Щетинин И. А. Взаимодействие гравитации и антигравитации при формировании месторождений нефти и газа // *Современные технологии нефтегазовой геофизики: материалы докладов междунар. науч.-практ. конф. (Тюмень, 18–19 мая 2017 г.)* / Отв. ред. С. К. Туренко. – Тюмень: ТИУ, 2017. – С. 25–30.
8. Sukhov L. A. The development of non-traditional and hard-recoverable reserves // *Новые технологии — нефтегазовому региону: материалы междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых (Тюмень, 24–28 апреля 2017 г.)*. – Тюмень: ТИУ, 2017. – С. 388–389.
9. Зависимость физических параметров вязкопластичной нефти от термобарических условий и координат / В. А. Коротенко [и др.] // *Современные проблемы науки и образования*. – 2015. – № 1–1. – С. 438.
10. Кропоткин П. Н. Гипотеза Д. И. Менделеева о неорганическом происхождении нефти и ее развитие современной наукой // *Журнал Всесоюзного химического общества им. Д. И. Менделеева*. – 1986. – Т. XXI, № 5. – С. 482–486.
11. Мегеря В. М. Поиск и разведка залежей углеводородов, контролируемых геосолитонной дегазацией Земли: моногр. – М.: Локус Станди, 2009. – 256 с.
12. Яницкий И. Н. Гелиевая съемка. – М.: Недра, 1979. – 96 с.
13. Яницкий И. Н. Живая Земля. Новое в науках о Земле. – М.: АГАР, 1998. – 80 с.
14. Менделеев Д. И. Основы химии. – 13-е изд. – М. – Л.: ГХИ, 1947. – Т. 1. – 624 с.
15. Менделеев Д. И. Нефть. Собрание сочинений. Т. 10. – М. – Л.: Изд-во АН СССР, 1949. – 830 с.
16. Огнев И. А. Земля и Вселенная. Законы гармонии. – Шадринск: Шадринский дом печати, 2012. – 332 с.
17. Штенгелов Е. С. Признаки современного глобального расширения земной коры // *Проблемы расширения и пульсаций Земли*. – М.: Наука, 1984. – С. 129–154.
18. Вернадский В. И. Химическое строение биосферы Земли и ее окружения. – М.: Наука, 1987. – 340 с.
19. Левитина Е. Е., Якименко И. А. Обоснование эксплуатационных объектов на многопластовых нефтегазоконденсатных месторождениях // *Академический журнал Западной Сибири*. – 2015. – Т. 11, № 4 (59). – С. 28–30.

References

1. Bembel, R. M. (1992). *Vysokorazreshayushchaya ob"emnaya seysmorazvedka slozhno-postroyennykh loyushek uglevodorodov*. Diss. dokt. geol.-min. nauk. Tyumen, 297 p. (In Russian).
2. Bembel, R. M., Megerya, V. M., & Bembel, S. R. (2003). *Geosolitony: funktsional'naya sistema Zemli, kontseptsiya razvedki i razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov*. Tyumen, Vektor Buk Publ., 344 p. (In Russian).
3. Bembel, R. M., Bembel, M. R., & Megerya, V. M. (2010). Geo-soliton model of hydrocarbon deposits generation in the North of Western Siberia. *Russian Geophysics*, (6), pp. 9-17. (In Russian).
4. Bembel, R. M. (2016). *Efir-geosolitonnaya kontseptsiya rastushchey Zemli*. Tyumen, TIU Publ., 403 p. (In Russian).
5. Bembel, R. M., Sukhov, L. A., Khafizov, F. Z., Kornev, V. A. & Shchetinin, I. A. (2018). Ways to increase the geological efficiency of hydrocarbon field development in Western Siberia. *International Journal of Mechanical Engineering and Technology*, 9(9), pp. 131-136. (In English).
6. Bembel, R. M., Sukhov, V. A., & Shchetinin, I. A. (2017). Ways of increasing geological efficiency of hydrocarbon fields development in Western Siberia. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 6-10. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2017-6-6-10
7. Bembel, R. M., Sukhov, L. A. & Shchetinin, I. A. (2017). *Vzaimodeystvie gravitatsii i antigravitatsii pri formirovaniy mestorozhdeniy nefli i gaza*. *Sovremennye tekhnologii neftegazovoy geofiziki: materialy dokladov mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* (Tyumen, May 18-19, 2017). Tyumen, TIU Publ., pp. 25-30. (In Russian).

8. Sukhov, L. A. (2017). The development of non-traditional and hard-recoverable reserves. *Novye tekhnologii - neftegazovomu regionu: materialy mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh* (Tyumen, 24-28, April, 2017). Tyumen, TIU Publ., pp. 388-389. (In English).
9. Korotenko, V. A., Kushakova, N. P., Zaboeva, M. I. & Aleksandrov M. A. (2015). The dependence of the physical parameters of the viscous oil from the thermobaric conditions and coordinate. *Modern problems of science and education*, (1-1), p. 438. (In Russian).
10. Kropotkin, P. N. (1986). Gipoteza D. I. Mendeleeva o neorganicheskom proiskhozhdenii nefli i ee razvitie sovremennoy naukoy. *Zhurnal Vsesoyuznogo khimicheskogo obshchestva imeni D. I. Mendeleeva*, 31(5), pp. 482-486. (In Russian).
11. Megerya, V. M. (2009). Poisk i razvedka zalezhey uglevodorodov, kontroliruemyykh geosolitonnoy degazatsiey Zemli. Moscow, Lokus Standi Publ., 256 p. (In Russian).
12. Yanitskiy, I. N. (1979). Gelievaya s'emka. Moscow, Nedra Publ., 96 p. (In Russian).
13. Yanitskiy, I. N. (1987). Zhivaya Zemlya. Novoe v naukakh o Zemle. Moscow, AGAR Publ., 80 p. (In Russian).
14. Mendeleev, D. I. (1947). *Osnovy khimii*. 13th edition. Tom 1. Moscow - Leningrad, GKH Publ., 624 p. (In Russian).
15. Mendeleev, D. I. (1949). *Neft': Sobranie sochineniy*. Tom 10. Moscow - Leningrad, AN SSSR Publ., 830 p. (In Russian).
16. Ognev, I. A. (2012). Zemlya i Vselennaya. Zakony garmonii. Shadrinsk, Shadrinskiy dom pechati Publ., 332 p. (In Russian).
17. Shtengelov, E. S. (1984). Priznaki sovremennoy global'nogo rasshireniya zemnoy kory. *Problemy rasshireniya i pul'satsiy Zemli*. Moscow, Nauka Publ., pp. 129-154. (In Russian).
18. Vernadskiy, V. I. (1987). *Khimicheskoe stroenie biosfery Zemli i ee okruzheniya*. Moscow, Nauka Publ., 340 p.
19. Levitina, E. E., & Yakimenko, I. A. (2015). Obosnovanie ekspluatatsionnykh ob'ektov na mnogoplastovykh neftegazokondensatnykh mestorozhdeniyakh. *Academic Journal of West Siberia*, 11(4(59)), pp. 28-30. (In Russian).

Сведения об авторах

Бембель Роберт Михайлович, д. г.-м. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Бембель Михаил Робертович, главный специалист департамента «Самотлорнефтегаз» ООО «ТННЦ» Роснефть, г. Тюмень

Забоева Марина Ивановна, к. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: zaboevami@tyuiu.ru

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

Сухов Леонид Андреевич, аспирант кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Robert M. Bembel, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Industrial University of Tyumen

Michail R. Bembel, Chief Specialist of the Department "Samotlorneftegaz" of Tyumen Oil Research Center LLC Rosneft, Tyumen

Marina I. Zaboeva, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: zaboevami@tyuiu.ru

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

Leonid A. Sukhov, Postgraduate at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen

УДК 556.3.01

**Гидрогеохимические условия нефтегазовых областей
Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона (часть 2)**

В. А. Бешенцев¹, Ю. И. Сальникова^{1,2*}, Р. Н. Абдрашитова¹, С. В. Воробьева¹

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа Тюменского индустриального университета, г. Тюмень, Россия

*e-mail: salnikova.julja@rambler.ru

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

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

**Hydrogeochemical conditions of oil and gas areas
in Yamalo-Nenets oil and gas producing region (Part 2)**

**Vladimir A. Beshentsev¹, Yulia I. Salnikova^{1,2*}, Rimma N. Abdrashitova¹,
Seema V. Vorobjeva¹**

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²West Siberian Institute of Oil and Gas Geology of Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: salnikova.julja@rambler.ru

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

tion of sodium bicarbonate-type water increases. Further directions of groundwater research in the region are noted.

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

Введение

Данная статья является окончанием опубликованной в предыдущем номере части 1 [1], где рассмотрены результаты гидрогеохимических исследований подземных вод Западно-Сибирского мегабассейна по Васюганской, Гыданской и Надым-Пурской нефтегазоносным областям (НГО) Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона. Ниже продолжено описание результатов по Пур-Тазовской, Среднеобской, Фроловской и Ямальской НГО, выполнено обсуждение полученных данных, сделаны основные выводы в целом по обеим частям статьи.

Результаты

1. Пур-Тазовская НГО

В состав Пур-Тазовской НГО входят Тазовский, Толькинский и Сидоровский нефтегазоносные районы, в которых расположено значительное количество (более тридцати) месторождений углеводородов. Территориально область приурочена к юго-восточной части Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона.

Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс

Согласно классификации В. А. Сулина тип пластовых вод комплекса преимущественно хлоридно-кальциевый, реже хлоридно-магниевый. Среднее значение минерализации — 11,67 г/дм³.

В пластовых водах рассматриваемой территории содержание основных солеобразующих компонентов соответствует следующим средним значениям: $\text{Na}^+ + \text{K}^+ — 4\,190,25$ мг/дм³, $\text{Ca}^{2+} — 201,0$ мг/дм³, $\text{Mg}^{2+} — 43,5$ мг/дм³, $\text{Cl}^- — 5\,993,0$ мг/дм³, $\text{HCO}_3^- — 274,75$ мг/дм³, $\text{SO}_4^{2-} — 13,5$ мг/дм³, $\text{CO}_3^{2-} — 54$ мг/дм³. В микрокомпонентный состав вод входят бор (0,43–56,43 мг/дм³), бром (1,29–70,22 мг/дм³), йод (1,72–17,44 мг/дм³), фтор (0–2,6 мг/дм³), кремний (4–22 мг/дм³). Нафтеновые кислоты содержатся в количестве не более 1,04 мг/дм³. Плотность воды — 1,001–1,016 г/см³ [1].

Газонасыщенность составляет 2,8 м³/м³ [2].

Неокомский гидрогеологический комплекс

Тип вод данного комплекса по В. А. Сулину гидрокарбонатно-натриевый, величина минерализации воды в среднем равна 12,10 г/дм³.

Солевой состав вод характеризуется следующими компонентами: $\text{Na}^+ + \text{K}^+ — 3\,873,0$ мг/дм³, $\text{Ca}^{2+} — 536,5$ мг/дм³, $\text{Mg}^{2+} — 16,5$ мг/дм³, $\text{Cl}^- — 7\,136,25$ мг/дм³, $\text{HCO}_3^- — 305,0$ мг/дм³, $\text{SO}_4^{2-} — 24,0$ мг/дм³, $\text{CO}_3^{2-} — 104$ мг/дм³. В водах неокомского комплекса концентрации йода достигают 14,84 мг/дм³, брома — 57,78 мг/дм³; остальные микрокомпоненты составляют: бор (0,1–7,16 мг/дм³), фтор (0,1–3,51 мг/дм³) и кремний (0,68–58 мг/дм³). Нафтеновые кислоты содержатся в количестве не более 56 мг/дм³ [1].

Плотность воды — 1,000–1,017 г/см³. Газонасыщенность составляет 2,8 м³/м³ [2].

Юрский гидрогеологический комплекс

Воды юрского комплекса по классификации В. А. Сулина относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу с минерализацией 11,53 г/дм³.

Макрокомпонентный фон пластовых вод комплекса на рассматриваемой территории следующий: $\text{Na}^+ + \text{K}^+ — 4\,298,5$ мг/дм³, $\text{Ca}^{2+} — 160,0$ мг/дм³, $\text{Mg}^{2+} — 20,5$ мг/дм³, $\text{Cl}^- — 6\,241,0$ мг/дм³, $\text{HCO}_3^- — 1\,055,0$ мг/дм³, $\text{SO}_4^{2-} — 21,5$ мг/дм³. Из микрокомпонентов присутствуют йод (0,31–6,12 мг/дм³), бром (2,13–40,55 мг/дм³), бор (1,14–10,92 мг/дм³), фтор (0,5–0,81 мг/дм³) [1].

Содержание нафтеновых кислот составляет 0,36–3,54 мг/дм³. Плотность воды достигает 1,002–1,013 г/см³.

Растворенный в воде газ характеризуется метановым составом. Содержание метана достигает 87,32 %, остальные газы присутствуют в подчиненном соотношении — этан (6,76 %), пропан (2,53 %), азот (1,37 %), углекислый газ (0,71 %). Относительная плотность газа по воздуху — 0,646.

2. Среднеобская НГО

Среднеобская нефтегазоносная область находится в южной части Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона, частично располагается на севере Ханты-Мансийского нефтегазодобывающего региона. Она включает в себя ряд нефтегазоносных районов вышеуказанных регионов.

Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс

Пластовые воды изучаемого гидрогеологического комплекса имеют минерализацию от 3 г/дм³ (на периферии бассейна) до 27 г/дм³ (в центральной части), в среднем — 14,26 г/дм³. По классификации В. А. Сулина воды описываемой области относятся к хлоридно-кальциевому типу.

Содержание основных солеобразующих компонентов в пластовых водах изучаемого комплекса следующее: $\text{Na}^+ + \text{K}^+ — 4\,860,0$ мг/дм³, $\text{Ca}^{2+} — 680,0$ мг/дм³, $\text{Mg}^{2+} — 12,0$ мг/дм³, $\text{Cl}^- — 8\,510,0$ мг/дм³, $\text{HCO}_3^- — 195,0$ мг/дм³ [1]. Микрокомпонентный состав вод представлен йодом (15,2–21,0 мг/дм³), бромом (45,0–50,0 мг/дм³) и бором (5,71 мг/дм³), превышающими кондиционное значение. Эти компоненты могут служить источником их извлечения в промышленных количествах [3].

Воды апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса содержат растворенный газ, состав которого от окраин к центру меняется с азотного на метановый.

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

Неокомский гидрогеологический комплекс

В исследуемом комплексе преобладают воды хлоридно-кальциевого типа с минерализацией 16,11 г/дм³.

Основные солеобразующие компоненты в пластовых водах содержатся в следующем количестве: $\text{Na}^+ + \text{K}^+ — 5\,681,75$ мг/дм³, $\text{Ca}^{2+} — 312,50$ мг/дм³, $\text{Mg}^{2+} — 26,25$ мг/дм³, $\text{Cl}^- — 9\,234,25$ мг/дм³, $\text{HCO}_3^- — 1\,095,50$ мг/дм³, $\text{SO}_4^{2-} — 16$ мг/дм³. Микрокомпонентный состав вод представлен йодом (8,7–21,8 мг/дм³), бромом (28,7–51,7 мг/дм³), бором (14,3 мг/дм³) [1].

Газонасыщенность вод в основном представлена метаном — до 90 %.

Юрский гидрогеологический комплекс

В исследуемом комплексе преобладают преимущественно воды хлоридно-натриевого типа с минерализацией от 20 до 30 г/дм³, в среднем — 23,05 г/дм³.

В пластовых водах комплекса содержание макрокомпонентов характеризуется следующими средними значениями: $\text{Na}^+ + \text{K}^+ — 8\,540,0$ мг/дм³, $\text{Ca}^{2+} — 250,0$ мг/дм³, $\text{Mg}^{2+} — 78,0$ мг/дм³, $\text{Cl}^- — 12\,980,0$ мг/дм³, $\text{HCO}_3^- — 1\,240,0$ мг/дм³, $\text{SO}_4^{2-} — 654,0$ мг/дм³. Микрокомпонентный состав вод представлен йодом (20,0 мг/дм³), бромом (90,0 мг/дм³), бором (6,05 мг/дм³) [1]. Воды насыщены газом, в основном метанового состава (до 94 %); углеводород занимает до 5 % объема, углекислота — 4,8 %. Температура подземных вод колеблется от +80 до +96 °С.

3. Фроловская НГО

Фроловская нефтегазоносная область находится в юго-западной части Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона.

Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс

Пластовые воды апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса имеют минерализацию 19,0 г/дм³. По классификации В. А. Сулина воды Фроловской нефтегазоносной области относятся к хлоридно-кальциевому типу.

Для этой области содержание макрокомпонентов в пластовых водах характерно в следующих средних концентрациях: $\text{Na}^+ + \text{K}^+ — 1\,630,0$ мг/дм³, $\text{Ca}^{2+} — 98,0$ мг/дм³, $\text{Mg}^{2+} — 7,0$ мг/дм³, $\text{Cl}^- — 2\,340,0$ мг/дм³, $\text{HCO}_3^- — 573,0$ мг/дм³, $\text{CO}_3^{2-} — 36,0$ мг/дм³; микрокомпоненты: йод (2,0 мг/дм³), бром (13,7 мг/дм³), бор (5,51 мг/дм³), фтор (0,8 мг/дм³), кремний (16,0 мг/дм³) [1].

Нафтеновые кислоты содержатся в количестве не более 0,18 мг/дм³. Плотность воды — 1,002 г/см³.

Неокомский гидрогеологический комплекс

Преобладают в комплексе воды хлоридно-кальциевого типа с минерализацией от 1,17 г/дм³ до 9,18 г/дм³, в среднем — 5,18 г/дм³.

Для пластовых вод, заключенных в данном комплексе, характерны следующие осредненные значения концентраций основных компонентов: $\text{Na}^+ + \text{K}^+ — 3\,060,0$ мг/дм³, $\text{Ca}^{2+} — 69,0$ мг/дм³, $\text{Mg}^{2+} — 13,0$ мг/дм³, $\text{Cl}^- — 3\,547,0$ мг/дм³, $\text{HCO}_3^- — 903,0$ мг/дм³, $\text{SO}_4^{2-} — 115,0$ мг/дм³, $\text{CO}_3^{2-} — 108$ мг/дм³. Содержащиеся в водах микрокомпоненты представлены йодом (1,0–6,0 мг/дм³), бором (3,39–27,9 мг/дм³), бромом (2,16–38,0 мг/дм³), фтором (0,3–1,0 мг/дм³), кремнием (8,0–26,0 мг/дм³) [1].

Нафтеновые кислоты содержатся в количестве не более 0,54 мг/дм³. Плотность воды — 1,000–1,006 г/см³.

Юрский гидрогеологический комплекс

По данным анализов кондиционных проб минерализация изменяется в пределах 12,3–20,4 г/дм³, в среднем — 16,8 г/дм³. Воды по составу хлоридно-кальциевые до перехода в гидрокарбонатно-натриевые, насыщены газом метанового состава (до 90 % метана).

Содержание основных солеобразующих компонентов в пластовых водах изучаемого района следующее: $\text{Na}^+ + \text{K}^+ — 1\,730,0$ мг/дм³, $\text{Ca}^{2+} — 31,6$ мг/дм³, $\text{Mg}^{2+} — 51,0$ мг/дм³, $\text{Cl}^- — 5\,319,0$ мг/дм³, $\text{HCO}_3^- — 998,0$ мг/дм³. Микроком-

поненты в составе вод представлены бромом (23,2 мг/дм³), бором (14,3 мг/дм³), йодом (9,0 мг/дм³), фтором (0,5 мг/дм³), кремнием (9,0 мг/дм³) [1]. Нафтенновые кислоты содержатся в количестве не более 0,04 мг/дм³. Плотность воды — 1,007 г/см³.

4. Ямальская НГО

Ямальская нефтегазоносная область в административном отношении расположена на территории Ямальского района Ямало-Ненецкого автономного округа.

Ант-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс

Пластовые воды изучаемого гидрогеологического комплекса имеют минерализацию от 4 г/дм³ (на периферии бассейна) до 15 г/дм³ (в центральной части), в среднем — 9,89 г/дм³. По классификации В. А. Сулина воды Ямальской НГО относятся к хлоридно-натриевому типу.

Содержание основных солеобразующих компонентов в пластовых водах изучаемого комплекса следующее: $\text{Na}^+ + \text{K}^+ — 3\,636,5$ мг/дм³, $\text{Ca}^{2+} — 48,0$ мг/дм³, $\text{Mg}^{2+} — 13,0$ мг/дм³, $\text{Cl}^- — 4\,751,50$ мг/дм³, $\text{HCO}_3^- — 964,0$ мг/дм³, $\text{SO}_4^{2-} — 7,50$ мг/дм³. Микрокомпонентный состав вод представлен йодом (4,2–14,0 мг/дм³) и бромом (7,5–44,0 мг/дм³) [1], превышающими кондиционное значение. Эти компоненты могут служить источником их извлечения в промышленных количествах. В водах присутствуют также бор (1,3–19,0 мг/дм³), железо (1,5–1,9 мг/дм³), фтор (1,3–4,0 мг/дм³).

Низкое содержание хлоридов кальция, полученное значение коэффициента $r_{\text{Na/rCl}} = 1,24$ могут говорить о незначительной метаморфизации подземных вод исследуемого комплекса.

Пластовая температура, замеренная на глубине 930 м, равна 28 °С.

Неокомский гидрогеологический комплекс

В исследуемом комплексе преобладают воды хлоридно-натриевого типа с минерализацией от 8–10 г/дм³ (верхняя часть комплекса) до 13–14 г/дм³ (нижняя часть), в среднем — 6,75 г/дм³.

Содержание основных солеобразующих компонентов в пластовых водах изучаемого комплекса следующее: $\text{Na}^+ + \text{K}^+ — 2\,236,5$ мг/дм³, $\text{Ca}^{2+} — 32,0$ мг/дм³, $\text{Mg}^{2+} — 12,0$ мг/дм³, $\text{Cl}^- — 2\,411,00$ мг/дм³, $\text{HCO}_3^- — 2\,135,00$ мг/дм³, $\text{SO}_4^{2-} — 26,5$ мг/дм³. Микрокомпонентный состав вод представлен йодом (8,7–21,8 мг/дм³), бромом (28,7–51,7 мг/дм³) [1]. Пластовая температура воды в зависимости от глубины составляет от 33 до 69 °С.

Газонасыщенность воды в зависимости от глубины составляет от 1,8 до 3,6 м³/м³. Состав растворенного газа преимущественно метановый и представлен метаном (до 95–99 %), азотом (9,4–2,2 %), углекислотой (0,36–3 %), гелием (0,02 %). Сумма тяжелых углеводородов колеблется в пределах 0,43–1 %, представлена этаном (1,45–2,38 %), пропаном (0,07–0,8 %), бутаном (0,37 %).

Таким образом, из рассмотренного фактического материала неокомского комплекса можно отметить некоторые гидрохимические особенности. Минерализация подземных вод комплекса возрастает от кровли к подошве от 10–11 до 13–14 г/дм³.

В разрезе комплекса количество гидрокарбонатов возрастает от 600–800 мг/дм³ в верхней части до 1 200–1 500 мг/дм³ в подошве, тенденция роста в том же направлении наблюдается и у кальция.

В разрезе комплекса меняются состав и количество растворенного газа. Газонасыщенность вод возрастает от 1,5–1,9 м³/м³ в готеривских отложениях до 2,5–3,5 м³/м³ в валанжинских. Аналогично изменяется и сумма тяжелых углеводородов — от 0,5–1,0 до 3–4,5 % [4].

Юрский гидрогеологический комплекс

В исследуемом комплексе преобладают преимущественно воды гидрокарбонатно-хлоридно-натриевого типа с минерализацией от 11 до 14 г/дм³, в среднем — 9,91 г/дм³.

Содержание основных солеобразующих компонентов в пластовых водах изучаемого комплекса следующее: Na⁺ + K⁺ — 3 562,0 мг/дм³, Ca²⁺ — 35,0 мг/дм³, Mg²⁺ — 23,0 мг/дм³, Cl[–] — 4 042,0 мг/дм³, HCO₃[–] — 1 214,0 мг/дм³, SO₄^{2–} — 38,0 мг/дм³. Микрокомпонентный состав вод представлен йодом (7,0–27,3 мг/дм³), бромом (10,0–47,3 мг/дм³), бором (0,9–0,33 мг/дм³), фтором (0,5–5,5 мг/дм³) [1]. Температура подземных вод колеблется от +80 до +96 °С.

Подземные воды насыщены газом метанового состава с содержанием тяжелых углеводородов 2,78–3,19 %, среди которых на долю этана приходится 1,73–2,25 %, пропана — 0,41–0,53 %, бутана — следы до 0,27 %, отмечены следы пентана. Газонасыщенность изменяется с удалением от залежи от 6,4 до 0,5–0,11 м³/м³.

Полученный из залежи газ состоит из метана — 79 %, сумма тяжелых углеводородов равна 16,51%, содержание азота — 2,78 %, углекислоты — 0,9 %. В составе газа отмечается присутствие водорода (до 0,13 %).

Необходимо отметить, что газ юрской залежи отличается от газа новопортовской толщи и альб-сеномана довольно высоким содержанием тяжелых углеводородов и числом гомологов. Вниз по разрезу Новопортовского месторождения в целом намечается рост минерализации вод от 4 г/дм³ в сеноманских отложениях до 14–16 г/дм³ в юрских. Отдельные толщи характеризуются своими гидрохимическими особенностями.

Обсуждение

Авторские гидрогеологические и многочисленные геолого-геохимические исследования, проведенные учеными Ю. Г. Зиминым, В. Г. Ивановым, А. Э. Конторовичем, В. Н. Корценштейном, Н. М. Кругликовым, А. Р. Курчиковым, В. В. Нелюбиным, В. М. Матусевичем, А. А. Розиным, Б. В. Ставицким на территории Западной Сибири, позволили установить взаимосвязь геохимического и газового состава мезозойских подземных вод со скоплением углеводородов [5, 6]. Гидрогеохимические аномалии, сформировавшиеся вокруг залежей нефти и газа, определяются в насыщении пластовых вод редкими элементами, микрокомпонентами, углеводородными газами, гомологами метана, аквабитумоидами. В работах А. Э. Конторовича выявлено обогащение нефтяных вод титаном, кобальтом, ванадием, медью, галлием и др. [7]. Аналогичная картина наблюдается и для редких элементов, в приконтурных водах определяется наличие скандия, иттербия, иттрия, ниобия.

Согласно исследованиям В. М. Матусевича, в составе пластовых вод залежей углеводородов присутствуют аквабитумоиды общим содержанием до сотен миллиграммов на литр. Совокупный состав аквабитумоидов близок к составу нефти, что позволило выявить некую взаимосвязь: с увеличением запасов углеводородов в залежах наблюдается и увеличение концентрации бензола в составе приконтурных вод, а содержание микроэлементов уменьшается [8].

В своих работах В. М. Матусевич в качестве главного регионального показателя нефтегазоносности выделяет доминирующую роль седиментационных этапов гидрогеологических циклов по отношению к инфильтрационным во временной шкале [8]. Далее он утверждает, что в Западной Сибири гидрогеологические циклы имели в большинстве своем характер элизионного водообмена как по времени, так и по масштабам. При этом ученый отмечает закономерность: продолжительность инфильтрационного этапа в отложениях юрско-мелового возраста составляет менее одного цикла водообмена, в то время как для элизионного водообмена количество циклов достигает десятков и даже первых сотен. Анализируя и обобщая все имеющиеся данные по гидрогеохимическим показателям Западной Сибири, В. М. Матусевич выделяет следующие направления, перспективные для прогнозов нефтегазоносности в зависимости от гидрогеохимического облика и газового состава исследуемой воды:

1. Общий ионно-солевой состав подземных вод. Относится к задачам регионального значения с целью прогнозирования. Позволяет выполнить анализ перспективности нефтегазоносности в зависимости от увеличения или уменьшения минерализации пластовых вод.

2. Микрокомпонентный состав подземных вод. С высокой степенью достоверности выявляется связь довольно широкого круга элементов с нефтяной залежью. Среди них особое значение имеют железо, кобальт, ванадий, никель и др.

3. Органическое вещество, растворенное в подземных водах. В. М. Матусевичем и др. [10] в процессе исследовательских работ установлена достаточно надежная связь с нефтегазоносностью широкого комплекса водорастворенных органических веществ (общие и летучие кислоты, ароматические и насыщенные углеводороды, фенолы и др.). В условиях нефтенасыщенных и газонасыщенных пластов важно взаимодействие упомянутых выше показателей.

Следует отметить, что содержание в подземных водах некоторых простейших ароматических углеводородов, таких как бензол и его гомологи (толуол, ксилол), привносит практически универсальные черты. Данная особенность может использоваться как маркер и применима как в самых разнообразных условиях рассматриваемого мегабассейна, так и во всем мире.

4. Водорастворенные газы. Их относят к давно известному гидрогеохимическому показателю, результативность и информативность которого как в локальных прогнозах, так и на региональном уровне выявления залежей нефтегазоносности достаточно высоки и важны. Имеется очень интересный в научно-теоретическом и практическом отношении факт по Западной Сибири. Группа сотрудников ВСЕГЕИ под руководством Н. Н. Ростовцева выполнила региональное картирование на основе данных состава подземных вод юрско-меловых отложений. На картах вынесены границы территорий, перспективных на углеводороды. Это, безусловно, важный пример весьма высокой информативности гидрогеохимических материалов, которые могут использоваться при поисково-разведочных работах на нефть и газ [11].

Процессы элизионного водообмена в истории Западно-Сибирского мегабассейна в мезозойский период наложили отпечаток на особенности гидрогеохимической зональности, которая в настоящее время широко используется как критерий регионального прогноза нефтегазоносности. Проявление этой зональности выражается в снижении величины общей минерализации подземных вод и увеличении их щелочности [10].

Влияние залежей углеводородов на пластовые воды доюрских отложений подтвердили гидрогеологические исследования нефтегазоносных комплексов юго-восточной части Западной Сибири. Установлено, что это влияние проявляется в снижении минерализации подошвенных и приконтурных вод на $10\text{--}15\text{ г/дм}^3$. Если рассматривать фон минерализации подземных вод нижне-среднеюрских отложений, то он оказывается ниже на $15\text{--}20\text{ г/дм}^3$. Это явление, безусловно, сказывается на снижении минерализации приконтурных вод и изменении их химического состава от хлоридно-кальциевых на гидрокарбонатно-натриевые [5].

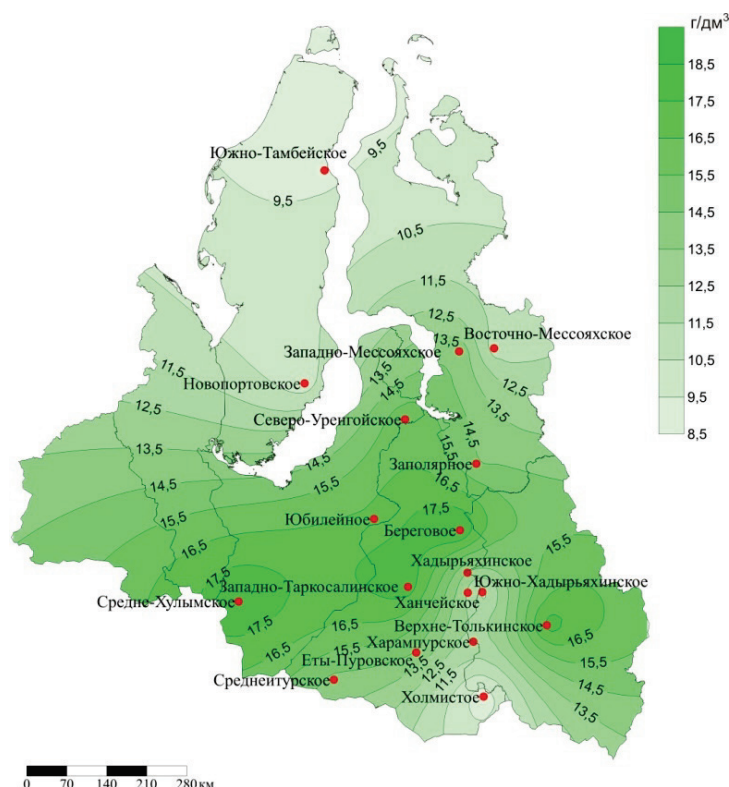


Рис. 1. Минерализация апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса

Аналогичная картина наблюдается и на севере Западно-Сибирского мегабассейна. Для месторождений северных нефтегазовых областей в целом характерно снижение общей минерализации подземных вод мезозойского гидрогеологического бассейна. На рисунках 1–3 показана минерализация гидрогеологических комплексов исследуемого гидрогеологического бассейна.

Так, средняя минерализация месторождений Ямальской НГО составляет $6,86\text{ г/дм}^3$ [4], а для Гыданской НГО она достигает $7,13\text{ г/дм}^3$ [12]. К южным районам (Надым-Пурская НГО) минерализация возрастает до 13 г/дм^3 , достигая $18\text{--}29\text{ г/дм}^3$ [13] в Среднеобской и Васюганской нефтегазовых областях [3].

Зоны с пониженной минерализацией тесно связаны с повышением концентрации гидрокарбонат-иона в подземных водах, что подтверждается многими исследователями, связавшими этот эффект с отжатием вод в процессе элизионного водообмена [9,14–17].

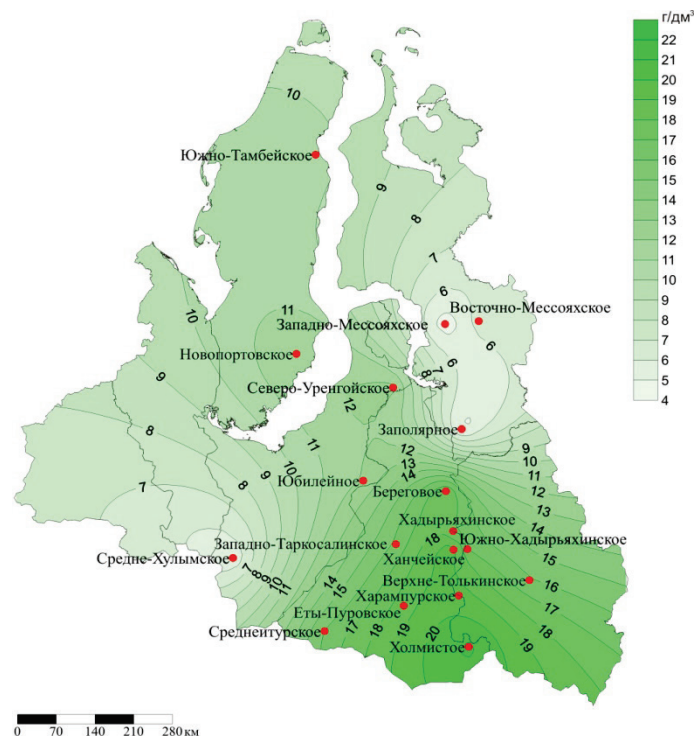


Рис. 2. Минерализация неокомского гидрогеологического комплекса

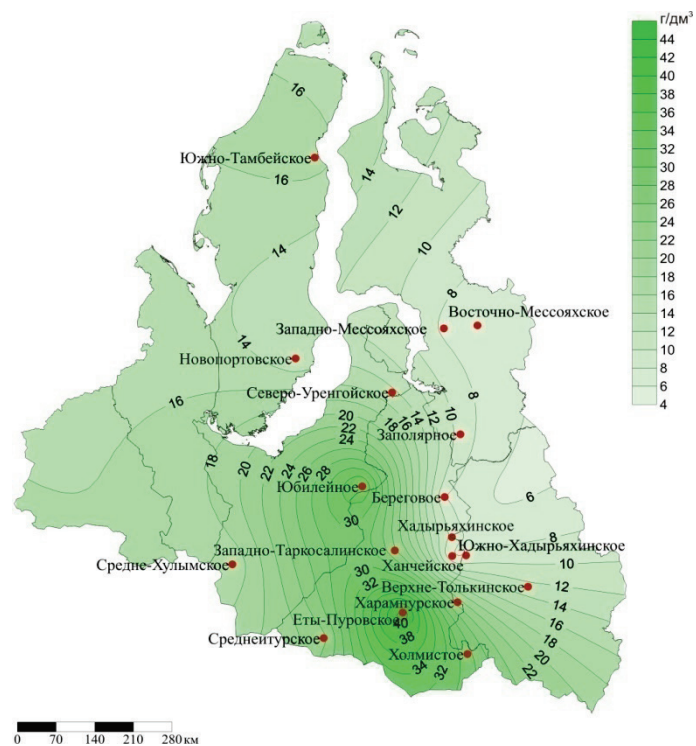


Рис. 3. Минерализации юрского гидрогеологического комплекса

Выводы

- Таким образом, нами рассмотрены макро-, микрокомпонентный и газовый составы подземных вод семи НГО Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона. Представленная в табличном и картографическом виде информация дает возможность в первом приближении оценить общие тенденции изменения состава подземных вод апт-альб-сеноманского, неокомского и юрского гидрогеологических комплексов мезозойского бассейна Западно-Сибирского мегабассейна в пределах Ямало-Ненецкого автономного округа.
- Установлено, что с глубиной (от апт-альб-сеноманского комплекса до юрского) увеличивается площадь распространения гидрокарбонатно-натриевого типа вод по В. А. Сулину, что объясняется, помимо палеогеографических условий формирования вод, также влиянием процессов глубокой трансформации состава вод в системе «вода — порода», влиянием элизионных процессов, активизировавшихся по мере возрастания геостатической нагрузки, и возможным влиянием глубинных флюидов, поступающих по зонам вертикальной деструкции в периоды тектонической активности.
- Отмечены направления, перспективные для прогнозов нефтегазоносности в зависимости от гидрогеохимического облика и газового состава вод (общий ионно-солевой и микрокомпонентный состав подземных вод, содержание и состав органического вещества и газа в водах). Каждое из перечисленных направлений имеет широкие перспективы использования в исследуемом регионе.
- Результаты работы, представленные в статье, являются своего рода отправной точкой для дальнейших исследований гидрогеохимических, гидрогеодинамических и гидрогеотермических условий региона на основе геодинамической концепции Западно-Сибирского мегабассейна.

Библиографический список

1. Гидрогеохимические условия нефтегазовых областей Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона (часть 1) / В. А. Бешенцев [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 5. – С. 10–22. DOI: 10.31660/0445-0108-2019-5-10-22
2. Бешенцев В. А., Лазутин Н. К. Подземные воды мезозойского гидрогеологического бассейна, приуроченные к месторождениям нефти и газа Пур-Тазовской НГО Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона // Горные ведомости. – 2017. – № 3. – С. 32–41.
3. Бешенцев В. А., Гудкова А. А. Подземные воды мезозойского гидрогеологического бассейна, приуроченные к месторождениям нефти и газа Среднеобской НГО Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона // Горные ведомости. – 2018. – № 4. – С. 46–54.
4. Бешенцев В. А., Абдрашитова Р. Н., Бешенцева О. Г. Подземные воды мезозоя в пределах месторождений, приуроченных к Ямальской нефтегазодобывающей области // Горные ведомости. – 2018. – № 5 (159). – С. 44–51.
5. Оценка ресурсов и качества подземных вод Ямало-ненецкого автономного округа / И. В. Абатурова [и др.]; Институт геологии и геохимии УрО РАН. – Екатеринбург, 2003. – 394 с.
6. Матусевич В. М. Гидрогеологические бассейны Западно-Сибирской равнины // 27-я сессия Международного геологического конгресса, тезисы. – М., 1984. – Т. IX, часть 2. – С. 373–374.
7. Конторович А. Э., Данилова В. П., Фомичев А. С. Геохимия битумоидов в подземных водах Западно-Сибирского нефтегазодобывающего бассейна // Геохимические критерии перспектив нефтегазоносности мезозойских и палеозойских отложений Сибири. Тр. СНИИГГиМС. – Новосибирск, 1976. – Вып. 231. – С. 5–25.
8. Матусевич В. М., Прокопьева Р. Г., Беспалова С. Н. Гидрогеохимические предпосылки перспектив нефтегазоносности глубоких горизонтов Севера Западной Сибири // Известия вузов. Нефть и газ. – 1984. – № 1. – С. 3–6.

9. Матусевич В. М., Рыльков А. В., Ушатинский И. Н. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. – 225 с.
10. Матусевич В. М., Рыльков А. В. Геолого-геохимические условия нефтегазообразования и формирование нефтегазоносности осадочных бассейнов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 1. – С. 28–36.
11. Западная Сибирь // Геология и полезные ископаемые России. В шести томах. Т. 2 / Гл. ред. В. П. Орлов; ред. 2-го тома: А. Э. Конторович, В. С. Сурков. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2000. – 477 с.
12. Сальникова Ю. И., Абдрашитова Р. Н., Бешенцев В. А. Гидрогеохимические условия Западно- и Восточно-Мессояхского месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 2. – С. 28–35. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-2-28-35
13. Бешенцев В. А. Мезозойские подземные воды Надым-Пурской нефтегазоносной области Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона // Горные ведомости. – 2017. – № 1 (149). – С. 40–50.
14. Зосимов Ф. Н. Диффузный слой и минерализация пластовых вод. Тюмень: СофтДизайн, 1995 – 188 с.
15. Chapman R. E. Primary migration of petroleum from clay source rocks // AAPG Bulletin. – 1972. – Vol. 56, Issue 11. – P. 2185–2191.
16. Multiphase flow and transport modeling in heterogeneous porous media: challenges and approaches / C. T. Miller [et al.] // Advances in Water Resources. – 1998. – Vol. 21, Issue 2. – P. 77–120. DOI: 10.1016/S0309-1708(96)00036-X
17. Tóth J. Gravitational systems of groundwater flow: theory, evaluation, utilization. – New York: Cambridge University Press, 2009. – 297 p.

References

1. Beshentsev, V. A., Salnikova, Yu. I., Abdrashitova, R. N., & Vorobjeva, S. V. (2019). Hydrogeochemical conditions of oil and gas areas in Yamalo-Nenets oil and gas producing region (Part 1). Oil and Gas Studies, (5), pp. 10-22. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-5-10-22
2. Beshentsev, V. A., & Lazutin, N. K. (2017). Podzemnye vody mezozoyskogo gidrogeologicheskogo basseyna, priurochennye k mestorozhdeniyam nefi i gaza Pur-Tazovskoy NGO Yamalo-Nenetskogo neftegazonosnogo regiona. Gornye vedomosti, (3), pp. 32-41. (In Russian).
3. Beshentsev, V. A., & Gudkova, A. A. (2018). Podzemnye vody mezozoyskogo gidrogeologicheskogo basseyna, priurochennye k mestorozhdeniyam nefi i gaza Sredneobskoy NGO Yamalo-Nenetskogo neftegazodobyvayushchego regiona. Gornye vedomosti, (4), pp. 46-54. (In Russian).
4. Beshentsev, V. A., Abdrashitova, R. N., & Beshentseva, O. G. (2018). Podzemnye vody mezozoya v predelakh mestorozhdeniy, priurochennykh k Yamal'skoy neftegazonosnoy oblasti. Gornye vedomosti, 5(159), pp. 44-51. (In Russian).
5. Abaturova, I. V., & Beshentsev, V. A. (2003). Otsenka resursov i kachestva podzemnykh vod Yamalo-nenetskogo avtonomnogo okruga. Ekaterinburg, Institut geologii i geokhimii UrO RAN Publ., 394 p. (In Russian).
6. Matusevich, V. M. (1984). Gidrogeologicheskie basseyny Zapadno-Sibirskoy ravniny. Mezhdunarodnyy geologicheskyy kongress (27th session), IX(chast' 2). Moscow, pp. 373-374. (In Russian).
7. Kontorovich, A. E., Danilova, V. P., & Fomichev, A. S. (1976). Geokhimiya bitumoidov v podzemnykh vodakh Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo basseyna. Geokhimicheskie kriterii perspektiv neftegazonosnosti mezozoyskikh i paleozoyskikh otlozheniy Sibiri. Tr. SNIIGGiMS. Novosibirsk, (231), pp. 5-25. (In Russian).
8. Matusevich, V. M., Prokop'eva, R. G., & Beshpalova, S. N. (1984). Gidrogeokhimicheskie predposylki perspektiv neftegazonosnosti glubokikh gorizontov Severa Zapadnoy Sibiri. Izvestiya vuzov. Neft' i gaz, (1), pp. 3-6. (In Russian).
9. Matusevich, V. M., Ryl'kov, A. V., & Ushatinskiy, I. N. (2005). Geoflyuidal'nye sistemy i problemy neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskogo megabasseyna. Tyumen, TyumGNGU Publ., 225 p. (In Russian).
10. Matusevich, V. M., & Ryl'kov, A. V. (2014). Geological and geochemical conditions of oil and gas generation and formation of oil and gas content of the sedimentary basins. Oil and Gas Studies, (1), pp. 28-36. (In Russian).

11. Kontorovich, A. E., & Surkov, V. S. (Ed.). (2000). Zapadnaya Sibir'. Geologiya i poleznye iskopaemye Rossii. V shesti tomakh. Tom 2. St. Petersburg, VSEGEI Publ., 477 p. (In Russian).
12. Salnikova, Yu. I., Abdrashitova, R. N., & Beshentsev, V. A. (2017). Hydrogeochemical conditions of Western and Eastern Messoyakhsk deposits. Oil and Gas Studies, (2), pp. 28-35. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2017-2-28-35
13. Beshentsev, V. A. (2017). Mezozoyskie podzemnye vody Nadym-Purskoy neftegazonosnoy oblasti Yamalo-Nenetskogo neftegazodobyvayushchego regiona. Gornye vedomosti, (1(149)), pp. 40-50. (In Russian).
14. Zosimov, F. N. (1995). Diffuznyy sloj i mineralizatsiya plastovykh vod. Tyumen, Soft-Dizayn Publ., 188 p. (In Russian).
15. Chapman, R. E. (1972). Primary migration of petroleum from clay source rocks. AAPG Bulletin, 56(11), pp. 2185-2191. (In English).
16. Miller, C. T., Christakos, G., Imhoff, P. T., McBride, J. F., & Pedit, J. A. (1998). Multiphase flow and transport modeling in heterogeneous porous media: challenges and approaches. Advances in Water Resources, 21(2), pp. 77-120. (In English). DOI: 10.1016/S0309-1708(96)00036-X
17. Tóth, J. (2009). Gravitational systems of groundwater flow: theory, evaluation, utilization. New York, Cambridge University Press, 297 p. (In English).

Сведения об авторах

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

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

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

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

Information about authors

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

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

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

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

УДК 551.2;539.3

Анализ результатов геодинамического мониторинга на Когалымском месторождении ООО «ЛУКОЙЛ-АИК»

Ю. В. Васильев¹, Д. А. Мисюрёв^{1*}, Д. П. Иноземцев¹, П. И. Бежан²

¹*Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень, Россия*

²*ООО «ЛУКОЙЛ-АИК», г. Когалым, Россия*

**e-mail: denis.misyrev@gmail.com*

Аннотация. В целях обеспечения промышленной безопасности объектов нефтегазодобычи на Когалымском месторождении нефти был создан геодинамический полигон с целью проведения многократных повторных наблюдений за современными деформационными процессами. Анализ и интерпретация результатов геодинамического мониторинга: спутниковых наблюдений, эксплуатационных параметров разработки месторождения позволили определить, что одним из условий формирования современных деформаций земной поверхности является техногенный фактор.

Ключевые слова: современные деформационные процессы; геодинамический мониторинг; мульда оседания земной поверхности; промышленная безопасность; маркшейдерско-геодезические работы; высокоточные спутниковые наблюдения

Analysis of the results of geodynamic monitoring at the Kogalym oil field of LUKOIL-AIK LLC

Yuri V. Vasilev¹, Denis A. Misyurev^{1*}, Dmitry P. Inozemtsev¹, Pavel I. Bezhan²

¹*West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen, Russia*

²*LUKOIL-AIK LLC, Kogalym, Russia*

**e-mail: denis.misyrev@gmail.com*

Abstract. The article gives valuable information on geodynamic monitoring. We created a geodynamical polygon to ensure the industrial safety of oil and gas production facilities. It was created on the Kogalym oil field for multiple repeated observations of recent deformation processes. Analysis and interpretation of the results of geodynamical monitoring: satellite observations, exploitation parameters of field development provided an opportunity to identify that an anthropogenic factor is one of the conditions for the formation of recent deformations of the Earth's surface.

Key words: modern deformation processes; geodynamic monitoring; subsidence trough of the Earth's surface; industrial safety; surveying and geodetic works; high-precision satellite observations

Введение

Техногенное воздействие в результате интенсивной и долговременной добычи углеводородов при разработке нефтегазовых месторождений с применением системы заводнения для поддержания пластового давления (ППД) и гид-

поразрыва пластов (ГРП) нарушает природное напряженно-деформированное состояние (НДС) массива недр. Это, как правило, сопровождается изменением фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), срезом колонн скважин, нарушением устойчивости наземных и подземных сооружений, межпластовыми перетоками с загрязнением водоносных горизонтов, активизацией гидрогеологических и геокриологических процессов, что в конечном итоге может привести к оседанию земной поверхности [1–4].

Для обеспечения промышленной безопасности объектов нефтедобычи от техногенного влияния разработки месторождения, на основе требований нормативных документов Ростехнадзора, на Когалымском месторождении создан геодинамический полигон с целью проведения многократных повторных маркшейдерско-геодезических наблюдений за современными деформационными процессами [5–8].

Маркшейдерско-геодезические наблюдения нацелены на изучение развития деформаций земной поверхности в зависимости от горно-геологических условий^{1,2}. По результатам маркшейдерских наблюдений корректируются принятые геомеханические модели (повышение надежности прогноза на основе математического моделирования), уточняются параметры и закономерности процесса сдвижения, выделяются участки интенсивных смещений земной поверхности, выделяются зоны геодинамического риска [5, 9–11].

Объект и методы исследования

Когалымское нефтяное месторождение открыто в 1972 году, в разработку введено в 1985 году. Лицензией на право пользования недрами Когалымского месторождения в границах Когалымского лицензионного участка владеет ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК» (дополнение к лицензии ХМН № 10512 НЭ от 16.04.2013). В административном отношении месторождение находится в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа — Югры Тюменской области, приблизительно в 17 км северо-западнее г. Когалыма и в 97 км юго-восточнее г. Ноябрьска.

Продуктивная часть разреза на месторождении ограничивается отложениями поздней юры и раннего мела. По состоянию на 01.01.2019 года в разработке находятся семь объектов — БС₁₀¹⁶, БС₁₀², БС₁₁^{2a+26}, БС₁₆, БС₁₇, БС₁₈, ЮС₁¹, расположенные в интервале глубин 2 260–2 720 метров. Основными объектами разработки являются пласты БС₁₁^{2a+26} и ЮС₁¹, содержащие 56,6 и 22,7 % извлекаемых запасов нефти.

На площади лицензионного участка 606,8 км² находятся 998 скважин, сосредоточенных на 57 кустовых площадках. Основными объектами инфраструктуры промысла являются технологические сооружения двух дожимных насосных станций (ДНС). Общая протяженность промысловых нефтепроводов составляет 225 км. За более чем 30-летний период добычи углеводородного сырья накопленный объем нефти составил более 50 млн т, при этом произошло падение пластовых давлений по группе пластов БС до 7,2 МПа, по пласту ЮС₁ — до 10 МПа.

Создание геодинамического полигона на Когалымском месторождении нефти берет свое начало с разработки горно-геологического обоснования специалистами ООО «Горное дело» в 2012 году, а также разработки проекта геодинамического полигона в 2013 году Институтом горного дела Уральского отделения Российской академии наук. В результате чего было заложено 63 пункта геодинамического полигона (рис. 1).

¹ РД 07-603-03. Инструкции по производству маркшейдерских работ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.infosait.ru/norma_doc/43/43121/index.htm.

² РД 07-408-01. Положение о геологическом и маркшейдерском обеспечении промышленной безопасности и охраны недр [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://snipov.net/c_4653_snip_109232.html.

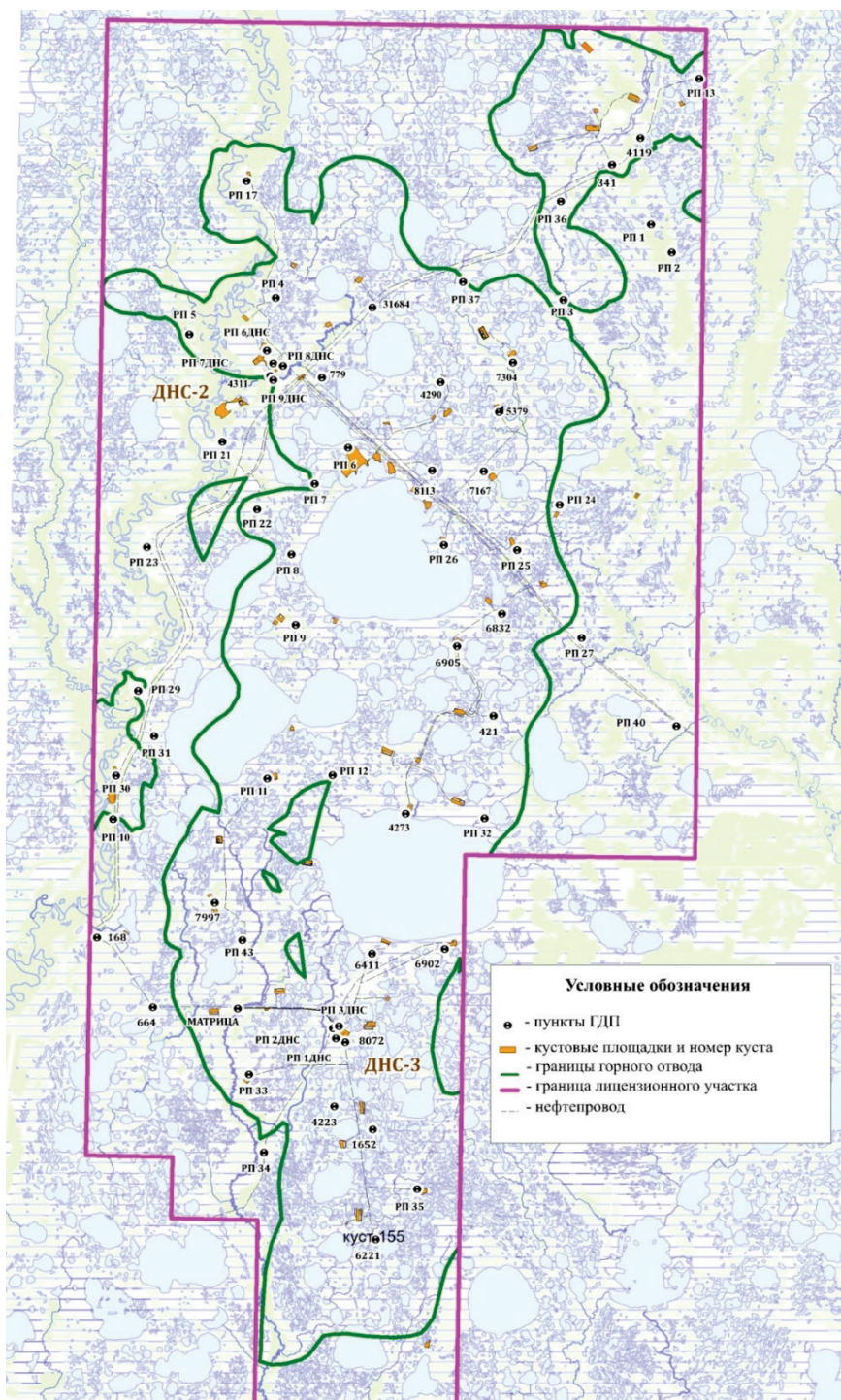


Рис. 1. Схема основных объектов обустройства и наблюдательной сети геодинамического полигона на Когалымском месторождении нефти

В 2018 году предприятием ООО «Горное дело» выполнен пятый цикл полевых маркшейдерско-геодезических наблюдений. В этом же году Западно-

Сибирским филиалом института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН проведены работы по анализу и интерпретации результатов геодинамического мониторинга за период 2014–2018 гг. [12–15], на основе нормативно-методических документов^{3,4,5,6,7}.

Уровень негативного воздействия отбора флюидов и проведения мероприятий по поддержанию пластового давления и нефтеотдачи на состояние сооружений и природных объектов осуществлялся путем сопоставления фактически измеренных геодезическими методами вертикальных и горизонтальных смещений земной поверхности^{8,9} и их распределения по территории с критериями допустимых деформаций [6].

Высокоточные спутниковые наблюдения

Наблюдательная сеть геодинамического полигона равномерно распределена по всей площади Когалымского месторождения. Кроме того, выделены особые объекты охраны: магистральный нефтепровод, пересекающий месторождение с юго-запада на северо-восток, и промышленные площадки ДНС-2 и ДНС-3. В районе магистрального нефтепровода расстояния между наблюдательными пунктами уменьшены, а по периметру площадок ДНС-2 и ДНС-3 созданы локальные наблюдательные сети. Схема наблюдательной сети Когалымского месторождения изображена на рисунке 1.

В соответствии с проектом геодинамического полигона на Когалымском месторождении нефти для определения превышений высотных отметок и координат пунктов геодинамического полигона выполнялись высокоточные спутниковые наблюдения. Схема геодезической спутниковой сети Когалымского месторождения нефти представлена на рисунке 2.

Высокоточные спутниковые наблюдения выполнялись 40-канальными ГЛОНАСС/GPS спутниковыми геодезическими приемниками Topcon GB 1 000 с применением антенн геодезического класса PG-A1. Антенны PG-A1 изготовлены с «прецизионной технологией микроцентрирования» и интегрированным отражателем для уменьшения погрешностей от многолучевости. Точность измерения плановых координат комплектом составляет 3 мм + 1 мм на километр удаления от базовой станции, высота измеряется с точностью 5 мм + 1 мм на км. Внешний вид высокоточного геодезического спутникового комплекта Topcon GB 1 000 представлен на рисунке 3.

Для достижения максимальной точности геодезических спутниковых измерений выполнялось планирование проведения сеансов наблюдения, так как в различные периоды суток наблюдалось неравномерное размещение спутников на небесной сфере и, соответственно, не всегда «геометрический фактор» пространственной геодезической засечки позволял с высокой точностью получать координаты¹⁰ пунктов геодинамического полигона [12–14].

³ РД 07-113-96. Инструкция о порядке утверждения мер охраны зданий, сооружений и природных объектов от вредного влияния горных разработок [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200000845>.

⁴ РД 07-603-03.

⁵ РД 07-408-01.

⁶ ПБ 07-269-98. Правила охраны сооружений и природных объектов от вредного влияния подземных горных разработок на угольных месторождениях [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200029691>.

⁷ СП 22.133330.2011. Свод правил основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200084710>.

⁸ ПБ 07-269-98.

⁹ СП 22.133330.2011.

¹⁰ РД 07-408-01.

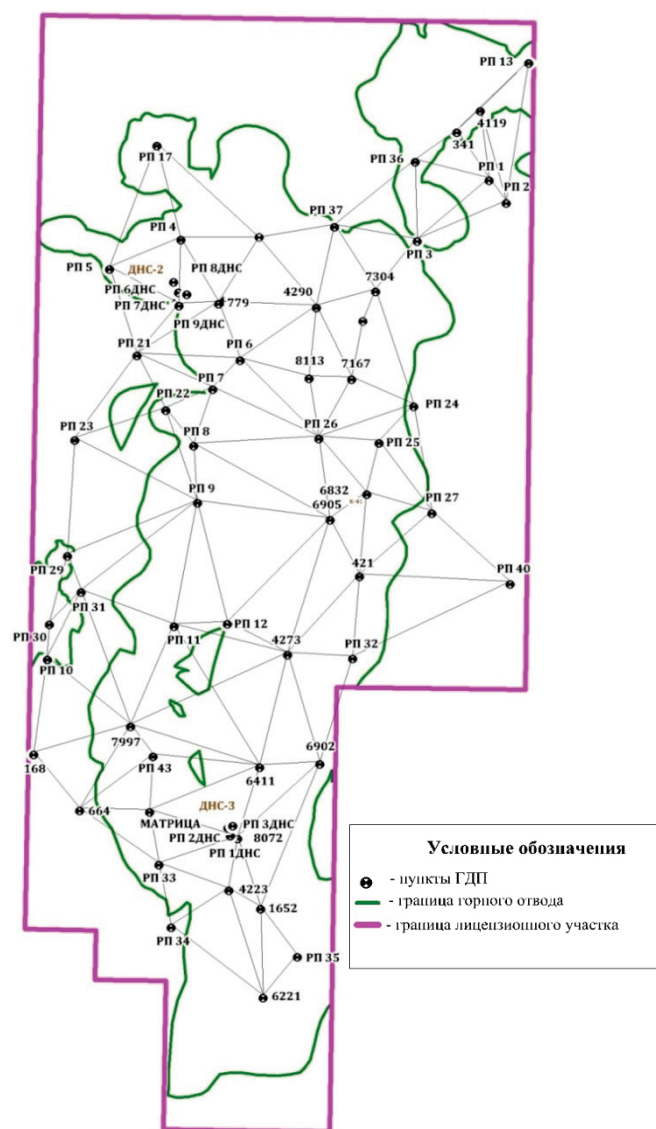


Рис. 2. Схема геодезической спутниковой сети Когалымского геодинамического полигона



Рис. 3. Геодезический спутниковый приемник Торсон GB 1 000 и антенна PG-A1

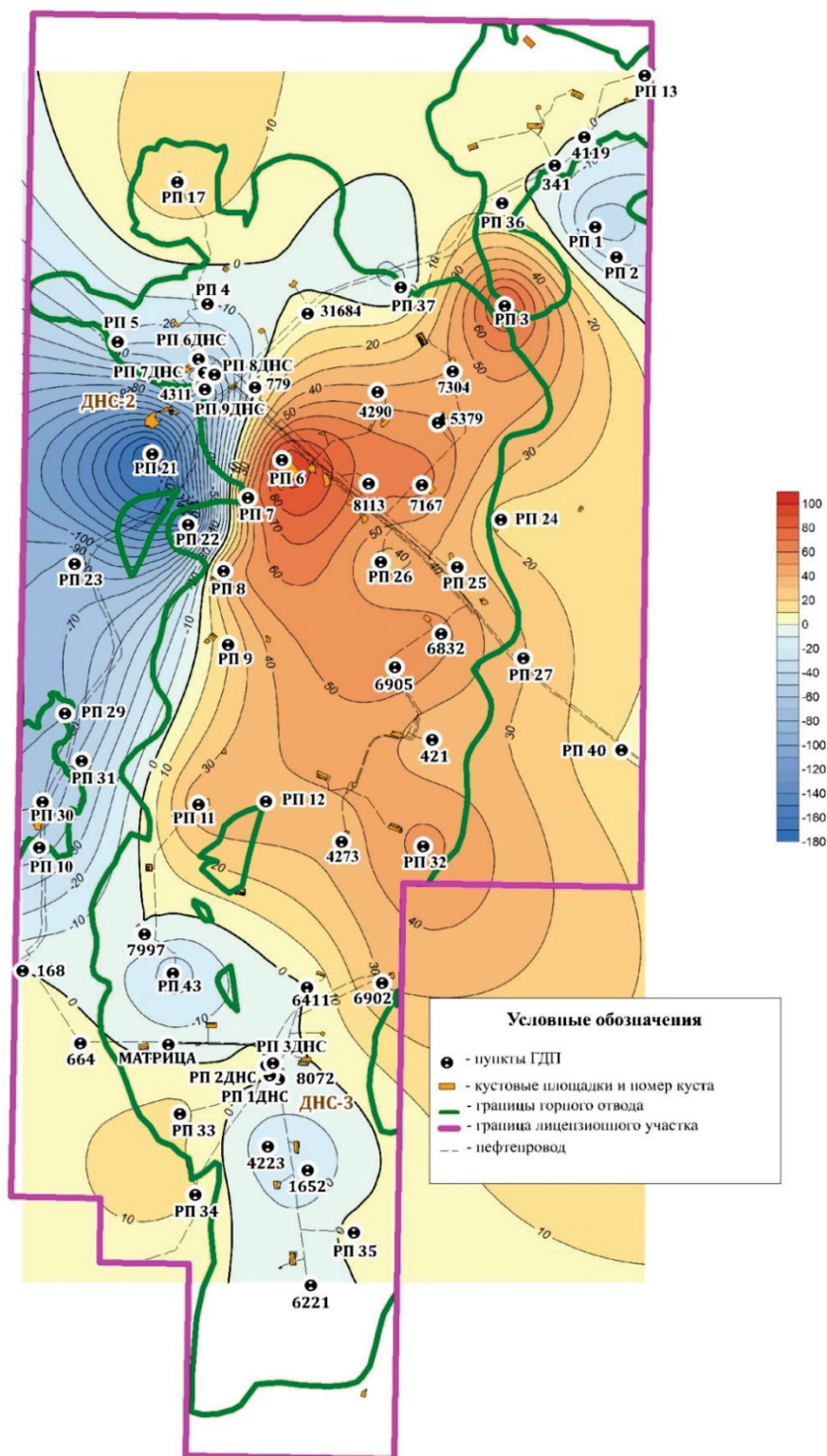


Рис. 4. Схема распределения вертикальных деформаций поверхности Когалымского месторождения за период наблюдения 2014–2018 гг.

Планирование наблюдений производилось с учетом местоположения месторождения и сроков производства работ. В зависимости от времени проведения наблюдений доступен выбор оптимального соотношения геометрических факторов расположения спутников и их наличия.

Материалы пяти циклов наблюдений с 2014 по 2018 гг. были систематизированы в табличном виде, результат статистического анализа для удобства зрительного восприятия представлен в графическом виде.

Результаты вертикальных сдвижений пунктов геодезического полигона

Изменения высоты земной поверхности представлены изогипсами, соединяющими точки с одинаковыми значениями вертикальных сдвижений.

Изогипсы вертикальных сдвижений проведены через 10 мм.

Соседние области, ограниченные изогипсами, отличаются контрастной тонной заливкой, что по данным (рис. 4) дает возможность оперативно и точно зрительно выделять зоны с максимальными поднятиями и осадками [16–20].

Сравнительный анализ полученных высот пунктов ГДП за 2014–2018 гг. показал, что северо-западная часть месторождения, в которой располагаются объекты охраны ДНС-2 и ДНС-3, подвержена понижению высотных отметок (см. рис. 4). Максимальное оседание на участке ДНС-2 составило –44 мм.

Максимальное понижение по всей площади месторождения –144 мм наблюдается на пункте РП 22.

Максимальное повышение +86 мм наблюдается на пункте РП 3.

Результаты горизонтальных сдвижений пунктов геодезического полигона

Разности плановых координат грунтовых реперов геодезического полигона, показывающие горизонтальные смещения участков земной поверхности Когалымского месторождения, для удобства зрительного восприятия представлены в виде векторов сдвижения.

Схема горизонтальных сдвижений наблюдательных пунктов изображена на рисунке 5.

Вычисленные значения горизонтальных смещений пунктов геодезического полигона по результатам высокоточных спутниковых наблюдений показали, что в районе основных объектов охраны ДНС-2 и ДНС-3 средняя величина вектора горизонтального смещения за период 2017–2018 гг. составила 5 мм.

Вектор максимального горизонтального смещения 19 мм наблюдается на пунктах РП 37, 7167 и 7304.

Анализ горизонтальных смещений за период 2014–2018 гг. в районе основных объектов охраны ДНС-2 и ДНС-3 показал, что максимальный вектор горизонтального движения 22 мм наблюдается на репере РП 9 ДНС в районе ДНС-2.

Максимальный вектор сдвижения по всему месторождению 123 мм наблюдается на РП 22.

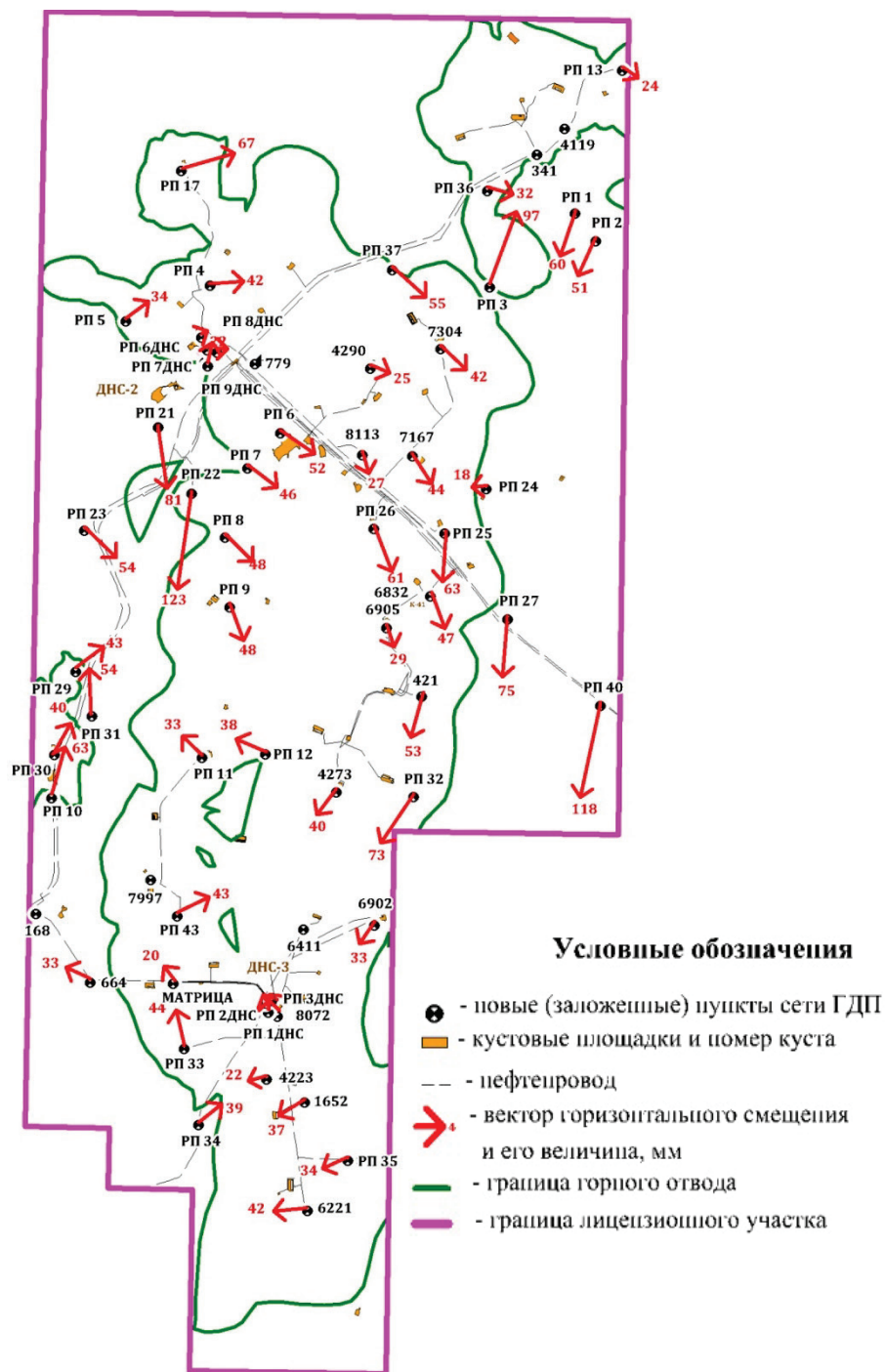


Рис. 5. Вектора горизонтального смещения пунктов за период 2015–2018 гг.

Выводы

- В крайне неблагоприятных природных условиях (заболоченность месторождения, отсутствие разветвленной дорожной сети) применение высоко-

точных геодезических спутниковых наблюдений для слежения за деформациями земной поверхности обеспечило необходимый уровень точности и достоверности данных.

- Общий анализ данных изменения высотных отметок показал, что примерно половина месторождения получает положительные, а другая половина — отрицательные вертикальные сдвигения. Пять циклов наблюдений позволяют выявить участки постоянных положительных и отрицательных сдвижений, на которых возможно модернизировать наблюдательную сеть с целью выявления более точных границ этих участков.

- Горизонтальные сдвигения на территории месторождения не однонаправлены. Величина горизонтального смещения пунктов на участке основных объектов охраны не превышает 22 мм. Полученные относительные величины горизонтальных деформаций путем сравнения измеренных расстояний между рабочими пунктами наблюдений показали, что вычисленные значения не превышают предельных и допустимых согласно данным нормативных документов.

Библиографический список

1. Геодезическое обеспечение жилищно-гражданского и промышленного строительства / Ф. В. Андреева [и др.]. — М.: Недра, 1988. — 270 с.
2. Кузьмин Ю. О., Жуков В. С. Современная геодинамика и вариации физических свойств горных пород. — М.: Изд-во МГГУ, 2004. — 262 с. — (Горные науки).
3. Сидоров В. А. Природно-техногенные явления, индуцированные разработкой месторождений нефти и газа // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. — М.: Наука, 2000. — С. 334–344.
4. Сидоров В. А., Кузьмин Ю. О. Современные движения земной коры осадочных бассейнов. — М., 1989. — 183 с.
5. Петухов И. М., Батугина И. М. Геодинамика недр. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Изд-во МГГУ, 1999. — 287 с.
6. Сидоров В. А., Кузьмин Ю. О., Хитров А. М. Концепция «Геодинамическая безопасность освоения углеводородного потенциала недр России». — М., ИГРГИ, 2000. — 56 с.
7. Определение параметров пластов по данным наблюдений за смещением поверхности земли / И. Д. Умрихин [и др.] // Нефтяное хозяйство. — № 10. — 1981. — С. 29–32.
8. Хайн В. Е., Ломизе М. Г. Геотектоника с основами геодинамики. — М.: Книжный дом «Университет», 2005. — 560 с.
9. Брайт П. И., Медведский Е. Н. Измерение осадок и деформаций геодезическими методами. — М.: Геоиздат, 1979. — 200 с.
10. Кашников Ю. А., Ашихмин С. Г. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. — М.: Недра, 2007. — 466 с.
11. Мазницкий А. С. Геодезический мониторинг и прогнозирование техногенной геодинамики на месторождениях нефти и газа: Автореф. дис. д-ра техн. наук. — Киев, 2002. — 22 с.
12. Инструкция по развитию съемочного обоснования и съемке ситуации и рельефа с применением глобальных навигационных спутниковых систем. ГКИНП (ОНТА)-02-262-02. ФСГК РФ ЦНИИГАиК. — М., 2002.
13. Правила закрепления центров пунктов спутниковой геодезической сети, «Картгеоцентр» — «Геоиздат», М., 1993.
14. Антонович К. М. Использование спутниковых радионавигационных систем в геодезии: моногр. Часть 1. — Новосибирск: СГГА, 2005. — 333 с.
15. Антонович К. М. Использование спутниковых радионавигационных систем в геодезии: Автореф. дис. д-ра техн. наук. — Новосибирск, 2007. — 66 с.
16. Васильев Ю. В., Радченко А. В. Анализ результатов геодинамического мониторинга на Новомолодежном месторождении // Маркшейдерия и недропользование. — 2017. — № 1 (87). — С. 38–41.

17. Васильев Ю. В. Горно-геологическое обоснование необходимости создания геодинамических полигонов на Кальчинском, Усть-Тегусском, Тямкинском, Южно-Петегском, Радонежском, Протозановском месторождениях // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 1. – С. 23–31. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-1-23-31
18. Васильев Ю. В., Плавник А. Г., Радченко А. В. Техногенное влияние добычи углеводородов на современную геодинамику Самотлорского месторождения // Маркшейдерский вестник. – 2017. – № 4 (119). – С. 43–51.
19. Васильев Ю. В., Мисюрев Д. А., Филатов А. В. Техногенное влияние разработки Комсомольского месторождения на современные деформационные процессы // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 2 (128). – С. 11–20. DOI: 10.31660/0445-0108-2018-2-11-20
20. Анализ и интерпретация результатов маркшейдерско-геодезических измерений на Губкинском геодинамическом полигоне / Ю. В. Васильев [и др.] // Маркшейдерский вестник. – 2018. – № 1 (122). – С. 58–67.

References

1. Andreeva, F. V., Borisenkov, B. G., Buzyatov, V. G., & Sytnik, V. S. (1988). Geodezicheskoe obespechenie zhilishchno-grazhdanskogo i promyshlennogo stroitel'stva. Moscow, Nedra Publ., 270 p. (In Russian).
2. Kuzmin, Yu. O., & Zhukov, V. S. (2004). Modern geodynamics and variations of rocks' physical properties. Moscow, Moscow State University Publishers, 262 p. (In Russian).
3. Sidorov, V. A. (2000). Prirodno-tekhnogennye yavleniya, indutsirovannye razrabotkoy mestorozhdeniy nefli i gaza. Fundamental'nyy bazis novykh tekhnologiy neftyanoy i gazovoy promyshlennosti. Moscow, Nauka Publ., pp. 334-344. (In Russian).
4. Sidorov, V. A., & Kuzmin Yu. O. (1989). Recent crustal movements in sedimentary basins. Moscow, 183 p. (In Russian).
5. Petukhov, I. M., & Batugina, I. M. (1999). Geodinamika neдр. 2nd edition, revised and expanded. Moscow, MGGU Publ., 287 p. (In Russian).
6. Sidorov, V. A., Kuzmin, Yu. O., & Khitrov, A. M. (2000). Kontseptsiya "Geodinamicheskaya bezopasnost' osvoeniya uglevodorodnogo potentsiala neдр Rossii". Moscow, IGRGI Publ., 56 p. (In Russian).
7. Umrikhin, I. D., Dneprovskaya, N. I., Entov, V. M., Kurenkov, O. V., Buzinov, S. N., Malakhova, T. A., & Liberman, G. I. (1981). Opredelenie parametrov plastov po dannym nablyudeniym za smeshcheniem poverkhnosti zemli. Oil Industry, (10), pp. 29-32. (In Russian).
8. Khayn, V. E., & Lomize, M. G. (2005). Geotektonika s osnovami geodinamiki. Moscow, Knizhnyy dom "Universitet" Publ., 560 p. (In Russian).
9. Brayt, P. I., & Medvedskiy, E. N. (1979). Izmerenie osadok i deformatsiy geodezicheskimi metodami. Moscow, Geoizdat, 200 p. (In Russian).
10. Kashnikov, Yu. A., & Ashikhmin, S. G. (2007). Rock mechanics in petroleum industry. Moscow, Nedra Publ., 466 p. (In Russian).
11. Maznitskiy, A. S. (2002). Geodezicheskiy monitoring i prognozirovaniye tekhnogennoy geodinamiki na mestorozhdeniyakh nefli i gaza. Avtoref. diss. dokt. tekhn. nauk. Kiev, 22 p. (In Russian).
12. Instruksiya po razvitiyu s'emochного obosnovaniya i s'emke situatsii i rel'efa s primeneniem global'nykh navigatsionnykh sputnikovykh sistem. (2002). GKNP (ONTA)-02-262-02. FSGiK RF TSNIIGAiK. Moscow. (In Russian).
13. Pravila zakrepleniya tsentrov punktov sputnikovoy geodezicheskoy seti (1993). "Kart-geo-tsentr" - "Geoizdat", Moscow. (In Russian).
14. Antonovich, K. M. (2005). Ispol'zovanie sputnikovykh radionavigatsionnykh sistem v geodezii. Chast' 1. Novosibirsk, SGGA Publ., 333 p. (In Russian).
15. Antonovich, K. M. (2007). Ispol'zovanie sputnikovykh radionavigatsionnykh sistem v geodezii. Avtoref. Diss. dokt. tekhn. nauk. Novosibirsk, 66 p. (In Russian).
16. Vasilyev, Yu., & Radchenko, A. (2017). Analysis of geodynamic monitoring results for Novomolodezhnoe field. Mine surveying and subsurface use, (1(87)), pp.38-41. (In Russian).
17. Vasiliev, Yu. V. (2017). Mining and geological substantiation for enable the creation of geodynamic polygons in Kalchinskoye, Ust-Tegusskoye, Tyamkinskoye, Yuzhno-Petegskoye, Radonezhskoye, Protozanovskoye fields. Oil and Gas Studies, (1), pp. 23-31. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2017-1-23-31

18. Vasil'ev, Yu. V., Plavnik, A. G., & Radchenko, A. V. (2017). The technogenic impact of hydrocarbon production on recent geodynamics of Samotlor oil field. *Mine Surveying Bulletin*, (4(119)), pp. 43-51. (In Russian).

19. Vasilev, Yu. V., Misyurev, D. A., & Filatov, A. V. (2018). Anthropogenic influence of the Komsomolsk oil and gas condensate field on modern deformation processes. *Oil and Gas Studies*, (2(128)), pp.11-20. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2018-2-11-20

20. Vasilyev, Yu. V., Inozemtsev, D. P., Misyurev, D. A., Dolganov, I. M., & Filatov, A. V. (2018). Analysis and interpretation of mine surveying-geodetic measurements on the geodynamic polygon of Gubkinskiy. *Mine Surveying Bulletin*, (1(122)), pp. 58-67. (In Russian).

Сведения об авторах

Васильев Юрий Владимирович, к. г.-м. н., старший научный сотрудник, Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень

Мисюрёв Денис Андреевич, младший научный сотрудник, Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень, e-mail: denis.misyrev@gmail.com

Иноземцев Дмитрий Павлович, ведущий инженер, Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень

Бежан Павел Иванович, главный маркшейдер, ООО «ЛУКОЙЛ-АИК», г. Когалым

Information about the authors

Yuri V. Vasilev, Candidate of Geology and Mineralogy, Senior Researcher, West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen

Denis A. Misyurev, Junior Researcher, West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen, e-mail: denis.misyrev@gmail.com

Dmitry P. Inozemtsev, Leading Engineer, West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen

Pavel I. Bezhan, Chief Surveyor, LUKOIL-AIK LLC, Kogalym

Карта постоянного естественного электрического поля России

А. Н. Дмитриев

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
e-mail: dmitriev38@inbox.ru

Аннотация. На примерах наблюдения естественного электрического потенциала на поверхностях вулканов показана его прямая связь с динамикой температуры вулканов. Если более нагрета верхняя часть вулкана, то регистрируются положительные аномалии потенциала, и наоборот, при более нагретой нижней части вулканов регистрируются отрицательные аномалии того же потенциала. В то же время протекающие на больших глубинах температурные процессы, как правило, тесно связаны с долгоживущими глубинными разломами. Поэтому наблюдения естественного потенциала над этими разломами позволят непосредственно контролировать динамику глубинных температурных процессов. Учитывая это новое направление метода естественного потенциала и его эффективное применение при поисках руд цветных металлов, возникает необходимость создания единой карты естественного электрического потенциала России. В результате мелкомасштабная карта позволила бы более точно оконтуривать рудные поля и целенаправленно вести поиски ранее не обнаруженных залежей металлических руд. Кроме того, с помощью мелкомасштабной карты было бы возможным наиболее точно проследить развитие зон глубинных тектонических разломов и исследовать их на связь с вулканической деятельностью и сейсмическими событиями. Для изучения и контроля совершения сейсмических событий предложен способ годографа естественного электрического потенциала.

Ключевые слова: температурная динамика вулканов; глубинные разломы; карта естественного потенциала; прогнозирование сейсмических событий; годограф естественного потенциала

The map of permanent natural electric field of Russia

Arkadiy N. Dmitriev

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
e-mail: dmitriev38@inbox.ru

Abstract. The article describes a direct connection between the natural electric potential and the dynamics of the temperature of volcanoes using the examples of observation of the natural electric potential on the surfaces of volcanoes. If the upper part of the volcano is hotter, positive potential anomalies are recorded, and conversely, if the lower part of the volcanoes is hotter, negative anomalies of the same potential are recorded. At the same time, the temperature processes occurring at great depths, as a rule, are closely related to long-lived deep faults. Therefore, observations of the natural potential over these faults will allow controlling the dynamics of deep temperature processes. Given this new direction of the natural potential method and its effective application in the search for non-ferrous metal ores, there is a need to create the map of the natural electrical potential of Russia. As a

result, small-scale map would allow us more precise limitation of ore fields and purposefully search for previously undiscovered deposits of metal ores. In addition, a small-scale map would make it possible to most accurately track the development of deep tectonic fault zones and to study them in relation to volcanic activity and seismic events. In this regard, the method of natural electric potential hodograph is considered as one of the possible ways to predict seismic events.

Key words: temperature dynamics of volcanoes; deep faults; the map of natural potential; prediction of seismic events; hodograph of natural potential

Введение

Существуют различные карты физических полей Земли для России: гравитационные, магнитные, температурные и др., но отсутствует карта постоянного естественного электрического потенциала, основу которой могут составлять измерения методом естественного электрического поля (ЕЭП) на поверхности Земли. Необходимость такой карты может быть объяснена тем, что аномалии естественного электрического потенциала с амплитудой $-0,1...-0,7$ В, как правило, наблюдаются над залежами рудных минералов [1, 2], а с амплитудой $-1...-10$ В — над глубинными разломами, заполненными графитистыми (часто сульфидизированными) породами [3–8]. В перспективе с помощью такой карты представлялось бы возможным более успешно устанавливать границы рудных полей и целенаправленно вести поиски необнаруженных или ранее пропущенных залежей металлических руд. Кроме того, с помощью карты было бы возможным наиболее точно проследить развитие зон глубинных тектонических разломов и исследовать их на связь с вулканической деятельностью и сейсмическими событиями. В результате у метода ЕЭП появилась бы новая и исключительно важная роль в области познания температурного поля внутренних оболочек планеты Земля и его динамики, влияющей на активность вулканотектонических процессов и их мест проявления на дневной поверхности в виде землетрясений.

Результаты наблюдений естественного электрического потенциала на поверхностях действующих вулканов и их подножий

В этой связи представляет интерес рассмотреть следующие материалы по методу ЕЭП.

По данным авторов [9] (рис. 1 А) следует, что положительные амплитуды естественного потенциала U_{Σ} наблюдаются над разломными трещинами (fissures) и их динамика прямо связана с ростом или понижением температуры (T_i) на выходе разлома (416 мВ — 1983 г., 368 мВ — 1985 г., 339 мВ — 1987 г., 432 мВ — 1994 г.).

Данные автора [10] (рис. 1 Б, В) позволяют получить информацию о структуре и интенсивности естественного электрического поля не только в зоне вулкана, но и на расстояниях близких к фоновым. В результате между этими крайними точками полная амплитуда составляет 5 В. Мониторинг потенциала вблизи кратера показал, что в 2001 и 2002 гг. его величина составляла 900 мВ и была предельно стабильна, но уже в сентябре 2003 г. наблюдался его рост до 1 100 мВ, а затем через полмесяца было зафиксировано резкое падение до 700 мВ. Это обстоятельство указывает на большую перспективность метода ЕЭП контролировать динамику температуры аномального объекта за счет высокой чувствительности естественного электрического потенциала к изменениям температуры объекта, на что указывает и автор этих материалов [10].

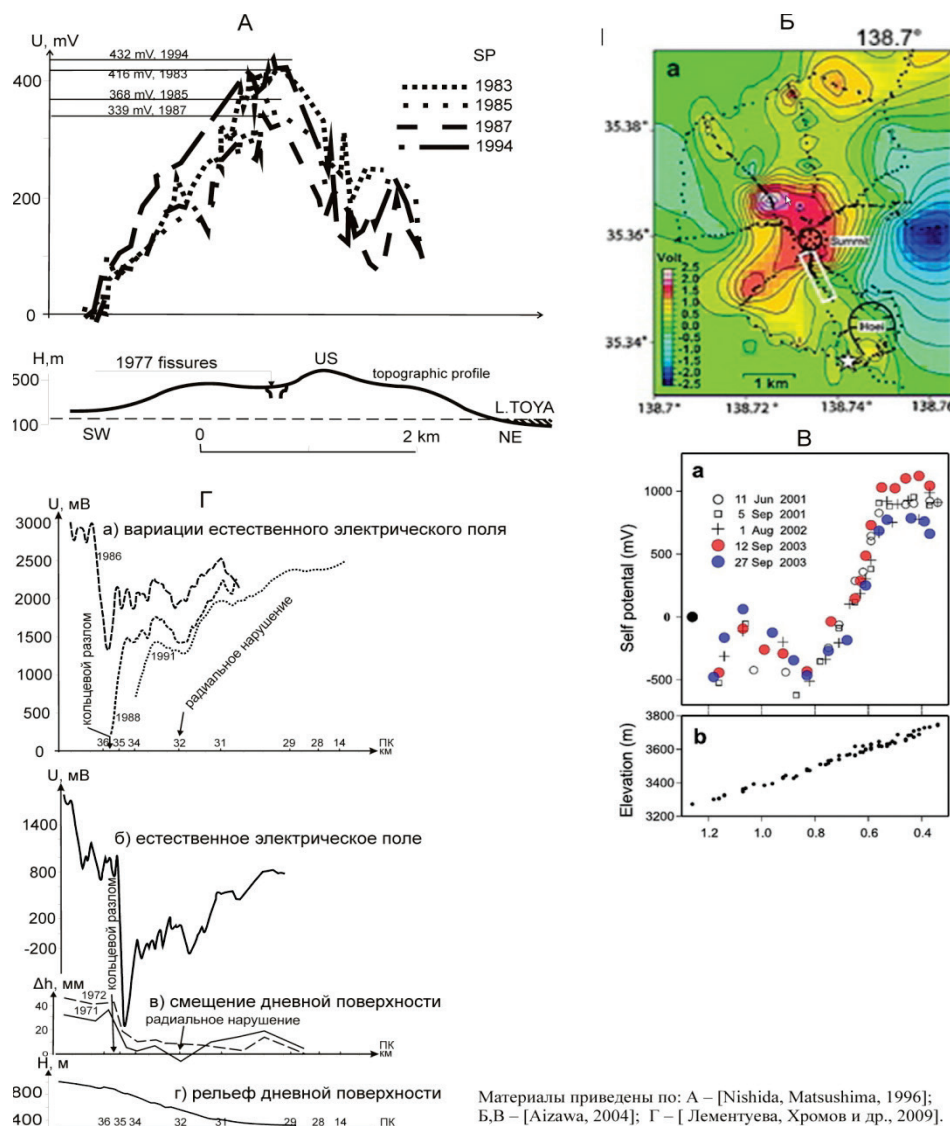


Рис. 1. Результаты мониторинга естественного электрического потенциала на территориях вулканов: А) годовые изменения аномалии SP вдоль профиля СВ-ЮЗ через вулкан Usu (Япония); Б) карта SP вулкана Fuji (Япония); В) годовые изменения аномалии SP по одному из профилей (белый прямоугольник на карте Б) вулкана Fuji; Г) годовые изменения аномалии естественного электрического поля (SP) в районе вулкана Авача (Камчатка)

Данные по Камчатке [11] (рис. 1 Г) показывают, что изменения естественного электрического потенциала на склоне вулкана над разломами также имеют высокую динамику, но аномалии потенциала над этими тектоническими структурами фиксируются с отрицательным знаком. А это значит, что отрицательный знак является индикатором динамики более высокой температуры не в верхней, а в нижней, более глубокой части изучаемых аномальных объектов. Авторы [11] указывают на необходимость продолжения работ методом ЕЭП, связывая это с его ожидаемой высокой информативностью при изучении глубинных процессов Земли.

Важно отметить, из вышеприведенных данных различных авторов следует, что, несмотря на одинаковость температурной природы аномалий естественного потенциала, знаки этих аномалий различны. Это объясняется тем, что положительные аномалии естественного потенциала, как правило, обусловлены наибольшим прогревом верхней части аномального объекта, тогда как отрицательные аномалии обусловлены прогревом нижней части объекта.

Таким образом, регистрируемые на дневной поверхности над электропроводящими образованиями естественные электрические потенциалы (U_{Σ}) соответствуют полям собственных электродных потенциалов этих проводников U_0 (в частности, для графита $U_0 = 0,04$ В) и наложенных с соответственным знаком термопотенциалов (ΔU^T), генерируемых существующим геотемпературным полем,

$$U_i = U_{\Sigma} = U_0 + \Delta U^T. \quad (1)$$

Именно эти термопотенциалы и определяют знаки полюсов поляризованного электронного проводника: при менее нагретой его верхней части (обычная ситуация) аномалия потенциала, наблюдаемая на дневной поверхности, регистрируется как отрицательная (см. рис. 1 Г), и наоборот, при более нагретой — положительная (см. рис. 1 А, Б).

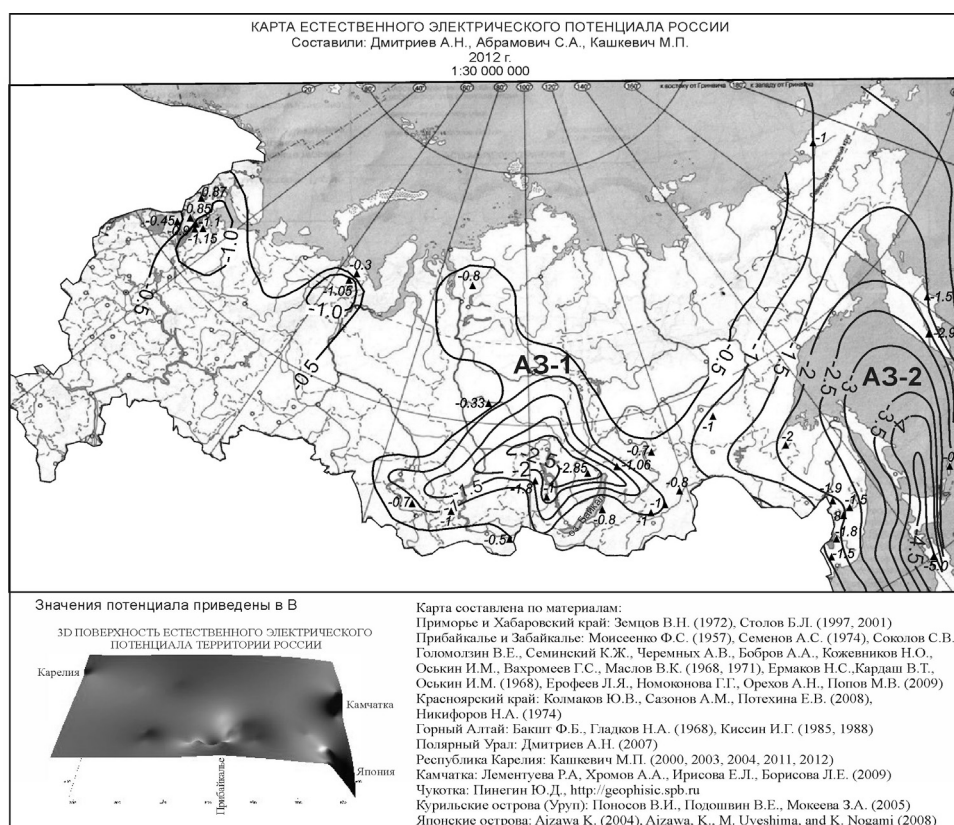


Рис. 2. Карта естественного электрического потенциала России (пилотный вариант)

Построение карты естественного электрического потенциала России

Прежде чем приступить к построению карты, необходимо предварительно определиться с ее классификацией. Надо полагать, что первой картой, по логике вещей, должна быть специальная тематическая (геофизическая) мелко-

масштабная карта с вынесенными на топографической основе числовыми значениями естественного электрического потенциала U и проведенными по ним изолиниями (рис. 2). В выполненной таким образом карте устанавливаются две региональные зоны, представленные отрицательными аномалиями естественного потенциала, АЗ-1 и АЗ-2.

Первая из них (АЗ-1) характеризуется потенциалом U в интервале $-1...-2,85$ В [12] с эпицентром в Прибайкалье и впервые была названа Байкало-Саянской аномальной зоной естественного электрического потенциала [13]. Ее западное крыло имеет более резкий градиент потенциала, переходящий в спокойное слегка пониженное нормальное поле в районе Салаирского кряжа и Рудного Алтая.

Кроме того, ее контур близко совпадает с Байкало-Саянской температурной аномалией, которая, в свою очередь, достаточно хорошо соответствует местоположению Байкало-Монгольского мантийного плюма [14] и Байкальского рифта, расположенного в поле растяжения и упругих напряжений Земли [15]. В границах этих аномалий постоянно происходят землетрясения с интенсивностью до 5...9 баллов: 2003 г. — в южной части Алтае-Саянской области; 2008, 2009 и 2010 гг. — на Байкале и на территории Бурятии; 2011–2012 гг. — в Туве; 2013 г. — в р-не г. Абакана.

Как видно из рисунка 3, этот сейсмический район является одним из самых активных в азиатской части России. Если сравнить территориально контур этого района с Байкало-Монгольским плюмом, становится ясно, что они оба тесно связаны с Байкальской рифтовой зоной — самой древней и крупнейшей системой разломов нашей планеты. Очевидно, что Байкало-Саянская температурная аномалия, отображаемая высокими значениями естественного потенциала, также, несомненно, обусловлена активным и напряженным состоянием этого участка земной коры.



Рис. 3. Районы распространения землетрясений в России
(по материалам <http://geo-tour.net/Interesting/zemletryas.htm>, 2011 г.)

Как видно, аномалия потенциала АЗ-1 линейно вытягивается вдоль перпендикулярно ориентированных двух осей в северном и западно-восточном направлениях. Судя по всему, первое направление соответствует простиранию

(вдоль длины) рифта, тогда как второе направление близко совпадает с основным растягивающим субгоризонтальным напряжением рифта, ориентированным перпендикулярно от краев рифта.

Вторая зона (АЗ-2) характеризуется потенциалом U_{Σ} в интервале $-1 \dots -10$ В и приурочена к восточной островной дуге Тихоокеанского кольцевого пояса [15]. Как видно из рисунка 2, вытянутость аномальной зоны наблюдается вдоль простираения японо-курильской островной дуги. К сожалению, из-за отсутствия данных со стороны китайской территории возможность картирования субгоризонтального сжатия на площади существующей субдукции отсутствует.

Следует заметить, что в Кордильеро-Андской подвижной зоне субдукции того же Тихоокеанского кольцевого пояса фиксируются высокоаномальные значения естественного электрического потенциала от $-1,842$ В до $-10,2$ В [16, 17]. Поэтому есть основания полагать, что эта зона вдоль своего простираения будет также надежно прослеживаться в естественном электрическом поле.

Следует обратить внимание и на другой факт. На Полярном Урале в 5-летний период наблюдений естественного электрического потенциала было установлено незначительное, в пределах 5 %, уменьшение (а не увеличение) амплитуды потенциала [13]. Это может быть объяснено существующим процессом остывания корневой части Полярного Урала. При рассмотрении сейсмичности этой части Урала (см. рис. 3) трудно найти другое объяснение.

Таким образом, на основе фактических данных по измерениям аномальных значений естественного электрического потенциала U_{Σ} в различных точках планеты следует с большой долей вероятности считать, что интенсивность этих аномалий определяется рядом факторов. К основным из них по достаточному количеству выделяемого тепла относятся места плавления базальтов с сопровождением вулканической деятельности, работа сил сжатия — растяжения земной коры, землетрясения. Проявление этих факторов за счет перехода механо-тектонической энергии в тепловую неизбежно сопровождается аномальными температурными полями вертикальной и горизонтальной ориентации. Все это совершается в границах зон долговременно живущих глубинных разломов. Поэтому эти разломы имеют все основания стать, с помощью измерений над ними естественного электрического потенциала U_{Σ} , основным инструментом для прямой индикации температуры глубоких частей земной коры, которая до сих пор определяется только косвенными способами.

В частности, для эффективного наблюдения за динамикой температуры и ее математического анализа следует измерения естественного электрического потенциала представлять в виде его годографа (рис. 4). Под годографом естественного электрического потенциала понимается связь амплитуды потенциала с временем и координатами его наблюдения $\Gamma U_{\Sigma} = f(t, x, y, z)$. Этот годограф удобно представлять, как и в сейсморазведке, в виде графика (см. рис. 4 а). По горизонтальной оси откладывается время (годы, месяцы, часы), по вертикальной — амплитуда потенциала (В, мВ).

С помощью годографа ΓU_{Σ} определяется скорость изменения потенциала v_U в выбранном промежутке времени Δt

$$v_U = \Delta U_{\Sigma} / \Delta t, \text{ (мВ/год, мВ/м-ц, мВ/сутки)} \quad (2)$$

Так, например, в период с ноября по декабрь 2012 г. включительно v_U составила 207,9 мВ/м-ц или 6,8 мВ/сутки (см. рис. 4 а). Одновременно с этим вычисляется угол наклона годографа θ_i в выбранном интервале времени по формуле

$$\theta_i = \text{artg} \frac{bc}{ac}, \text{ град.} \quad (3)$$

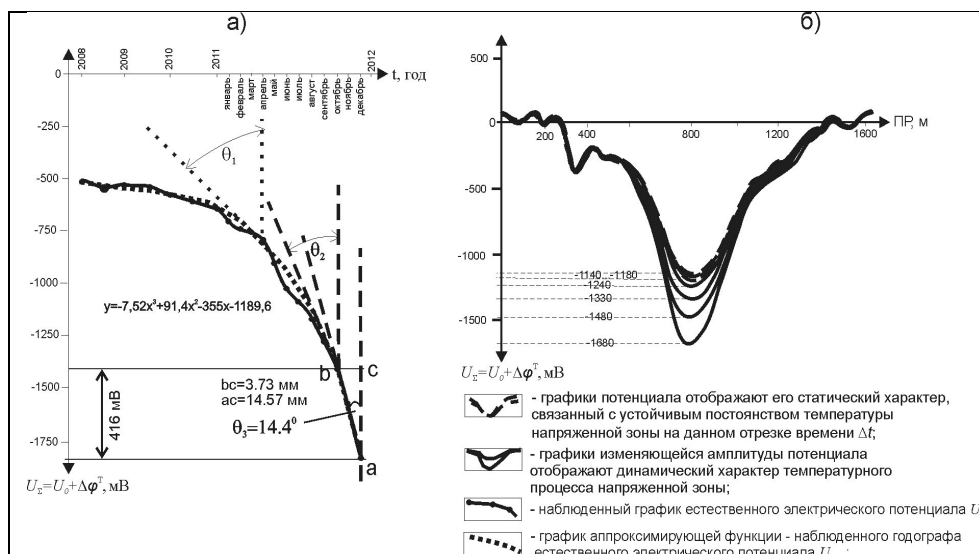


Рис. 4. Результаты наблюдений за динамикой естественного электрического потенциала над ГТЭЭ: а — годограф естественного потенциала, построенный для отрезка времени в 4 года; б — совмещенные графики естественного электрического потенциала, наблюдаемые, согласно расписанию, в заданные интервалы времени

Приведенные параметры v_U и θ_i определяются с меньшей погрешностью при расчетах с использованием тренда годографа, который, как в данном примере, является полиномом третьей степени $y = ax^3 + bx^2 - cx - d$. Последний способствует устранению влияния случайных отклонений при измерениях потенциала U_Σ . При накоплении результатов наблюдений и опыта учитываем динамику температуры T_2 , вычисляемой по формуле

$$\frac{e^2 n l (U_\Sigma - U_0)}{\sigma \beta p_F} = T_2^{1.2} - T_2, \quad (4)$$

где e — заряд электрона, $1,6 \cdot 10^{-19}$ Кл; n — концентрация электронов в единице объема проводника, м^{-3} ; l — средняя длина дрейфа электронов, м; σ — электропроводность проводника, $\text{См} \cdot \text{м}^{-1}$; β — коэффициент термоэдс, $\text{В} \cdot \text{град}^{-1}$; p_F — импульс Ферми, $\text{м} \cdot \text{кг} \cdot \text{с}^{-1}$.

Представляется возможным, с привлечением данных других геофизических способов, устанавливать критичность величин v_U и θ_i . Их использование в комплексе с другими данными может способствовать улучшению прогноза относительно наступления тех или иных нежелательных событий: землетрясения, извержения вулканов и др.

Выводы

Проведенные измерения естественного электрического потенциала на склонах и подошвах вулканов показали, что амплитуда потенциала прямо зависит от величины температуры, приложенной к объекту, над которым ведутся наблюдения. В то же время знак аномалии потенциала всегда положительный, если объект исследования нагрет в своей верхней части, и отрицательный, если объект нагрет в нижней части.

Построена пилотная мелкомасштабная карта естественного электрического потенциала России. В результате в ее восточной части установлены две региональные аномальные зоны естественного электрического потенциала, приуроченные к глубоко погруженным напряженным блокам пород.

Рассмотрен способ годографа естественного электрического потенциала, позволяющий изучать и контролировать динамику сейсмических событий, обязанных глубинным температурным процессам.

Библиографический список

1. Семенов А. С. Электроразведка методом естественного электрического поля. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Недра, 1974 – 392 с.
2. Свешников Г. Б. Электрохимические процессы на сульфидных месторождениях. – Л.: ЛГУ, 1967. – 160 с.
3. Жамалетдинов А. А. Графит в земной коре и аномалии электропроводности // Физика Земли. – 1996. – № 4. – С. 12–29.
4. Жамалетдинов А. А. Электропроводность земной коры территории России и сопредельных стран // Вопросы геофизики. – 2006. – Вып. 39. – С. 69–90.
5. Вольфсон Ф. И., Яковлев П. Д. Структуры рудных полей и месторождений. – М.: Недра, 1975. – 271 с.
6. Копылов М. И. Физико-геологические модели формирования рудоносных систем юга Дальнего Востока России: дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – Иркутск, 2010. – 293 с.
7. Золото в «черных сланцах» Урала / В. Н. Сазонов [и др.] // Литосфера. – 2011. – № 4. – С. 70–92.
8. Керимов Р. Б. Типоморфные особенности золоторудной минерализации в черносланцевых комплексах южного склона Большого Кавказа и ее перспективы (Азербайджан) // Самородное золото: типоморфизм минеральных ассоциаций, условия образования месторождений, задачи прикладных исследований: материалы Всеросс. конф. (Москва, 29–31 марта 2010 г.). Том 1. – М.: ИГЕМ, 2010. – С. 237–240.
9. Nishida Y., Matsushima N., Goto A. Self-Potential Studies in Volcanic Areas(3): Miyake-jima, Esan and Usu // Journal of the Faculty of Science. Series 7, Geophysics. – Vol. 10, Issue 1. – 1996. – P. 63–77.
10. Aizawa K. A large self-potential anomaly and its changes on the quiet Mt. Fuji, Japan // Geophysical Research Letters. – 2004. – Vol. 31. – Available at: <https://doi.org/10.1029/2004GL019462>.
11. Общие закономерности естественных электрических полей и их связь с геотектоническими структурами (Камчатка) / Р. А. Лементуева [и др.] / Тектонофизика и актуальные вопросы о Земле. К 40-летию создания М. В. Гзовским лаборатории тектонофизики в ИФЗ РАН: материалы докладов Всеросс. конф. В 2 томах. – М.: ИФЗ, 2009. – Т. 2. – 451 с.
12. Оськин И. М. Результаты геофизических поисков марганцевого оруденения в Присяянье // Труды Иркутского политехнического института. Сер. геофиз. – 1968. – Вып. 51. – С. 74–80.
13. Дмитриев А. Н. Геолого-геофизические основы поисков электрически поляризованных объектов — нефтяных и рудных залежей (на примере Западной Сибири): дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – Тюмень, 2002. – 280 с.
14. Зорин Ю. А., Турутанов Е. Х. Региональные изостатические аномалии силы тяжести и мантийные плюмы в южной части восточной Сибири (Россия) и в центральной Монголии // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45, № 10. – С. 1248–1258.
15. Жарков В. Н. Внутреннее строение Земли и планет. – М.: Наука, 1978. – 192 с.
16. Goldie M. Self-potentials associated with the Yanacocha high-sulfidation gold deposit in Peru // Geophysics. – 2002. – Vol. 67, Issue 3. – P. 684–689. DOI: 10.1190/1.1484511
17. Столов Б. Л., Каштаев Б. И., Бардина Э. С. Перспективы и основные направления развития метода естественного электрического поля в Приморском и Хабаровском краях // Вестник Инженерной школы Дальневосточного федерального университета. – 2013. – № 3 (16). – P. 21–29.

References

1. Semenov, A. S. (1974). *Elektrozvedka metodom yestestvennogo elektricheskogo polya*. 2nd edition, revised and expanded. Leningrad, Nedra Publ., 392 p. (In Russian).

2. Cveshnikov, G. B. (1967). Elektrokhimicheskiye protsessy na sul'fidnykh mestorozhdeniyakh. Leningrad, LGU Publ., 160 p. (In Russian).
3. Zhamaletdinov, A. A. (1996). Grafit v zemnoy kore i anomalii elektroprovodnosti. Fizi-ka Zemli, (4), pp. 12-29. (In Russian).
4. Zhamaletdinov, A. A. (2006). Elektroprovodnost' zemnoy kory territorii Rossii i sopre-del'nykh stran. Voprosy geofiziki, (39), pp. 69-90. (In Russian).
5. Vol'fson, F. I., Yakovlev, P. D. (1975). Struktury rudnykh poley i mestorozhdeniy. Mos-cow, Nedra Publ., 271 p. (In Russian).
6. Kopylov, M. I. (2010). Fiziko-geologicheskiye modeli formirovaniya rudonosnykh sis-tem yuga Dal'nego Vostoka Rossii. Diss. dokt. geol.-mineral. nauk. Irkutsk, 293 p. (In Russian).
7. Sazonov, V. N., Koroteev, V. A., Ogorodnikov, V. N., Polenov, Yu. A., & Velika-nov, A. Ya. (2011). Gold in "black shales" of the Urals. Lithosphere, (4), pp. 70-92. (In Russian).
8. Kerimov, R. B. (2010). Tipomorfnye osobennosti zolotorudnoy mineralizatsii v cherno-slantsevykh kompleksakh yuzhnogo sklona Bol'shogo Kavkaza i ee perspektivy (Azerbaydzhan). Samorodnoe zoloto: tipomorfizm mineral'nykh assotsiatsiy, usloviya obrazovaniya mestorozhde-niy, zadachi prikladnykh issledovaniy: materialy Vserossiyskoy konferentsii. Tom 1. Moscow, IGM Publ., pp. 237-240. (In Russian).
9. Nishida Y., Matsushima N., Goto A. (1996). Self-Potential Studies in Volcanic Areas(3): Miyake-jima, Esan and Usu. Journal of the Faculty of Science. Series 7, Geophysics, 10, Issue 1, pp. 63-77. (In English).
10. Aizawa, K. (2004). A large self-potential anomaly and its changes on the quiet Mt. Fuji, Japan. Geophysical Research Letters, 31. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1029/2004GL019462>.
11. Lementueva, R. A., Khromov, A. A., Irisova, E. L., & Borisova, L. E. (2009). Obshchie zakonomernosti estestvennykh elektricheskikh poley i ikh svyaz' s geotektonicheskimi strukturami (Kamchatka). Tektonofizika i aktual'nye voprosy o Zemle. K 40-letiyu sozdaniya M. V. Gzovskim laboratorii tektonofiziki v IFZ RAN: materialy dokladov Vserossiyskoy konferentsii. V dvukh tomakh. Tom 2. Moscow, IFZ Publ., 451 p. (In Russian).
12. Os'kin, I. M. (1968). Rezul'taty geofizicheskikh poiskov margantseвого orudneniya v Pri-sayan'e. Trudy Irkutskogo politekhnicheskogo instituta. Ser. geofiz., 51, pp. 74-80. (In Russian).
13. Dmitriev, A. N. (2002). Geologo-geofizicheskie osnovy poiskov elektricheskikh polyarizo-vannykh ob'ektov - neftyanykh i rudnykh zalezhey (na primere Zapadnoy Sibiri): Diss. dokt. geol.-mineral. nauk. Tyumen, 280 p. (In Russian).
14. Zorin Yu. A., & Turutanov E. Kh. (2004). Regional isostatic gravity anomalies and man-tle plumes in southern East Siberia (Russia) and Central Mongolia. Russian Geology and Geo-physics, 45(10), pp. 1248-1258. (In English).
15. Zharkov, V. N. (1978). Vnutrennee stroenie Zemli i planet. Moscow, Nauka Publ., 192 p. (In Russian).
16. Goldie, M. (2002). Self-potentials associated with the Yanacocha high-sulfidation gold de-posit in Peru. Geophysics, 67(3), pp. 684-689. (In English). DOI: 10.1190/1.1484511
17. Stolov, B. L., Kashaev, B. I., & Bardina, E. S. (2013). Prospects and the main directions of development of the method of natural electric field in the Primorsky and Khabarovsk territories. Bulle-tin of the Engineering school of the far Eastern Federal University, (3(16)), pp. 21-29. (In Russian).

Сведения об авторе

Дмитриев Аркадий Николаевич, д. г.-м. н., профессор кафедры прикладной геофизики, директор научно-технического центра «Геофизические поисковые технологии», Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: dmitriev38@inbox.ru

Information about the author

Arkadiy N. Dmitriev, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Applied Geophysics, Director of the Scientific and Technical Center "Geophysical Exploration Technology", Industrial University of Tyumen, e-mail: dmitriev38@inbox.ru

УДК 622.691.24

Существующие методы создания, эксплуатации подземных хранилищ газа и повышения компонентоотдачи пластов

Ф. А. Нурмамедли

SOCAR, НИПИнефтегаз, г. Баку, Республика Азербайджан

e-mail: fazil.nurammadli@mail.ru

Аннотация. Немалую роль в обеспечении надежности газоснабжения играют подземные хранилища газа (ПХГ), являющиеся наиболее рентабельными объектами резервирования природного газа. При всей оригинальности решения вопросов надежности газоснабжения сооружением ПХГ в истощенных газоконденсатных, газонефтяных месторождениях и водоносных пластах, что является традиционным методом, отсутствие таких геологических условий вызывает необходимость поисков других, нетрадиционных методов создания ПХГ.

Ключевые слова: подземное хранилище газа; аномально высокое пластовое давление; аномально высокое поровое давление в глинах; газоконденсатные месторождения

Existing methods of creating, operating underground gas storages and enhancing component recovery of layers

Fazil A. Nurammadli

SOCAR, Oil Gas Scientific Research Project Institute, Baku, the Republic of Azerbaijan

e-mail: fazil.nurammadli@mail.ru

Abstract. A significant role in ensuring the reliability of gas supply is played by underground gas storages, which are the most cost-effective objects for reserving natural gas. With all the originality of solving the issues of gas supply reliability by constructing underground gas storage in depleted gas condensate, gas and oil fields and aquifers, which are traditional methods, the absence of such geological conditions necessitates searching for other, unconventional methods of creating underground gas storages.

Key words: underground gas storage; abnormally high reservoir pressure; abnormally high pore pressure in clays; gas condensate fields

Введение

Одной из важных задач современного этапа развития газодобывающей отрасли являются повышение эффективности поисков и разведки новых газоконденсатных месторождений (ГКМ), совершенствование методов их разработки и геолого-промыслового контроля за эксплуатацией залежей нефти и газа. В связи с открытием ГКМ Шах-Дениз, а также Карабах, Дан Улдузу, Ашрафи и газоконденсатных горизонтов нижнего отдела продуктивной толщи (ПТ) в пределах

морских месторождений Гюнешли, Чираг, Азери в перспективе Азербайджан становится крупным газодобывающим государством. Кроме того, после экспорта крупных объемов углеводородного газа функционирующие подземные хранилища газа (ПХГ) могут оказаться недостаточными для регулирования газотранспортной системы. Поэтому необходимо изыскать дополнительные мощности как традиционными, так и нетрадиционными методами.

Объект и методы исследования

Подземное хранение газа проектируется в естественных пористых и проницаемых коллекторах, а также непористых и непроницаемых горных породах. Первое ПХГ было построено в Канаде в Уэлленд Каунти в 1915 г. Первое ПХГ в США было сооружено в 1916 г. в истощенном газовом месторождении Зоор около г. Буффало. Первое в мире подземное хранилище сжиженных газов создано в США в месторождениях каменной соли путем выщелачивания пресной водой в 1950 г. Первое в мире ПХГ в ловушке водонасыщенного пласта Хершер было сооружено в 1953–1958 гг. около г. Чикаго (США). В бывшем СССР первое ПХГ создано в 1958 г. в истощенном Башкатовском газовом месторождении. Первое хранилище для сжиженных газов в искусственной каверне, образованной в отложениях каменной соли путем выщелачивания пресной водой, было создано в 1959 г. в Башкирии. В дальнейшем ПХГ получило широкое развитие в мире [1].

В практике отмечаются следующие основные направления создания ПХГ:

- в истощенных газовых и газоконденсатных залежах;
- в истощенных нефтяных месторождениях;
- в соленосных отложениях.

Вместе с тем существующая технология создания ПХГ в истощенных залежах характеризуется рядом значительных недостатков: нагнетаемый в подобные ПХГ природный газ отличается капитальными двойными затратами, связанными с организацией его добычи на других газоконденсатных месторождениях, транспортом в район ПХГ, нагнетанием уже добытого газа при помощи компрессоров в объекты ПХГ, которые из-за необходимости создания буферного газа ухудшают технико-экономические показатели ПХГ.

Выполненные работы предусматривают комплексное решение проблем разработки ПХГ в рамках единой технологической схемы. Все это, безусловно, свидетельствует о необходимости дополнения существующей технологии подземного хранения газа новыми техническими решениями. Проведен анализ результатов экспериментальных, геолого-промысловых исследований по газовому воздействию на пласт с позиции создания ПХГ.

Сложность проблемы изучения вытеснения нефти смешивающимися с ней агентами сделала необходимой постановку большого числа экспериментов, многие из которых посвящены исследованию вытеснения нефти из пористой среды газами [2, 3].

В работе [4] описаны результаты экспериментальных исследований, проведенных в статистических и динамических условиях. Для проведения последних была использована стальная цилиндрическая труба длиной 8 м и диаметром около 5 см, заполненная песком. В опытах нефть вытеснялась сухим (88 % C_1) и обогащенным (72 % C_1) углеводородным газом при давлении 19,5; 24,5 и 28,0 МПа. Установлено, что на величину коэффициента вытеснения влияют давление, составы нефти и газа, соотношение вязкости фаз.

Первые опыты вытеснения нефти сжатым газом проведены в работе [2]. Этими исследованиями была показана принципиальная возможность повыше-

ния нефтеотдачи путем закачки в пласт газов под высоким давлением. В работе [5] уделено внимание изучению растворяющей способности углеводородных газов, определению критических параметров системы нефть — газ. Опыты проводились на вертикальных моделях пласта, представляющих собой трубы диаметром 67 мм и длиной 2,6 м, заполненные кварцевым песком.

В работе [6] установлено, что если оторочка и переходные зоны занимают менее 20 % площади, на которой осуществляется вытеснение, то коэффициент охвата зависит от отношения вязкости нефти и газа.

Широкий комплекс исследований процесса вытеснения нефти из пористой среды газом под высоким давлением выполнен в работе [7]. Лабораторные опыты проводились на установке, основной частью которой были линейные модели пласта, удовлетворяющие основным критериям подобия. Модели пласта представляют собой трубы внутренним диаметром 24 мм и длиной 9,5; 19,7 и 30 м, помещаемые в термостатируемые рубашки.

Проведенные в работе [7] эксперименты показали увеличение эффективности вытеснения нефти сжатым газом с повышением давления, увеличение содержания в газе промежуточных компонентов C_2-C_6 , причем после достижения определенного предела дальнейшее повышение давления в малой степени влияет на эффективность вытеснения нефти; точно так же после достижения смешиваемости вытесняемого и нагнетаемого агентов дальнейшее возрастание содержания в газе C_2-C_6 в малой степени сказывается на процессе.

При вытеснении нефти из горизонтально установленной модели эффективность вытеснения составила всего лишь 10 % к моменту прорыва газа (вытеснение при $P = 20$ МПа и $T = 40^\circ C$ в течение 50 часов). При вертикальном положении модели метаном до прорыва было вытеснено уже 47 % нефти [8].

Исследования по влиянию угла наклона модели пласта производились на короткой модели длиной 0,5 м. Полученные результаты позволили оценить в течение процесса качественные изменения, связанные с гравитационным разделением фильтрующихся агентов. В опытах установили следующие углы наклона модели: 0; 5; 10; 20; 30; 90°. Вытеснение производилось сверху вниз при постоянной скорости. При изменении угла наклона от 0 до 30° нефтеотдача до прорыва газа увеличивалась от 22 до 80 %; дальнейшее увеличение угла наклона до 90° не привело к существенному изменению эффективности [8, 9].

В некоторых исследованиях установлено, что степень влияния скорости фильтрации на эффективность вытеснения зависит от длины модели. На модели длиной 6,1 м увеличение скорости фильтрации снизило эффективность вытеснения. При проведении экспериментов на модели длиной 18,3 м скорость фильтрации не оказывала влияния на эффективность вытеснения.

В работе указывается, что состав нагнетаемого газа оказывает большее влияние на величину коэффициента вытеснения, чем состав нефти.

Увеличение содержания компонентов C_2-C_6 с 11 до 22 % сказывается на эффективности вытеснения меньше, чем дальнейшее повышение содержания в газе C_2-C_6 до 35 %, а повышение содержания в газе C_2-C_6 до 45 % почти не увеличивает эффективность вытеснения.

Эксперименты показали, что при фильтрации в условиях смешиваемости фаз эффективность вытеснения почти не зависела от типа пористой среды и содержания в ней глины, а эффективность в условиях ограниченной растворимости существенно зависела от типа пористой среды.

Результаты

Автором данной статьи проведены геологические исследования по газоносности Азербайджана и разработаны геологические основы создания ПХГ.

Рассмотрены основные закономерности проявлений и развития аномально высоких пластовых давлений (АВПД), аномально высоких поровых давлений в глинах во всех нефтегазоносных районах мезокайнозойских отложений Азербайджана и Восточного Предкавказья. При непосредственном участии автора статьи на примере нефтегазоносных месторождений Восточного Предкавказья установлена четкая корреляция между значениями градиентов пластового давления в коллекторах, степенью интенсивности проявлений АВПД в глинах, величинами пористости и мощности глинистых материалов. Так, в майкопской серии, характеризующейся максимальными значениями градиентов АВПД, глинистые интервалы имеют максимальную мощность и обладают аномально высокой пористостью глин; в меловых отложениях, где глины имеют значительно меньшую по сравнению с майкопской свитой мощность и пористость, градиенты АВПД в смежных коллекторах более низкие, а в отложениях юрской системы, где глинистые разности предельно уплотнены, пластовые давления почти соответствуют гидростатическому. Автором статьи составлены схемы изменения градиентов АВПД в Восточном Предкавказье в пределах отложений верхнего и нижнего мела. Указанные закономерности и критерии в дальнейшем были использованы при выборе объектов для создания и эксплуатации ПХГ в мезокайнозойских комплексах.

Согласно построенным автором палеоструктурным профилям, палеорекострукция Южно-Каспийской впадины показывает, что в пределах указанного бассейна выделяются два типа структур с резко различными морфологическими и генетическими особенностями. Первый тип охватывает сильно развитые, резко дислоцированные, в разной степени размытые локальные поднятия, осложняющие бортовые обрамления впадины и содержащие многопластовые залежи нефти. Второй тип, характерный для депрессионной части впадины, включает слабо дислоцированные погребенные структуры, содержащие преимущественно газоконденсатные скопления. На основе палеотектонического анализа автор статьи пришел к заключению, что в инверсионных складках, приуроченных к наиболее приподнятым зонам внешних обрамлений впадины, залегают нефтяные скопления. В структурах, характеризующихся иммерсионным режимом развития, приуроченных к наиболее погруженным зонам залегания ПТ, следует ожидать выявления газоконденсатных скоплений. Указанные закономерности были использованы в качестве критерия при определении перспективных газовых ресурсов базисных горизонтов ПТ и при выборе объектов для создания ПХГ.

Выводы

Составленная геологическая модель морских месторождений Гюнешли, Чираг и Азери показывает, что нижний отдел ПТ состоит в основном из газоконденсатных горизонтов. В целом в азербайджанском секторе Каспия размещены уникальные ресурсы УВ. Совместно с иностранными компаниями в пределах нижних этажей продуктивной толщи перспективных структур Карабах, Дан Улдузу, Ашрафи, Шах-Дениз и т. д. в результате разведочных работ открыты газоконденсатные месторождения. В случае своевременного ввода в разработку вновь открываемых морских газоконденсатно-нефтяных залежей, а также утилизации попутного газа «контрактных» месторождений и его переработки газоснабжение Азербайджана будет улучшено.

Библиографический список

1. Lambert H. M. S., Eagan P. C., Taffy P. R. Salt cavities for storage of natural gas at Hoarse in Great Britain – London // 13th World Gas Conference. I.G.V/A8-76. – 1976. – P. 23.

2. Великовский А.С., Терзи В. П. Вытеснение нефти из пластов сжиженным газом // Нефтяное хозяйство. – 1967. – № 9. – С. 18–25.
3. Николаев В. А., Бузинов С. Н., Макеев Б. В. Вытеснение растворителями жидких пластовых углеводородов с низкой фазовой насыщенностью // ЭИ. Серия: Геология, бурение и разработка газовых месторождений. – 1977. – № 15. – С. 10–13.
4. Wharton L. P., Kuschnik W. L. Preliminary reports on oil recovery by high pressure Gas Injection // Drill and Prod. Bract. – 1950. – № 5. – P. 50–56.
5. Закс С. Л. Повышение нефтеотдачи пласта нагнетанием газов: вытеснение в условиях взаимной растворимости вытесняющей и вытесняемой фаз и обратного испарения / Под ред. проф. М. М. Кусакова. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 191 с.
6. Craig F. F., Owens W. S. Miscible Slug Flooding — A Review // Journal of Petroleum Technology. – 1960. – Vol. 12, Issue 4. – P. 11–15. DOI: 10.2118/1391-G
7. Дегтярев Н. М., Багов М. С., Полянский В. Г. Исследование вытеснения нефти газом высокого давления из неоднородной и трещинно-пористой среды на лабораторных моделях // Сб. науч. тр. СевКавНИПИнефть. – 1967. – Вып. 3. – С. 149–152.
8. Дегтярев Н. М., Полянский В. Г. Исследование эффективности вытеснения нефти из пористой среды газом высокого давления на наклонных моделях пласта // Сб. науч. тр. СевКавНИПИнефть. – 1970. – Вып. 6. – С. 183–186.
9. Дегтярев Н. М., Полянский В. Г. Влияние температуры на эффективность вытеснения нефти из пористой среды газом высокого давления // Сб. науч. тр. СевКавНИПИнефть. – 1970. – Вып. 6. – P. 177–182.

References

1. Lambert, H. M. S., Eagan, P. C. & Taffy, P. R. (1976). Salt cavities for storage of natural gas at Hoarse in Great Britain - London. 13th World Gas Conference. I.G.V/A8-76. pp. 23. (In English).
2. Velikovskiy, A. S., & Terzi, V. P. (1967). Vytesneniye nefiti iz plastov szhizhennym gazom. Oil Industry, (9), pp. 18-25. (In Russian).
3. Nikolayev, V. A., Buzinov, S. N., Makeyev, B. V. (1977). Vytesneniye rastvoritelyami zhidkikh plastovykh uglevodorodov s nizkoy fazovoy nasyshchennost'yu. EI. Seriya: Geologiya, bureniye i razrabotka gazovykh mestorozhdeniy, (15), pp. 10-13. (In Russian).
4. Wharton, L. P., & Kuschnik, W. L. (1950). Preliminary reports on oil recovery by high pressure Gas Injection. Drill and Prod. Bract, (5), pp. 50-56. (In English).
5. Zaks, S. L. (1963). Povysheniye nefteotdachi plasta nagnetaniyem gazov: vytesneniye v uslo-viyakh vzaimnoy rastvorimosti vytesnyayushchey i vytesnyayemoy faz i obratnogo ispare-niya. – М.: Gostoptekhizdat Publ., 191 p. (In Russian).
6. Craig, F. F., & Owens, W. S. (1960). Miscible Slug Flooding - A Review. Journal of Petroleum Technology, 12(4), pp. 11-15. (In English). DOI: 10.2118/1391-G
7. Degtyarev, N. M., Bagov, M. S., & Polyanskiy, V. G. (1967). Issledovaniye vytesneniya nefiti gazom vysokogo davleniya iz neodnorodnoy i treshchinno-poristoy sredy na laboratornykh modelyakh. Sbornik nauchnykh trudov SevKavNIPIneft', (3), pp. 149-152. (In Russian).
8. Degtyarev, N. M., & Polyanskiy, V. G. (1970). Issledovaniye effektivnosti vytesneniya nefiti iz poristoy sredy gazom vysokogo davleniya na naklonnykh modelyakh plasta. Sbornik nauchnykh trudov SevKavNIPIneft', (6), pp. 183-186. (In Russian).
9. Degtyarev, N. M., & Polyanskiy, V. G. (1970). Vliyaniye temperatury na effektivnost' vytesneniya nefiti iz poristoy sredy gazom vysokogo davleniya. Sbornik nauchnykh trudov Sev-KavNIPIneft', (6), pp. 177-182. (In Russian).

Сведения об авторе

Нурмамедли Фазиль Алигусейн оглы,
к. г.-м. н., старший научный сотрудник,
SOCAR, НИПИнефтегаз, г. Баку, Республика
Азербайджан, e-mail: fazil.nurmammadli
@mail.ru

Information about the author

Fazil A. Nurmammadli, Candidate of Ge-
ology and Mineralogy, Senior Researcher,
SOCAR, Oil Gas Scientific Research Project
Institute, Baku, the Republic of Azerbaijan,
e-mail: fazil.nurmammadli@mail.ru

**Типизация разреза баженовской свиты посредством
комплексирования геолого-геохимических и геофизических данных**

**Г. А. Смоляков^{1*}, В. Ф. Гришкевич¹, Н. Ю. Москаленко¹,
Н. В. Гильманова²**

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: SmolyakovGA@tmn.lukoil.com

Аннотация. Породы, слагающие баженовскую свиту, детально изучены с помощью валовых спектрометрических исследований. Дополнительно в комплексе рассматривались конкретные данные и публикации, характеризующие палеонтологические и фациальные условия осадконакопления бассейна седиментации. Результаты проведенных исследований показывают исключительно органогенную природу происхождения литологических разностей баженовских отложений, подтверждают необходимость изменения алгоритмов проведения интерпретации геофизических исследований скважин. Выявлены закономерности изменения регистрируемых скважинных значений с составом пород и их приуроченности к определенным стратиграфическим этажам и соответствующим фациальным обстановкам. Разработана концепция литологического расчленения баженовской свиты посредством геофизических исследований скважин, подтвержденная данными по керну и испытаниями в скважинах.

Ключевые слова: баженовская свита; спектрометрические исследования; палеонтологическая характеристика; геофизические исследования скважин

**Typification of the section of Bazhenov formation through the integration
of geological, geochemical and geophysical data**

**Gennady A. Smolyakov^{1*}, Vladimir F. Grishkevich¹, Natalia Yu. Moskalenko¹,
Natalia V. Gilmanova²**

KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: SmolyakovGA@tmn.lukoil.com

Abstract. The article is devoted to features of the geological structure of Bazhenov formation. Gross spectral studies helped to study in detail the rocks composing the Bazhenov formation. In addition, specific data and publications characterizing paleontological and facies conditions of depositional basin sedimentation were considered. The results of the studies show only the organogenic nature of the origin of the lithological differences of Bazhenov deposits, confirm the need to

change the algorithms for the interpretation of geophysical studies of wells. In the article, we reveal the regularities of changes in the recorded well values with the composition of rocks and their attachment to certain stratigraphic floors and the corresponding facies conditions. Also, we describe the concept of lithological dismemberment of Bazhenov formation by well testing and well performance.

Key words: Bazhenov formation; spectrometric studies; paleontological characteristics; well testing

Введение

На сегодняшний день керн является единственным источником достоверной информации о горных породах, залегающих глубоко в недрах. Данные о геохимическом составе определенной литологической разности дают возможность более точно говорить о ее происхождении, наличии или отсутствии коллекторских свойств и позволяют выделять ее в разрезе по данным геофизических исследований в скважинах (ГИС).

Типичный разрез баженовской свиты (БС) невозможно расчленить по стандартным алгоритмам терригенных и карбонатных формаций нефтегазоносных провинций. Существующие методики интерпретации часто не согласуются друг с другом, отличаются по количеству литотипов и не позволяют однозначно выделить продуктивные интервалы.

В данной работе будет показано комплексное использование геолого-геохимической и геофизической информации, восстанавливающее хронологию осадконакопления верхнеюрских отложений Имилорского месторождения и позволяющее расчленять БС по данным стандартного комплекса ГИС.

Объект и методы исследования

Седиментация баженовского бассейна проходила в условиях высокого уровня моря и удаленности от материковой части, когда питающие провинции почти не поставляли терригенный материал в зону осаждения. Поэтому главным источником породообразующего вещества служили морские организмы [1].

Данный факт подтверждается спектрометрической информацией по керну двух опорных скважин: большую часть породообразующего объема разреза БС занимает оксид кремния, преобладание которого обусловлено останками зоопланктона скелетов ископаемых радиолярий (рис. 1).

Изменение содержания петрогенных оксидов и элементов в интервале свиты, измеренные с помощью портативного прибора X-Met 7500, сопровождается изменением преобладания определенных популяций nektona, планктона, бентоса и вторичными изменениями литифицируемых осадков.

На рисунке 2 видно, что результаты качественного соотношения содержания элементов по данным разных приборов (портативного и стационарного) сопоставимы. Портативный прибор уверенно определяет спектры большинства макроэлементов и главным образом петрогенных оксидов. То есть анализатор X-Met 7500 надежно определяет присутствие того или иного элемента из

своего рабочего диапазона и качественное соотношение его содержания с другими элементами.

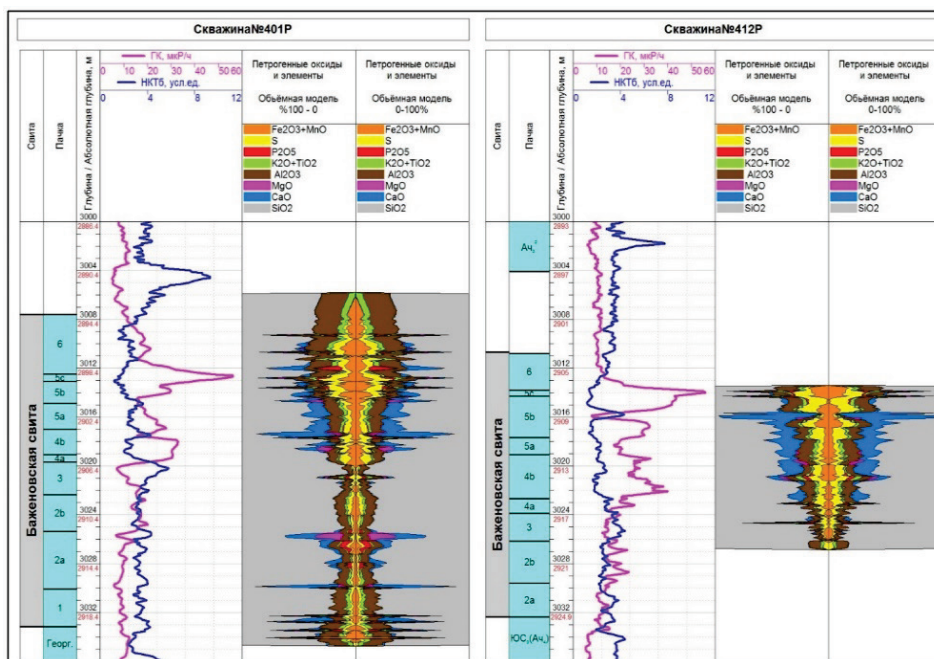


Рис. 1. Визуализация спектрометрических исследований керна и данных ГИС по разрезам скв. 401Р и 412Р

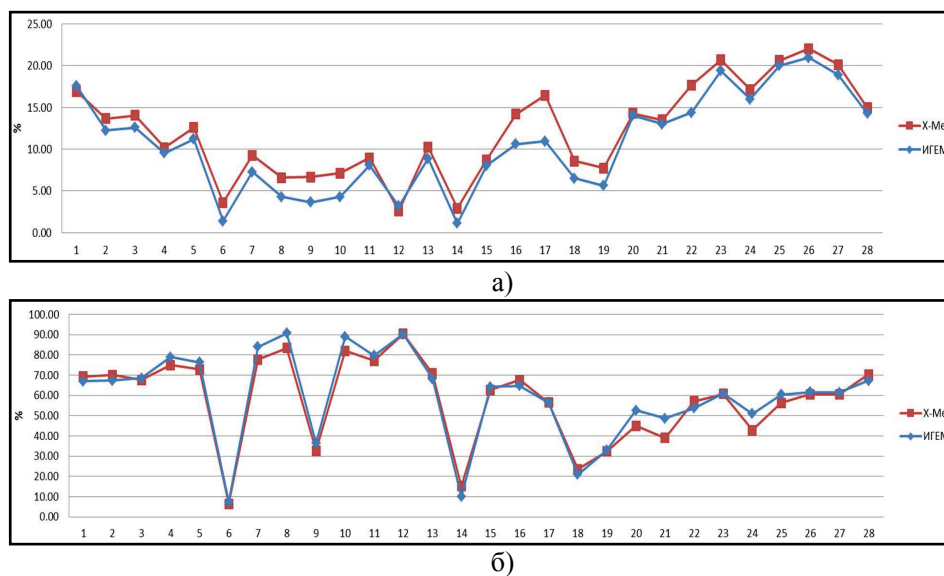


Рис. 2. Сравнение результатов рентгенофлуоресцентного анализа портативного (X-Met 7500) и стационарного прибора (ИГЕМ) по а) Al_2O_3 и б) SiO_2

Обобщенная схема комплексного использования спектрометрической информации по керну скважин совместно с данными ГИС, литолого-фациальной и палеонтологической характеристикой разреза БС представлена на рисунке 3. Приведенная схема наглядно показывает преимущественно органогенную природу происхождения пород БС с меньшим влиянием терригенного материала и вторичных процессов на окончательный состав большинства литологических разностей.

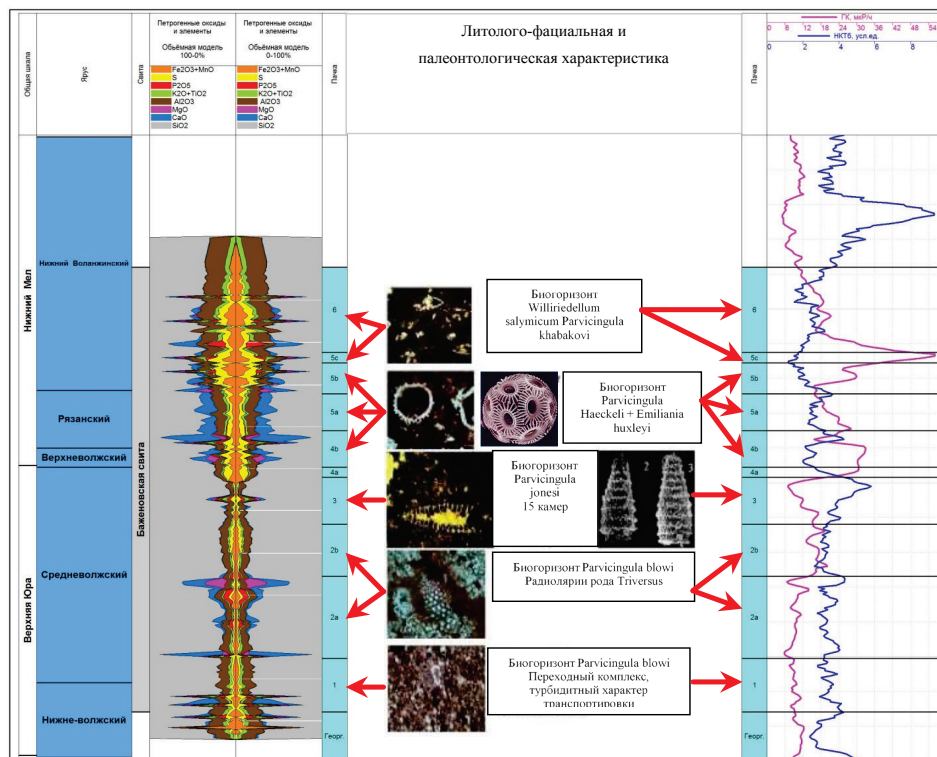


Рис. 3. Схема расчленения баженовского горизонта по данным скважины 401P с комплексной характеристикой по ископаемым организмам

Результаты

С учетом опыта и наработок таких авторов, как И. В. Панченко, В. Д. Немова, Е. Ю. Балушкина, Г. А. Калмыков, отложения БС Имилорского месторождения были разделены на 6 стратиграфических пачек, которые уверенно выделяются по каротажу и керну (описание снизу вверх) [1, 2].

Пачка 1 — сложена преимущественно глинистыми углеродистыми силицитами с линзами радиоляритов. В кровельной части пачки встречаются мало-мощные (до 1 м) прослои радиоляритов, доломитов и известняков.

Пачка 2 — сложена преимущественно глинистыми углеродистыми силицитами, в том числе с биогенным детритом двустворок, визуально массивными, с непостоянным числом разновеликих прослоев радиоляритов, неоднородно вторично карбонатизированных.

Пачка 3 — «радиоляритовая», представлена силицитами с радиоляритами, доломитами и известняками, замесившими радиоляриты.

Пачка 4 — «высокоуглеродистая», сложена силицитами глинистыми наиболее высокоуглеродистыми, однородными и с прослоями, насыщенными двустворками.

Пачка 5 — «кокколитофоридовая», представлена глинисто-известковыми силицитами, а также переслаиванием силицитов глинисто-известковых, послойно пиритизированных, с силицитами глинистыми пиритизированными. Встречаются прослои вторичных известняков и доломитов. Повсеместно породы насыщены остатками кокколитофорид и рыб, реже — двустворками.

Пачка 6 — «пиритовая», повсеместно представлена силицитами глинистыми послойно пиритизированными, редко, в верхней части, слабокремнистыми глинами.

Состав и последовательность стратиграфических пачек достаточно выдержаны по разрезу и хорошо прослеживаются на больших расстояниях, некоторые из них были дополнительно раздроблены в соответствии со сменой фациальных обстановок осадконакопления [1].

Для литологического расчленения разреза БС Имилорского месторождения были разработаны 9 литотипов (таблица), обособленных по минеральному составу, палеонтологическим характеристикам, стратиграфической приуроченности к описанным выше пачкам и обособленных возможностью их выделения по стандартному комплексу ГИС.

Индексация литотипов баженовской свиты Имилорского месторождения

Литотип баженовской свиты Имилорского месторождения	Априорные значения по временному методическому руководству государственной комиссии по запасам [3]	
	Используемая нефтенасыщенная толщина для подсчета запасов, м	Коэффициент продуктивности, %
Силицит радиоляритовый	100 %	85
Вторичный карбонат	50 %	95
Силицит глинисто-карбонатный	50 %	95
Силицит глинисто-карбонатно-битуминозный послойно пиритизированный	Неколлектор	—
Силицит глинисто-битуминозный	Неколлектор	—
Силицит глинистый	Неколлектор	—
Аргиллит слабо битуминозный	Неколлектор	—
Битуминозный аргиллит	Неколлектор	—
Силицит пиритизированный	Неколлектор	—

В отдельную группу можно отнести литотипы, характеризующие вторичные изменения пород, — это силицит пиритизированный и вторичный карбонат, соответствующие им пиритизация и карбонатизация встречаются почти во всех шести пачках БС.

Исследования, проведенные с помощью современной сканирующей электронной микроскопии, позволили восстановить картину минералообразования в битуминозной породе — цикличной, многоэтапной смены псевдоморфоз минералов один по другому в остатках биоты нектона, планктона и донных некротических отложений (рис. 4). Однако при изучении разреза было отмечено, что метаморфические процессы в БС не всегда хаотичны и в стратиграфическом отношении есть обособленные горизонты — пиритизированные прослои обязательно приурочены к пачкам «4а» и «5с», также часто карбонатный прослой залегает на границе пачек «2b» и «2а», «1» (рис. 5).

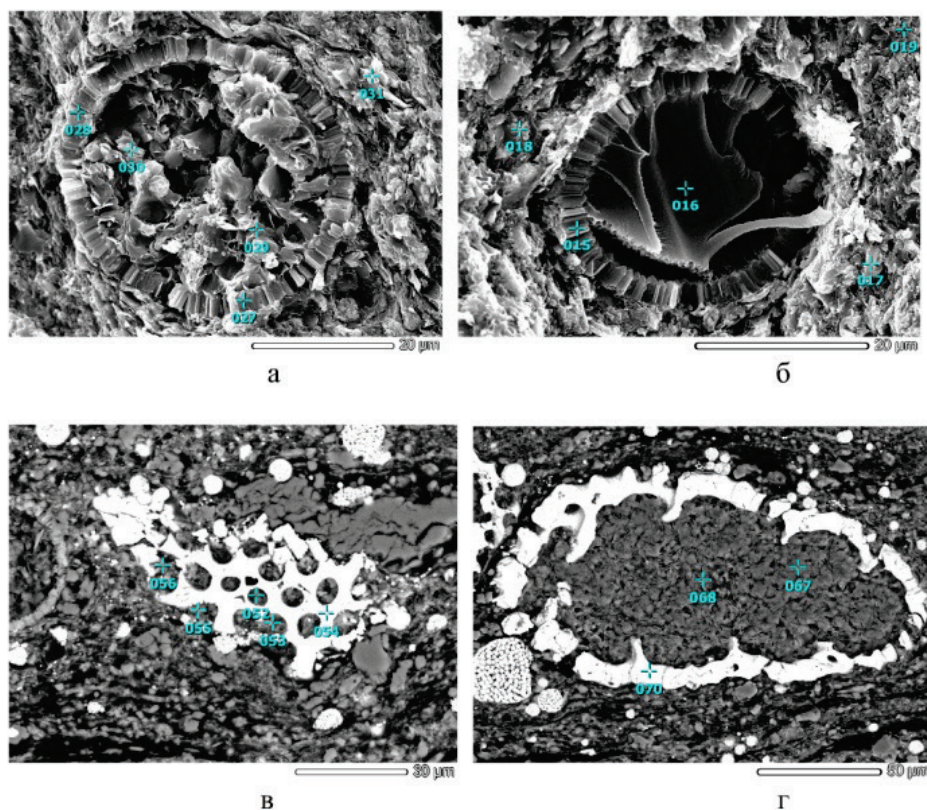


Рис. 4. Электронно-микроскопические снимки минеральных замещений:
а) криптокристаллический кварц по аморфному кремнезему (точки 027, 028), аутигенная гидрослюда (точки 029, 030); б) кероген по акваорганическому веществу (точка 016), криптокристаллический кварц по аморфному кремнезему (точка 016); в) кальцит по аморфному кремнезему радиоларий (точка 054), аутигенные гидрослюда и хлорит в полостях радиоларий (точки 056, 055, 052, 053); пиритизация обломка радиоларии сверху и справа; г) каолинизация (точки 068, 067) карбонатизированного (точка 070) обломка радиоларии [4]

Наличие большого количества пирита отмечается по спектрометрии увеличением содержания Fe_2O_3 и S, по данным ГИС пиритизация выделяется повышенными значениями гамма-каротажа (ГК) и низкими сопротивлениями по отношению к вмещающим породам, также часто эти интервалы более разуплотненные по данным гамма-гамма каротажа плотностного (ГГКп) и акустического каротажа (АК) (см. рис. 5).

Отнести по ГИС большинство карбонатных разностей БС к определенному типу фации, диагенеза или катагенеза не представляется возможным, поэтому они и были объединены в один литотип — «вторичный карбонат».

По геофизическим данным этот литотип выделяется, так же как в терригенном разрезе, минимальными значениями ГК и АК, повышенными значениями бокового каротажа (БК), ГГКп, нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (НКТ). Спектрометрия в данных интервалах показывает резкое увеличение содержания оксидов кальция и магния (см. рис. 5).

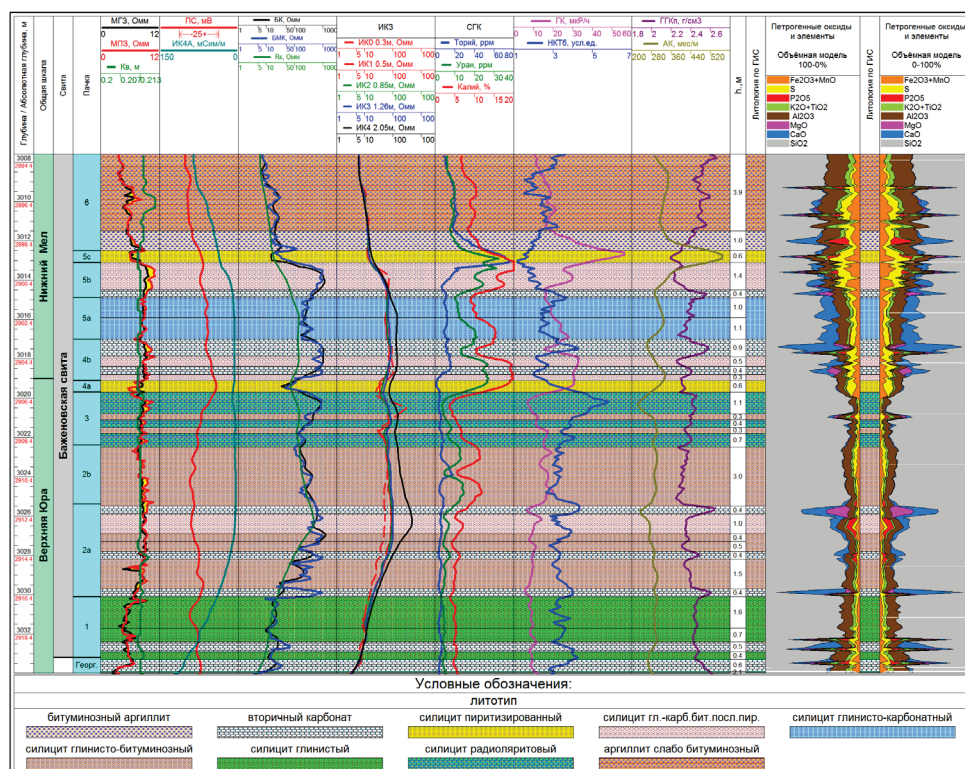


Рис. 5. Литотипизация разреза баженовской свиты по данным ГИС и спектрометрии — скв. 401Р

Литотип силицит глинисто-карбонатный стратиграфически приурочен к пачке «5а», выделяется по спектрометрии повышенными значениями карбонатных и глинистых соединений, период осадконакопления данных отложений связан с расцветом популяций аммонитов, теутид, рыб и бухий, также отмечено увеличение количества останков водорослей с карбонатным скелетом. Преобладание в литифицируемой массе карбонатных нектона и бентоса влечет за собой образование ракушечников в процессе диагенеза, данный факт подтверждается по ГИС более низкими (в сравнении с вторичными карбонатами) значениями по ГТКп, НКТ, БК и АК, подтверждающими меньшую плотность пород ввиду их брекчиевидного строения.

Характерной особенностью выделения данного литотипа и пачки по ГИС являются более низкие регистрируемые значения и расположение их в центре между двух максимумов по ГК и БК, хорошо различимых в верхней части баженовской свиты (см. рис. 5).

Карбонатные литологические разности по временному методическому руководству по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи, утвержденные государственной комиссией по запасам полезных ископаемых (ВМР ГКЗ) [3, 5], относятся к продуктивным с 50 %-й эффективной нефтенасыщенной толщиной (см. таблицу).

Опыт разработки Средне-Назымского месторождения [2] показал, что наиболее продуктивной в разрезе БС является пачка «3», сложенная преимущественно кремнисто-карбонатными радиоляритами, ВМР ГКЗ также выделяет кремнистые интервалы в продуктивные, со 100 %-й эффективной нефтенасыщенной толщиной (см. таблицу).

Выделение в БС интервалов «неколлекторов» также важно, поскольку только комплексная литологическая характеристика позволяет точно выделять продуктивные интервалы, используя ярко выраженные закономерные характеристики изменения кривых ГИС в соответствующих пачках и литотипах по отношению друг к другу.

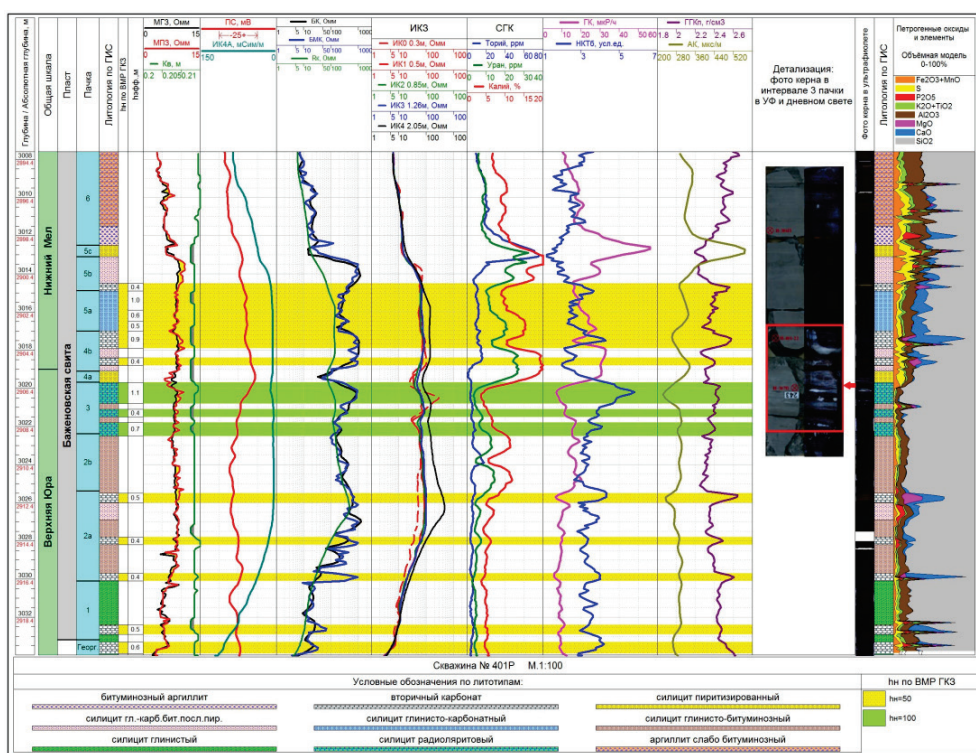


Рис. 6. Расчленение разреза БС по данным ГИС, спектрометрии и фотографиям
керна в УФ свете — скв. 401Р

Обсуждение

На рисунках 6 и 7 представлены две характерные скважины 401Р и 108Р, соответствующие высокому и низкому уровню информационной наполненности по данным ГИС и керну.

В скв. 401Р отмечены признаки продуктивности по свечению керна в ультрафиолетовом свете (УФ), отнесенные после увязки к продуктивным силицитам радиоляритовым (см. рис. 6).

Скв. 108Р после многолетнего простоя во время расконсервации выбросила 9,5 м³ нефти, изучение дела скважины показало, что вероятным источником насыщения могут быть только баженовские отложения.

Наработанная методика расчленения разреза БС позволила выдать результаты интерпретации геофизических исследований скважин и предложить ряд мер для уточнения интервала продуктивности.

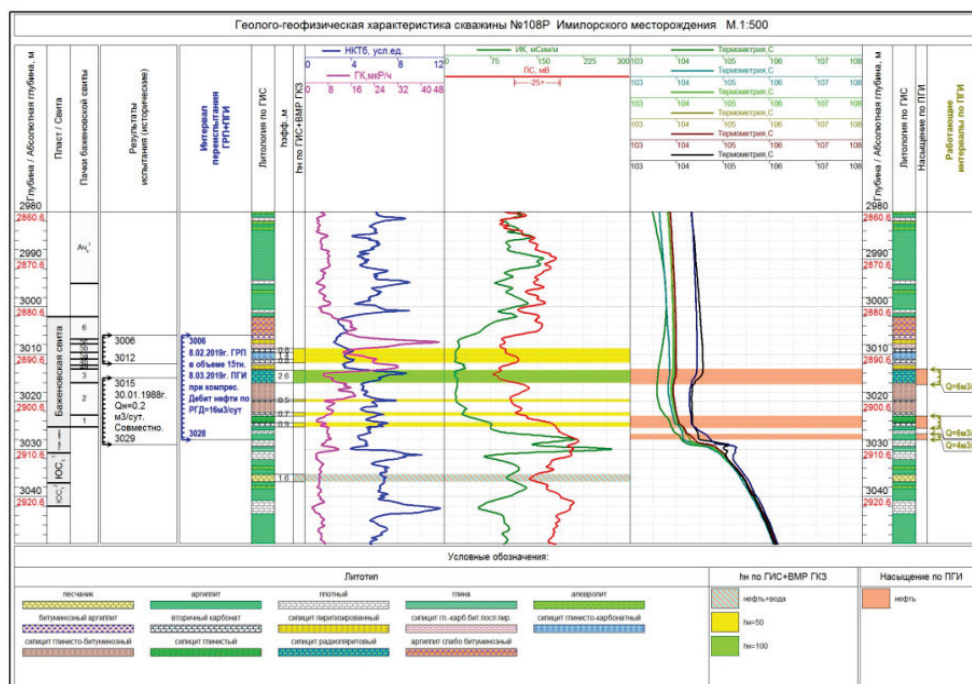


Рис. 7. Расчленение разреза БС по данным ГИС — скв. 108Р

Проведенные мероприятия, гидравлический разрыв пласта (ГРП) и промысловые геофизические исследования (ПГИ) подтвердили нефтенасыщенность силицитов радиоляритов и вторичных карбонатов, в итоге получен приток нефти с суммарным дебитом 16 м³/сут (см. рис. 7).

Выводы

Использование представленной концепции литотипизации позволяет выполнять интерпретацию в скважинах с расширенным и ограниченным комплексом ГИС и рекомендуется для использования как при оперативном сопровождении проектов по битуминозным отложениям, так и при проведении научно-исследовательских работ по ним.

Библиографический список

1. Комплексы палеобиоты в абалакско-баженовских отложениях центральной части Западной Сибири [Электронный ресурс] / И. В. Панченко [и др.] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10. – № 2. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2/24_2015.pdf. DOI: 10.17353/2070-5379/24_2015
2. Обзор результатов разработки баженовской свиты в связи с ее геологическим строением и пластовыми условиями (на примере Средне-Назымского и Салымского месторождений) / В. Д. Немова [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 1. – С. 38–45.
3. Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [Электронный ресурс] // Недропользование XXI век. – 2017. – № 4. – С. 70–100. – Режим доступа: http://naen.ru/journal_nedropolzovanie_xxi/arkhiv-zhurnala/2017/4_trudnoizvlekaemye_zapasy_prirodnikh_uglevodorodov_nastoyashchee_i_budushchee/.
4. Генетические аспекты формирования баженовской свиты и критерии прогноза ее промышленной продуктивности [Электронный ресурс] / Т. А. Коровина [и др.] // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. – 2014. – № 2 (10). – Режим доступа: http://oilgasjournal.ru/vol_10/korovina.pdf.
5. Калмыков Г. А. Строение баженовского нефтегазоносного комплекса как основа прогноза дифференцированной нефтепродуктивности: дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – М., 2016. – 391 с.

References

1. Panchenko, I. V., Balushkina, N. S., Baraboshkin, E. Yu., Vishnevskaya, V. S., Kalmykov, G. A., & Shurekova, O. V. (2015). Complexes of paleobiota in Abalak-Bazhenov deposits in the central part of Western Siberia. *Neftgazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 10(2). (In Russian). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2/24_2015.pdf. DOI: 10.17353/2070-5379/24_2015
2. Nemova, V. D., Panchenko, I. V., Il'in V. S., & Smirnova M. E. (2017). Review of the results of bazhenov suite development in connection with its geological structure and reservoir conditions (on the example of Mid-Nazym and Salym fields). *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (1), pp. 38-45. (In Russian).
3. Vremennoye metodicheskoye rukovodstvo po podschetu zapasov nefiti v treshchinnykh i treshchinno-porovykh kollektorakh v otlozheniyakh bazhenovskoy tolshchi Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii. (2017). *Nedropol'zovaniye XXI vek*, (4), pp. 70-100. (In Russian). Available at: http://naen.ru/journal_nedropolzovanie_xxi/arkhiv-zhurnala/2017/4_trudnoizvlekaemye_zapasy_prirodnikh_uglevodorodov_nastoyashchee_i_budushchee/.
4. Korovina, T. A., Kropotova, E. P., Gulyaev, S. V., Kritskiy, I. L., & Shadrina, S. V. (2014). On genesis of Bazhenov suite and prediction of industrial oil productivity. *Mineral resources. Geological power energy. Geopolitics*, (2(10)). (In Russian). Available at: http://oilgasjournal.ru/vol_10/korovina.pdf.
5. Kalmykov, G. A. (2016). *Stroenie bazhenovskogo neftegazonosnogo kompleksa kak osnova prognoza differencirovannoy nefteproduktivnosti*. Diss. dokt. geol.-mineral. nauk. Moscow, 391 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Смоляков Геннадий Анатольевич, главный специалист, Центр геологического моделирования и подсчета запасов, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИ-нефть», г. Тюмень, e-mail: Smolyakov-GA@tmn.lukoil.com

Information about the authors

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

Гришкевич Владимир Филиппович,
д. г.-м. н., главный специалист, Центр
геологического моделирования и подсчета
запасов, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-
Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»,
г. Тюмень

Москаленко Наталья Юрьевна,
начальник управления, Центр геологического
моделирования и подсчета запасов, филиал
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «Когалым-
НИПИнефть», г. Тюмень

Гильманова Наталья Вячеславовна,
к. г.-м. н., доцент кафедры прикладной
геофизики, Тюменский индустриальный
университет, г. Тюмень

Vladimir F. Grishkevich, Doctor of Geolo-
gy and Mineralogy, Main Specialist, Center for
Geological Modeling and Reserves Estimation,
KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-
Engineering LLC, Tyumen

Natalia Yu. Moskalenko, Head of Depart-
ment, Center for Geological Modeling and
Reserves Estimation, KogalymNIPIneft Branch
of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

Natalia V. Gilmanova, Candidate of Geol-
ogy and Mineralogy, Associate Professor at the
Department of Applied Geophysics, Industrial
University of Tyumen

УДК 553.982

**Анализ эффективности моделей переходных зон для определения
коэффициентов нефтенасыщенности и положения
контакта углеводородов с водой**

Г. Е. Строянецкая

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

Аннотация. При интерпретации геолого-геофизической информации находят применение модели переходных зон, являющиеся графиками зависимостей коэффициентов водонасыщенности коллекторов от высоты залегания их над уровнем с нулевым капиллярным давлением с учетом геолого-геофизического параметра. Данные модели не рекомендуются для оценки коэффициентов нефтенасыщенности коллекторов в переходной зоне. Высоту залегания коллектора над уровнем с нулевым капиллярным давлением можно оценить по модели переходной зоны, в которой учитываются значения коэффициентов остаточной водонасыщенности коллекторов, но только при подтверждении модели переходной зоны данными капилляриметрических исследований на керне.

Ключевые слова: керн; нефтенасыщенность; остаточная водонасыщенность; граничное значение коэффициента водонасыщенности; капилляриметрия

**Analysis of the efficiency of models of transition zones to determine
oil-saturation factors and position of contact of hydrocarbons with water**

Galina E. Stroyanetskaya

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

Abstract. The article is devoted to the usage of models of transition zones in the interpretation of geological and geophysical information. These models are graphs of the dependences of oil-saturation factors of the collectors on their height above the level with zero capillary pressure, taking into account the geological and geophysical parameter. These models are not recommended for estimating oil-saturation factors of collectors in the transition zone. The height of occurrence of the collector above the level of zero capillary pressure can be estimated from model of the transition zone that take into account the values of the coefficients of residual water saturation factor of the collectors, but only when the model of the transition zone is confirmed by data capillarimetry studies on the core.

Key words: core; oil-saturation; residual water saturation; the boundary value of the coefficient of water saturation; capillarimetry

Введение

При интерпретации геолого-геофизической информации находят применение модели переходных зон (МПЗ) [1–16]. Они представляют собой кросспло-

ты значений коэффициентов водонасыщенности коллекторов ($K_{\text{в}}$) от высоты (H) залегания их над уровнем с нулевым капиллярным давлением (ЗЧВ). При построении МПЗ учитываются фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов: открытая пористость (K_n), эффективная пористость ($K_{n.\text{эф}}$), абсолютная газопроницаемость (K_{np}), водоудерживающая способность ($K_{\text{вс}}$), неснижаемая остаточная водонасыщенность ($K_{\text{во}}$).

Модели переходных зон используют для различных целей, в том числе для определения коэффициентов нефтенасыщенности (K_n) маломощных коллекторов в переходной зоне, положения условных структурных поверхностей относительно ЗЧВ [7] (в зависимости от ФЕС пород), которым соответствуют граничные или иначе критические значения $K_{\text{в}}$ продуктивных коллекторов. Граничные значения $K_{\text{в}}$ ($K_{\text{в.гп}}$) — это такие $K_{\text{в}}$:

- при которых и меньше которых из коллекторов при испытании получают безводные углеводороды (УВ); данные значения $K_{\text{в}}$ принято обозначать $K_{\text{в}}^*$;
- при превышении которых из коллекторов при испытании получают притоки воды; данные значения $K_{\text{в}}$ принято обозначать $K_{\text{в}}^{**}$;
- которые соответствуют положению водонефтяного контакта (ВНК) или газовой контакта (ГВК); данные значения $K_{\text{в}}$ принято обозначать $K_{\text{в}}^{kp}$.

При $K_{\text{в}} = K_{\text{в}}^{kp}$ из пластов получают промышленные притоки УВ с водой. В общем виде МПЗ можно записать так:

$$H = f(K_{\text{в}}, K_n) \text{ или } K_{\text{в}} = f(H, K_n), \quad (1)$$

$$H = f(K_{\text{в}}, K_{np}) \text{ или } K_{\text{в}} = f(H, K_{np}), \quad (2)$$

$$H = f(K_{\text{в}}, K_{\text{во}}) \text{ или } K_{\text{в}} = f(H, K_{\text{во}}), \quad (3)$$

$$H = f(K_{\text{в}}, K_{\text{вс}}^u) \text{ или } K_{\text{в}} = f(H, K_{\text{вс}}^u), \quad (4)$$

$$H = f(K_{\text{в}}, K_{n.\text{эф}}) \text{ или } K_{\text{в}} = f(H, K_{n.\text{эф}}), \quad (5)$$

где $K_{\text{вс}}^u$ — коэффициент водоудерживающей способности по данным центрифугирования.

Коэффициенты $K_{\text{вс}}^u$ и $K_{\text{во}}$ примерно равны, если коллекторы неглинистые. Для глинистых коллекторов $K_{\text{вс}}^u > K_{\text{во}}$ [17]. Значения $K_{\text{во}}$ коллектора устанавливают по данным капилляриметрии керна путем построения графика зависимости (рис. 1) капиллярного давления в керне при лабораторных условиях ($P_{\text{к}}^{\text{лаб}}$) от текущего $K_{\text{в}}$ (табл. 1, колонки 1 и 2). Стабилизация значений $K_{\text{в}}$ при возрастающем $P_{\text{к}}^{\text{лаб}}$ свидетельствует о том, что $K_{\text{в}} = K_{\text{во}}$.

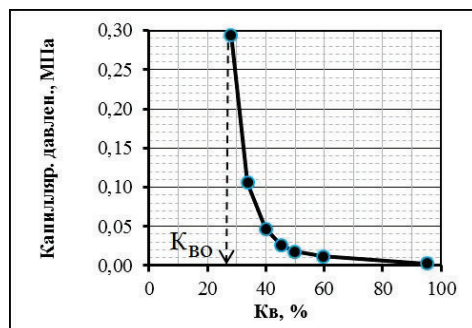


Рис. 1. Зависимость $P_{\text{к}}^{\text{лаб}} = f(K_{\text{в}})$ для образца керна

Данные по образцу керна, необходимые при построении МПЗ

Пласт AC_9^1 . Образец 362. $K_n = 23,8\%$; $K_n \approx 24\%$; $K_{во} = 28,1\%$;				
$K_{во} \in (25-30)\%$; $K_{np} = 248,5 \cdot 10^{-15}, \text{ м}^2$; $K_{np} \in (200-300) \cdot 10^{-15}, \text{ м}^2$				
$P_K^{лаб}$, МПа	$K_v, \%$	σ_n , г/см ³	σ_v , г/см ³	H, м
0,003	95,1	0,894	1,0	1,1
0,012	59,5	0,894	1,0	4,2
0,018	49,9	0,894	1,0	6,4
0,026	45,4	0,894	1,0	9,2
0,047	39,9	0,894	1,0	16,6
0,106	33,8	0,894	1,0	37,5
0,294	28,1	0,894	1,0	104,0

Примечание. $P_K^{лаб}$ — капиллярное давление в образце при лабораторных условиях при текущем коэффициенте водонасыщенности (K_v); σ_n — плотность нефти в пластовых условиях; σ_v — плотность воды в пластовых условиях; H — высота залегания прослоя коллектора над уровнем с нулевым капиллярным давлением.

При построении МПЗ необходимо устанавливать высоты (H) расположения коллекторов над ЗЧВ в зависимости от их K_v и ФЕС. Значения K_v коллекторов принимают равными получаемым при капилляриметрических исследованиях керна (см. табл. 1, колонка 2), а соответствующие им H вычисляют по формуле [14]:

$$H = 10 \cdot \frac{P_K^{лаб} \cdot \delta_{пл}}{(\rho_v - \rho_n) \cdot \delta_{лаб}}, \quad (6)$$

где $\delta_{пл}$ — поверхностное натяжение на границе раздела «нефть — вода» при пластовых условиях, дин/см или Н/м (справочная величина 27–30 дин/см); $\delta_{лаб}$ — поверхностное натяжение на границе раздела «газ — вода» в лабораторных условиях, дин/см или Н/м (справочная величина 72 дин/см); $P_K^{лаб}$ — капиллярное давление в образце в лабораторных условиях при определенном коэффициенте его водонасыщенности, МПа.

Объект и методы исследования

При построении МПЗ составляют таблицу типа 1. Поскольку МПЗ — это кроссплот, то при его создании значения какого-то параметра можно представить в виде условных обозначений. В МПЗ вида (1)–(5):

- значения K_n , $K_{п.эф}$ образцов керна можно округлить до целых чисел и каждому числу поставить в соответствие условное обозначение (рис. 2, 3);
- интервалы изменения $K_{во}$, K_{np} можно разбить на последовательные подынтервалы; значениям $K_{во}$, K_{np} , попадающим в разные подынтервалы, присвоить разные условные обозначения (рис. 4, 5).

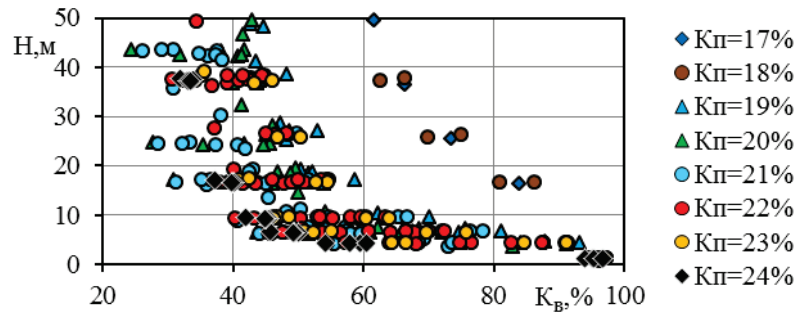


Рис. 2. Сопоставление $K_в$ с H с учетом $K_п$

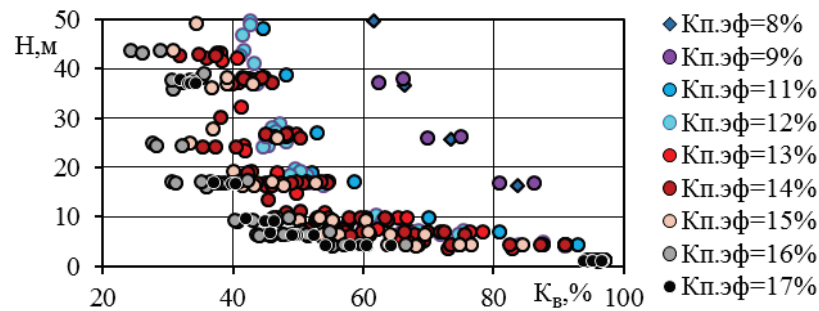


Рис. 3. Сопоставление $K_в$ с H с учетом $K_{п.эф}$

Для практического использования МПЗ необходимо получить уравнения зависимостей H от $K_в$ или $K_в$ от H с учетом величины третьего параметра, например, $K_п$, $K_{п.эф}$, $K_{пр}$, $K_{во}$. Получить их для МПЗ вида $H = f(K_в, K_п)$, $K_в = f(H, K_п)$, $H = f(K_в, K_{п.эф})$, $K_в = f(H, K_{п.эф})$ не представляется возможным, поскольку четких зависимостей H от $K_в$ при $K_п = \text{const}$ и H от $K_в$ при $K_{п.эф} = \text{const}$ не просматривается (см. рис. 2, 3). Слабые зависимости наблюдаются между H и $K_в$ с учетом $K_{пр}$ (см. рис. 4), H и $K_в$ с учетом $K_{во}$ (см. рис. 5).

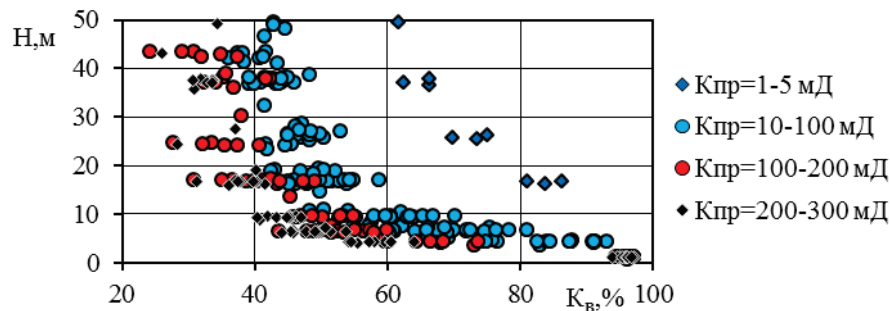


Рис. 4. Сопоставление $K_в$ с H с учетом $K_{пр}$

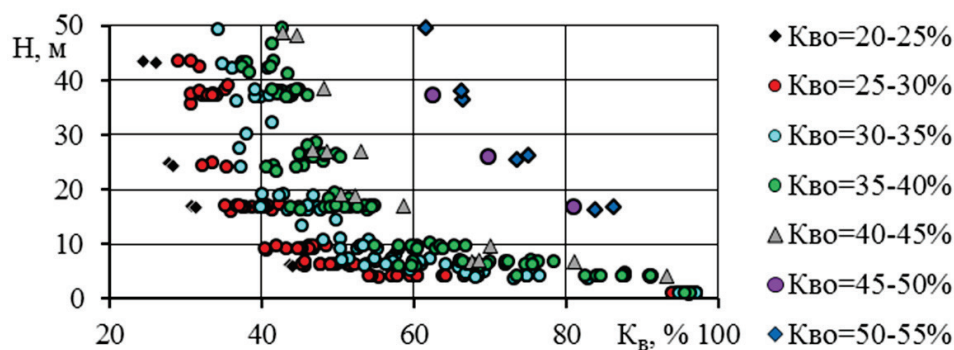


Рис. 5. Сопоставление $K_{\text{в}}$ с H с учетом $K_{\text{во}}$

Для оценки $K_{\text{пр}}$ маломощных коллекторов можно использовать гамма-каротаж, метод потенциалов собственной поляризации. Получаемое значение $K_{\text{пр}}$ по этим методам может отличаться от действительного на порядок. В связи с этим МПЗ вида $H = f(K_{\text{в}}, K_{\text{пр}})$ не рекомендуется для определения $K_{\text{н}}$ коллекторов в переходной зоне.

Для выяснения эффективности кросс-плотов $H = f(K_{\text{в}}, K_{\text{во}})$ для целей определения $K_{\text{н}}$ маломощных коллекторов массивы точек в них усреднены линиями регрессии степенных зависимостей (рис. 6) и экспоненциальных (рис. 7) вида [6]:

$$K_{\text{в}} = K_{\text{во}} + (100 - K_{\text{во}}) \cdot \exp(A \cdot H), \quad (7)$$

где A — коэффициент, зависящий от ФЕС пород, и принимает следующие значения: $-0,18$ при $K_{\text{во}} = 20 \div 25 \%$; $-0,17$ при $K_{\text{во}} = 25 \div 30 \%$; $-0,12$ при $K_{\text{во}} = 30 \div 35 \%$; $-0,11$ при $K_{\text{во}} = 40 \div 45 \%$, $45 \div 50 \%$, $50 \div 55 \%$, $55 \div 60 \%$.

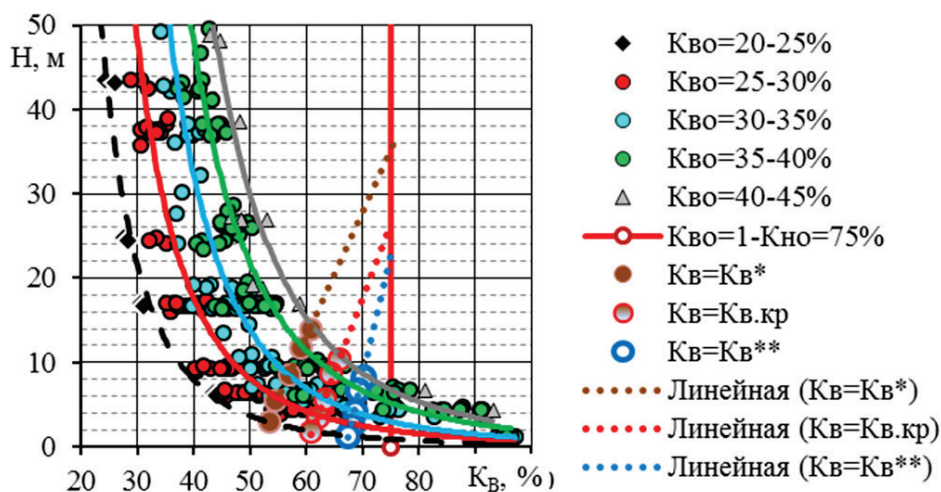


Рис. 6. Модель переходной зоны вида $H = f(K_{\text{в}}, K_{\text{во}})$ с трендами степенных зависимостей

Из рисунков 6 и 7 видно, что абсолютная погрешность определения K_v через H с учетом $K_{во}$ не менее 5 % при $H > 10$ м. При $H < 10$ м абсолютная погрешность K_v до 10 %. При такой погрешности в определении K_v использовать $H = f(K_v, K_{во})$ для оценки K_n маломощных коллекторов в переходной зоне не рекомендуется.

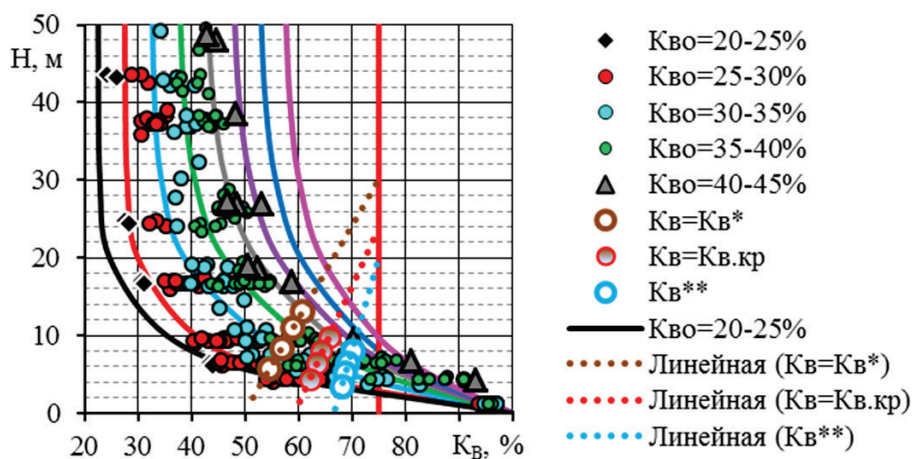


Рис. 7. Модель переходной зоны вида $H = f(K_v, K_{во})$ с трендами уравнения (7)

По данным работы [7] МПЗ позволяют оценивать возможные колебания условных структурных поверхностей относительно ЗЧВ, которым соответствуют граничные значения $K_v(K_{в.зр})$: K_v^* , K_v^{kp} (ВНК, ГВК), K_v^{**} .

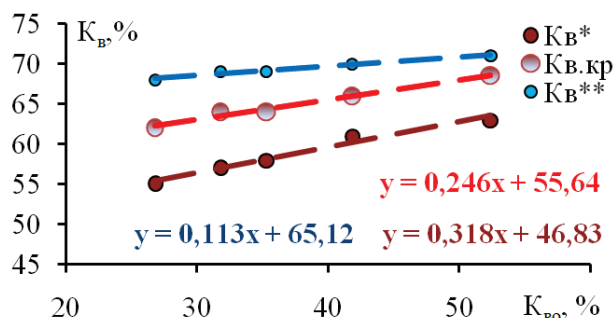
Для построения в МПЗ, представленных на рисунках 6 и 7, графиков зависимостей $H = f(K_v^*)$, $H = f(K_v^{kp})$, $H = f(K_v^{**})$ были определены $K_{в.зр}$ (табл. 2) продуктивных коллекторов (K_v^* , K_v^{kp} , K_v^{**}) на основе капилляриметрии керна и формул Бурдайна [18]. По данным таблицы 2 построены графики зависимостей (рис. 8) $K_{в.зр} = f(K_{во})$, которые использованы для оценки $K_{в.зр}$ некоторых образцов керна.

Таблица 2

Граничные значения коэффициентов водонасыщенности коллекторов

Номер образца	K_n , %	K_{np} , мД	$K_{во}$, %	K_v^* , %	K_v^{kp} , %	K_v^{**} , %
373	20,9	129	31,8	57	64	69
372	23,5	270	26,8	55	62	68
374	19,7	63,4	35,3	58	64	69
381	18,5	15,6	41,8	61	66	70
519	17,2	2,76	52,4	63	68,5	71

Рис. 8.
Графики зависимостей
 $K_{\epsilon}^{**} = f(K_{\epsilon o})$,
 $K_{\epsilon}^{kp} = f(K_{\epsilon o})$, $K_{\epsilon}^* = f(K_{\epsilon o})$



Результаты

По кроссплотам $H = f(K_{\epsilon}, K_{\epsilon o})$ видно, что линии значений H от $K_{\epsilon} = K_{\epsilon.зр}$ с учетом $K_{\epsilon o}$ ограничены снизу. По данным керна минимальное значение H ($H_{\min}$) для всех условных структурных поверхностей с $K_{\epsilon} = K_{\epsilon.зр}$ составляет 4 м (см. рис. 6, 7). Если учесть линию тренда степенной зависимости для $K_{\epsilon o} = 20 \div 25 \%$ в МПЗ на рисунке 6, то $H_{\min}$ для структурной поверхности, которой соответствуют значения K_{ϵ}^* , составляет 3 м, K_{ϵ}^{kp} — 2 м (ВНК, ГВК), K_{ϵ}^{**} — 1 м.

Линии (см. рис. 6, 7) $H = f(K_{\epsilon.зр}, K_{\epsilon o})$ ограничены сверху значением $H_{\max}$. При $K_{\epsilon o} = 40 \div 45 \%$ значение $H_{\max}$ для структурной поверхности, которой соответствуют значения K_{ϵ}^* , составляет 8 ÷ 9 м, K_{ϵ}^{kp} — 10 ÷ 11 м (ВНК, ГВК), K_{ϵ}^{**} — 13 ÷ 5 м в зависимости от вида линий регрессий усредняющих массивы точек с $K_{\epsilon o} = \text{const}$. При увеличении $K_{\epsilon o}$ значение $H_{\max}$ возрастает и при предельном $K_{\epsilon o} = 100 - K_{\epsilon o} = 75 \%$ для структурной поверхности, которой соответствуют значения K_{ϵ}^* , составляет 20 ÷ 22 м, K_{ϵ}^{kp} — 23 ÷ 26 м (ВНК, ГВК), K_{ϵ}^{**} — 29 ÷ 36 м в зависимости от вида линий регрессий для массивов точек в МПЗ. На величину $H_{\max}$ влияют погрешности в $K_{\epsilon.зр}$. Они приводят к изменению угла наклона линий $H = f(K_{\epsilon} = K_{\epsilon.зр})$ и, следовательно, к изменению $H_{\max}$.

Модель переходной зоны вида $H = f(K_{\epsilon}, K_{\epsilon o})$ может использоваться для оценки расстояний условных структурных поверхностей от ЗЧВ, которым соответствуют K_{ϵ}^* , K_{ϵ}^{kp} , K_{ϵ}^{**} , но при условии надежно установленных $K_{\epsilon.зр}$ и в пределах наличия достоверных капилляриметрических исследований на образцах керна.

Для практического использования можно рекомендовать пределы изменения $H = f(K_{\epsilon} = K_{\epsilon.зр})$, установленные по кроссплотам $H = f(K_{\epsilon}, K_{\epsilon o})$, для коллекторов с высокими и средними ФЕС. При этом усреднение массивов точек при $K_{\epsilon o} = \text{const}$ в этих кроссплотах может проводиться трендами степенных уравнений или экспоненциальных вида (7).

При установлении абсолютной отметки ВНК, ГВК необходимо учитывать не только ФЕС коллекторов [7], но и погрешности в записи инклинометрии, погрешности в глубинах на диаграммах геофизических исследований скважин (ГИС), влияние разработки, гидродинамику [10].

Для определения K_n маломощных коллекторов в неоднородной пачке в практике интерпретации применяется формула С. Г. Комарова — В. Н. Дахнова [19]. Значение K_n единичного маломощного коллектора в переходной зоне, расположенного между двумя соседними коллекторами с установленными K_n , можно принять равным среднему арифметическому K_n верхнего и нижнего прослоев.

Выводы

- Рассмотренные модели переходных зон с дифференциацией по ФЕС не рекомендуются для оценки K_n маломощных прослоев в переходной зоне из-за отсутствия удовлетворительной связи между K_v коллекторов и высотой их залегания над уровнем с нулевым капиллярным давлением при постоянном значении ФЕС.
- Модель переходной зоны вида $H = f(K_v, K_{vo})$ может использоваться для оценки расстояний условных структурных поверхностей от ЗЧВ, которым соответствуют K_v^* , K_v^{kp} , K_v^{**} , но при условии надежно установленных $K_{v,gr}$ и в пределах наличия достоверных капилляриметрических исследований на образцах керна.
- При определении K_n коллекторов, установлении ВНК, ГВК практичнее использовать стандартные методики интерпретации ГИС.

Библиографический список

1. Антипин Я. О., Белкина В. А. Моделирование нефтенасыщенности залежей в полимиктовых коллекторах с использованием J-функции Леверетта // Территория Нефтегаз. — 2016. — № 2. — С. 51–57.
2. Большаков Ю. Я. Теория капиллярности нефтегазоаккумуляции. — Новосибирск: Наука, 1995. — 184 с.
3. Гудок Н. С., Богданович Н. Н., Мартынов В. Г. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород: учеб. пособие для вузов. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. — 592 с.
4. Грищенко М. А. Современные подходы к моделированию нефтенасыщенности сложнопостроенных залежей с целью создания гидродинамических моделей // Геология нефти и газа. — 2008. — № 5. — С. 45–51.
5. Грищенко М. А., Бикбулатова Т. Г. Современные подходы к моделированию насыщенности при создании геологических и фильтрационных моделей // Нефтяное хозяйство. — 2008. — № 12. — С. 18–21.
6. Грищенко М. А. Геометризация нефтяных залежей и математическое моделирование нефтеводонасыщенности на основе стадийности процессов нефтегазообразования (на примере месторождений Западной Сибири): Автореф. дис. канд. техн. наук. — Екатеринбург, 2008. — 23 с.
7. Проблема обоснования водонефтяного контакта по материалам геофизических исследований скважин при построении детальных геологических моделей / Т. Ф. Дьяконова [и др.] // Каротажник. — 2004. — № 3–4 (116–117). — С. 83–97.
8. К вопросу оценки параметров переходной зоны с использованием кривых капиллярного давления / В. И. Петерсилье [и др.] // Совершенствование методики разведки нефтяных и газовых месторождений: труды ВНИГНИ. — 1982. — Вып. 242. — С. 63–71.
9. Крэйг Ф. Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении / Пер. с англ.; под ред. В. Л. Данилова. — М.: Недра, 1974. — 192 с.
10. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200039442>.

11. Михайлов А. Н. Основные представления о переходных зонах и водяных контактах в неоднородных пластах // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. – 2012. – № 1 (5). – С. 150–160.
12. Рекомендации к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья [Электронный ресурс]. – М.: ФБУ «ГКЗ», 2014. – 100 с. – Режим доступа: <http://gkz-rf.ru/uglevodorodnoe-syre>.
13. Capillary resistance and trapping of hydrocarbons: a laboratory experiment / G. M. G. Teige [et al.] // Petroleum Geoscience. – 2005. – Vol. 11, Issue 2. – P. 125–129. DOI: 10.1144/1354-079304-609
14. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В. И. Петерсилье, В. И. Порокуна, Г. Г. Яценко. – М. — Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 258 с.
15. Хабаров, А. В. Методика интерактивного петрофизического моделирования нефтенасыщенных залежей нефти (по данным керна, ГИС и истории разработки месторождений салымской группы): Автореф. дис. канд. техн. наук. – М., 2010. – 30 с.
16. Хабаров А. В., Волокитин Я. Е. Оценка проницаемости терригенных пластов-коллекторов по керну, каротажу и промысловым данным // Каротажник. – 2009. – № 12 (189). – С. 167–211.
17. Корреляционные способы оценки количественного критерия «коллектор — неколлектор» месторождений Западной Сибири / Г. В. Таужнянский [и др.] // Каротажник. – 2005. – № 8 (135). – С. 5–11.
18. Количественная оценка добывных характеристик коллекторов нефти и газа по петрофизическим данным и материалам ГИС: моногр. / Л. М. Дорогиницкая [и др.]. – Томск: СТУ, 2007. – 278 с.
19. Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин: учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. – М.: Недра, 1982. – 448 с.

References

1. Antipin, Ya. O., & Belkina, V. A. (2016). Modeling oil saturation of polymict reservoir deposit using the J-function Leverett. Oil and Gas Territory, (2), pp. 51-57. (In Russian).
2. Bol'shakov, Yu. Ya. (1995). Teoriya kapillyarnosti neftegazonakopleniya. Novosibirsk, Nauka Publ., 184 p. (In Russian).
3. Gudok, N. S., Bogdanovich, N. N., & Martynov, V. G. (2007). Opredeleniye fizicheskikh svoystv neftevodosoderzhashchikh porod. Moscow, Nedra-Biznestsentr LLC, 592 p. (In Russian).
4. Grischenko, M. A. (2008). Advanced approaches to oil saturation modeling of complicated pools with the aim to build hydrodynamic models. Oil and gas geology, (5), pp. 45-51. (In Russian).
5. Grishchenko, M. A., & Bikbulatova, T. G. (2008). Modern approaches to saturation modeling when building geologic and filtration models. Oil Industry, (12), 18-21. (In Russian).
6. Grishchenko, M. A. (2008). Geometrizatsiya neftyanykh zalezhey i matematicheskoye modelirovaniye neftevodonasyschennosti na osnove stadiynosti protsessov neftegazobrazovaniya (na primere mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri): Avtoref. diss. kand. tekhn. nauk. – Ekaterinburg, 23 p. (In Russian).
7. D'yakonova, T. F., Bilibin, S. I., Dubina, A. M., Isakova, T. G., & Yukanova, Ye. A. (2004). Problema obosnovaniya vodoneftyanogo kontakta po materialam geofizicheskikh issledovaniy skvazhin pri postroyenii detal'nykh geologicheskikh modeley. Karotazhnik, (3-4(116-117)), pp. 83-97. (In Russian).
8. Petersil'e, V. I., Belov, Yu. A., Veselov, M. F., & Gorbunova, S. P. (1982). K voprosu otsenki parametrov perekhodnoy zony s ispol'zovaniem krivyykh kapillyarnogo davleniya, (242). Moscow, VNIGNI Publ., pp. 63-71. (In Russian).
9. Craig F. F., Jr. (1971). The reservoir engineering aspects of waterflooding. U.S.A., Amoco Production Company. (In English). Available at: <https://store.spe.org/Reservoir-Engineering-Aspects-Of-Waterflooding--P68.aspx>
10. Metodicheskiye ukazaniya po geologo-promyslovomu analizu razrabotki neftyanykh i gazoneftnyanykh mestorozhdeniy. (In Russian). Available at: <http://docs.cntd.ru/document/1200039442>

11. Mikhailov, A. N. (2012). The main ideas of transitional zones and water contacts in non-uniform strata. Mineral resources. Geological power energy. Geopolitics, (1(5)), pp. 150-160. (In Russian).
12. Rekomendatsii k metodike postroyeniya geologicheskikh modeley pri podschete zapasov uglevodorodnogo syr'ya (2014). Moscow, GKZ Publ., 100 p. (In Russian). Available at: <http://gkz-rf.ru/uglevodorodnoe-syre>.
13. Teige, G. M. G., Hermanrud, Ch., Thomas, W. H., Wilson, O. B., & Nordgård Bolås, H. M. (2005). Capillary resistance and trapping of hydrocarbons: a laboratory experiment. Petroleum Geoscience, 11(2), pp. 125-129. (In English). DOI: 10.1144/1354-079304-609
14. Petersil'e, V. I., Poroskun, V. I., Yatsenko, G. G. (Ed.) (2003). Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefi i gaza ob"emnym metodom. Moscow - Tver, VNIGNI, Tver'geofizika NPTS, 258 p. (In Russian).
15. Khabarov, A. V. (2010). Metodika interaktivnogo petrofizicheskogo modelirovaniya nefenasyschennykh zalezhey nefi (po dannym kerna, GIS i istorii razrabotki mestorozhdeniy salymskoy gruppy): Avtoref. diss. kand. tekhn. nauk. Moscow, 30 p. (In Russian).
16. Khabarov, A. V., & Volokitin, Ya. E. (2009). Evaluation of terrigenous reservoir permeability from core, logs and production data. Karotazhnik, (12(189)), pp. 167-211. (In Russian).
17. Tauzhnyansky, G. V., Rumack, N. P., & Selivanova, E. E. (2005). Correlation methods of quantitative criterion evaluation of "reservoir - non-reservoir" deposits of Western Siberia. Karotazhnik, (8(135)), pp. 5-11. (In Russian).
18. Doroginskaya, L. M., Dergacheva, T. N., Anashkin, A. R., Kolyvanov, A. I., Kushnarev, S. V., Khudyakova, L. D., & Romanova, E. A. (2007). Kolichestvennaya otsenka dobyvnykh kharakteristik kollektorov nefi i gaza po petrofizicheskim dannym i materialam GIS. Tomsk, Scientific & Technical Translations Publ., 278 p. (In Russian).
19. Dakhnov, V. N. (1982). Interpretatsiya rezul'tatov geofizicheskikh issledovaniy razrezov skvazhin. 2nd edition, revised. Moscow, Nedra Publ., 448 p. (In Russian).

Сведения об авторе

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

Information about the author

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

УДК 550.3

**Определение удельного электрического сопротивления пород
методом сканирования при поисках и разведке
месторождений углеводородов**

Б. К. Сысоев¹, А. К. Ягафаров², Ш. А. Арсан^{2*}, Д. С. Худяков¹

¹ООО «МТелл», г. Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: shadiarsan@geologist.com

Аннотация. Статья содержит информацию об определении удельного электрического сопротивления пород методом сканирования магнитотеллурического зондирования при поисках и разведке месторождений углеводородов.

Ключевые слова: метод магнитотеллурического зондирования; метод электромагнитной разведки; геоэлектрический разрез

**Determination of the electrical resistivity of rocks by scanning method while
searching and exploring hydrocarbon deposits**

Boris K. Sysoev¹, Alik K. Yagafarov², Shadi A. Arsan^{2*}, Denis S. Khudyakov¹

¹MTell LLC, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: shadiarsan@geologist.com

Abstract. The article contains information on the determination of the specific electrical resistivity of rocks by scanning magnetotelluric sounding method while searching for and exploring hydrocarbon deposits.

Key words: magnetotelluric sounding method; electromagnetic prospecting method; geoelectric section

Введение

Теоретически можно предположить, что если магнитные потери в проводнике, то есть в геосреде отсутствуют или составляют малую величину ($\mu \cong \mu_0$), то глубина проникновения поля определяется толщиной скин-слоя, которая имеет размерность длины и в магнитотеллурических методах определяется по формуле $h = 159,2 \cdot Z/f$, отсчитываемой от поверхности (Z — комплексное волновое сопротивление «импеданс», которое среда оказывает распространению электромагнитного поля; f — частота колебаний).

Объект и методы исследования

Методика полевых работ магнитотеллурического зондирования (МТЗ) и магнитотеллурического сканирования (МТС) мало чем отличается. В основу

интерпретации данных магнитотеллурического сканирования положена S-трансформация, то есть преобразование импедансных кривых $Z(f)$ в кривые интегральной проводимости $S(h)$. S-трансформация представляет собой решение корректной задачи и дает достаточно твердую и притом наглядную основу для суждений о геоэлектрическом разрезе, позволяет определить положение геоэлектрических границ и средние сопротивления отдельных интервалов глубин. При сканировании по формуле $\rho_{\text{ринт}} = \Delta h / \Delta S$ определяется интервальное сопротивление, и анализируются графики изменения сопротивления от глубины в линейном масштабе подобно каротажу скважин. В принципе это обобщенный псевдокаротаж без бурения скважин (рис. 1) [1–3].

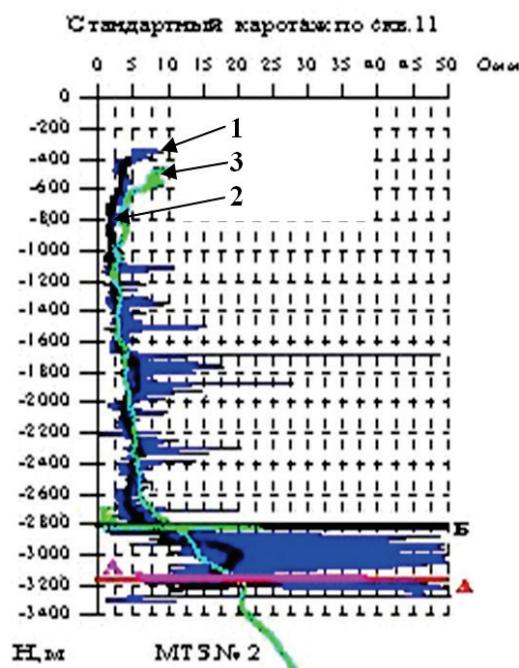


Рис. 1. Сопоставление КС по скв. 11 с данными МТЗ:
1 — сжатая КС; 2 — осредненная КС

экспериментально наблюдаемые явления, не вписывающиеся в рамки классической электродинамики и обязанные своим существованием специфике исследуемой геологической среды. Последняя, как известно, представляет собой сложную энергетически открытую гетерогенную и полифазную систему, находящуюся в локально неустойчивом состоянии. Неклассическая геоэлектрика открывает новые перспективы к более тонкому изучению строения геоэлектрической среды и происходящих в ней геодинамических и иных процессов [3–6].

Здесь необходимо остановиться на понятии термина «искаженные» кривые МТЗ, часто применяемого в классической геоэлектрике. Реальная кривая МТЗ считается искаженной, если она не совпадает с кривой для горизонтально-слоистого вертикального разреза в интервале, где получена эта кривая. Но в природе в подавляющем большинстве случаев реален трехмерный горизонтально-неоднородный геоэлектрический разрез, и поэтому кривую над таким разрезом в строгом понимании нельзя назвать искаженной — именно она и

В классическом варианте метода МТЗ интерпретация осуществляется по логарифмическим зависимостям ρT (кажущегося сопротивления) от частоты (аналога глубины). Одним из основополагающих методологических принципов классической геоэлектрики является принцип моделирования изучаемых полей и сред. Моделирование является составной частью любой процедуры и технологии решения обратной задачи и более общей задачи интерпретации. Но обратные задачи в общем случае некорректны. Это означает, в частности, что сколь угодно малая погрешность в экспериментальных данных может привести к как угодно большим погрешностям в результатах интерпретации. Отсюда следует вывод о необходимости применения методов неклассической геоэлектрики, при которой изучаются

характеризует этот природный геоэлектрический разрез. Таким образом, представление реальных кривых МТЗ как искаженных, широко распространенное в геофизической литературе, не совсем корректно отражает сущность геологической информативности кривых. А термин «искаженные кривые» позволяет электроразведчикам творить произвол при выборе кривой при интерпретации, вводя тем самым в заблуждение специалистов других направлений, так как под этим подразумевается невозможность получения объективной информации о вертикальном разрезе в точке наблюдения МТЗ. В результате многие исследователи почти безосновательно исключают из анализа «искаженные кривые», которым не могут найти объяснение [3, 4, 8, 9].

Результаты

Все возрастающие потребности в детальной интерпретации достаточно сложных геоэлектрических разрезов предъявляют все более высокие требования к анализу более полной информации магнитотеллурических исследований, к использованию взаимно перпендикулярных кривых зондирования, анализа электрической анизотропии пород, построения объемных моделей среды.

Формат обработки и результаты исследований при площадных работах позволяют производить фактически сканирование геосреды на различных глубинах.

Многочисленные проверки показали, что информация, получаемая с помощью трансформации $\rho(h)$, достоверна и метрологически корректна.

При корреляции характерных особенностей графиков изменения интервальных сопротивлений по профилю достигается информация о наличии геоэлектрической границы на той или иной глубине. Для построения геоэлектрических разрезов не требуется никакой дополнительной априорной информации.

Достоверность результатов подтверждается существующими данными бурения и каротажа скважин (рис. 2).

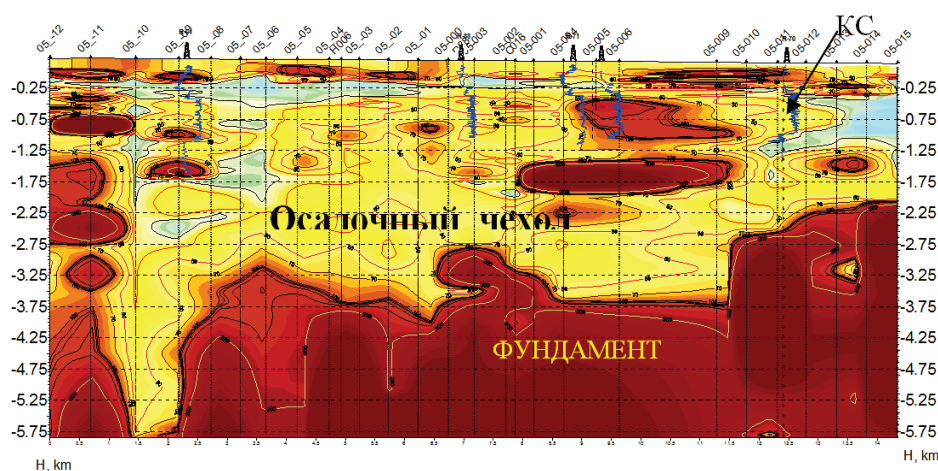


Рис. 2. Геоэлектрический разрез по пр. 5 (Болгария, пл. Добрич)

Геоэлектрический разрез, полученный в результате сканирования, однозначно соответствует реальному геологическому разрезу. Предложенная интерпретация позволяет получать информацию о геологических объектах, которую получить с помощью других геофизических методов почти невозможно. В первую очередь это касается выявления тектонических нарушений и их влияния на всю толщу покрывающих их осадочных пород. Непосредственное

наблюдение и картирование тектонических нарушений позволяют выявлять места повышенной фильтрации в осадочной толще и подстилающих образованиях, мощные зоны дробления в породах фундамента и земной коры.

В настоящее время в нефтегазовой индустрии происходят серьезные качественные изменения. Многие открытия не вписываются в классические схемы осадочно-миграционной теории нефтегазоносности. Расширение сферы нефтепоисковых работ, выход в новые районы, освоение шельфа и больших глубин привели к открытию нестандартных бассейнов и нетрадиционных залежей нефти и газа.

Перспективы расчленения фундамента становятся реальными [1, 10, 11]. До недавнего времени «классические» фундаменты на древних и молодых платформах рассматривались как стерильные образования. Но факты говорят об обратном. В некоторых районах значительные нефтяные месторождения приурочены к трещинным коллекторам, расположенным в пределах выступов кристаллического фундамента, в том числе и на больших глубинах. Уже более 500 месторождений обнаружено в фундаментах, включая метаморфические и магматические породы. Кристаллический фундамент далеко не на всех регионах изначально перспективен. Региональные электромагнитные исследования позволяют эффективно определить географические размеры территории, в пределах которой целесообразна постановка детальных поисково-разведочных геофизических работ для определения точного места заложения скважины [4–6, 8]. При наличии региональных покровов над поверхностью фундамента целенаправленные поиски значительных месторождений в кристаллических породах вполне рациональны в районах интенсивной складчатости, но малоперспективны на древних платформах с ослабленной активностью дезинтеграционных процессов.

В районе Ханты-Мансийска сопротивление земной коры в интервале между подошвой складчатого палеозоя и верхней мантией составляет 150–300 Ом. Кровля верхней мантии (Мохо) прослежена на глубине 10–28 км. В зонах, где толщина земной коры сокращается, наблюдается значительное уменьшение сопротивления слоя (до 50–70 Ом), и могут быть выявлены слабонаклонные и субвертикальные ослабленные проницаемые каналы. Проводящие зоны верхней мантии, характеризующие усиление глубинного теплового режима, рассматриваются как очаги генерации углеводородов (УВ). Эти пористые формации, несомненно, содержат в себе огромные ресурсы нефти и газа.

Геологическую основу прогноза нефтегазоносности территорий составляет концепция образования углеводородных месторождений от глубинных источников [11–13], откуда происходит восходящая миграция углеводорода по субвертикальным тектонически ослабленным проницаемым зонам. Поэтому изучение внутреннего строения кристаллических толщ имеет большое практическое значение. Проблема исследования кристаллических пород сейсморазведкой достаточно сложна, и применение здесь высокоточной, оперативной, недорогой и высокоэкологической электромагнитной разведки весьма перспективно.

Основной прирост запасов можно ожидать из небольших по размеру структур, в которых залежь имеет модель, скорее похожую на модель жильного типа залежи, связанной с субвертикальной зоной деструкции, уходящей глубоко в фундамент.

В связи с этим предлагается новое определение «залежи» нефти — это очень малые по размерам и, очевидно, растянутые по вертикали ловушки, содержат молодую нефть и, вероятно, систематически восполняют объемы извлекаемой нефти. Только в вихревом (солитонном) излучении на фоне расту-

шей Земли [13] можно, на наш взгляд, найти убедительное научное объяснение этого феномена [12, 14]. Согласно этой концепции, нефть генерируется благодаря энергии из простейшего вещества в виде протонов и атомов водорода, поставляемых из глубинных геосфер Земли по очень узким субвертикальным зонам деструкции в импульсном (пульсирующем или квантовом) режиме [15, 16]. С учетом, что рост Земли происходит с ускорением, образование месторождений полезных ископаемых следует ожидать также в ускоренном режиме [17, 18].

Генерационно-аккумуляционные нефтегазоносные системы, успешно выявляемые по данным электромагнитной разведки, позволяют определить положение и глубину формирования углеводородных флюидов и пути их миграции (рис. 3 и 4).

Целью электромагнитных исследований является построение структурно-параметрической геологической модели, пригодной для прогноза ресурсов углеводородов и выбора точек бурения, направления бурения и метода воздействия на залежь.

Применительно к фундаменту это означает, что по данным электромагнитной разведки необходимо решить несколько основных задач: картирование кровли и внутренней геометрии кристаллических пород; прогнозирование зоны развития в них каналов миграции углеводородов и зон трещиноватых коллекторов; оценка продольной электрической анизотропии и объемной пустотности пород.

Но главным достоинством электромагнитной разведки является возможность обнаружения таких нефтегазоперспективных объектов, которые находят свое отражение только в электромагнитных полях — это проявление аномального эффекта повышения сопротивления в залежи и над продуктивными структурами. Область влияния залежей углеводородов в нефтегазоносном разрезе достигает значительных размеров по вертикали и проявляется в изменении электрических свойств пород вплоть до земной поверхности. Эпигенетические изменения пород над залежью происходят в связи с постепенным просачиванием через флюидоупор летучих газов. Значительную подпитку дают новообразованные массы углеводородов за счет их современного генезиса в активных очагах литосферы. Наибольшие изменения претерпевают породы в интервале 600–900 м над залежами.

Еще в 1967 году региональными магнитотеллурическими работами аномальное уменьшение суммарной проводимости осадочных пород в верховье р. Казым было рекомендовано для поисков залежей УВ. Впоследствии на этой территории были открыты месторождения нефти и газа со значительными запасами.

Убедительным примером вертикальной миграции УВ из фундамента является обнаружение источников нефти на дне озера Байкал, где она сочится из тектонических трещин палеозойского основания. Подобные процессы отмечаются во многих нефтегазоносных районах мира. Эти вновь образованные, вторичные или «техногенные» залежи могут содержать значительные запасы первородной нефти. Уже сегодня можно говорить, что структурный контроль залежей в фундаменте имеет подчиненное значение. При столь сложном геологическом разрезе особое внимание следует уделять выработке новых методических приемов прогноза коллекторов по данным электромагнитных работ.

На рисунке 3 показано, что электромагнитные исследования позволяют обнаруживать перспективные целевые аномалии электропроводности в разрезе, поперечные размеры которых имеют значительно меньшие размеры, чем это возможно обнаружить в традиционных сейсморазведочных методиках.

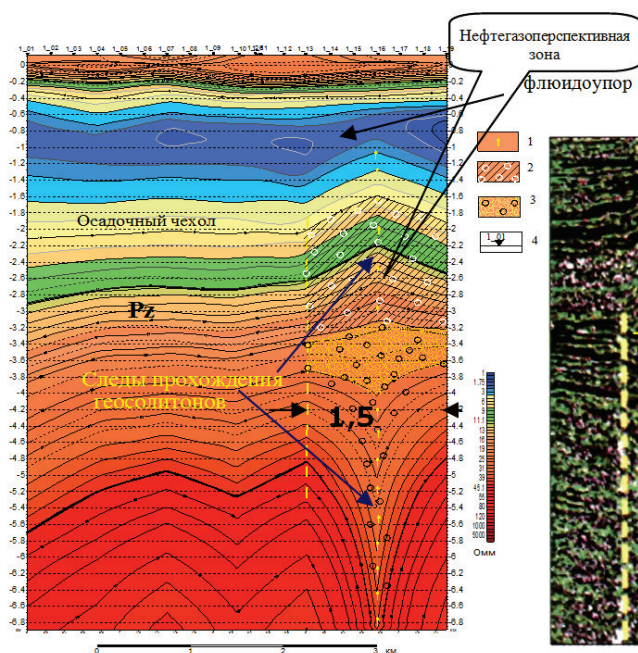


Рис. 3. Геоэлектрический разрез по данным МТЗ в Омской области:
1 — ось геосолитонного излучения;
2 — нефтегазоперспективный объект;
3 — линза деструкции (инверсии)

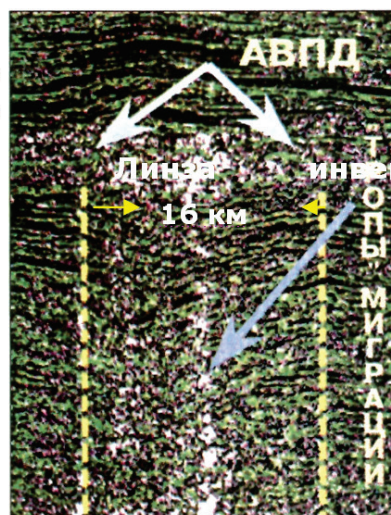


Рис. 4. 3D-сейсморазведка. Пяяхинская инверсионная структура по [14]. Север Тюменской области

Опыт работ электромагнитными методами убеждает, что природа естественного электромагнитного поля Земли подчиняется дискретному вихревому закону развития. В земной коре все выносы энергии (в том числе наиболее значимое электромагнитное излучение) из земных глубин, как правило, происходят по субвертикальным траекториям, поэтому так часто на геофизических материалах наблюдаются вертикальные «каналы». Не зная корней зарождения и путей транспортирования полезных ископаемых, их не удастся эффективно искать. Методы электромагнитной разведки в этом смысле являются уникальными. Они позволяют осуществлять картирование на больших глубинах субвертикальных каналов с выявлением линзовидных зон дробления и зон флюидоупоров.

Выводы

В условиях слабой и неравномерной изученности недр и недостаточности для обоснования тактики освоения прогнозных ресурсов УВ доюрских комплексов необходимо выполнять опережающие магнитотеллурические работы.

Необходимо ориентировать разведочные работы на такие объекты, которые могут быть «растянуты» по большому стратиграфическому диапазону. Следует разрабатывать целевые методики для таких работ, которые могут существенно увеличить запасы УВ.

Опережающая электромагнитная разведка позволяет выделить благоприятные объекты для сейсморазведки и бурения и тем самым сократить затраты

на разработку новых малоразмерных, но с высоким дебитом месторождений жильного типа.

Присутствие проводящих пород внутри фундамента свидетельствует о наличии в пределах верхней части земной коры пористых отложений, которые могут служить резервуарами для накопления УВ. И здесь для надежного детального картирования подобных очагов нефти, прежде всего, потребуется перейти на крупномасштабное объемное электромагнитное сканирование земной коры.

Магнитотеллурические исследования позволят выделить нефтегазоперспективные объекты, характеризовать ловушки не только как физические тела, но и по характеру насыщения, предполагать наличие залежей УВ в широком интервале глубин: осадочный чехол — верхняя мантия.

По результатам высокоразрешающей электромагнитной разведки возможно обеспечить точное попадание каждой поисковой, разведочной и эксплуатационной скважины в наиболее перспективные зоны накопления УВ.

Оправданность крупномасштабных магнитотеллурических работ в отсутствии полной и достоверной картины развития, пространственной структуры проводящего канала не должна вызывать серьезных возражений и сомнений. Точное попадание поисковой скважиной в оптимальный высокодебитный участок малоразмерной залежи может привести к идеальной схеме: эта единственная скважина, выполнив функции поисковой и разведочной, может оказаться единственной добывающей скважиной с высокими дебитами [12, 19].

Сокращение сроков и стоимости освоения территории за счет снижения объемов последующих сейсморазведочных работ и поискового бурения в этом случае очевидно. С точки зрения простоты и дешевизны широкое применение детальной объемной электромагнитной разведки обеспечит необходимую точность и разрешение малоразмерных в плане структурных элементов и устойчивых вертикальных каналов проницаемости.

Предложенная поисковая стратегия может быть весьма рациональной, малозатратной и эффективной при оценке перспектив нефтегазоносности, особенно в слабо изученных районах.

Библиографический список

1. Изучение внутренней структуры и коллекторских свойств кристаллического фундамента сейсморазведкой 3Д / А. Г. Авербух [и др.] // Геофизика. — 2007. — № 4 — С. 66–73.
2. Spichak V. V. Modeling of magnetotelluric fields in 3-D media // *Methods in Geochemistry and Geophysics*. — 2007. — Vol. 40. — P. 313–350.
3. Кузнецов В. А. О нормализации кривых магнитотеллурического зондирования, искаженных S-эффектом // *Физика Земли*. — 2005. — № 7. — С. 91–96.
4. Joint interpretation of magnetotelluric, seismic, and well-log data in Hontomín (Spain) / X. Ogaya [et al.] // *Solid Earth*. — 2016. — №7. — P. 943–958. DOI: 10.5194/se-7-943-2016
5. Berdichevsky M. N., Dmitriev V. I. Models and methods of magnetotellurics. — Berlin: Springer-Verlag, 2008. — 576 p.
6. Berdichevsky M. N., Zhdanov M. S. Advanced theory of deep geomagnetic sounding. — Amsterdam: Elsevier, 1984. — 408 p.
7. Дортман Н. В., Фивег С. М. Удельное электрическое сопротивление минералов и горных пород // *Петрофизика: справочник*. В трех книгах. Книга первая. Горные породы и полезные ископаемые / Под ред. Н. В. Дортман. — М.: Недра, 1992. — С. 183–204.
8. The magnetotelluric method theory and practice / A. D. Chave, A. G. Jones (Eds.). — New York: Cambridge University Press, 2012. — 604 p.
9. Барашков А. С., Дмитриев В. И. Об обратной задаче глубинного магнитотеллурического зондирования // *Доклады Академии наук СССР*. — 1987. — Т. 295, № 1. — С. 83–86.

10. Барашков А. С. Восстановление электромагнитных полей на поверхности Земли по тензору импеданса // Физика Земли. – 1986. – № 5. – С. 43–52.
11. Романюк Т. В., Муни В. Д., Блакли Р. Ю. Тектоно-геофизическая модель Каскадной субдукционной зоны // Геотектоника. – 2001. – № 3. – С. 88–110.
12. Бембель Р. М., Мегеря В. М., Бембель С. Р. Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов. – Тюмень: Вектор Бук, 2003. – 344 с.
13. Блинов В. Ф. Растущая Земля: из планет в звезды. – М.: Едиториал УРСС. – 2003. – 272 с.
14. Гатаулин Р. М., Адиев Я. Р., Сейсмические образы “троп” вертикальной миграции флюидов как цилиндрические зоны коллапса // Геофизика. – 2003. – № 1 – С. 209–211.
15. Результаты применения новых технологий электромагнитных зондирований на юге Сибирской платформы / В. А. Кондратьев [и др.] // Разведка и охрана недр. – 2004. – № 8–9. – С. 26–28.
16. Мартыянов Н.Е. Размышления о пульсациях Земли – Красноярск: КНИИГиМС, 2003. – 272 с.
17. Сысоев Б. К., Шейнкман А. Л. Использование детальных магнитотеллурических зондирований для поиска малоразмерных залежей в фундаменте // Физика Земли. – 2007. – № 4. – С. 43–47.
18. Тимурзиев А. И. К созданию новой парадигмы нефтегазовой геологии на основе глубинно-фильтрационной модели нефтегазообразования и нефтегазонакопления // Геофизика. – 2007. – № 4. – С. 49–60.
19. Zhang K., Yan J. A 3D magnetotelluric inversion system with a theoretical assessment in oil and gas exploration // Acta Geologica Sinica (English Edition). – 2015. – Vol. 89, Issue s1. – P. 434–436. DOI: 10.1111/1755-6724.12307_11

References

1. Averbukh, A. G., Arapova, A. I., Akhmetova, E. R., Garnov, A. V., Graf, S. Yu., Gritsenko, A. M.,... Oberemechenko, I. S. (2007). Detailed 3D Seismic Studies of Crystalline Basement Structure and Reservoir Properties. Russian Geophysics, (4), pp. 66-73. (In Russian).
2. Spichak, V. V. (2007). Modeling of magnetotelluric fields in 3-D media. Methods in Geochemistry and Geophysics, 40, pp. 313-350. (In English).
3. Kuznetsov, V. A. (2005). Normalization of magnetotelluric sounding curves distorted by the S effect. Izvestiya. Physics of the Solid Earth, 41(7), pp. 594-598. (In English).
4. Ogaya, X., Alcalde, J., Marzán, I., Ledo, J., Queralt, P., Marcuello, A.,... Benjumea, B. (2016). Joint interpretation of magnetotelluric, seismic, and well-log data in Hontomín (Spain). Solid Earth, (7), pp. 943-958. (In English). DOI: 10.5194/se-7-943-2016
5. Berdichevsky, M. N., Dmitriev, V. I. (2008). Models and methods of magnetotellurics. Berlin, Springer-Verlag, 576 p. (In English).
6. Berdichevsky, M. N., & Zhdanov, M. S. (1984). Advanced theory of deep geomagnetic sounding. Amsterdam, Elsevier, 408 p. (In English).
7. Dortman, N. V., & Fiveg, S. M. (1992). Udel'noe elektricheskoe soprotivlenie mineralov i gornykh porod. Petrofizika. Spravochnik. V trekh knigakh. Kniga pervaya. Gornye porody i poleznye iskopaemye. Mocsow, Nedra Publ., pp. 183-204. (In Russian).
8. Chave, A. D., & Jones, A. G. (Eds.). (2012). The magnetotelluric method theory and practice. New York, Cambridge University Press, 604 p. (In English).
9. Barashkov, A. S., & Dmitriev, V. I. (1987). Ob obratnoy zadache glubinnoy magnitotelluricheskogo zondirovaniya. Transactions (Doklady) of the USSR Academy of Sciences, 295(1), pp. 83-86. (In Russian).
10. Barashkov, A. S. (1986). Vosstanovlenie elektromagnitnykh poley na poverkhnosti Zemli po tenzoru impedansa. Fizika Zemli, (5), pp. 43-52. (In Russian).
11. Romanyuk, T. V., Muni, V. D., Blakli, R. Yu. (2001). Tektono-geofizicheskaya model' Kaskadnoy subduksionnoy zony. Geotektonika, (3), pp. 88-110.
12. Bembel, R. M., Megerya, V. M., Bembel, S. R. (2003). Geosolitony: funktsional'naya sistema Zemli, kontseptsiya razvedki i razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov. Tyumen, Vektor Buk Publ., 344 p. (In Russian).
13. Blinov, V. F. The growing Earth: from planets to stars. Moscow, Editorial URSS, 272 p. (In Russian).

14. Gataulin, R. M. & Adiev, Ya. R. (2003). Seismicheskie obrazy "trop" vertikal'noy migratsii flyuidov kak tsilindricheskie zony kollapsa. Russian Geophysics, (1), pp. 209-211. (In Russian).
15. Kondrat'ev, V. A., Pospeev, A. V., Agafonov, Yu. A., Pashevin, A. M., & Ol'khovik, E. A. (2004). Rezul'taty primeneniya novykh tekhnologiy elektromagnitnykh zondirovaniy na yuge Sibirskoy platform. Prospect and protection of mineral resources, (8-9), pp. 26-28. (In Russian).
16. Mart'yanov, N. E. (2003). Razmyshleniya o pul'satsiyakh Zemli. Krasnoyarsk, KNII-GiMS Publ., 272 p. (In Russian).
17. Sysoev, B. K., & Sheinkman, A. L. (2007). Application of detailed magnetotelluric sounding to prospecting for small-size deposits of hydrocarbons in the basement. Izvestiya. Physics of the Solid Earth, 43(4), pp. 304-308. (In English).
18. Timurziyev, A. I. (2007). New Paradigm of Oil and Gas Geology Based on deep filtration model of fluid formation and accumulation. Russian Geophysics, (4), pp. 49-60. (In Russian).
19. Zhang, K., & Yan, J. (2015). A 3D magnetotelluric inversion system with a theoretical assessment in oil and gas exploration. Acta Geologica Sinica (English Edition), 89(s1), pp. 434-436. (In English). DOI: 10.1111/1755-6724.12307_11

Сведения об авторах

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

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

Арсан Шади Арсанович, аспирант
кафедры разработки и эксплуатации неф-
тяных и газовых месторождений, Тюмен-
ский индустриальный университет, г. Тю-
мень, e-mail: shadiarsan@geologist.com

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

Information about the authors

Boris K. Sysoev, Geophysicist, MTell LLC,
Tyumen

Alik K. Yagafarov, Doctor of Geology and
Mineralogy, Professor, Academician of the
Russian Academy of Natural Sciences, Indus-
trial University of Tyumen

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

Denis S. Khudyakov, Engineer, MTell
LLC, Tyumen

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: 10.31660/0445-0108-2019-6-86-95

УДК 624.131.4

Кинетика фильтрационной консолидации водонасыщенных глинистых грунтов

О. В. Агейкина^{1*}, В. В. Воронцов², Р. Р. Суфьянов¹

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²Департамент образования Администрации города Тюмени, Тюмень, Россия

*e-mail: berlinao@yandex.ru

Аннотация. Актуальность исследования процессов фильтрационной консолидации обусловлена местом водонасыщенных грунтов в различных конструктивных решениях, связанных с разведкой, добычей и транспортировкой углеводородного сырья. При этом необходимо отметить, что многообразие грунтов обусловило появление широкого спектра математических моделей, полученных на основе обобщения экспериментальных данных и различного рода допущений для упрощения инженерных расчетов.

В работе изложены результаты теоретических и экспериментальных исследований математической модели консолидационного процесса водонасыщенной пористой среды. Модель базируется на упрощающих предположениях, отличных от принятых в известных решениях. Принципиальный подход к формированию модели был выработан на основе кинетических представлений химических реакций, использованных в решении экологических проблем реакций эпексидирования олефинов. Определены параметры математической модели консолидационного процесса водонасыщенной пористой среды глинистого грунта и подтверждена ее адекватность результатами исследований. Установлены параметры области неравновесной фильтрации, снижающей несущую способность водонасыщенных грунтов.

Ключевые слова: нефтяные и газовые месторождения; криолитозона; водонасыщенные глинистые грунты; фильтрационная консолидация; кинетика; математическая модель

Kinetics of filtration consolidation of water-saturated clay soils

Oksana V. Ageikina^{1*}, Vyacheslav V. Vorontsov², Rudolf R. Sufyanov¹

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Department of Education of Administration of the City of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: berlinao@yandex.ru

Abstract. The relevance of the research processes filtration consolidation due to the place of water-saturated soils in various design solutions related to the exploration, production and transportation of hydrocarbons. It should be noted that the diversity of soils led to the emergence of a wide range of mathematical models, obtained on the basis of generalization of experimental data and various assumptions to simplify engineering calculations.

The article presents the results of theoretical and experimental studies of the mathematical model of the consolidation process of a water-saturated porous medium. This model is based on simplifying assumptions that are different from those adopted in well-known solutions. A fundamental approach to the formation of the model was developed on the basis of the kinetic representations of chemical reactions used in solving the environmental problems of epoxidation reactions of olefins. We determined the parameters of the mathematical model of the consolidation process of the saturated porous medium of clayey soil and confirmed its adequacy by the research results. In addition, we established the parameters of the field of non-equilibrium filtration, reducing the nonexistent ability of water-saturated soils.

Key words: oil and gas fields; permafrost; water-saturated clay soils; filtration consolidation; kinetics; mathematical model

Введение

Современное развитие нефтегазодобывающего комплекса Западной Сибири зачастую сопряжено с интенсивным использованием территорий в сложнейших инженерно-геологических условиях криолитозоны. В этом случае проблемы связаны с формированием деятельного слоя и деградацией вечной мерзлоты в основании зданий и сооружений, что предопределяет дополнительные и зачастую опасные деформации элементов конструкций. Поэтому специалистам приходится принимать проектные решения для обеспечения надежности объектов обустройства месторождений на многолетнемерзлых грунтах. В этом контексте очевидна необходимость оценки величины осадки при оттаивании мерзлого грунта, в том числе и вследствие фильтрационной консолидации [1, 2].

С другой стороны, обустройство нефтяных и газовых месторождений в регионе предусматривает строительство объектов на слабых водонасыщенных пылевато-глинистых грунтах, широко представленных в регионе суглинками и глинами различной консистенции, а также торфяных грунтах. Учитывая проблемы охраны окружающей среды, особое значение приобретают исследования процессов уплотнения грунтовых оснований поверхностных накопителей отходов бурения и других промышленных стоков. Очевидно, что для прогноза процесса развития осадок сооружений и в этих условиях применимы основные соотношения теории фильтрационной консолидации [3–7].

Таким образом, актуальность исследования процессов фильтрационной консолидации обусловлена местом водонасыщенных грунтов в различных конструктивных решениях, связанных с разведкой, добычей и транспортировкой углеводородного сырья. При этом необходимо отметить, что многообразие грунтов обусловило появление широкого спектра математических моделей, полученных на основе обобщения экспериментальных данных и различного рода допущений для упрощения инженерных расчетов [8–11].

Учитывая актуальность и практическую значимость процесса фильтрационной консолидации, в НИПИ «Нефтегазпроект» выполняется значительный объем исследований в этом направлении, в том числе с использованием результатов проектно-изыскательских работ. В представленной статье изложены результаты теоретических и экспериментальных исследований математической модели консолидационного процесса водонасыщенной пористой среды.

Модель базируется на упрощающих предпосылках, отличных от принятых в известных решениях.

Принципиальный подход к формированию модели был выработан на основе кинетических представлений химических реакций, использованных одним из авторов статьи в решении экологических проблем реакций эпексидирования олефинов [12–15]. Представляется, что в этом случае будет повышена степень адекватности моделирования особенностям фильтрационной консолидации водонасыщенных грунтов.

Объект и методы исследования

В качестве объекта исследования были приняты водонасыщенные глинистые грунты, физико-механические характеристики которых были определены по результатам поисковых работ НИПИ «Нефтегазпроект» грунтовых карьеров на Западно-Чатылькинском лицензионном участке.

Испытуемый грунт относится к водонасыщенным текучим пылеватым (песчанистым) суглинкам.

Введем следующие обозначения, необходимые для описания предмета нашего исследования: $N(t)$ — избыточное поровое давление; a — напряжения, необходимые для преодоления начального градиента фильтрации; $C(t)$ — пористость грунта; k — коэффициент пропорциональности.

Тогда система уравнений, описывающая фильтрационную консолидацию такого грунта, может быть представлена следующим образом [16–21]:

$$\begin{cases} C'(t) = -\bar{k}_1(a - N(t)) \cdot C(t) \\ N'(t) = \bar{k}_1(a - N(t)) \cdot C(t) - k_2 N(t) \end{cases}$$

$$\text{где } k_1 = -\frac{0,5kk_w}{\bar{n}}, \quad k_2 = \frac{k_0k_f}{\gamma_w L(y, z)},$$

с соответствующими начальными условиями: $C(0, y, z) = C_0$; $N(0, y, z) = N_0$
 k_w — модуль объемного сжатия поровой воды; k_f — коэффициент фильтрации;
 γ_w — удельный вес воды; $L(y, z)$ — длина пути фильтрации воды.

Выполним усреднение по времени следующих величин:

$$\begin{cases} k_1 = \bar{k}_1 \bar{C}(t) \\ \bar{N} = \bar{N}(t) \end{cases}, \quad \begin{cases} \frac{dC(t)}{dt} = -k_1(a - N(t)) \\ \frac{dN(t)}{dt} = k_1(a - \bar{N})C(t) - k_2 N(t). \end{cases}$$

Если для новых постоянных ввести следующие обозначения:

$$\begin{cases} \alpha = -\bar{k}_1 \bar{C} a \\ \beta = \bar{k}_1 \bar{C} \\ \gamma = \bar{k}_1(a - \bar{N}) \end{cases},$$

то

$$\begin{cases} \frac{dC(t)}{dt} = \alpha + \beta N(t) \\ \frac{dN(t)}{dt} = \gamma C(t) - k_2 N(t). \end{cases}$$

После некоторых простых преобразований систему дифференциальных уравнений можно представить в виде одного дифференциального уравнения второго порядка, решение которого в самом общем виде позволяет провести анализ полученных зависимостей. Действительно

$$\begin{cases} C'' = \beta N' \\ N' = \gamma C - k_2 N \end{cases}.$$

Исключим из полученной системы $N(t)$:

$$\begin{cases} C'' = \beta(\gamma C - k_2 N) \\ C' = \alpha + \beta N \Rightarrow N = \frac{C' - \alpha}{\beta}, \end{cases}$$

$$\begin{cases} C'' = \beta(\gamma C - k_2 \frac{C' - \alpha}{\beta}) \Rightarrow C'' = \beta\gamma C - k_2 C' + k_2 \alpha \Rightarrow C'' + k_2 C' - \beta\gamma C = k_2 \alpha \\ N = \frac{C' - \alpha}{\beta} \end{cases}.$$

Следующим шагом необходимо получить решение неоднородного дифференциального уравнения с постоянными коэффициентами

$$C'' + k_2 C' - \beta\gamma C = k_2 \alpha.$$

Для определения однородной части решения составим характеристическое уравнение: $\lambda^2 + k_2 \lambda - \beta\gamma = 0$.

При этом корни характеристического уравнения

$$\lambda_{1,2} = \frac{-k_2 \pm \sqrt{k_2^2 + 4\beta\gamma}}{2}.$$

В зависимости от знака выражения $\Delta = k_2^2 + 4\beta\gamma$ возможны три случая:

$$\begin{cases} \Delta > 0 ; \lambda_1 \neq \lambda_2 - \text{действительные}; C_{\text{одн}} = Be^{\lambda_1 t} + Ce^{\lambda_2 t} \\ \Delta = 0 ; \lambda_1 = \lambda_2 - \text{действительные}; C_{\text{одн}} = (B + Ct)e^{\lambda_1 t} \\ \Delta < 0 ; \lambda_{1,2} = m \pm in - \text{комплексные}; C_{\text{одн}} = e^{mt} (B \cos(nt) + C \sin(nt)) \end{cases}$$

Неоднородная часть решения $C_{неодн} = -\frac{k_2\alpha}{\beta\gamma}$. Таким образом, общий вид решения можно представить в следующем виде:

$$\begin{cases} \Delta > 0; C(t) = A + Be^{\lambda_1 t} + Ce^{\lambda_2 t} \\ \Delta = 0; C(t) = A + (B + Ct)e^{\lambda_1 t} \\ \Delta < 0; C(t) = A + e^{mt}(B \cos(nt) + C \sin(nt)). \end{cases}$$

Для постоянной A принято следующее обозначение: $A = -\frac{k_2\alpha}{\beta\gamma}$.

Одно из важнейших свойств рассматриваемой модели, имеющее существенное практическое значение, заключается в зависимости величины и характера избыточного порового давления от знака дискриминанта характеристического уравнения [20, 21]

$$D = \left(\frac{k_f}{\bar{n}} \cdot \frac{k_w}{\gamma_w L(y, z)} \right)^2 - k_w \cdot k^2 \cdot (\sigma_{i0}(y, z) - \bar{u}_w).$$

Это обстоятельство и было взято за основу наших исследований.

Экспериментальная часть и собственно постановка эксперимента подробно представлены в предыдущих публикациях [20–22] и поэтому, как нам представляется, не требуют дополнительных пояснений. В данной статье необходимо отметить то, что при подготовке представляемых материалов были использованы результаты исследований, проведенные на кафедре строительной механики Тюменского государственного архитектурно-строительного университета в 2004–2006 гг. и в отделе криогенных ресурсов НИПИ «Нефтегазпроект» при выполнении инженерных изысканий грунтовых карьеров на Западно-Чатылькинском лицензионном участке в 2018–2019 гг.

Результаты

В результате статистической обработки экспериментальных исследований было получено уравнение множественной регрессии, отражающее влияние распределенной нагрузки и приведенной длины пути фильтрации на значение дискриминанта

$$D = 1,2734 - 0,00862 \cdot P - 0,6106 \cdot L/B,$$

где P — равномерная распределенная нагрузка, приложенная к жесткому штампу; L — длина пути фильтрации; B — ширина жесткого штампа.

В результате расчетов коэффициентов детерминации и критерия Фишера установлено, что параметры и сама модель статистически значимы. При этом в исследованной области 73,66 % общей вариабельности дискриминанта объясняются изменением нагрузки и приведенной длины пути фильтрации.

На следующем этапе обработки результатов эксперимента были определены параметры математической модели. При этом методика расчета параметров модели и интерпретация результатов расчета имеют вполне самостоятельное значение и занимают значительный объем, поэтому далее ограничимся только

графической иллюстрацией адекватности моделирования особенностям фильтрационной консолидации водонасыщенных глинистых грунтов.

Обсуждение

Представленная графическая интерпретация полученных результатов (рис. 1–3) наглядно подтверждает соответствие полученных результатов гипотезе исследования, заявленной в начале статьи. Статистическая значимость уравнения проверена с помощью коэффициента детерминации и критерия Фишера, $F_{кр} = 3,37 < F = 30,81$. Установлено также, что параметры модели статистически значимы. Кроме того, расчет коэффициента ранговой корреляции Спирмена наряду с тестом Голдфелда — Квандта позволил подтвердить гипотезу об отсутствии гетероскедастичности, расчет критерия Дарбина — Уотсона подтвердил отсутствие автокорреляции, а расчетное значение RS-критерия $2,7 < RS = 3,656 < 3,7$ показало адекватность модели по нормальности распределения остаточной компоненты.

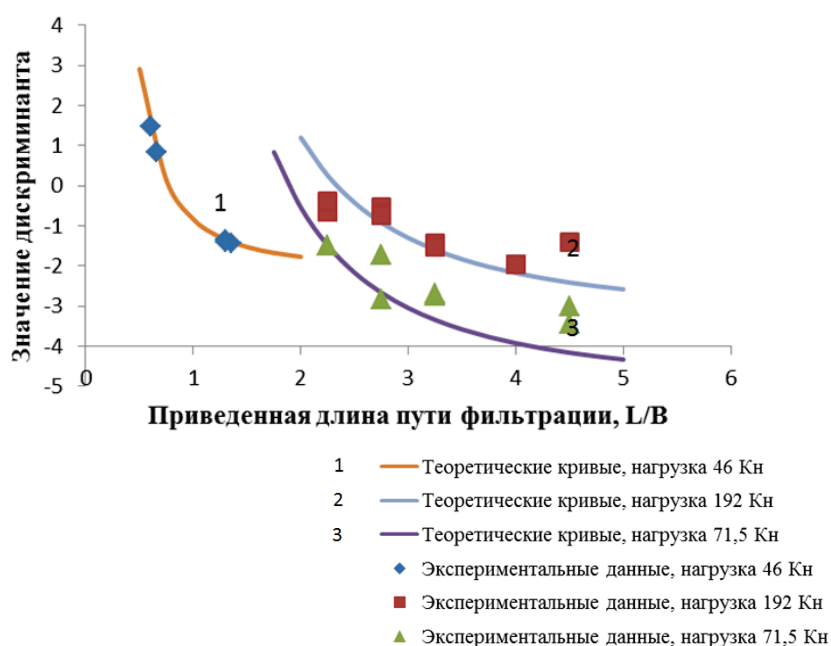


Рис. 1. Теоретические и экспериментальные значения дискриминанта в модели фильтрационной консолидации

Однако практическое применение предлагаемой модели в нашем случае носит более узкую направленность, связанную с вопросами проектирования оснований и фундаментов, и заключается в следующем.

В ряде публикаций [20, 21] предложена классификация напряженно-деформированного состояния водонасыщенного глинистого грунта и выделено три расчетных состояния. В первом случае избыточное поровое давление рассеивается преимущественно в результате фильтрации. Во втором случае рассеивание избыточного порового давления протекает при разуплотнении грунта (увеличения пористости) с возможным развитием деформаций сдвига. В третьем случае изменение избыточного порового давления обусловлено сочетанием процессов фильтрации и разуплотнения грунта.

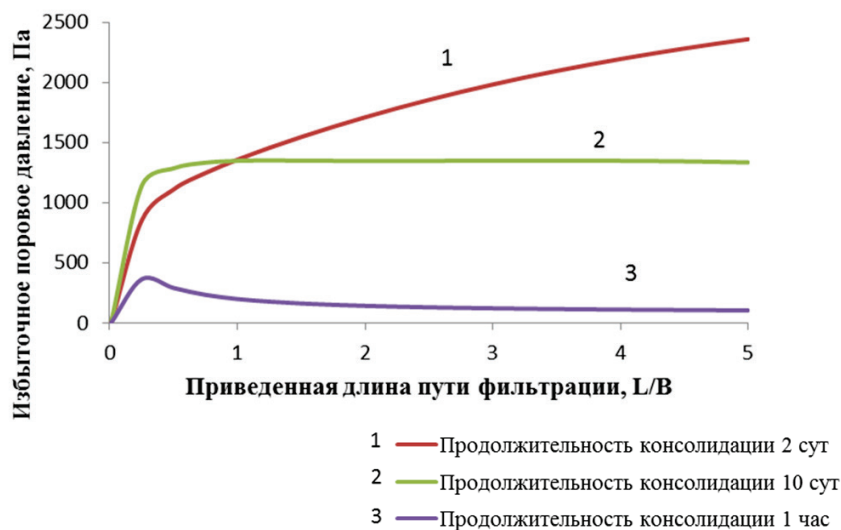


Рис. 2. Графики развития порового давления по глубине грунтового массива

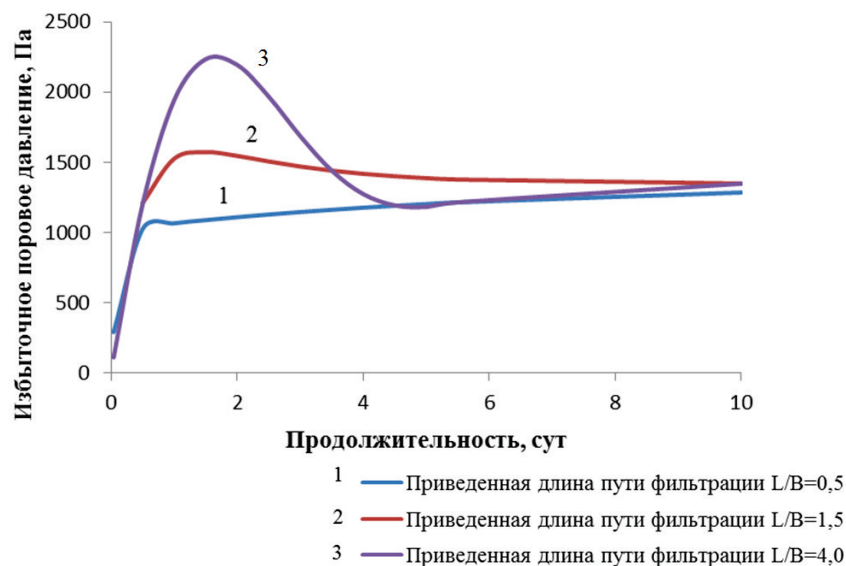


Рис. 3. Графики развития избыточного порового давления для расчетных случаев

Однако подобный вывод удовлетворительно объясняет изменение избыточного порового давления в экспериментах в области размещения датчиков, регистрирующих этот параметр, но не имеет отношения к математической модели, исходное положение которой предполагает и описывает деформацию пористой среды в результате консолидации при фильтрации воды.

В рассматриваемом случае отрицательного дискриминанта скачок избыточного порового давления обусловлен дисбалансом в системе приток — отток вследствие фильтрации и опасен тем, что в этот период неравновесной фильтрации снижается сопротивление сдвигу грунтового массива в этой области.

Именно этот аспект представляется важным, практически значимым для проектирования надежного основания или фундамента в водонасыщенных грунтах. Наряду с этим оценка несущей способности водонасыщенных грунтов в условиях скачка избыточного давления, разработка инженерных решений повышения несущей способности водонасыщенных грунтов в этих условиях являются перспективным и необходимым направлением последующих исследований.

Выводы

В результате теоретических и экспериментальных исследований определены параметры математической модели консолидационного процесса водонасыщенной пористой среды глинистого грунта и подтверждена ее адекватность результатами исследований. Определены параметры области неравновесной фильтрации, снижающей несущую способность водонасыщенных грунтов. Сформулированы задачи для последующих исследовательских работ.

Библиографический список

1. Агейкина О. В., Агейкин В. Н. Определение параметров транспортных потоков на промышленных дорогах Западной Сибири для экологических расчетов // Проблемы управления речными бассейнами при освоении Сибири и Арктики в контексте глобального изменения климата планеты в XXI веке: сб. докл. XIX Междунар. науч.-практ. конф. (17 марта 2017 г.). Том III. – Тюмень: ТИУ, 2017. – С. 13–17.
2. Протодяконова Н. А. Математическое моделирование деформаций грунта при оттаивании с учетом фильтрационной консолидации: Автореф. дис. канд. физ.-мат. наук. – Тюмень, 2007. – 23 с.
3. Bavbel E. I., Naumenko A. I., Zhilinsky M. V. Development of the composition of low-cement composite binder to strengthen the local road soils // Sciences of Europe. – 2018. – № 31–1 (31). – P. 43–46.
4. Laboratory studies to strengthen the local soils of forest roads / E. I. Bavbel [et al.] // Sciences of Europe. – 2018. – № 31–1 (31). – P. 38–43.
5. Дашко Р. Э. Исследования и анализ процесса консолидации водонасыщенных глинистых грунтов // Грунтоведение. – 2014. – Т. 1. – № 4. – С. 30–53.
6. Агейкина О. В., Агейкин В. Н. Химическая безопасность при использовании карбаминоформальдегидных смол в дорожном строительстве // Актуальные научные и научно-технические проблемы обеспечения химической безопасности: материалы докл. на IV междунар. конф. (Москва, 17–18 окт. 2018 г.). – М., 2018. – С. 149.
7. Агейкина О. В., Агейкин В. Н. Экологический аспект применения композиционных материалов на основе местных грунтов при обустройстве месторождений Западной Сибири // Материалы докл. на XX междунар. науч.-практ. конф. (Тюмень, 23 марта 2018 г.). Тюмень, 2018. – С. 251–256.
8. Востриков К. В., Смолин Ю. П., Клименок А. В. К методике разделения фильтрационной консолидации и ползучести скелета водонасыщенных грунтов // Вестник Сибирского государственного университета путей сообщения. – 2018. – № 3 (46). – С. 70–76.
9. К определению граничных элементов в рамках модели водонасыщенного грунтового слоя конечной толщины / А. В. Шаповал [и др.] // Вісник Придніпровської державної академії будівництва та архітектури. – 2012. – № 7–8 (172–173). – С. 57–64.
10. Смолин Ю. П., Караулов А. М., Востриков К. В. Решение задачи об определении осадки водонасыщенного анизотропного грунта, уплотняемого в условиях компрессии // Известия высших учебных заведений. Строительство. – 2017. – № 6 (702). – С. 113–121.
11. Соболев А. А. Расчет времени консолидации грунта с учетом фильтрационной анизотропии // Ползуновский альманах. – 2016. – № 3. – С. 215–218.
12. Агейкина О. В., Метелева Г. П. Исследование кинетических особенностей реакции эпексидирования циклогексена и аллилхлорида в двухфазных системах // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2015. – № 2–1. – С. 96–100.

13. Берлина О. В. Эпоксидирование неперелых соединений пероксидом водорода в присутствии оксопероксогетерополисоединений переходных металлов (W, Mo, V) и неметаллов (P, As, Si) в условиях межфазного катализа: Автореф. дис. канд. хим. наук. – Тюмень, 2007. – 23 с.
14. Паничева Л. П., Метелева Г. П., Берлина О. В. Особенности кинетики эпоксидирования неперелых соединений в условиях межфазного катализа // Вестник Тюменского государственного университета. Экология и природопользование. – 2007. – № 3. – С. 94–100.
15. Агейкина О. В., Метелева Г. П. Эпоксидирование олефинов в двухфазных водно-органических системах // Нефть и газ Западной Сибири: материалы докл. на междунар. науч.-техн. конф. (Тюмень, 2–3 ноября 2017 г.). – Тюмень, 2017. – С. 200–201.
16. Mathematical and computer modeling of filtration processes in earth dams / N. Ivanchuk [et al.] // Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. – 2017. – Vol. 2, Issue 6 (86). – P. 63–69.
17. Князева С. А. Решение одномерной задачи фильтрационной консолидации водонасыщенного глинистого грунта с учетом начального градиента напора // Вестник гражданских инженеров. – 2018. – № 3 (68). – С. 77–83. DOI: 10.23968/1999-5571-2018-15-3-77-83
18. Мосичева И. И., Шаповал А. В. Консолидация водонасыщенного полупространства, к верхней границе которого приложена вертикальная сосредоточенная сила // Знание. – 2017. – № 1–1 (41). – С. 69–78.
19. Mosicheva I. I., Shapoval A. V. To an estimate of the accuracy of the asymptotic representation of the solution of the problem of the stress-strain state of a water-saturated half-space, to the upper boundary of which a vertical distributed load is applied over the area of a circle // Sciences of Europe. – 2017. – № 12–1 (12). – P. 64–74.
20. Подгорнова Н. Н. Фильтрационная консолидация глинистого грунта в основании дорожной конструкции // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010. – № 1. – С. 96–100.
21. Агейкин В. Н., Воронцов В. В., Подгорнова Н. Н. Прогноз избыточных поровых давлений в переувлажненных грунтах // Геотехника: актуальные теоретические и практические проблемы. Межвуз. тематический сб. тр. – СПб., 2006. – С. 79–83.
22. Агейкин В. Н., Воронцов В. В. Кинетика избыточных поровых давлений в плоской задаче механики водонасыщенных глинистых грунтов // Труды Математического центра имени Н. И. Лобачевского. Т. 28. – Казань, 2004. – С. 7–11.

References

1. Ageykina, O. V., & Ageykin, V. N. (2017). Opredelenie parametrov transportnykh potokov na promyslovyykh dorogakh Zapadnoy Sibiri dlya ekologicheskikh raschetov. Problemy upravleniya rechnymi basseynami pri osvoenii Sibiri i Arktiki v kontekste global'nogo izmeneniya klimata planety v XXI veke: sbornik dokladov XIX Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii (Tyumen, 17 March 2017). Tyumen, TIU Publ., pp. 13–17. (In Russian).
2. Protodyakonova, N. A. (2007). Matematicheskoe modelirovaniye deformatsiy grunta pri ottaivaniy s uchetom filtratsionnoy konsolidatsii. Avtoref. Diss. kand. fizmat. nauk. Tyumen, 23 p. (In Russian).
3. Bavbel, E. I., Naumenko, A. I., Zhilinsky, M. V. (2018). Development of the composition of low-cement composite binder to strengthen the local road soils. Sciences of Europe, (31-1(31)), pp. 43–46. (In English).
4. Bavbel, E. I., Naumenko, A. I., Cyprus, V. A., & Sinyak, E. S. (2018). Laboratory studies to strengthen the local soils of forest roads. Sciences of Europe, (31-1(31)), pp. 38–43. (In English).
5. Dashko, R. E. (2014). Issledovaniya i analiz protsessa konsolidatsii vodonasyshchennykh glinistykh gruntov. Gruntovedenie, 1 (4), pp. 30–53. (In Russian).
6. Ageykina, O. V., & Ageykin, V. N. (2018). Khimicheskaya bezopasnost' pri ispol'zovanii kar-bamidoformal'degidnykh smol v dorozhnom stroitel'stve. Aktual'nye nauchnye i nauchno-tekhnicheskkiye problemy obespecheniya khimicheskoy bezopasnosti: materialy dokladov na IV mezhdunarodnoy konferentsii (Moscow, October 17–18, 2018), Moscow, pp. 149. (In Russian).
7. Ageykina, O. V., & Ageykin, V. N. (2018). Ekologicheskiiy aspekt primeneniya kompozitsionnykh materialov na osnove mestnykh gruntov pri obustroystve mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri. Materialy dokladov na XX mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii (Tyumen, 23 March 2018). Tyumen, pp. 251–256. (In Russian).
8. Vostrikov, K. V., Smolin, Yu. P., Klimenok, A. V. (2018). The Separation Technique of Filtration Consolidation and Creep of Saturated Soils Skeleton. The Siberian Transport University Bulletin, (3(46)), pp. 70–76. (In Russian).

9. Shapoval, A. V., Holovko, A. S., Tytyakova, E. S., & Andreev, V. S. (2012). K opredeleniyu hranychnykh élementov v ramkakh modely vodonasysyshchennogo hruntovogo sloya konechnoy tolshchyny. Visnyk Prydniprovs'koyi derzhavnoyi akademiyi budivnytstva ta arkhitektury, (7-8(172-173)), pp. 57-64. (In Russian).
10. Smolin, Yu. P., Karaulov, A. M., & Vostrikov, K. V. (2017). Consolidation process of saturated anisotropic clay soil during oedometric testing News of higher educational institutions. Construction, (6(702)), pp. 113-121. (In Russian).
11. Sobolev, A. A. (2016). Calculation of time consolidation of ground with regard filtration anisotropy. Polzunovskiy al'manakh, (3), pp. 215-218. (In Russian).
12. Ageykina, O. V., & Meteleva, G. P. (2015). The kinetic characteristics of the reaction of epoxidation of cyclohexene and allylchloride in two-phase systems. International Journal of Applied and Fundamental Research, (2-1), pp. 96-100. (In Russian).
13. Berlina, O. V. (2007). Epoksidirovanie nepredel'nykh soedineniy peroksidom vodoroda v prisutstvii oksoperoxsoeteropolisoedineniy perekhodnykh metallov (W, Mo, V) i nemetallov (P, As, Si) v usloviyakh mezhfaznogo kataliza. Avtoref. Diss. kand. khim. nauk. Tyumen, 23 p. (In Russian).
14. Panicheva, L. P., Meteleva, G. P., & Berlina, O. V. (2007). Osobennosti kinetiki epoksidirovaniya nepredel'nykh soedineniy v usloviyakh mezhfaznogo kataliza. Tyumen State University Herald. Natural Resource Use and Ecology, (3), pp. 94-100. (In Russian).
15. Ageykina, O. V., & Meteleva G. P. (2017). Epoksidirovanie olefinov v dvukhfaznykh vodno-organicheskikh sistemakh // Neft' i gaz Zapadnoy Sibiri: materialy dokladov na mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii (Tyumen, November, 2-3, 2017). Tyumen, pp. 200-201. (In Russian).
16. Ivanchuk, N., Martynyuk, P., Tsvetkova, T., & Michuta, O. (2017). Mathematical and computer modeling of filtration processes in earth dams. Eastern-European Journal of Enterprise Technologies, 2(6(86)), pp. 63-69. (In English).
17. Knyazeva, S. A. (2018). Solution for one-dimensional problem of saturated clayey soil filtration consolidation with consideration of the threshold pressure gradient. Bulletin of Civil Engineers, 15(3), pp. 77-83. (In Russian). DOI: 10.23968/1999-5571-2018-15-3-77-83
18. Mosicheva, I. I., & Shapoval, A. V. (2017). Konsolidatsiya vodonasysyshchennogo poluprostranstva, k verkhney granitse kotorogo prilozhena vertikal'naya sosredotochennaya sila. Znanie, (1-1(41)), pp. 69-78. (In Russian).
19. Mosicheva, I. I., & Shapoval, A. V. (2017). To an estimate of the accuracy of the asymptotic representation of the solution of the problem of the stress-strain state of a water-saturated half-space, to the upper boundary of which a vertical distributed load is applied over the area of a circle. Sciences of Europe, (12-1(12)), pp. 64-74. (In English).
20. Podgornova, N. N. (2010). Filtration consolidation of clay soil in the base of road construction. Oil and Gas Studies, (1), pp. 96-100. (In Russian).
21. Ageykin, V. N., Vorontsov, V. V., & Podgornova, N. N. (2006). Prognoz izbytochnykh porovykh davleniy v pereuvlazhnennykh gruntakh. Geotekhnika: aktual'nye teoreticheskie i prakticheskie problemy. Mezhvuzovskiy tematischeskiy sbornik trudov. St. Petersburg, pp. 79-83. (In Russian).
22. Ageykin, V. N., & Vorontsov, V. V. (2004). Kinetika izbytochnykh porovykh davleniy v ploskoy zadache mekhaniki vodonasysyshchennykh glinistykh gruntov. Trudy Matematicheskogo tsentra imeni N. I. Lobachevskogo. Tom 28. Kazan, pp. 7-11. (In Russian).

Сведения об авторах

Агейкина Оксана Владимировна, к. х. н., доцент кафедры общей и специальной химии, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: berlinao@yandex.ru

Воронцов Вячеслав Викторович, к. т. н., доцент, директор Департамента образования Администрации города Тюмени, г. Тюмень

Суфьянов Рудольф Рауфович, генеральный директор НИПИ «Нефтегазпроект», Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Oksana V. Ageikina, Candidate of Chemistry, Associate Professor at the Department of General and Special Chemistry, Industrial University of Tyumen, e-mail: berlinao@yandex.ru

Vyacheslav V. Vorontsov, Candidate of Engineering, Associate Professor, Director of the Department of Education, Administration of the City of Tyumen

Rudolf R. Sufyanov, General Director of the Research and Design Institute "Neftegazproekt", Industrial University of Tyumen

УДК 665.622.4

**Выбор деэмульгаторов для транспорта и подготовки нефти
Кондинского месторождения**

О. П. Дерюгина*, Е. Н. Скворцова

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

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

Аннотация. В работе рассматриваются результаты исследования по подбору химических реагентов для улучшения реологических свойств нефтяной эмульсии Кондинского месторождения при транспортировке и обезвоживании эмульсии. В данном случае исследования проводились на искусственной эмульсии. Описана методика определения деэмульгирующей активности реагента при определенном температурном режиме установки предварительного сброса воды. Приводятся результаты исследования с различными химическими реагентами, также был подобран оптимальный режим приготовления эмульсии.

Данный эксперимент проводился с целью подбора наиболее эффективных деэмульгаторов для улучшения технологии и экономики процесса на месторождении и при транспортировке. Оптимальный выбор вида деэмульгатора, режима его применения и места ввода гарантирует высокое качество подготовки нефти. Проведенные исследования выявили возможность использовать в технологическом процессе следующие деэмульгаторы: ДЭ-4, ДЭ-6 и ДЭ-9. Результат использования данных реагентов — оптимальный расход реагента на тонну флюида и максимальное количество отделившейся из эмульсии воды за определенное время.

Ключевые слова: нефтяная эмульсия; деэмульгатор; обезвоживание нефти; реологические свойства нефти; транспортировка нефти

**Selection of demulsifiers for transportation and oil preparation
at Kondinskoye oil field**

Olga P. Deryugina*, Elena N. Skvortsova

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

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

Abstract. The article considers the results of the study on the selection of chemical reagents to improve the rheological properties of the oil emulsion of the Kondinskoye oil field during transportation and dehydration of the emulsion. The studies have been carried out on an artificial emulsion. We describe a method of determining demulsifying activity of a reagent at a certain temperature mode of a preliminary water discharge plant. In addition, we give the results of the study with various chemical reagents, select the optimal mode of emulsion preparation.

This experiment was conducted in order to select the most effective demulsifiers to improve the technology and economics of the field and transportation process. The optimal choice of type of demulsifier, mode of its application and places of entry guarantee high quality of oil preparation. The following demulsifiers could be used in the process: DE-4, DE-6, and DE-9. The result of using these

reagents is an optimal reagent flow rate per ton of fluid and a maximum amount of water separated from the emulsion over a certain time.

Key words: oil emulsion; demulsifier; oil dehydration; rheological properties of oil; oil transport

Введение

Повышение объемов добычи нефти происходит в настоящее время за счет вовлечения в разработку трудноизвлекаемой нефти. Одним из основных бассейнов является Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн. Доля такой нефти в Тюменской области совместно с Ханты-Мансийским и Ямало-Ненецким автономными округами составляет порядка 37 % от общих запасов вязких нефтей Российской Федерации.

Добычаемые нефти имеют повышенное значение плотности, вязкости и содержания серы, что повышает себестоимость переработки нефти и требует новых решений в области технологии¹.

Важнейшим процессом в цепочке «добыча — транспорт — переработка» является процесс подготовки нефти. Себестоимость и качество товарных продуктов в значительной степени зависят именно от этого процесса.

Такие показатели, как обводненность нефтяной эмульсии, ее стабильность, а также стоимость товарной нефти, возрастают с увеличением времени эксплуатации месторождения.

Изучению по подбору реагентов для транспорта и подготовки нефтяных эмульсий посвящены многие исследования, среди которых выделяются работы А. Е. Зенцова, М. Ю. Тарасова, Е. В. Ибраевой, В. Г. Рябова и др. [1–10].

Широкомасштабные исследования по синтезу и исследованию химических реагентов также проводятся зарубежными учеными [11–16]. Работа О. В. Муа, S. Houga и др. посвящена обработке алжирской нефти с использованием деэмульгатора REB09305 OS. REB 09305 OS — это деэмульгатор, выпускаемый компанией Baker Petrolite, в состав которого входят от 60 до 100 % нефтяной нефти, 5–10 % алкоксилированного амина, тяжелого ароматического нафталина и этилбензола, 1–5 % изопропанола, ксилол и нафталин. Также достаточно много проводится экспериментов с использованием деэмульгаторов на основе оксидов полиэтилена и пропилена.

На нестабильность эмульсии сырой нефти и разделение дисперсной воды в виде свободной воды влияют свойства эмульсии и рабочие параметры во время процесса деэмульгирования. Исследования О. А. Adeyanju, L. О. Oyekunle направлены на то, чтобы связать эти свойства.

Объект и методы исследования

В данной статье рассматриваются исследования нефтяной эмульсии Кондинского месторождения. Это нефтяное месторождение расположено в Ханты-Мансийском автономном округе — Югре и входит в Эргинский кластер ПАО НК «Роснефть», который является одним из приоритетных проектов компании. Данный кластер состоит из пяти нефтяных месторождений.

При добыче нефтяной эмульсии используются передовые технологии увеличения нефтеотдачи продуктивного пласта, поскольку запасы флюида Эргинского кластера относятся к трудноизвлекаемым.

¹ Проект энергостратегии Российской Федерации на период до 2035 года [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/node/1920>.

На месторождении используются следующие технологии: бурение горизонтальных скважин, операции гидроразрыва пласта с использованием сверхпрочного полимерного проппанта, методы «умного заводнения», экологическая безопасность на Кондинском месторождении и другие передовые технологии.

Разработка месторождения началась с 2016 года. Обводненность нефтяной эмульсии достигла 38 % на момент данного исследования. Можно предположить, что скорость разработки нефтяного месторождения достаточно высока. Устойчивые эмульсии значительно осложняют работу технологического оборудования, приводят к его коррозионному износу, удорожают себестоимость товарной продукции. Данная проблема решается путем применения специальных химических реагентов — деэмульгаторов.

В работе проведены лабораторные испытания химических реагентов для исследуемого месторождения. С этой целью была разработана программа лабораторных исследований химических реагентов различных производителей, а именно были изучены следующие показатели: внешний вид, температура застывания, кинематическая вязкость, плотность, массовая доля активного вещества, диспергируемость деэмульгатора в воде, деэмульгирующая активность реагента при предварительном сбросе воды. В данной статье акцент сделан на деэмульгирующую активность химических реагентов.

Экспериментальная часть

Сущность показателя определения деэмульгирующей активности химического реагента при предварительном сбросе воды заключается в стандартном статическом отстое эмульсии с использованием градуированных отстойников по 100 мл. Деэмульгирующая активность определяется на водонефтяной эмульсии, которая является типичной для исследуемого месторождения и не содержит реагентов. В данном случае используется искусственная эмульсия, приготовленная при помощи обезвоженной нефти данного месторождения и пластовой воды. Возможно приготовление искусственной эмульсии с использованием модельной воды, которая должна точно повторять свойства пластовой воды.

Определение деэмульгирующей активности химических реагентов для условий установок предварительного сброса воды (УПСВ) проводят при определенных температурных параметрах, характерных для данной установки. В соответствии с требованиями технологического регламента остаточное содержание воды после УПСВ не должно превышать 5–10 %.

Целью тестирования химических реагентов является определение эффективности действия деэмульгаторов при реализации предварительного сброса воды до 5–10 % в течение времени пребывания в отстойной зоне аппарата 40–60 мин.

Ранжирование образцов предлагаемых деэмульгаторов проводилось по величине остаточного содержания воды в нефти после заданного времени отстоя. Каждому деэмульгатору, в том числе и базовому, присваивался ранг с учетом дозировки и температуры проведения испытания, затем рассчитывалась сумма баллов, и присваивалось итоговое место.

В результате, чем меньше получалось итоговое место, тем выше ранг химического реагента и тем выше его деэмульгирующая эффективность для данного изучаемого объекта.

Лабораторные исследования проводились на искусственной водонефтяной эмульсии Кондинского месторождения. Был подобран оптимальный режим приготовления эмульсии:

- скорость перемешивающего устройства — 3 000 об/мин;
- время перемешивания — 15 мин;
- температура — 20 °С.

В качестве нефтяной фазы использовалась осушенная проба нефти с остаточным содержанием воды — 0,62 %. В качестве водной фазы использовалась модельная вода с минерализацией 13,7 г/дм³ и плотностью 1,006 г/см³.

В ходе исследования была подобрана оптимальная температура стадии отстаивания УПСВ, которая составила 36 °С.

Расход различных деэмульгаторов ДЭ-1 — ДЭ-12 подбирался близким к существующему расходу базового деэмульгатора СНПХ-4460 с дозировкой 20–35 г/т при температурах 30, 36, 40 °С соответственно.

Тестирование деэмульгаторов проводилось при следующих термодинамических условиях:

- при температуре испытания 30 °С содержание деэмульгатора составляло 40, 50 г/т нефти;
- при температуре испытания 36 °С содержание деэмульгатора — 30, 40 г/т нефти;
- при температуре испытания 40 °С содержание деэмульгатора — 20, 30 г/т нефти.

В таблице приведен рейтинг эффективности деэмульгаторов, который обеспечивает сброс воды из нефтяной эмульсии до остаточного содержания воды менее 10 % при различных температурах.

Обобщенный рейтинг эффективности исследуемых химических реагентов

Наименование химического реагента	Суммарное количество баллов при различных температурах, °С и расходах реагента, г/т			Общее количество баллов	Место по итогам исследования
	30 °С (40, 50 г/т)	36 °С (30, 40 г/т)	40 °С (20, 30 г/т)		
ДЭ-1	70	45	40	155	9
ДЭ-2	34	22	32	88	4
ДЭ-3	42	48	58	148	8
ДЭ-4	18	8	20	46	1
ДЭ-5	40	33	54	127	7
ДЭ-6	30	25	17	72	2
ДЭ-7	28	41	35	104	6
ДЭ-8	84	67	69	220	12
ДЭ-9	48	22	16	86	3
ДЭ-10	82	67	52	201	11
ДЭ-11	70	74	83	227	13
ДЭ-12	46	56	69	171	10
Базовый ДЭ	42	23	29	94	5

Как видно из таблицы, лучшими образцами реагентов по итогам испытаний при различных температурах стали: 1-е место — ДЭ-4; 2-е место — ДЭ-6; 3-е место — ДЭ-9; 4-е место — ДЭ-2; 5-е место — базовый ДЭ.

На основании полученных данных установлено, что наилучшие результаты обезвоживания нефти получают при использовании деэмульгатора ДЭ-4. Физико-химические свойства данного образца деэмульгатора: внешний вид — однородный, прозрачный, бесцветный. Температура застывания составляет не выше минус 50 °С по ГОСТ 20287. Температура вспышки составляет 9–12 °С по ГОСТ 4333-2014. Кинематическая вязкость при 20 °С — 17,8 мм²/с по ГОСТ 33-2016. Плотность при 20 °С — 0,901 г/см³ по ГОСТ 18995.1-73. Мас-совая доля активного вещества — 53 %.

Выводы

Проанализированы результаты исследований деэмульгирующей активности химических реагентов для условий установок предварительного сброса воды с учетом изменения температуры.

Наиболее эффективным деэмульгатором, по деэмульгирующей активности, является деэмульгатор ДЭ-4 (1-е место), показавший наилучшие результаты по обеспечению предварительного сброса воды до требуемых параметров.

Рекомендуемый режим работы блока предварительного сброса воды:

- при температуре 30 °С дозировка деэмульгатора должна составлять 45 г/т нефти;
- при температуре 36 °С дозировка деэмульгатора — 35 г/т нефти;
- при температуре 40 °С — 25 г/т нефти.

На Кондинском месторождении можно заменить деэмульгатор на более эффективный для данной установки, после проведения дополнительных испытаний.

Библиографический список

1. Ковда Д. А., Мастобаев Б. Н. Изменение физико-химических свойств нефти при добыче (на примере месторождений РФ) и влияние их на процессы подготовки и транспорт // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. — 2013. — № 1. — С. 9–12.
2. Яценко И. Г. Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и экологические последствия их добычи // Экспозиция Нефть Газ. — 2014. — № 1. — С. 30–35.
3. Корюкова С. В., Дерюгина О. П. Анализ технологических параметров с целью оптимизации работы установок подготовки нефти на Западно-Сибирских месторождениях // Новые технологии — нефтегазовому региону: материалы Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. — Тюмень, 2018. — С. 74–77.
4. Корюкова С. В., Дерюгина О. П. Повышение эффективности разрушения водонефтяных эмульсий путем замены деэмульгатора // Новые технологии — нефтегазовому региону: материалы Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. — Тюмень, 2018. — С. 77–80.
5. Подбор эффективных реагентов для транспорта и подготовки нефти Южно-Хыльчуйского месторождения / Ю. В. Манакова [и др.] // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. — 2017. — Т. 16, № 2. — С. 164–173. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.2.7
6. Применение деэмульгаторов в процессах подготовки нефти к транспорту / А. Г. Гумеров [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. — 2006. — № 66. — С. 27–34.
7. Велиев М. М., Гумеров А. Г., Макаренко О. А. и др. Исследование новых химических реагентов для подготовки к транспорту и обезвоживанию нефти на месторождениях Белый Тигр и Дракон // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. — 2019. — № 4 (120). — С. 77–85. DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-4-77-85
8. Методические подходы к применению химических реагентов для подготовки нефти и очистки нефтепромысловых сточных вод на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки / А. Е. Зенцов [и др.] // Нефтяное хозяйство. — 2014. — № 4. — С. 92–95.

9. Оптимизация режима деэмульсации в промышленной подготовке нефти / И. Р. Байков [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 5 (115). – С. 57–68. DOI: 10.17122/ntj-oil-2018-5-57-68
10. Мастобаев Б. Н., Шаммазов А. М., Мовсумзаде Э. М. Химические средства и технологии в трубопроводном транспорте нефти. – М.: Химия, 2002. – 296 с.
11. Tweens demulsification effects on heavy crude oil/ water emulsion / N. H. Roodbari [et al.] // Arabian Journal of Chemistry. – 2016. – Vol. 9, Issue 1. – P. 806–811. DOI: 10.1016/j.arabjc.2011.08.009
12. Treatment of Algerian crude oil using REB09305 OS demulsifier / O. B. Mya [et al.] // Egyptian Journal of Petroleum. – 2018. – Vol. 27, Issue 4. – P. 769–773. DOI: 10.1016/j.ejpe.2017.11.004
13. Demulsification of W/O emulsion at petroleum field and reservoir conditions using some demulsifiers based on polyethylene and propylene oxides / A. M. Alsabagh [et al.] // Egyptian Journal of Petroleum. – 2016. – Vol. 25, Issue 4. – P. 585–595. DOI: 10.1016/j.ejpe.2016.05.008
14. Adeyanju O. A., Oyekunle L. O. Optimization of chemical demulsifications of water in crude oil emulsions // Egyptian Journal of Petroleum. – Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2019.07.002>.
15. Al-Sabagh A. M., Nasser N. M., Abd El-Hamid T. M. Investigation of Kinetic and Rheological Properties for the Demulsification Process // Egyptian Journal of Petroleum. – 2013. – Vol. 22, Issue 1. – P. 117–127. DOI: 10.1016/j.ejpe.2012.11.013
16. Development of microemulsions to reduce the viscosity of crude oil emulsions / I. C.V.M. Santos [et al.] // Fuel. – 2017. – Vol. 210. – P. 684–694. DOI: 10.1016/j.fuel.2017.08.088

References

1. Kovda, D. A., & Mastobaev, B. N. (2013). Changes in the physical and chemical properties in the extraction of oil (for example RF fields) and their influence on the process of preparation and transportation, (1), pp. 9-12. (In Russian).
2. Yashchenko, I. G. (2014). Difficult-to-recover oils: physical and chemical properties and environmental impacts of production. Exposition Oil & Gas, (1), pp. 30-35. (In Russian).
3. Koryukova, S. V., & Deryugina, O. P. (2018). Analiz tekhnologicheskikh parametrov s tsel'yu optimizatsii raboty ustanovok podgotovki nefi na Zapadno-Sibirskikh mestorozhdeniyakh. Novyye tekhnologii - neftegazovomu regionu: materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh. Tyumen, pp. 74-77. (In Russian).
4. Koryukova, S. V., & Deryugina, O. P. (2018). Povysheniye effektivnosti razrusheniya vodoneftnykh emul'siy putem zameny deemul'gatora. Novyye tekhnologii - neftegazovomu regionu: materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh. Tyumen, pp. 77-80. (In Russian).
5. Manakova, I. V., Ryabov, V. G., Ibraeva, E. V. Zakshevskaia L. V., & Siur, T. A. (2017). Screening for efficient agents for transportation and treatment of oil of South-Khylchui field. Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering, 16 (2), pp. 164-173. (In Russian). DOI: 10.15593/2224-9923/2017.2.7
6. Gumerov, A. G., Karamyshev, V. G., Togasheva, A. R., & Khazipov, R. X. (2006). Pri-meneniye deemul'gatorov v protsessakh podgotovki nefi k transportu. Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products, (66), pp. 27-34. (In Russian).
7. Veliev, M. M., Gumerov, A. G., Makarenko, O. A., & Veliev, E. M. (2019). Study of new chemical reagents for oil treating and dehydration of oil at white tiger and dragon oil fields. Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Product, (4(120)), pp. 77-85. (In Russian). DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-4-77-85
8. Zentsov, A. E., Stolbov, I. V., Tarasov, N. Yu. Tashbulatov, I. A., Kim, A. V., & Klyonova, I. V. (2014). Technical approach to the application of chemicals for oil treatment and oilfield waste water purification in fields at the late development stages. Oil Industry, (4), pp. 92-95. (In Russian).
9. Baikov, I. R., Smorodova, O. V., Kitaev, S. V., & Erilin, I. S. (2018). The oil demulsification mode in oil field treating optimization. Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products, (5(115)), pp. 57-68. (In Russian). DOI: 10.17122/ntj-oil-2018-5-57-68
10. Mastobayev, B. N., Shammazov, A. M., & Movsumzade, E. M. (2002). Khimicheskiye sredstva i tekhnologii v truboprovodnom transporte nefi. Moscow, Khimiya, 296 p. (In Russian).

11. Roodbari, N. H., Badiei, A., Soleimani, E., & Khaniani, Y. (2016). Tweens demulsification effects on heavy crude oil/water emulsion. *Arabian Journal of Chemistry*, 9(1), pp. S806-S811. (In English). DOI: 10.1016/j.arabjc.2011.08.009
12. Mya, O. B., Houga, S., Chihouba, F., & Asla, B. (2018). Treatment of Algerian crude oil using REB09305 OS demulsifier. *Egyptian Journal of Petroleum*, 27(4), pp. 769-773. (In English). DOI: 10.1016/j.ejpe.2017.11.004
13. Alsabagh, A. M., Hassan, M. E., Desouky, S. E. M., Nasser, N. M., Elsharaky, E. A., & Abdelhamid, M. M. (2016). Demulsification of W/O emulsion at petroleum field and reservoir-conditions using some demulsifiers based on polyethylene and propylene oxides. *Egyptian Journal of Petroleum*, 25(4), pp. 585-595. (In English). DOI: 10.1016/j.ejpe.2016.05.008
14. Adeyanju, O. A., Oyekunle, L. O. (2019). Optimization of chemical demulsifications of water in crude oil emulsions. *Egyptian Journal of Petroleum*. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2019.07.002>.
15. Al-Sabagh, A. M., Nasser, N. M., & Abd El-Hamid, T. M. (2013). Investigation of Kinetic and Rheological Properties for the Demulsification Process // *Egyptian Journal of Petroleum*, 22(1), pp. 117-127. (In English). DOI: 10.1016/j.ejpe.2012.11.013
16. C.V.M. Santos I., Martelloti, R. R., Oliveira, P. F., & Mansur, C. R. E. Development of microemulsions to reduce the viscosity of crude oil emulsions. (2017). *Fuel*, Vol. 210, pp. 684-694. (In English). DOI: 10.1016/j.fuel.2017.08.088

Сведения об авторах

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

Скворцова Елена Николаевна, к. т. н., доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

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

Elena N. Skvortsova, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen

**Прогнозирование экологических рисков при техногенных авариях
на магистральных и технологических нефтепроводах**

И. Н. Квасов¹, Е. В. Шендалева¹, О. В. Штенгауэр², М. Ю. Земенкова^{3*}

¹Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

²Омское моторостроительное объединение им. П. И. Баранова, г. Омск, Россия

³Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: muzemenkova@mail.ru

Аннотация. Работа посвящена вопросам прогнозирования и оценки экологического риска. Актуальность темы заключается в нормативном введении требований об оценке риска во многие сферы деятельности, связанные с опасностью или неопределенностью результата. Цель работы — оценка экологических ущербов и экологических рисков в случае аварии на магистральных и технологических нефтепроводах. Задача — оценка возможности применения современных нормативных экологических требований совместно с принятыми в настоящее время методами оценки экологических рисков нефтегазовых компаний. В ходе решения поставленной задачи была разработана методика оценки экологических рисков для систем экологического менеджмента нефтегазовых компаний.

Ключевые слова: система экологического менеджмента; экологический ущерб; экологический риск

**Prognosis evaluation of environmental risks in case of accident on main
and technological oil pipelines**

**Igor N. Kvasov¹, Elena V. Shendaleva¹, Olga V. Shtengauer²,
Maria Yu. Zemenkova^{3*}**

¹Omsk State Technical University, Omsk, Russia

²Omsk engine-building association of P. I. Baranov, Omsk, Russia

³Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: muzemenkova@mail.ru

Abstract. The article is devoted to questions of environmental risk assessment. The subject relevance consists in normative introduction of risk assessment requirements for many activity fields connected with danger or result uncertainty. The purpose of the article is ecological damages assessment and environmental risks in case of accident on main and technological oil pipelines. A task of the study is an application possibility consideration of regulatory ecological requirements together with the environmental risks valuation methods accepted now by the oil and gas companies. During a solution of an objective the environmental risks assessment technique was developed for the ecological management systems of the oil and gas companies.

Key words: ecological management system; ecological damage; environmental risk

Введение

Загрязнение природной среды нефтью и нефтепродуктами — одна из главных экологических проблем во многих регионах России. Компании, транспортирующие нефть и нефтепродукты по магистральному нефтепроводу (МН) и по технологическим трубопроводам, могут оказывать негативное воздействие на природные ресурсы: атмосферный воздух, поверхностные и подземные воды, почвенный покров, недра, растительный и животный мир, а также жизнь и здоровье людей. Социально-экологическая ответственность нефтяных компаний представляет собой осознанную и мотивированную реализацию мероприятий по предупреждению и сокращению аварийных ситуаций и опасных воздействий на окружающую среду. Внедрение системы экологического менеджмента в деятельность компаний требует обязательного анализа экологических рисков. В документах систем экологического менеджмента^{1, 2} нефтегазовые компании [1] выделяют в качестве отрицательных экологических факторов конечные события техногенных аварий (загазованность, разливы, тепловое воздействие и т. д.), не рассматривая при этом ущербы, причиненные природной среде и населению как части этой природной среды, и риски возникновения этих ущербов.

В настоящее время разработано значительное количество методов оценки экологических ущербов^{3, 4}, вреда здоровью и жизни людей в результате влияния опасных факторов, но эти методы чаще всего не включают вероятностные характеристики развития неблагоприятных экологических ситуаций. Последнее означает, что нефтегазовые компании в рамках системы экологического менеджмента не рассматривают прогнозные оценки экологического риска.

Постановка задачи

Целью статьи является анализ методов оценки экологических ущербов и экологических рисков в случае аварии на нефтепроводе. Задачей является рассмотрение возможности применения нормативных экологических требований совместно с принятыми в настоящее время методами оценки экологических рисков нефтегазовых компаний. Решение данной задачи связано с несколькими аспектами:

- принятие конечных событий техногенных аварий в качестве исходных экологических бедствий для оценки экологического риска;
- введение оценки экологических ущербов и экологических рисков в общую оценку ущербов и рисков техногенной аварии;
- рассмотрение динамики развития экологически неблагоприятного события при техногенной аварии на нефтепроводе с учетом климатических и природных факторов;
- оценка экологического ущерба, а также оценка экологического риска.

¹ Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах. Руководящий документ ОАО «АК «Транснефть»». – Введ. 2011-12-15. – М., 2011. – 112 с.

² СТО Газпром 2-2.3-351-2009. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром». – Введ. 2009-03-30. – М.: «Газпром ВНИИГАЗ», 2009. – 272 с.

³ Приказ Минприроды России от 08.07.2010 № 238 (ред. от 11.07.2018) «Об утверждении методики исчисления размера вреда, причиненного почвам как объекту окружающей среды» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_104774/.

⁴ Постановление Госгортехнадзора РФ от 10.07.2001 № 30 «Об утверждении методических указаний по проведению анализа риска опасных производственных объектов» (вместе с РД 03-418-01). – Введ. 2001-10-01. – М., 2002. – 25 с.

При анализе последствий аварий вводят понятия прямого, косвенного и полного ущербов.

Прямой ущерб составляют невозвратные потери основных фондов и природных ресурсов, затраты на локализацию и ликвидацию последствий аварий, медицинское обслуживание, дезактивационные и спасательные работы, компенсационные выплаты, контроль окружающей среды.

К косвенному ущербу относят затраты организаций, не попавших в зону аварии, на изменения в инфраструктуре и структуре хозяйственных связей, компенсацию отрицательных социальных эффектов.

Прямой и косвенный ущерб образуют полный ущерб, который оценивают на промежутке времени, в течение которого действуют отрицательные факторы, вызванные техногенной аварией.

Ущерб природной среде и здоровью людей можно отнести к прямому ущербу⁵, количественная оценка которого должна быть выполнена в рамках системы экологического менеджмента [2, 3].

Теория

В значительной части нормативных документов^{6,7,8} количественными показателями риска являются следующие [4–9]:

- индивидуальный риск — частота поражения отдельного индивидуума в результате воздействия факторов опасности аварий;
- коллективный риск — ожидаемое количество пострадавших в результате возможных аварий за определенный период времени;
- социальный риск — зависимость частоты возникновения событий (F), в которых пострадало на определенном уровне не менее N человек, от этого числа N;
- потенциальный территориальный риск — пространственное распределение частоты реализации негативного воздействия определенного уровня от возможных аварий;
- технический риск — связан с отказами технических устройств, показатели определяются соответствующими методами теории надежности;
- экологический риск — вероятность наступления события, имеющего неблагоприятные последствия для природной среды и вызванного негативным воздействием хозяйственной и иной деятельности, чрезвычайными ситуациями природного и техногенного характера.

В данной трактовке экологический риск характеризуют вероятностью неблагоприятного события без оценки его вреда (ущерба).

Существует иная точка зрения, имеющая более широкое распространение, согласно которой риск — это сочетание ущерба и вероятности его возникновения.

⁵ ГОСТ Р 14.09-2005. Экологический менеджмент. Руководство по оценке риска в области экологического менеджмента. — Введ. 2007-01-01. — М.: Стандартинформ, 2010. — 35 с.

⁶ РД 13.020.40-КТН-329-06. Правила разработки планов по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти на объектах магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть». Часть 1. — М., 2006. — 41 с.

⁷ Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ (последняя редакция) «Об охране окружающей среды» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34823/.

⁸ Постановление Правительства РФ от 03.03.2017 № 255 (ред. от 29.06.2018) «Об исчислении и взимании платы за негативное воздействие на окружающую среду» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_213744/.

В этом случае единицей измерения ущерба^{9,10,11} и риска будут финансовые потери [10, 11], в том числе и ущерб от гибели человека.

Согласно ГОСТ Р 14.09-2005¹² под оценкой экологического риска подразумевают *качественную и/или количественную оценку реальных или потенциальных воздействий загрязняющих веществ на объекты окружающей среды*. Оценка экологического риска является частью корректирующих мероприятий по охране окружающей среды, в число которых также входит определение характеристик природных объектов и степени их загрязнения опасными веществами, оценка влияния риска загрязнений на здоровье человека.

Оценка экологического риска заключается в определении частоты возникновения инициирующих и последующих опасных экологических событий и оценке последствий трансформации инициирующих событий в экологический ущерб.

При авариях на нефтепроводе основными факторами, влияющими на природную среду, являются следующие:

- разлив нефти/нефтепродукта;
- пожар разлива нефти/нефтепродукта;
- токсичные продукты горения;
- образование взрывоопасного облака топливовоздушной смеси (ТВС) с последующим объемным взрывом и пожаром разлива;
- осколки разрушенного оборудования, обрушение зданий и конструкций, ударная волна;
- тепловое излучение.

Можно представить ситуационные модели [12–14] сценариев j с учетом экологических аспектов аварий.

Распространение пролива нефти/нефтепродукта

1. Наиболее вероятный сценарий (1РВ)

Повреждение нефтепровода → истечение нефти из поврежденного нефтепровода (~ 4 тонны) → распространение нефти на местности → испарение легких углеводородов нефти в атмосферу → рассеяние парогазового облака без последствий → насыщение почвы нефтью в зоне ее распространения → разрушение плодородного слоя → интоксикация флоры и фауны.

2. Наиболее опасный сценарий (1РО)

Разрыв нефтепровода → истечение нефти из поврежденного нефтепровода (от 20 тонн и более) → распространение нефти на местности → испарение легких углеводородов нефти в атмосферу → воспламенение (вспышка) нефти → пожар → выгорание флоры в зоне теплового воздействия пожара → попадание объектов животного мира и людей в зону влияния поражающих факторов → интоксикация и получение ожогов.

Сценарии возможных аварий на переходах МН через болота

⁹ МР 5.1.0029-11. Методические рекомендации к экономической оценке и обоснованию решений в области управления риском для здоровья населения при воздействии факторов среды обитания. – Введ. 2011-07-31. – М.: Роспотребнадзор, 2011. – 12 с.

¹⁰ Приказ Министерства промышленности и энергетики РФ от 12.04.2006 № 78 «Об утверждении методических рекомендаций по разработке и подготовке к принятию проектов технических регламентов» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://base.garant.ru/12148260/>.

¹¹ Декларация Российского научного общества анализа риска «Об экономической оценке жизни среднестатистического человека» [Электронный ресурс]. – <http://www.sra-russia.ru/docs/metodicheskie-problemy-upravleniya-riskami/deklaratsii/>.

¹² ГОСТ Р 14.09-2005. – С. 15.

1. Наиболее вероятный сценарий (2РВ)

Повреждение нефтепровода → истечение нефти из поврежденного нефтепровода (~ 4 тонны) → распространение нефти на местности (для болота III типа — всплытие и распространение нефти на поверхности воды) → испарение легких углеводородов нефти в атмосферу → рассеяние парогазового облака без последствий → насыщение почвы нефтью в зоне ее распространения (для болот III типа — эмульгирование нефти в поверхностном слое воды и осаждение) → интоксикация флоры и фауны.

2. Наиболее опасный сценарий (2РО)

Разрыв нефтепровода → истечение нефти из поврежденного нефтепровода (от 20 тонн и более) → распространение нефти на местности → испарение легких углеводородов нефти в атмосферу → воспламенение (вспышка) нефти → пожар → выгорание флоры в зоне теплового воздействия пожара → попадание объектов животного мира и людей в зону влияния поражающих факторов → интоксикация и получение ожогов.

Сценарии возможных аварий на переходах МН через малые водотоки

1. Наиболее вероятный сценарий (3РВ)

Повреждение нефтепровода → всплытие нефти на поверхность малого водотока → распространение нефти по течению малого водотока → растворение и эмульгирование нефти в поверхностном слое воды → испарение легких фракций углеводородов нефти в атмосферу → осаждение нефти на прибрежных участках малого водотока → интоксикация флоры и фауны малого водотока.

2. Наиболее опасный сценарий (3РО)

Разрыв нефтепровода → всплытие нефти на поверхность малого водотока → распространение нефти по течению малого водотока → попадание нефти в более крупную реку → распространение и эмульгирование нефти в поверхностном слое воды → испарение легких фракций углеводородов нефти в атмосферу → осаждение нефти на прибрежных участках реки → интоксикация флоры и фауны реки → интоксикация людей, попавших в зону влияния вредного воздействия разлившейся нефти.

Сценарии возможных аварий на переходах МН через автомобильные и железные дороги

1. Наиболее вероятный сценарий (4РВ)

Повреждение нефтепровода → истечение нефти из поврежденного нефтепровода → распространение нефти на местности вдоль насыпи дороги → испарение легких углеводородов нефти в атмосферу → распространение парогазового облака → попадание транспортного средства в парогазовое облако → рассеяние парогазового облака без последствий → насыщение почвы нефтью в зоне ее распространения.

2. Наиболее опасный сценарий (4РО)

Разрыв нефтепровода → истечение нефти из поврежденного нефтепровода → распространение нефти на местности → затопление дороги нефтью → испарение легких углеводородов нефти → попадание транспортного средства в зону парогазового облака → возникновение искры и воспламенение нефти → пожар → выгорание флоры в зоне теплового воздействия пожара → интоксикация и получение ожогов людьми и животными, попавшими в зону влияния поражающих факторов.

Пожар горящего пролива

1. Наиболее вероятный сценарий (1ПВ)

Пожар пролива → горение паров нефти → распространение пожара на местности → загрязнение атмосферы токсичными веществами → выгорание почвенного покрова (га) → изменение физико-химического состава почвы → влияние на биосферные процессы → термическое поражение флоры и фауны, попавшей в зону пожара.

2. Наиболее опасный сценарий (1ПО)

Пожар пролива → горение паров нефти → распространение пожара на местности → загрязнение атмосферы токсичными веществами → воздействие на озоновый слой → усиление испарения воды → выгорание почвенного покрова (га) → загрязнение почвы продуктами горения → накопление в почве токсичных продуктов горения → влияние на биосферные процессы → термическое поражение флоры и фауны, попавшей в зону пожара → потери биоразнообразия флоры и фауны.

Взрыв облака топливовоздушной смеси

1. Наиболее вероятный сценарий (1ВВ)

Взрыв ТВС → ударная волна → резкое повышение давления → тепловое воздействие → понижение концентрации кислорода → световое излучение → дрейф облака ТВС → воспламенение облака ТВС при наличии источника возгорания → получение ожогов людьми и животными, попавшими в зону влияния поражающих факторов → механические травмы людей и животных.

2. Наиболее опасный сценарий (1ВО)

Взрыв ТВС → ударная волна → резкое повышение давления → тепловое воздействие → понижение концентрации кислорода → поглощение инфракрасных лучей → световое излучение → дрейф облака ТВС → воспламенение облака ТВС при наличии источника возгорания → снижение поступления солнечной радиации → выгорание растений → получение ожогов людьми и животными, попавшими в зону влияния поражающих факторов → механические травмы людей и животных.

Взрыв ТВС представляет серьезную опасность для населения и персонала, а также для окружающей среды. Поражающие факторы взрыва¹³: воздушная ударная волна, струи газов, осколки, высокая температура пламени, световое излучение, резкий звук [15–17]. Взрыв облака ТВС не оказывает прямого воздействия на почву и воду, а влияет косвенно на загрязнение почвы продуктами горения, изменение биохимических показателей водных стоков и т. д.

Тепловое воздействие. Показателем термического воздействия является интенсивность теплового излучения. В зоне теплового воздействия происходит прямое поражение дыхательных путей пламенем, горячим воздухом, паром или токсичными продуктами горения.

Различают три стадии термоингаляционных поражений:

I стадия — ведущим механизмом является бронхоспазм, затем развивается отек слизистой оболочки трахеобронхиального дерева. При ожогах гортани появляются признаки асфиксии;

II стадия — может проявляться отек легких;

III стадия — развиваются воспалительные изменения, пневмония.

¹³ Приказ МЧС РФ от 10.07.2009 № 404 (ред. 14.12.2010) «Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://base.garant.ru/196118/>.

Раздражающее воздействие. Нефтяные газы вызывают наркотический эффект. Они вызывают возбуждение, частичную потерю слуха, сужение зрачков, замедление пульса, усиленное слюноотделение, а также накапливаются в мягких и костных тканях организма. При отравлении нефтяными газами происходят нарушения функции мозга и сердечно-сосудистой деятельности.

Влияние на кровеносную систему. Все углеводороды, входящие в состав нефти, влияют на показатели крови — происходит снижение содержания гемоглобина и эритроцитов вплоть до наступления анемии. При попадании паров нефти через дыхательные пути или в результате всасывания в кровь происходит частичное растворение жиров и липидов организма.

Нервные воздействия. Через легкие и кровь токсичные пары нефти попадают в головной мозг, действуют на все отделы нервной системы. При этом сужаются сосуды мозга, уменьшается приток крови к нервной ткани, на длительном промежутке времени возникают частые головные боли, происходит ослабление памяти.

Проникновение в кожу паров и продуктов горения нефти. Пары и продукты горения нефти, попадающие в атмосферу, вызывают острые и хронические отравления, последствия которых могут наступить через длительный промежуток времени.

При оценке экологических ущербов необходимо в отдельности рассматривать кратковременные и долговременные последствия воздействия опасных факторов на экологию и здоровье человека. На коротком промежутке времени широко применяют экологические штрафные санкции и физическое устранение негативных воздействий.

Для оценки влияния опасных факторов на здоровье человека применяют стандартные методы [18–21]. Условная вероятность поражения человека p_{Fj} от совместного независимого воздействия опасными факторами при реализации j -го сценария развития опасных ситуаций:

$$p_{Fj} = 1 - \prod_{g=1}^G (1 - p_g \cdot p_{Fjg}),$$

где G — число рассматриваемых опасных факторов; p_g — вероятность реализации g -го опасного фактора; p_{Fjg} — условная вероятность поражения g -м опасным фактором.

Условные вероятности определяют статистическими, экспертными и расчетными методами, в том числе с использованием пробит-функций Pr :

$$Pr = a + b \cdot \ln W,$$

где a , b — константы, зависящие от степени поражения и вида объекта; W — интенсивность воздействующего фактора.

Рассмотрим воздействия наиболее часто встречающихся опасных факторов.

Ударная волна. Летальный исход наступает при избыточном давлении $\Delta P = 190$ кПа. Серьезные повреждения внутренних органов вызывает $\Delta P = 55$ кПа.

Вероятность потери управляемости у людей, попавших в зону действия ударной волны, можно оценить по величине пробит-функции

$$Pr_3 = 5 - 5,74 \ln F_3,$$

где фактор опасности F_3 рассчитывают как

$$F_3 = 4,2 / \bar{p} + 1,3 / \bar{i}.$$

Безразмерное давление и безразмерный импульс задают выражениями:

$$\bar{p} = (P_0 + \Delta P) / P_0,$$

$$\bar{i} = I / (P_0^{1/2} m^{1/3}),$$

где m — масса тела живого организма, кг; I — импульс взрывной волны, $I = \Delta P \cdot T$, где T — длительность фазы сжатия взрывной волны.

Вероятность разрыва барабанных перепонок вычисляют через пробит-функцию

$$Pr_4 = -12,6 + 1,524 \ln \Delta P.$$

Вероятность отброса людей воздушной волной можно оценить по величине пробит-функции

$$Pr_5 = 5 - 2,44 \ln F_5,$$

где фактор F_5 рассчитывают из соотношения

$$F_5 = 7,38 \cdot 10^3 / \Delta P + 1,3 \cdot 10^9 / (\Delta P \cdot I).$$

Связь функции Pr_i с вероятностью степени поражения находят по табличным данным.

Термическое поражение

Степень поражения человека тепловым излучением описывает пробит-функция

$$Pr_6 = -12,8 + 2,56 \cdot \ln(t \cdot w^{4/3}),$$

где t — эффективное время экспозиции; w — интенсивность теплового излучения.

Величина эффективного времени экспозиции t для пожара пролива

$$t = t_0 + x / v,$$

где t_0 — время обнаружения человеком пожара и принятия решения о дальнейших действиях; x — расстояние от места расположения человека до безопасной зоны; v — средняя скорость движения человека в безопасной зоне.

Ущерб, нанесенный окружающей среде при загрязнении почв U_L , водным объектам при попадании нефти/нефтепродуктов U_W , атмосфере при поступлении летучих углеводородов с поверхности разлива и продуктов сгорания нефти/нефтепродуктов U_A , рассчитывается следующим образом:

$$U_P = U_L + U_A + U_W. \quad (1)$$

Среднегодовую концентрацию загрязняющего вещества определяют как среднее арифметическое значение разовых или среднесуточных концентраций, полученных в течение года. Предельно допустимые концентрации химических веществ в почве, атмосферном воздухе, воде регламентируют согласно [22, 23].

Ущерб при загрязнении почв нефтью и нефтепродуктами¹⁴

$$U_L = P_{LCP} \cdot S \cdot k_{SCP} \cdot k_{LC} \cdot T_{CP},$$

где P_{LCP} — степень химического загрязнения поверхности земли; S — площадь загрязненного участка; k_{SCP} — показатель химического загрязнения почвы; k_{LC} — показатель категории земель; T_{CP} — ставка платы за химическое загрязнение почвы.

Степень химического загрязнения оценивают по нефтеемкости грунта. Показатель k_{SCP} рассчитывают по фактической глубине химического загрязнения или порчи почв. Показатель k_{LC} определяют исходя из категории земель и целевого назначения.

Ущерб за загрязнение атмосферы^{15,16}

$$U_A = \sum_{k=1}^K M_{Aik} \cdot T_{Aik} \cdot k_E \cdot k_T,$$

где M_{Aik} — масса выброса k -го загрязняющего вещества в атмосферу; T_{Aik} — ставка платы за выброс k -го загрязняющего вещества в атмосферу; k_E — показатель, учитывающий экологическое состояние атмосферного воздуха; k_T — показатель, учитывающий плотность населения на территории, подвергшейся выбросам.

Масса низкомолекулярных углеводородов, испаряющихся в атмосферный воздух:

$$M_V = S \cdot q \cdot t \cdot 10^{-6},$$

где t — время испарения; q — удельная доля испаряемых в атмосферу углеводородов с единицы площади разлива.

¹⁴ Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 23.01.2006 № 1 (ред. 26.06.2017) «О введении в действие гигиенических нормативов ГН 2.1.7.2041-06. «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве»» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/901966754>.

¹⁵ Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 12.07.2011 № 98 «Об утверждении гигиенических нормативов ГН 2.1.6.2897-11 “Дополнение № 9 к ГН 2.1.6.1338-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест”» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/902290617>.

¹⁶ Приказ Госкомэкологии РФ от 05.03.1997 № 90 «Об утверждении методик расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/9039890>.

Масса выброса загрязняющих веществ при горении (CO, CO₂, SO₂, H₂S, C, SiO₂, HCON и др.) [22, 23]:

$$M_i = M \cdot k_A,$$

где M — масса сгоревшей нефти, нефтепродукта; k_A — показатель удельных выбросов в атмосферу при горении нефти, нефтепродуктов.

Размер платы за загрязнение водных объектов нефтью, нефтепродуктами^{17,18}

$$U_W = k_{NC} \cdot k_W \cdot k_I \cdot k_T \cdot \sum_{i=1}^n U_{Wi},$$

где k_{NC} — коэффициент, учитывающий природно-климатические условия; k_W — коэффициент, учитывающий состояние водных объектов; k_I — коэффициент индексации; k_T — коэффициент, учитывающий длительность негативного воздействия загрязняющих веществ; T_{CW} — ставка платы за загрязнение водных объектов.

Обсуждение результатов

Риск реализации определенного сценария загрязнения природных объектов:

$$R_{Pj} = \sum_{g=1}^G (U_{Lg} \cdot p_{Ljg}) + \sum_{g=1}^G (U_{Ag} \cdot p_{A jg}) + \sum_{g=1}^G (U_{Wg} \cdot p_{W jg}), \quad (2)$$

где U_{Ld} , U_{Ad} , U_{Wd} — ущербы, нанесенные опасными факторами почвенным, атмосферным и водным ресурсам; p_{Ljd} , p_{Ajd} , p_{Wjd} — условные вероятности нанесения ущерба почвенным, атмосферным и водным ресурсам.

Предполагается, что штрафные санкции оценивают долговременный ущерб природным объектам. Долговременный экологический ущерб для здоровья населения оценивают как

$$U_M^N = \sum_{n=1}^N (U_{M1}^n + U_{M2}^n), \quad (3)$$

где U_{M1}^n , U_{M2}^n — экономические ущербы, от преждевременной смертности населения и заболеваний; N — период, в течение которого существуют последствия неблагоприятных факторов аварии.

Ущерб от заболеваний населения

$$U_{M2}^N = \sum_{n=1}^N \sum_{d=1}^D U_{M2}^d, \quad (4)$$

где U_{M2}^d — экономический ущерб от j -го вида заболевания; D — количество видов заболеваний от неблагоприятного воздействия факторов среды обитания.

¹⁷ Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 28.09.2007 № 75 «Об утверждении ГН 2.1.5.2280-07 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования. Дополнения и изменения № 1 к ГН 2.1.5.1315-03»» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://base.garant.ru/12157244/>.

¹⁸ Приказ Минприроды России от 13.04.2009 № 87 (ред. 26.08.2015) «Об утверждении методики исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_88197/.

Риск заболеваний населения от последствий техногенной аварии

$$R_{M2} = \sum_{n=1}^N \sum_{d=1}^D U_{M2}^d \cdot p_{M2}^d, \quad (5)$$

где p_{M2}^d — вероятность j -го вида заболевания в течение одного года.

Ущерб от преждевременных случаев смерти населения

$$U_{M1}^N = \sum_{n=1}^N \bar{U}_{M1}^n \cdot Q_{M1}^n, \quad (6)$$

где $\bar{U}_{M1}^n$ — усредненный ущерб от потери одной человеческой жизни;

Q_{M1}^n — число преждевременно умерших людей в течение одного года.

Риск преждевременной смертности

$$R_{M1} = \sum_{n=1}^N \bar{U}_{M1}^n \cdot p_{M1}^n \cdot Q_{M1}^n, \quad (7)$$

где p_{M1}^n — вероятность преждевременной смерти в течение одного года.

Величину экологического риска можно определить как сумму риска загрязнения природных ресурсов и риска причинения вреда здоровью людей

$$R_E = R_P + R_M, \quad (8)$$

где $R_M = R_{M1} + R_{M2}$.

Сложным системам, к которым относятся экологические системы, присуща эмерджентность, когда свойства всей системы отличаются от суммы свойств отдельных ее элементов. Причинно-следственная связь между элементами простой системы локализована во времени и пространстве в отличие от сложной динамической системы, где элементы связаны большим числом причинно-следственных связей, причины часто отделены от следствий, как в пространстве, так и во времени. Поэтому прогнозирование влияния опасных факторов на жизнь и здоровье населения имеет высокую степень неопределенности. Для обоснования степени распространения опасных веществ необходимо рассматривать изменения природно-климатических условий как в момент аварии, так и в последующие периоды времени. Наиболее перспективным в этом направлении является использование нейросетевых и генетических технологий для прогнозирования распределения опасных веществ в окружающей среде. Несмотря на явные преимущества для использования данных методов необходимы обучающие выборки. В качестве таких обучающих выборок могут быть использованы результаты экологического мониторинга территорий при сходных природно-климатических условиях распространения опасных веществ или расчетные значения распространения концентрации опасных веществ в поле рассеивания.

Для определения зависимости «экспозиция опасных веществ — ответ» необходимо рассмотреть пути и среды, через которые опасные вещества попадают в организм людей, а также время экспозиции. Сценарии экспозиции [11] указаны в таблице.

Пути попадания опасных веществ в организм человека

Воздействующая среда	Путь поступления			
	Ингаляционный	Пероральный	Накожный	Суммарный
Атмосферный воздух	+			+
Питьевая вода	+	+	+	+
Почва	+	+	+	+
Продукты питания		+		+
Накопленный эффект	+	+	+	+

В ходе оценки риска предусматривают определения «центральной тенденции» и «верхней оценки». Первую рассчитывают на основе средних интенсивностей экспозиции, ее продолжительности, физиологических параметров (объема дыхания, потребления воды и пищи и т. д.). Вторую определяет через 95 %-й доверительный интервал интенсивности экспозиции. Экспозицию, соответствующую «центральной тенденции», используют для оценки усредненного риска, которому подвергается население. Экспозицию, соответствующую «верхней оценке», рассматривают как основу реалистичного предсказания наибольшего возможного риска для отдельных представителей населения.

Количественные закономерности, связывающие получаемую дозу опасных веществ с неблагоприятным для здоровья эффектом, имеют большую неопределенность в связи с параллельным действием комплекса факторов, также влияющих на здоровье населения. В таком случае оценка риска может базироваться только на экспериментально-токсикологических данных. Для экстраполяции найденной зависимости «доза — ответ» на существенно меньший диапазон доз используют различные математические модели (логистическую, пробитную, многоступенчатую, модель одного удара, модель Вейбулла), согласно которым могут быть получены отличные друг от друга результаты. При использовании дискриминантного, корреляционного и регрессионного анализа для определения влияния каждого из факторов необходима длительная по времени выборка данных не только по опасным факторам, возникшим в результате аварии, но и по фоновому загрязнению экологической среды, условиям жизни и работы населения.

Выводы

Анализ материалов по оценке экологических ущербов позволяет сделать следующие выводы:

- 1) в ходе дифференцирования влияния каждого из опасных факторов на здоровье персонала и населения необходимо использовать статистические методы;
- 2) в документации на системы экологического менеджмента нефтегазовых компаний должны быть рассмотрены именно кратковременные и долгосрочные экологические ущербы и риски;
- 3) большая неопределенность результатов моделирования закономерностей, связывающих экспозиции опасных веществ с неблагоприятным для здоровья эффектом, требует применения новых методов исследования, в том числе с использованием искусственного интеллекта.

Действующая законодательная и нормативная база уже в настоящее время позволяет учитывать экологические риски нефтегазовых компаний без объединения их с технологическими и техническими рисками. При этом иницирующими событиями для оценки экологических ущербов и рисков являются конечные события рисков технических (разливы, высокая температура, загазо-

ванность, травмы, отравления). Поскольку эти события воздействуют на экологическую среду, здоровье персонала и населения как в кратковременном, так и в долгосрочном плане, то будет более правильным отнести их к экологическим ущербам и рискам.

Таким образом, несмотря на высокий уровень анализа рисков, с учетом тенденции развития законодательной базы промышленной безопасности [3], весьма перспективной задачей в области совершенствования методологии оценки экологических рисков является их прогнозирование на основе фактических техногенных рисков и мониторинга надежности нефтепроводов в режиме реального времени. Современные разработки позволят реализовать ноосферный подход к эксплуатации промышленных объектов магистрального трубопроводного транспорта для обеспечения чистоты окружающей среды и безопасности населения.

Библиографический список

1. Методики оценки последствий аварий на опасных производственных объектах: сборник документов. Серия 27. Выпуск 2 / Е. А. Иванов [и др.]. – 3-е изд., испр. и доп. – М.: ЗАО «Научно-технический центр исследования проблем промышленной безопасности», 2010. – 208 с.
2. Земенкова М. Ю. Методы снижения технологических и экологических рисков при транспорте и хранении углеводородов: моногр. – Тюмень: ТИУ, 2019. – 397 с.
3. Штенгауэр О. В., Шендалева Е. В. Оценка экологических рисков при транспортировке, хранении нефти и нефтепродуктов // Стандартизация, метрология и управление качеством: материалы Всерос. науч.-техн. конф. – Омск, 2015. – С. 273–277.
4. Кершенбаум Б. Я., Григорьев Л. И., Щербань П. С. Разработка комплексного подхода к управлению качеством сооружения сложных технических объектов с использованием риск-менеджмента // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2014. – № 2. – С. 9–12.
5. Количественная оценка риска химических аварий / В. М. Колодкин [и др.]; под ред. В. М. Колодкина. – Ижевск: ИД «Удмуртский университет», 2001. – 288 с.
6. On the Use of Hybrid Causal Logic Method in Offshore Risk Analysis / W. Roed [et al.] // Reliability Engineering & System Safety. – 2009. – Vol. 94, Issue 2. – P. 445–455. DOI: 10.1016/j.ress.2008.04.003
7. Risk, Uncertainty and Rational Action. London: Earthscan. IRGC (International Risk Governance Council), White Paper on Risk Governance: Towards an Integrative Framework / C. C. Jaeger [et al.]. – Geneva: International Risk Governance Council, 2001.
8. Lees F. P. Loss Prevention in the Process Industries. Hazard Identification, Assessment, and Control. Volume 3. – Oxford: Butterworth Heinemann, 1996.
9. Тетельмин В. В., Язев В. А. Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – Долгопрудный: Интеллект, 2009. – 352 с. (Нефтегазовая инженерия).
10. Хохлявин С. А. Менеджмент риска: стандарты Австрии, Великобритании и Австралии — предтеча будущего стандарта ISO 31000 // Мир стандартов. – 2007. – № 2 (13). – С. 33–38.
11. Методология оценки состояния экосистем: учеб. пособие / Под ред. О. М. Кожовой и В. В. Воробьева. – Ростов н/Д: ООО «ЦВВР», 2000. – 128 с.
12. Knight K. Chairman ISO/TMB/WG on Risk Management Terminology. Risk Management: an integral component of corporate governance and good management // ISO Bulletin. – 2003. – P. 21–24.
13. Aven T. Foundations of risk analysis. – John Wiley & Sons Ltd, 2003.
14. Горицкий В. М., Мартынюк В. Ф., Сайгина Ю. Н. Сценарии аварий при взрыве и пожаре в резервуаре // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2012. – № 2. – С. 40–44.
15. Adams A. The UK experience in offshore pipeline operations // Pipes & Pipelines Int. – 1992. – P. 9–14.
16. Olender W. K. Statistical Failure Mode Analysis of Submarine Pipeline Accidents // International Oil Spill Conference Proceedings. – 1983. – Vol. 1983, Issue 1. – P. 361–365.

17. Занин А. В., Мильке А. А., Квасов И. Н. Оценка риска трубопроводного транспорта углеводородов с морских нефтедобывающих платформ на территории Арктического шельфа // Нефть и газ Западной Сибири: сб. материалов междунар. науч.-техн. конф. – Тюмень, 2017. – С. 139–142.
18. Оценка экологического риска по подфакельным замерам концентраций загрязняющих веществ, выбрасываемых группой точечных источников / В. А. Долодаренко [и др.]. – Экологія і природокористування. – 2007. – Випуск 10. – С. 174–178.
19. Руководство по оценке риска для здоровья людей и защиты окружающей среды при использовании химических смесей // Мир стандартов. – 2008. – № 7 (28). – С. 69–86.
20. Marashi E., Davis J. P. An argumentation-based method for managing complex issues in design of infrastructural systems // Reliability Engineering & System Safety. – 2006. – Vol. 91, Issue 12. – P. 1535–1545. DOI: 10.1016/j.res.2006.01.013
21. Антипов В. Н., Скаков И. А. Оценка физических эффектов при взрыве топливно-воздушной смеси // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2013. – № 2. – С. 39–42.
22. Варламов Д. П., Стеклов О. И. Управление рисками эксплуатации линейной части магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2013. – № 3. – С. 38–44.
23. Колесников Е. Ю. К вопросу о расчете и нормировании пожарных рисков // Проблемы анализа риска. – 2010. – Т. 7, № 3. – С. 48–79.

References

1. Ivanov, E. A., Agapov, A. A., Buyko, K. V., Genfal'd, B. Ye., Dadonov, Yu. A., Il'in, A. M.,... Pchel'nikov, A. V. (2010) Metodiki otsenki posledstviy avariya na opasnykh proizvodstvennykh ob'yektakh: sbornik dokumentov. Seriya 27. Vypusk 2. 3rd edition, revised and expanded. Moscow, Nauchno-tekhnicheskii tsentr issledovaniya problem promyshlennoy bezopasnosti CJSC Publ., 208 p. (In Russian).
2. Zemenkova, M. Yu. (2019). Metody snizheniya tekhnologicheskikh i ekologicheskikh riskov pri transporte i khraneniі uglevodorodov. Tyumen, TIU Publ., 397 p. (In Russian).
3. Shtengauer, O. V. & Shendaleva, E. V. (2015). Otsenka ekologicheskikh riskov pri transportirovke, khraneniі nefiti i nefteproduktov. Standartizatsiya, metrologiya i upravleniye kachestvom: materialy Vserossiyskoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii. Omsk, pp. 273–277. (In Russian).
4. Kershenbaum, B. Ya., Grigoriev, L. I. & Shcherban', P. S. (2014). Razrabotka kompleksnogo podkhoda k upravleniyu kachestvom sooruzheniya slozhnykh tekhnicheskikh ob'yektov s ispol'zovaniyem risk-menedzhmenta. Quality Management in Oil and Gas Industry, (2), pp. 9–12. (In Russian).
5. Kolodkin, V. M., Murin, A. V., Petrov, A. K. & Gorsky, V. G. (2001). Kolichestvennaya otsenka riska khimicheskikh avariya. Izhevsk, Udmurtskiy Universitet Publ., 288 p. (In Russian).
6. Roed, W., Mosleh, A., Vinnem, J. E. & Aven, T. (2009). On the Use of Hybrid Causal Logic Method in Offshore Risk Analysis. Reliability Engineering & System Safety, 94(2), pp. 445–455. (In English). DOI: 10.1016/j.res.2008.04.003
7. Jaeger, C. C., Renn, O., Rosa, E. A. & Webler, Th. (2001). Risk, Uncertainty and Rational Action. London: Earthscan. (2001). IRGC (International Risk Governance Council). White Paper on Risk Governance: Towards an Integrative Framework. Geneva, International Risk Governance Council. (In English).
8. Lees, F. P. (1996). Loss Prevention in the Process Industries. Hazard Identification, Assessment, and Control. Volume 3. Oxford, Butterworth Heinemann. (In English).
9. Tetel'min, V. V. & Yazev, V. A. (2009). Zashchita okruzhayushchey sredy v neftegazovom komplekse. Dolgoprudny, Intellekt Publ., 352 p. (In Russian).
10. Khokhlyavin, S. A. (2007). Menedzhment riska: standarty Avstrii, Velikobritanii i Avstralii - predtecha budushchego standarta ISO 31000. Mir Standartov, 2(13), pp. 33–38. (In Russian).
11. Kozhova, O. M. & Vorob'yev, V. V. (Eds.) (2000). Metodologiya otsenki sostoyaniya ekosistem. Rostov-on-Don, TSVVR LLC Publ., 128 p. (In Russian).
12. Knight, K. (2003). Chairman ISO/TMB/WG on Risk Management Terminology. Risk Management: an Integral Component of Corporate Governance and Good Management. ISO Bulletin, pp. 21–24. (In English).
13. Aven, T. (2003). Foundations of risk analysis. John Wiley & Sons Ltd. (In English).

14. Goritskiy, V. M., Martynyuk, V. F. & Saygina, Yu. N. (2012). Accident Scenarios During Explosion and Fire in the Tank. *Quality Management in Oil and Gas Industry*, (2), pp. 40-43. (In Russian).
15. Adams, A. (1992). The UK experience in offshore pipeline operations. *Pipes & Pipelines Int.*, pp. 9-14. (In English).
16. Olender, W. K. (1983). Statistical Failure Mode Analysis of Submarine Pipeline Accidents. *International Oil Spill Conference Proceedings*, 1983(1), pp. 361-365. (In English).
17. Zarin, A. V., Mil'ke, A. A. & Kvasov, I. N. (2017). Otsenka riska truboprovodnogo transporta uglevodorodov s morskikh nefte dobyvayushchikh platform na territorii Arkticheskogo shel'fa. *Nef't' i gaz Zapadnoy Sibiri: sbornik materialov mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii*. Tyumen, pp. 139-142. (In Russian).
18. Dolodarenko, V. A., Poltoratskaya, V. N., Kaspijceva, V. Yu., & Falko, V. V. (2007). Estimation of ecological risk on under-plume to gaugings of concentration of polluting substances, which are thrown out by group of dot sources. *Ecology and nature management*, (10), pp. 174-178. (In Ukrainian).
19. Rukovodstvo po otsenke riska dlya zdorov'ya lyudey i zashchity okruzhayushchey sredy pri ispol'zovanii khimicheskikh smesey. (2008). *Mir Standartov*, (7(28)), pp. 69-86. (In Russian).
20. Marashi, E., & Davis, J. P. (2016). An argumentation-based method for managing complex issues in design of infrastructural systems. *Reliability Engineering & System Safety*, 91(12), pp. 1535-1545. (In English). DOI: 10.1016/j.res.2006.01.013
21. Antip'yev, V. N., & Skakov, I. A. (2013). Otsenka fizicheskikh effektov pri vzryve toplivno-vozdushnoy smesi. *Quality Management in Oil and Gas Industry*, (2), pp. 39-42. (In Russian).
22. Varlamov, D. P. & Steklov, O. I. (2013). Upravleniye riskami ekspluatatsii lineynoy chasti magistral'nykh gazoprovodov, podverzhennykh korrozionnomu rastreskivaniyu pod napryazheniyem. *Quality Management in Oil and Gas Industry*, (3), pp. 38-44. (In Russian).
23. Kolesnikov, E. Yu. (2010). K voprosu o raschete i normirovanii pozharnykh riskov. *Issues of risk analysis*, 7(3), pp. 48-79. (In Russian).

Сведения об авторах

Квасов Игорь Николаевич, к. э. н., профессор, декан факультета транспорта, нефти и газа, профессор кафедры нефтегазового дела, стандартизации и метрологии, Омский государственный технический университет, г. Омск

Шендалева Елена Владимировна, к. т. н., доцент кафедры нефтегазового дела, стандартизации и метрологии, Омский государственный технический университет, г. Омск

Штенгауэр Ольга Викторовна, инженер-метролог Омского моторостроительного объединения им. П. И. Баранова филиала научно-производственного центра газотурбостроения «Салют», г. Омск

Земенкова Мария Юрьевна, к. т. н., доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: muzemenkova@mail.ru

Information about the authors

Igor N. Kvasov, Candidate of Economics, Professor, Dean of the Faculty of Transport, Oil and Gas, Professor at the Department of Oil and Gas Business, Standardization and Metrology, Omsk State Technical University

Elena V. Shendaleva, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Business, Standardization and Metrology, Omsk State Technical University

Olga V. Shtengauer, Engineer-metrologist, Omsk engine-building association of P. I. Baranov branch of the Salute gas turbine engineering research and production center, Omsk

Maria Yu. Zemenkova, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, e-mail: muzemenkova@mail.ru

УДК 622.691

**Обоснование энергоэффективности использования
тригенерационной системы для компрессорной станции**

К. К. Кутуев, С. М. Чекардовский*

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

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

Аннотация. На сегодняшний день эффективность транспортировки природного газа представляет собой первостепенную задачу. В этих рамках проектирование и эксплуатация компрессорных станций являются ключевым фактором, существенно влияющим на эксплуатационные расходы газотранспортных компаний. Такие условия характеризуются растущим уровнем сложности не только выбора технологии сжатия газа, но и интеграции систем, обусловленных потребностями в энергии, включая электроэнергию, тепло и охлаждение. Проблемы, связанные с ценами на ископаемое топливо, ресурсами и воздействием на окружающую среду, привели в последние десятилетия к активизации усилий по разработке более эффективных систем. Один из способов сделать это — создать несколько выходов в одной системе, представляющих собой одновременную выработку энергии, тепла и охлаждения в результате сжигания природного газа. Цель работы — разработка рекомендаций по внедрению инновационной тригенеративной оптимизации компрессорной станции. При этом в рамках исследования был применен энергетический анализ, который направлен на оценку энергоэффективности выбранной тригенеративной системы. Полученные данные свидетельствуют о возможности не только внедрения принятой тригенеративной конфигурации, но и ее отдельных элементов для улучшения энергоэффективности системы в целом.

Ключевые слова: компрессорные станции; природный газ; тригенерация; когенерация; энергоэффективность

**Justification of energy efficiency of the use of a trigeneration system
for a compressor station**

Konstantin K. Kutuev, Sergey M. Chekardovskiy*

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

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

Abstract. Today, the efficiency of transportation of natural gas is of paramount importance. Within this framework, the design and operation of compressor stations are a key factor significantly influencing the operating costs of gas transmission companies. Such conditions are characterized by a growing level of complexity, not only the choice of gas compression technology, but also the integration of systems due to energy needs, including electricity, heat, and cooling. The problems associated with fossil fuel prices, resources and environmental impact have led to increased efforts to develop more efficient systems in recent decades. One way to do this is to create several outlets in one system, which are the simultaneous generation of energy, heat, and cooling from the combustion of natural gas. The aim of

the article is to develop recommendations for the implementation of innovative tri-generative optimization of the compressor station. At the same time, as part of the study, an exergy analysis was applied, which is aimed at assessing the energy efficiency of the selected trigenerative system. The data obtained indicate the possibility of not only introducing the adopted trigenerative configuration, but also of its individual elements to improve the energy efficiency of the system as a whole.

Key words: compressor stations; natural gas; trigeneration; cogeneration; energy efficiency

Введение

Исследовательская деятельность во всем мире направлена на повышение энергоэффективности промышленных объектов. Компрессорные станции (КС) магистральных газопроводов (МГ) являются основными объектами технологического процесса транспорта природного газа и потребителями газа в качестве топлива. Учитывая объемы потребления газа на собственные технологические нужды КС, даже небольшое снижение расхода газа при сохранении производительности приведет к значительной ежегодной экономии, то есть к повышению энергоэффективности.

Объект и методы исследования

Объект исследования — компрессорная станция «КС-11 Ужгородская» магистрального газопровода «Уренгой-Центр 1».

Предмет исследования — оптимизации рабочих параметров газоперекачивающих агрегатов.

Метод исследования — анализ научных данных по теме исследования.

Исследование компрессорной станции

Предметом исследования является оптимизация рабочих параметров с акцентом на входное и выходное давление: нахождение оптимальной характеристики потребления топливного газа, снизив отношение давлений до 1,3 и 1,4, посредством принятия более низкой скорости вращения нагнетателя, как было исследовано на станции ПАО «Газпром» [1]. Снижение выбросов углекислого газа также является серьезной проблемой, поскольку помимо CO_2 , выделяемого в процессе эксплуатации газовых турбин, происходит утечка природного газа из системы трубопроводов.

Это исследование было начато как возможность общего улучшения конструкции компрессорной станции. Проект был сосредоточен на снижении эксплуатационных расходов и потреблении первичной энергии, таким образом, снизив выбросы CO_2 .

Соответствующие теоретические исследования были предложены в работе [2], тем не менее представленное тригенеративное решение не ориентировано только на рекуперацию тепла от газоперекачивающего агрегата, а способно удовлетворить требование к нагреву, охлаждению и электрической нагрузке в соответствии с условиями длительной эксплуатации и широким диапазоном режимов работы, что в конечном итоге позволит определить наилучшее решение данной задачи и экстраполировать некоторые ключевые цифры для всей газотранспортной сети.

Характеристика объекта

Существующая схема компрессорной станции представляет собой два цеха, оснащенных восьмью газоперекачивающими агрегатами, состоящими из газотурбинных приводов ГТК-10-4 и центробежных нагнетателей ЦБН Н-235-21-1, размещенных параллельно и имеющих задачу повысить давление газа. Все группы ЦБН основаны на агрегате ГТК-10-4 с механической мощностью 10 МВт. При этом они являются газовыми турбинами открытого цикла, без рекуперации тепла от выхлопных газов. Этот выбор конструкции обусловлен непрерывностью работы групп и не оправдывает размещение котлов-утилизаторов на выхлопных газах, в силу того что они будут подвергаться значительным термомеханическим воздействиям и иметь короткий срок службы.

Группы газовых турбин сжигают небольшую часть перекачиваемого газа. Этот газ должен быть нагрет от температурной сети около 10–15 °С до минимального значения безопасности, равного 20 °С, перед входом в камеру сгорания. Этот процесс необходим для того, чтобы избежать образования капель жидкости или гидратов, которые могут засорить систему распределения топлива, разрушить форсунки камеры сгорания или привести к ненормальному сгоранию в машине. Подогрев газа осуществляется с помощью горячей воды, вырабатываемой газовыми котлами. Такой подогрев газа теоретически может быть увеличен до 90 °С, чтобы обеспечить лучшую интеграцию процесса и снизить потребление первичной энергии.

Данные о потреблении энергии

Потребление природного газа компрессорной станции на собственные нужды составляет в среднем 15 % от объема перекачиваемого газа. Эта тенденция, как показано на рисунке 1, увеличивается в зимнее время и значительно снижается летом, в силу того что для ряда зданий не требуется тепловая энергия, кроме как от бытовой горячей воды. С другой стороны, кривая никогда не достигает нуля, поскольку сеть подогрева газа всегда остается горячей, чтобы быть способной в любое время подавать предварительно нагретый газ в ЦБН.

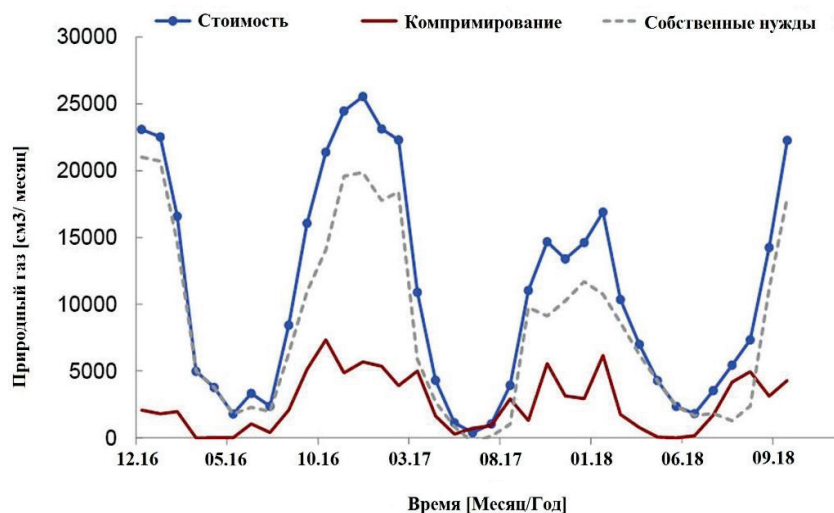


Рис. 1. Ежемесячные расходы природного газа, используемого компрессорной станцией для удовлетворения всех потребностей в тепловой энергии

Процедура получения тепловой потребности от использования природного газа была рассчитана в соответствии с балансом тепловой мощности [3]:

$$\tilde{Q} = m \cdot c_p \cdot \Delta T, \quad (1)$$

где m — массовый расход предварительно нагретого природного газа, полученный из характеристических кривых газовых турбин при различных условиях окружающей среды, кг/с; c_p — удельная теплоемкость природного газа при постоянном давлении, кДж/кг·К; ΔT — требуемое изменение температуры с 10 до 20 °С зимой, с 12 до 20 °С в середине сезона, с 15 до 20 °С летом.

Моделирование нагрузок

После оценки потребления тепловой энергии компрессорной станции следующим шагом будет моделирование типичных ежедневных нагрузок. Понимание этих часовых нагрузок дает возможность найти более эффективное решение для работы газоперекачивающего агрегата в целом. Чтобы избежать сложных вычислений, получая при этом разумные результаты и в то же время принимая во внимание как недельные циклы, так и реалистичный сценарий с точки зрения потребления тепла, за период исследования были приняты три типовые недели, представляющие зиму (ноябрь — март), лето (июнь — август) и середину сезона.

В течение каждой недели учитывается сезонная базовая нагрузка (24 ч в день и 7 дней в неделю), тогда как еженедельные часы и количество пусков групп турбоагрегатов (т/а) экстраполируются из их средних значений в отчетном периоде 2016–2018 гг. На рисунке 2 показаны количество рабочих часов и время запуска четырех групп т/а в трех разных сезонах.

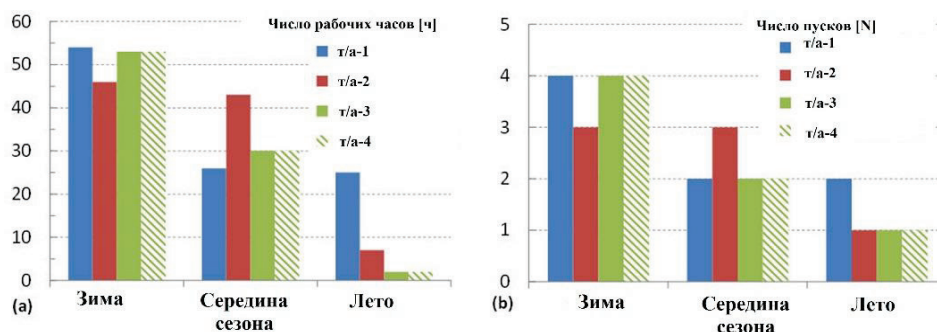


Рис. 2. Средние еженедельные значения количества рабочих часов (а) и количества запусков (б) для каждой группы т/а

Еженедельные энергопотребления сначала рассчитываются для каждого сезона, а затем часы работы каждой из групп т/а распределяются по неделям. В общем, логика распределения рабочих часов направлена на представление как длинных операций, продолжительностью более 15 часов, так и коротких операций, таких как периоды 1 или 2 часа. Кроме того, поскольку газовые турбины работают поочередно друг с другом по условиям эксплуатации и технического обслуживания, часы работы групп т/а делятся следующим образом:

первый транш часов распределяется по т/а-1, а затем турбина выключается, пока группа т/а-2 включается на определенное время. Впоследствии т/а-3 заменяет т/а-2 и так далее, пока не будут охвачены все часы работы и количество пусков каждой группы.

Предлагаемое решение

После оценки общей потребности в энергии компрессорной станции анализ был сфокусирован на предложении усовершенствования конструкции, которое способно привести к снижению как эксплуатационных расходов, так и потребления первичной энергии.

Предлагаемое решение для повышения производительности компрессорной станции как с экономической, так и с экологической точки зрения заключается в принятии тригенерационной системы. Получение электрической, тепловой и охлаждающей нагрузки компрессорной станции будет обеспечиваться вместо котлов и компрессорных чиллеров когенерационными установками, которые будут вырабатывать тепловую и электрическую нагрузку, а также охлаждающую нагрузку с помощью абсорбционных чиллеров.

Хорошо известно, что CCHP (Combined Cooling & Heating Power) при правильном проектировании и планировании может привести к значительному сокращению потребления первичной энергии, тем самым уменьшая эксплуатационные расходы. Для оптимального планирования были использованы эвристические модели, описанные A. Bischi для когенеративных [4] и тригенеративных решений [5].

Использование когенерационной системы CHP (Combined Heat & Power) не способно обеспечить запросы компрессорной станции в электроэнергии из-за высокого уровня перегрева системы. С другой стороны, блок CHP, рассчитанный на электрическую нагрузку, в значительной степени неэффективен при слишком большом количестве рассеиваемого тепла: фактически количества производимого тепла больше тепловой потребности. Для решения данной проблемы и необходимо внедрение абсорбционного чиллера, который изменяет соотношение между потреблением тепла и электричества. В частности, вместо того чтобы полагаться на электрические чиллеры, потребность в охлаждении может быть покрыта за счет использования имеющегося отработанного тепла турбины, тем самым уменьшая потребность в электроэнергии.

Такое преобразование когенерационной системы в тригенерационную очень выгодно, поскольку позволяет использовать почти все тепло от газовых турбин в течение года, повышая общую эффективность всей установки, а также уменьшая потребление энергии по сравнению с традиционными решениями: котел и электросеть.

Термодинамическая оценка

Термодинамическая оценка предложенной модернизации основана на анализе энергии и эксергии. Цель энергетического анализа — установление энергетического баланса для текущего состояния объекта, определение возможной экономии топлива и определение дополнительной выработки электроэнергии. Анализ должен быть сделан для переменных условий эксплуатации, которые определяются на основе доступных данных, связанных с объектом.

Потоки полезной энергии, получаемые от компонента системы, могут включать механическую и электрическую энергию, а также теплоспособность некоего носителя (охлаждающая способность здесь не рассматривается). Соответственно, годовая полезная энергия, полученная из носителя [6]:

$$E_{\text{мех/эл}} = \int_{\tau=0}^{\tau=8760\text{h}} E_{\text{мех/эл}}(\tau) \Delta\tau \quad \text{или} \quad Q = \int_{\tau=0}^{\tau=8760\text{h}} \tilde{Q}(\tau) \Delta\tau, \quad (2)$$

где E — полезная энергия, кВт·ч; $\Delta\tau$ — шаг измерения, 1 ч и короче.

Целью анализа эксергии является оценка термодинамического качества существующей системы и предлагаемых решений по модернизации. Значение эксергии зависит от способности данного носителя производить механическую работу. Следовательно, эксергия механической и электрической энергии равна самой энергии. Эксергия тепла, обмениваемого с источником тепла или поглотителем, зависит от его температуры T

$$B = \tilde{Q} \frac{T - T_0}{T}, \quad (3)$$

где B — эксергия теплоты, кВт·К; $\tilde{Q}$ — тепловая мощность, кВт; T_0 — температура окружающей среды.

Выводы

Предлагаемое тригенеративное решение демонстрирует свою экономическую и энергоэффективную целесообразность и способно обеспечить экономию первичной энергии примерно на 20 %, что приводит к аналогичному сокращению выбросов CO₂. Учитывая стратегическую важность компрессорных станций, играющих все более актуальную роль с точки зрения сети энергетической инфраструктуры и интеграции газовой сети с электрической сетью, принятая конфигурация может рассматриваться как решение для повышения надежности.

Библиографический список

1. Ваяншов А. Д., Васенко Е. М. Оценка энергоэффективности участка газотранспортной системы при замене проточных частей центробежных компрессоров с понижением расчетного отношения давлений // Химическое и нефтегазовое машиностроение. — 2016. — № 9. — С. 14–22.
2. Energy and exergy recovery in a natural gas compressor station – A technical and economic analysis / W. J. Kostowski [et al.] // Energy Conversion and Management. — 2015. — Vol. 104. — P. 17–31. DOI: 10.1016/j.enconman.2015.07.002
3. Kurz R., White R. C. Surge Avoidance in Gas Compression Systems // Journal of Turbomachinery. — 2004. — Vol. 126, Issue 4. — P. 501–506. DOI: 10.1115/1.1777577
4. Cogeneration systems optimization: Comparison of multi-step and mixed integer linear programming approaches / A. Bischi [et al.] // International Journal of Green Energy. — 2016. — Vol. 13, Issue 8. — P. 781–792. DOI: 10.1080/15435075.2016.1161635
5. Tri-Generation Systems Optimization: Comparison of Heuristic and Mixed Integer Linear Programming Approaches / A. Bischi [et al.] // Volume 3A: Coal, Biomass and Alternative Fuels; Cycle Innovations; Electric Power; Industrial and Cogeneration. — 2014. DOI: 10.1115/GT2014-27028
6. Dynamic Time to Surge Computation for Electric Driven Gas Compressors during Voltage Dips / A. Cortinovis [et al.] // IFAC-PapersOnLine. — 2016. — Vol. 49, Issue 7. — P. 949–954. DOI: 10.1016/j.ifacol.2016.07.322

References

1. Vanyashov, A. D., & Vasenko E. M. (2017). Assessment of Energy Efficiency of Sections of a Gas-Transporting System with Replaced Flow Passages of Centrifugal Compressors Having Reduced Rated Pressure Ratio. *Chemical and Petroleum Engineering*, 52(9-10), pp. 602-613. (In English). DOI: 10.1007/s10556-017-0240-y
2. Kostowski W. J., Kalina, J., Bargiela, P. & Szufleńskib, P. (2015). Energy and exergy recovery in a natural gas compressor station - A technical and economic analysis. *Energy Conversion and Management*, 104, pp. 17-31. (In English). DOI: 10.1016/j.enconman.2015.07.002
3. Kurz, R., & White, R. C. (2004). Surge Avoidance in Gas Compression Systems. *Journal of Turbomachinery*, 126(4), pp. 501-506. (In English). DOI: 10.1115/1.1777577
4. Bischi, A., Pérez-Iribarren E., Campanari S., Manzolini, G., Martelli E., Silva, P.,...Sala-Lizarraga, J.M.P. (2016). Cogeneration systems optimization: Comparison of multi-step and mixed integer linear programming approaches. *International Journal of Green Energy*, 13(8), pp. 781-792. (In English). DOI: 10.1080/15435075.2016.1161635
5. Bischi, A., Campanari, S., Castiglioni, A., Manzolini, G., Martelli, E., Silva, P., & Macchi, E. (2014). Tri-Generation Systems Optimization: Comparison of Heuristic and Mixed Integer Linear Programming Approaches. Volume 3A: Coal, Biomass and Alternative Fuels; Cycle Innovations; Electric Power; Industrial and Cogeneration. (In English). DOI: 10.1115/GT2014-27028
6. Cortinovis, A., Mercangöz, M., Stava, T. O., Van de moortel, S., & Lunde, E. (2016). Dynamic Time to Surge Computation for Electric Driven Gas Compressors during Voltage Dips. *IFAC-PapersOnLine*, 49(7), pp. 949-954. (In English). DOI: 10.1016/j.ifacol.2016.07.322

Сведения об авторах

Кутуев Константин Константинович, студент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Чекардовский Сергей Михайлович, к. т. н., доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: chekardovskijsm@tyuiu.ru

Information about the authors

Konstantin K. Kutuev, Student, Industrial University of Tyumen

Sergey M. Chekardovskiy, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transport of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, e-mail: chekardovskijsm@tyuiu.ru

УДК 631.316

**Моделирование напряженно-деформированного состояния
лапы рыхлителя с гибкой стойкой**

С. П. Пирогов^{1,2}, Д. А. Черенцов^{1*}

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²Государственный аграрный университет Северного Зауралья, г. Тюмень, Россия

*e-mail: dacherentsov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В работе приводятся результаты расчета напряжений и деформаций конструкции стойки рыхлителя, выполненной в виде гибкого трубчатого элемента, при нагружении внутренним давлением и внешней силой. Для исследований использовался метод конечных элементов, реализованный в программе ANSYS. Были решены задачи построения сеточной модели трубчатого элемента, определены перемещения свободного конца и напряжений под действием внутреннего давления, найдено предельно допустимое значение давления. Определена горизонтальная составляющая силы воздействия почвы на культиватор, при которой наблюдается потеря устойчивости. Численными методами определены силы сопротивления почвы в зависимости от формы лапы и скорости движения.

Ключевые слова: напряжение; деформация; трубчатый элемент

Simulation of the stress-strain state of the Ripper foot with a flexible stand

Sergey P. Pirogov^{1,2}, Dmitry A. Cherentsov^{1*}

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Northern Trans-Ural State Agricultural University, Tyumen, Russia

*e-mail: dacherentsov@tnnc.rosneft.ru

Abstract. The article presents the results of the calculation of stresses and strains of the structure of the Ripper rack, made in the form of a flexible tubular element, under loading by internal pressure and external force. The finite element method implemented in the ANSYS program was used for the research. The problems of constructing a grid model of a tubular element were solved, displacements of the free end and stresses under the action of internal pressure were determined, the maximum allowable pressure value was found. The horizontal component of the force of influence of the soil on the cultivator, in which there is a loss of stability, is determined. The soil resistance forces were determined by numerical methods depending on the shape of the paw and the speed of movement.

Key words: strain; buckling; tubular element

Введение

В последнее время в сельскохозяйственной технике предложены устройства, содержащие гибкий трубчатый элемент [1–4]. Применение таких

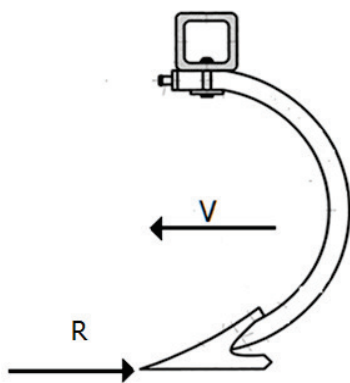


Рис. 1. Рабочий орган рыхлителя

поступательное перемещение. В процессе обработки почвы на рабочий орган оказывают влияние силы сопротивления почвы переменного характера, что вызывает колебания стойки. Подача рабочей жидкости в полость стойки под переменным давлением приводит к колебательным движениям с определенной амплитудой и частотой, которые зависят от параметров подаваемого давления. Расчет параметров колебания гибких трубчатых пружин приводится в работах [5–12].

Объект и методы исследования

Исследованию манометрических трубчатых пружин посвящены работы многих исследователей [7]. Основными методами расчета были энергетические методы и теория гибких оболочек.

Существенными недостатками всех методов являлось то, что они описывали напряженно-деформированное состояние трубок без учета концевых участков, которые сильно влияют на распределение напряжений. Кроме того, рассматривались только малые перемещения, то есть не учитывалась геометрическая нелинейность, возникающая при достаточно больших перемещениях конца трубки. Также эти методы не позволяли исследовать условия потери устойчивости.

Для устранения этих недостатков было предложено моделировать напряженно-деформированное состояние трубчатых пружин методом конечных элементов в программном комплексе ANSYS [13–19]. Применение этого метода позволяет также определить собственные частоты колебаний.

Результаты

Точность расчетов будет напрямую зависеть от качества сеточной модели рассматриваемой конструкции. Жесткое ограничение (точка крепления) и наконечник строятся по умолчанию с использованием метода Sweep, а для построения сеточной модели манометрической пружины необходимо определить наилучший метод построения сетки (Tetrahedrons или Sweep) и минимальный размер сеточных элементов, обеспечивающих устойчивость решения без потери точности.

В качестве образца взята трубка со следующими геометрическими характеристиками: центральный угол — 180 град., радиус кривизны — 500 мм, большая полуось поперечного сечения — 25 мм, малая полуось поперечного сечения — 12,5 мм, толщина стенки — 2,5 мм, материал — сталь 36НХТЮ.

элементов в качестве стоек культиваторов позволяет снизить энергозатраты на обработку почвы.

Подобные устройства могут быть использованы в процессе разработки траншей для прокладки трубопроводов. В предлагаемой конструкции в качестве рабочего органа используется гибкий трубчатый элемент — манометрическая трубчатая пружина, на конце которой прикреплен рыхлительная лапа (рис. 1).

Изменение давления во внутренней полости стойки заставляет поперечные сечения деформироваться, и свободный конец с рыхлительной лапой совершает возвратно-

Для оценки влияния методов построения сетки и размеров элементов определялось перемещение свободного конца трубки при воздействии горизонтальной силы 1 000 Н на свободный конец трубки.

Расчеты производились в toolbox — Static Structural, результаты представлены на рисунке 2.

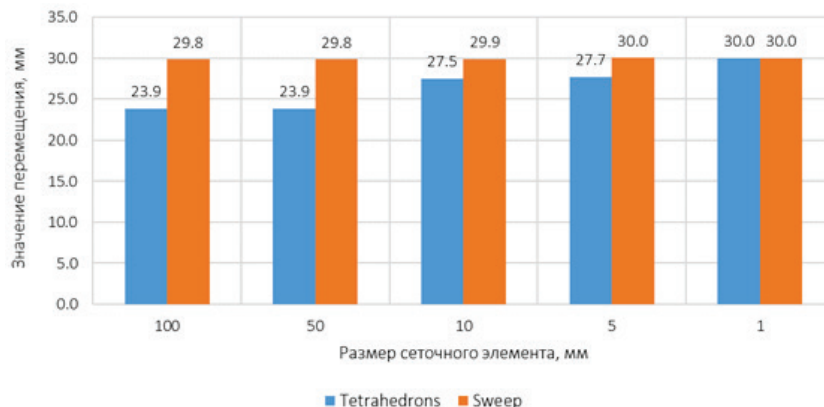


Рис. 2. Результаты оценки перемещений свободного конца трубки

Анализируя полученные результаты, можно сделать вывод, что при уменьшении размера элементов сеточной модели трубки значения перемещения свободного конца стремятся к некоторому пределу. Более «гладкое» решение получается при использовании метода Sweep, минимальный размер элемента, при котором наблюдается отклонение результатов расчета менее 0,5 %, составляет 5 мм.

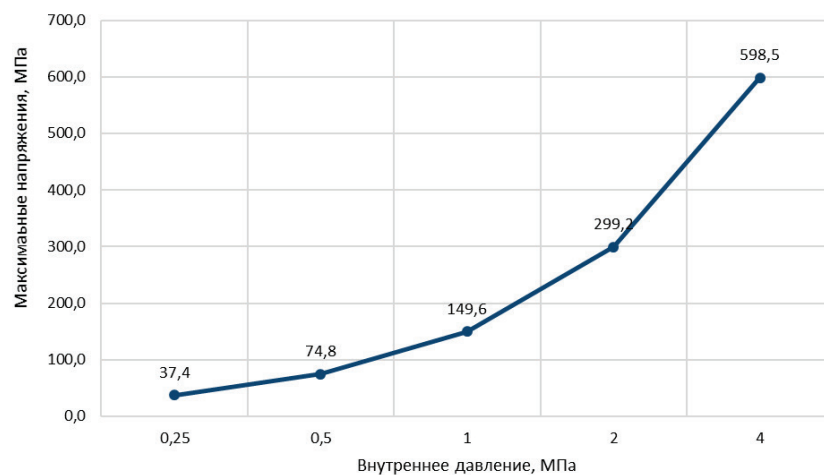


Рис. 3. Влияние внутреннего давления на максимальные напряжения

На рисунках 3 и 4 показаны результаты вычислительных экспериментов по определению максимальных напряжений и перемещений конца трубки.

Анализ зависимостей перемещений и напряжений от внутреннего давления показывает, что на начальном этапе нагружения — при давлении до 4 МПа

наблюдается линейный рост напряжений и перемещений, при больших давлениях происходит отклонение от линейной зависимости.

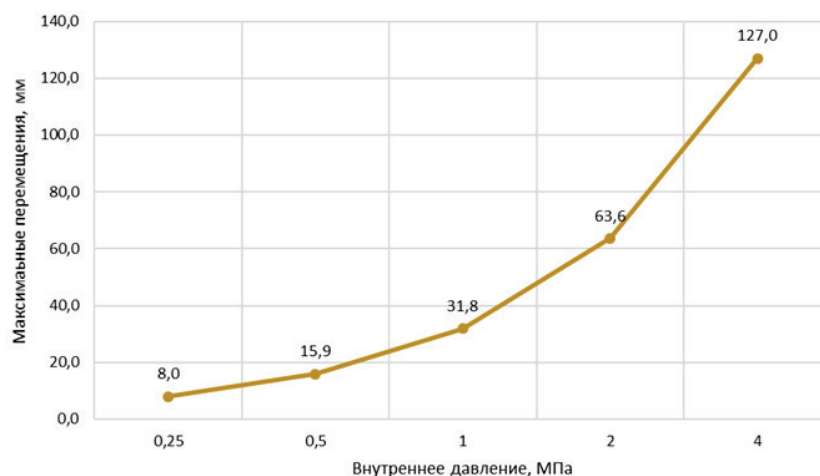


Рис. 4. Влияние внутреннего давления на перемещения конца трубки

Также была поставлена и решена задача определения максимального значения горизонтальной силы R , приложенной к концу трубки, при котором наблюдается потеря устойчивости. Расчет производился в toolbox — Eigenvalue Buckling. Максимальные напряжения, как и нарушение целостности МТП, наблюдаются в основании жесткой заделки.

Гидродинамический расчет производился в toolbox — Fluent. Рыхлительная лапа выполнена из стали, геометрические характеристики: длина — 500 мм, высота — 200 мм, ширина — 400 мм.

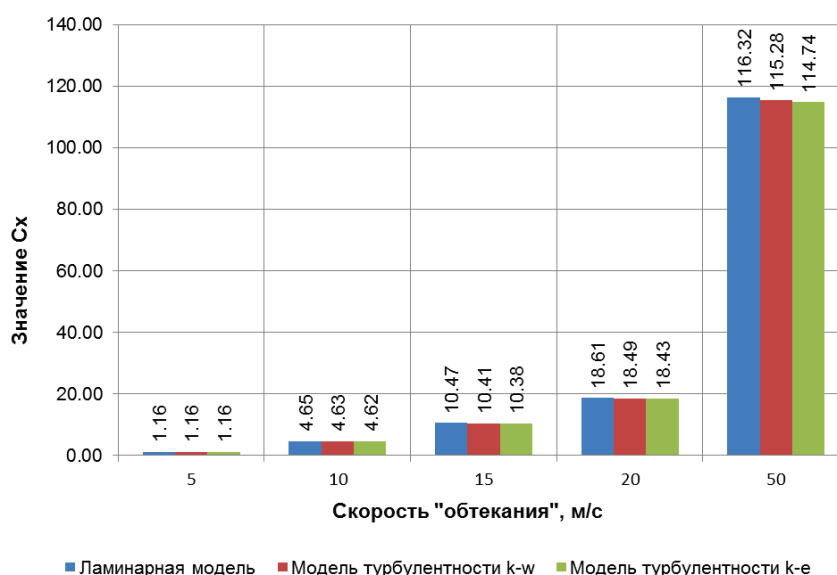


Рис. 5. Результаты оценки влияния скорости обтекания

Все задачи гидродинамики требуют итеративного подхода к решению, рассмотрим изменение значения коэффициента лобового сопротивления C_x в зависимости от итераций и от скорости обтекания сплошной средой для различных моделей поведения сплошной среды.

Результаты расчета показали, что для получения достоверных результатов, возможно ограничиться 300 итерациями.

Распределение скоростей в моделируемом объеме показано на рисунке 5, а влияние скорости перемещения на силу сопротивления — на рисунке 6.

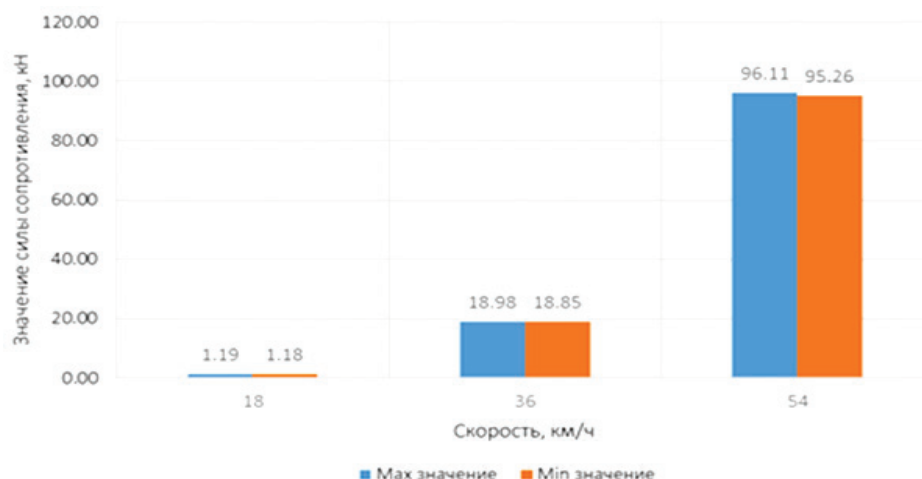


Рис. 6. Влияние скорости перемещения на силу сопротивления

Обсуждение

При построении сеточной модели трубчатой пружины было установлено, что лучший способ построения сетки — Sweep, а минимальный размер элементов, обеспечивающий устойчивое решение без потери точности, равен 1 мм.

Анализ напряженно-деформированного состояния под действием внешней силы 1 000 Н показал, что перемещение конца трубки будет 30 мм. Для потери устойчивости рассматриваемой конструкции необходимое горизонтальное усилие должно быть не менее 12 800 Н. Это подтверждает достаточный запас прочности.

Выводы

Анализ зависимостей перемещений и напряжений от внутреннего давления показывает, что на начальном этапе нагружения — при давлении до 4 МПа наблюдается линейный рост напряжений и перемещений, при больших давлениях происходит отклонение от линейной зависимости.

Расчет сил сопротивления показал, что для предотвращения потери устойчивости необходимо ограничить максимальную скорость движения не более 30–35 км/час.

Библиографический список

1. Кокошин С. Н. Физические основы процесса разрушения почвы // Вестник Государственного аграрного университета Северного Зауралья. – 2015. – № 4 (31). – С. 100–104.

2. Пирогов С. П., Чуба А. Ю. Применение манометрических трубчатых пружин в сельскохозяйственных машинах // Агропродовольственная политика России. – 2017. – № 9 (69). – С. 82–88.
3. Кокошин С. Н. Культиваторные стойки с изменяемой жесткостью // Сельский механизатор. – 2012. – № 5. – С. 8.
4. Патент на полезную модель РФ № 116000 от 03.05.2011. Рабочий орган культиватора / Маратканов А. А., Смолин Н. И., Кокошин, С. Н., Устинов Н. Н.; заявл. 03.05.2011; опубл. 20.05.2012, Бюл. № 14. – 3 с.
5. Пирогов С. П. Манометрические трубчатые пружины. – СПб.: Недра, 2009. – 276 с.
6. Пирогов С. П., Черенцов Д. А. Теоретические основы проектирования вибростойких манометров // Измерительная техника. – 2016. – № 8. – С. 38–41.
7. Пирогов С. П., Черенцов Д. А., Чуба А. Ю. Колебания манометрических трубчатых пружин: моногр. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 95 с.
8. Oscillations of manometric tubular springs with rigid end / D. A. Cherentsov [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2018. – Vol. 357. – Available at: <https://doi.org/10.1088/1757-899x/357/1/012030>.
9. Pirogov S. P., Cherentsov D. A., Gulyaev B. A. Prospects of Applying Vibration-Resistant Pressure Gauges in the Oil and Gas Industry // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2016. – Vol. 154. – Available at: <https://doi.org/10.1088/1757-899x/154/1/012013>.
10. Pirogov S. P., Cherentsov D. A., Chuba A. Yu. Study of Elastic Sensing Elements for Vibration-Resistant Pressure Gauges // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2016. – Vol. 154. – Available at: <https://doi.org/10.1088/1757-899x/154/1/012015>.
11. Pirogov S. P., Chuba A. Yu., Cherentsov D. A. Effect of section shape on frequencies of natural oscillations of tubular springs // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2018. – Vol. 357. Available at: <https://doi.org/10.1088/1757-899x/357/1/012032>.
12. Pirogov S. P., Chuba A. Yu. Automation of calculations of technical characteristics of manometric tubular springs // Journal of Mechanical Engineering Research & Developments. – 2019. – Vol. 42, Issue 2. – P. 27–29. DOI: 10.26480/jmerd.02.2019.27.29
13. Бордовский Г. А. Физические основы математического моделирования: учеб. пособие для студентов физ.-мат. специальностей вузов. – М.: Academia, 2005. – 315 с.
14. Кузнецов Ю. И. Моделирование колебательных систем в природных средах. – Новосибирск: Изд-во РАН, 2008. – 231 с.
15. Ревинская О. Г. Основы программирования в MatLab: учеб. пособие. – СПб.: БХВ-Петербург, 2016. – 208 с. – (Учебное пособие).
16. Басов К. А. ANSYS. Справочник пользователя. – М.: ДМК Пресс, 2014. – 640 с.
17. Денисов М. А. Компьютерное проектирование. ANSYS: учеб. пособие. – Екатеринбург: Изд-во Уральского ун-та, 2014. – 76 с.
18. Морозов Е. М., Муйземнек А. Ю., Шадский А. С. ANSYS в руках инженера. Механика разрушения. – СПб.: Ленанд, 2018. – 456 с.
19. ANSYS в руках инженера. Температурные напряжения / А. С. Шадский [и др.]. – СПб.: Едиториал УРСС, 2018. – 480 с.

References

1. Kokoshin, S. (2015). The physical basis of the soil destruction process. Bulletin of the Northern Trans-Ural State Agricultural University, (4(131)), pp. 100-104. (In Russian).
2. Pirogov, S. P., & Chuba, A. Yu. (2017). Primeneniye manometricheskikh trubchatykh pruzhin v sel'skokhozyaystvennykh mashinakh. Agro-food policy in Russia, (9(69)), pp. 82-88. (In Russian).
3. Kokoshin, S. (2012). Cultivator rack with the measured stiffness. Sel'skiy mekhanizator, (5), pp. 8. (In Russian).
4. Maratkanov, A. A., Smolin, N. I., Kokoshin, S. N., & Ustinov, N. N. Rabochiy organ kul'tivatora. Patent na poleznuyu model' RF, No 116000. Applied: 03.05.2011. Published: 20.05.2012. Bulletin No 14. 3 p. (In Russian).
5. Pirogov, S. P. (2009). Manometricheskiye trubchatyye pruzhiny. St. Petersburg, Nedra Publ., 276 p. (In Russian).

6. Pirogov, S. P., & Cherentsov, D. A. (2016). Theoretical Foundations of the Design of Vibration-Resistant Manometers. *Measurement Techniques*, 59(8), pp. 845-849. (In English).
7. Pirogov, S. P., Cherentsov, D. A., & Chub, A. Yu. *Kolebaniya manometricheskikh trubchatykh pruzhin*. Tyumen, TyumGNGU Publ., 95 p. (In Russian).
8. Cherentsov, D. A., Pirogov, S. P., Dorofeev, S. M., & Ryabova, Y. S. (2018). Oscillations of manometric tubular springs with rigid end. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 357. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1088/1757-899x/357/1/012030>
9. Pirogov, S. P., Cherentsov, D. A., & Gulyaev, B. A. (2016). Prospects of Applying Vibration-Resistant Pressure Gauges in the Oil and Gas Industry. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 154. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1088/1757-899x/154/1/012013>
10. Pirogov, S. P., Cherentsov, D. A., & Chuba, A. Yu. (2016). Study of Elastic Sensing Elements for Vibration-Resistant Pressure Gauges. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 154. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1088/1757-899x/154/1/012015>.
11. Pirogov, S. P., Chuba, A. Yu., & Cherentsov, D. A. (2018). Effect of section shape on frequencies of natural oscillations of tubular springs. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 357. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1088/1757-899x/357/1/012032>
12. Pirogov, S. P., & Chuba, A. Yu. (2019). Automation of calculations of technical characteristics of manometric tubular springs. *Journal of Mechanical Engineering Research & Developments*, 42(2), pp. 27-29. (In English). DOI: 10.26480/jmerd.02.2019.27.29
13. Bordovskiy, G. A. (2005). *Fizicheskiye osnovy matematicheskogo modelirovaniya*. Moscow, Academia Publ., 315 p. (In Russian).
14. Kuznetsov, Yu. I. (2008). *Modelirovaniye kolebatel'nykh sistem v prirodnykh sredakh*. Novosibirsk, the Russian Academy of Sciences Publ., 231 p. (In Russian).
15. Revinskaya, O. G. (2016). *Osnovy programmirovaniya v MatLab*. St. Petersburg, BKHV-Peterburg Publ., 208 p. (In Russian).
16. Basov, K. A. (2014). *ANSYS. Spravochnik pol'zovatelya*. Moscow, DMC Press Publ., 640 p. (In Russian).
17. Denisov, M. A. (2014). *Komp'yuternoye proyektirovaniye. ANSYS*. Ekaterinburg, UrFU Publ., 76 p. (In Russian).
18. Morozov, Ye. M., Muyzemnek A. Yu., & Shadskiy, A. S. (2018). *ANSYS v rukakh inzhenera. Mekhanika razrusheniya*. St. Petersburg, Lenand Publ., 456 p. (In Russian).
19. Shadskiy, A. S., Morozov, Ye. M., Zhekov, K. N., & Plotnikov, A. S. (2018). *ANSYS v rukakh inzhenera. Temperaturnyye napryazheniya*. St. Petersburg, Editorial URSS, 480 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Пирогов Сергей Петрович, д. т. н., профессор кафедры прикладной механики, Тюменский индустриальный университет, доцент кафедры лесного хозяйства, деревообработки и прикладной механики, Государственный аграрный университет Северного Зауралья, г. Тюмень

Черенцов Дмитрий Андреевич, к. т. н., доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: dacherentsov@tnnc.rosneft.ru

Information about the authors

Sergey P. Pirogov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Applied Mechanics, Industrial University of Tyumen, Associate Professor at the Department of Forestry, Woodworking and Applied Mechanics, Northern Trans-Ural State Agricultural University, Tyumen

Dmitry A. Cherentsov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, e-mail: dacherentsov@tnnc.rosneft.ru

**Перспективы использования стеклопластиковых
и полимерно-металлических труб в нефтегазовой отрасли**

А. А. Толмачев*, В. А. Иванов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: svtolm@gmail.com*

Аннотация. Одним из важнейших критериев обеспечения безопасной эксплуатации объекта и повышения его долговечности является его надежность. Обеспечение безопасной эксплуатации трубопроводов во многом является проблемой повышения их надежности и долговечности и представляется сложной комплексной задачей, которая включает в себя решение как технических и технологических, так и экономических и организационных аспектов. На сегодняшний день чрезвычайные ситуации, связанные с разрывом и повреждением стальных трубопроводов в результате их эксплуатационного износа и воздействия внешних факторов, все еще остаются наиболее частой причиной возникновения аварий на нефтепромысле. Несмотря на то что этой проблеме посвящены достаточно многочисленные исследования, в настоящее время она еще полностью не решена, и многие вопросы до сих пор остаются открытыми. В работе рассматриваются перспективы использования стеклопластиковых и полимерно-металлических труб на нефтегазовом промысле как альтернативы применения стальных труб.

Ключевые слова: нефтепромысел; трубопроводы; комбинированные трубы

**Prospects of using fiberglass and polymer-metal pipes
in the oil and gas industry**

Artyom A. Tolmachev*, Vadim A. Ivanov

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: svtolm@gmail.com*

Abstract. One of the most important criteria for ensuring the safe operation of the facility and increasing its durability is its reliability. Ensuring the safe operation of pipelines is in many ways a problem of increasing their reliability and durability and seems to be a complex task, which includes solving technical and technological, as well as economic and organizational aspects. To date, emergencies related to the rupture and damage to steel pipelines because of their operational wear and exposure to external factors are still the most frequent cause of accidents in the oil field. Despite the fact that numerous studies are devoted to this problem, at present it has not yet been completely resolved, and many questions still remain open. In this article, we are considering the prospects of using fiberglass and polymer-metal pipes in the oil and gas industry as an alternative to steel pipes.

Key words: oil field; pipelines; combined pipes

Введение

Первая волна индустриализации российского арктического севера началась в 1930-х гг. Для нее характерны разработка и добыча угольных месторождений в Воркуте, строительство Норильского горно-металлургического комбината, прокладка трансполярной железной дороги и др. [1]. Вторая индустриальная волна началась в 1960-х гг. и закончилась в 1990-х гг. [2]. Для нее характерны масштабные геолого-разведочные работы в регионе, создание центра добычи нефти и газа в Ямало-Ненецком автономном округе, а также массовое образование зон экологических катастроф (например, Земля Франца-Иосифа) [3].

Началом третьей волны индустриализации (или неоиндустриализации) арктического региона можно назвать 2013 год, когда правительство России утвердило Стратегию развития Арктической зоны Российской Федерации, утвердило федеральную программу социально-экономического развития этого макрорегиона до 2020 года и была создана Государственная комиссия по развитию Арктики [4]. Основными инициаторами третьей волны являются крупные промышленные (прежде всего, нефтегазодобывающие) компании и руководители арктических регионов Российской Федерации [5]. На сегодняшний день наиболее значительными достижениями в реализации этой программы являются формирование трех новых нефтегазодобывающих центров в Ямало-Ненецком автономном округе (Бованенковское, Новопортовское и Мессояхское месторождения), запуск завода по сжижению природного газа «Ямал СПГ», запуск Тамбейского газового центра и начало работ по освоению эталонных зон (Кольский, Архангельский, Ненецкий, Воркутский, Ямало-Ненецкий, Таймыро-Туруханский, Северо-Якутский и Чукотский).

Однако, проанализировав нынешнее развитие Арктики, можно выделить одну из важнейших проблем, которая связана с загрязнением территории из-за разливов нефтепродуктов в результате поломок устаревших стальных трубопроводов.

Методы исследования

В работе предполагается использование общенаучных (системный, синергетический, формально-логический) и специальных методов, которые позволяют выявить актуальную проблему исследования и предложить пути ее решения.

Результаты

В настоящее время и предшествующие годы все острее ощущается проблема загрязнения Арктики. По данным за 2017 год, протяженность трубопроводов в Арктике составляет более 257 000 км. Диаметр этих трубопроводов варьируется от 114 до 1 420 мм. Большинство из этих трубопроводов были установлены еще в 70–80-х гг. XX века. При условии того что срок эксплуатации даже современных стальных труб согласно нормативной документации не должен превышать 30 лет, использование нефтепроводов и газопроводов, построенных в те года, крайне опасно.

Как показал анализ ежегодных отчетов о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору с 2004 по 2017 гг., основной причиной возникновения аварийных ситуаций на нефтепромыслах все еще остаются разгерметизация и разрушение технических устройств в результате физического износа, коррозии металла трубы или растрескивания под напряжением. Ежегодно на нефтепромыслах происходит до 70 000 отказов трубопроводов. Только по данным ПАО НК «Роснефть» за 2017 год, в целом по России у компании было зафиксировано 5 312 случаев отказов трубопроводов с разливами нефти, и всего было разлито 684,3 т нефти

и нефтепродуктов. А ведь кроме этой компании есть еще и ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Газпром нефть», ПАО «Сургутнефтегаз», British Petroleum, Shell и многие другие, у которых также возникают проблемы с отказами трубопроводов в ходе их эксплуатации. Крупные нефтяные компании тратят значительные средства на ремонт ветхих трубопроводов и рекультивацию загрязненных земель: только в 2017 году на реконструкцию трубопроводов «Роснефть», ЛУКОЙЛ и «Сургутнефтегаз» суммарно потратили 16,5 млрд руб. (≈ 253 млн долл. США), а в 2018 году эта сумма выросла до 22,13 млрд руб. (≈ 342 млн долл. США).

На сегодняшний день российская Арктическая зона представляет собой достаточно загрязненную территорию: критический уровень загрязнения существует на площади не менее 15 % от площади региона [6]. Арктическая зона со сверхнизкими температурами и экранирующим эффектом многолетнемерзлых пород обусловили наличие экранирующего эффекта, который позволяет загрязняющим веществам достаточно долго негативно воздействовать на природные факторы окружающей среды и на само здоровье человека. Одними из объектов накопленного экологического ущерба в арктической зоне Российской Федерации являются постоянные источники экологической угрозы в виде нефтезагрязненных территорий, полученные из-за аварийного износа нефтепроводов и газопроводов.

Применение альтернативы стальным трубам (как, например, труб из полиэтилена) на нефтегазовых промыслах может помочь сократить энергозатраты и трудозатраты нефтедобывающих компаний, а также снизить риск возникновения экологических бедствий, связанных с разливами нефти в Арктике.

Обсуждение

В результате поиска различных материалов для замены стальных трубопроводов, работающих при высоких давлениях, во второй половине XX века началось использование труб из термопластов. Однако в начале их использовали только для строительства трубопроводных систем низкого давления [7]. Впервые же термопластичные трубы для подземных гравитационных трубопроводов были использованы в Германии и Голландии. В Скандинавии термопластичные трубы используются с конца 1960-х гг. для строительства подземных трубопроводов. В России отечественные термопластичные трубопроводы использовались только в качестве технологических трубопроводов. Но с 1957 года термопластичные трубопроводы используются для водопроводов и канализационных коллекторов, а затем для строительства подземных газопроводов [8]. Достоинствами в использовании таких труб были их коррозионная стойкость, высокая степень герметичности при сварном соединении, низкая стоимость. Однако широкого распространения в СССР, а затем и в России трубы из полиэтилена на нефтегазовом месторождении не получили. Это связано, прежде всего, с тем, что ранее трубы из термопластов имели относительно низкую несущую способность и, как следствие, низкое рабочее давление транспортируемой среды (не более 1,0 МПа). Со временем характеристики отечественной трубной продукции улучшились. Например, полиэтиленовые трубы ПЭ 100 стали выдерживать рабочее давление транспортируемой среды до 2,5 МПа. Но по сравнению со стальными трубами этого было недостаточно.

Ситуация со стеклопластиковыми трубами была совершенно иной. В середине 50-х гг. XX века было освоено промышленное производство термопластичного связующего стекловолокна, что и обусловило возникновение производства стеклопластиковых труб с бесспорными достоинствами в виде низкой массы, высокой коррозионной стойкости, высокой удельной прочности. Однако данные преимущества использования стеклопластиковых труб упирались в

низкие цены на использование в трубопроводной промышленности ставших уже традиционными материалов: стали, нержавеющей стали, меди, алюминия. И только спустя десятилетия стеклопластиковые трубы смогли стать конкурентоспособными вследствие удорожания легированной стали и алюминия на мировом рынке; активного освоения месторождений углеводородов на морском шельфе и в труднодоступных районах, что обусловило необходимость применения легких и устойчивых к коррозии труб; совершенствования качества и технологии производства стеклопластиковых труб.

Ведущим производителем стеклопластиковых труб высокого давления (до 30 МПа) для нефтяных месторождений в это время выступала компания Ameron (США) [9]. Крупномасштабное производство позволило в том числе освоить нефтяные месторождения Северной Америки и Ближнего Востока в 70–80-х гг. XX века. Активное освоение технологии производства стеклопластиковых труб происходило в Европе и Японии.

В СССР также начались эксперименты по использованию стеклопластиковых труб, но в связи с режимом секретности новые технологии распространялись в гражданской промышленности очень медленно [10]. В связи с быстрым ростом производства стекловолокна в зарубежных странах СССР также начал работу в этом направлении — были привлечены ученые из Академии наук, создана лаборатория анизотропных структур для исследования анизотропных стекловолокнистых материалов. Но материалы использовались только в военной и оборонной промышленности [11]. В результате то, что стало давно в США, Японии и ряде европейских стран стандартным решением при монтаже трубопроводных систем, в России так и не получило популярность из-за консерватизма проектных и строительных организаций, а также не решенных до недавнего времени проблем по стандартизации [12].

Сегодня стеклопластиковые трубы производятся такими российскими компаниями, как, например, ООО «РеноТЭК», ООО «БиоПласт» и др. Ассортимент выпускаемых ими труб очень широк как по диаметру (от 50 до 1 420 мм), так и в области их использования (таблица). Кроме того, большинство труб рассчитаны на рабочее давление не менее 25 МПа и срок службы не менее 50 лет [13].

Характеристики стеклопластиковых труб компаний ООО «РеноТЭК» и ООО «БиоПласт»

Показатель	ООО «РеноТЭК»	ООО «БиоПласт»
Диаметр, мм	59–530	59–2 000
Давление, МПа	до 27	до 25
Температура рабочей среды, °С	–60...+160	–40...+135
Жесткость, Н/м ²	5 000–10 000	5 000
Допустимая деформация, %	До 18	До 18
Растяжение в поперечном направлении, Н/мм	356	360
Растяжение в осевом направлении, Н/мм	169	360
Срок службы, лет	50	50

Но среди достоинств таких труб есть недостатки.

Соединение таких труб является разъёмным (или патрубки с уплотнительными гильзами и фиксацией по осям (рис. 1), или резьбовое соединение с герметизирующим раствором (рис. 2)), что не соответствует в полной мере требованиям безопасности в нефтегазовой промышленности.

Также основной проблемой при укладке в грунты данных труб все еще остаются соединительные узлы. При возможной деформации трубопровода в

местах соединения сварных секций нарушается специальный защитный слой, призванный обеспечить герметичность трубы [14].

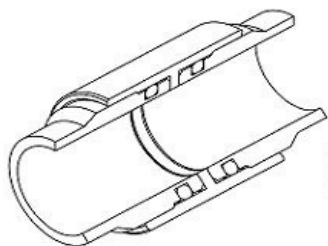


Рис. 1. Соединение стеклопластиковых патрубков при помощи уплотнительной гильзы с фиксацией по осям

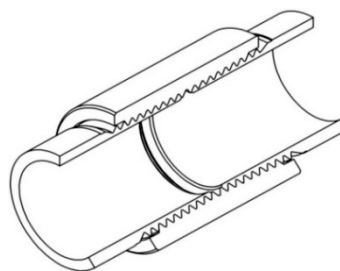


Рис. 2. Резьбовое соединение стеклопластиковых труб с использованием герметизирующего раствора

Решением проблемы для увеличения несущей способности полиэтиленовых труб и характеристик герметизации стеклопластиковых трубопроводов стала разработка новой технологии изготовления труб. Суть технологии заключается в том, что на внешнюю поверхность полиэтиленовой или полипропиленовой трубы наматывается стеклопластиковая оболочка, обеспечивающая адгезию между поверхностями. Такие трубы называются стеклопластиковыми композитами. Преимущество труб этого типа заключается в их равной прочности друг с другом (полиэтиленовые части соединяемых труб при сварке встают встык, а стеклопластиковые оболочки соединяются с помощью муфт и герметизируют трубопровод). Также трубопроводы этого типа рассчитаны на высокое рабочее давление (как пример, до 20,0 МПа при использовании их для транспортировки водонефтяных эмульсий/сточных вод с нефтяных месторождений или до 4,0 МПа для попутного нефтяного газа) [7]. При этом результаты испытаний стеклопластиковых труб позволяют прогнозировать срок службы не менее 50 лет [15]. Кроме того, в результате проведенных испытаний выявлена зависимость величины рабочего давления, толщины стенки стеклопластиковой оболочки трубопровода и гарантированного срока эксплуатации [7]. Данная зависимость необходима для разработки технологии производства и эксплуатации в дальнейшем бикомпозитных трубопроводов.

Другой альтернативой стальным трубам являются гибкие полиметаллические трубы. Конструкция гибких полимерно-металлических труб состоит из слоев высокопрочной стали, чередующихся с полимерными оболочками [16]. Это делает трубопроводы данного типа устойчивыми к экстремальным температурам и давлению, динамике потока транспортируемой жидкости, движению траншейных грунтов (пучению), транспортным, монтажным и технологическим нагрузкам. Большая строительная длина отдельных секций, их гибкость и небольшой радиус изгиба гибких полимерно-металлических труб уменьшают объем строительно-монтажных работ [17].

К преимуществам гибких полимерно-металлических труб можно отнести следующие:

- высокая химическая стойкость к нефти, пластовым сточным водам, содержащим сероводород, диоксид углерода, механические примеси, свободный кислород, ионы активного хлора, а также к нефтепродуктам и т. д.;
- увеличенная пропускная способность;
- низкое гидравлическое сопротивление;
- высокая долговечность (более 40 лет) [18].

Во время эксплуатации трубопроводов из гибких полимерно-металлических труб были выявлены некоторые конструктивные особенности:

- гидравлические удары в трубопроводе из гибких полимерно-металлических труб в 1,5–2 раза меньше, чем в стальных трубах из-за более низкого модуля упругости материалов, входящих в конструкцию;
- трубопровод, собранный из таких труб, не разрушается при замерзании в нем воды из-за высокой упруго-деформационной способности конструкции;
- полимерные материалы, входящие в конструкцию гибких полимерно-металлических труб, имеют низкий коэффициент теплопроводности, что сводит к минимуму образование конденсата на наружной поверхности и замерзание на внутренней поверхности труб;
- низкая электропроводность полимерных материалов, входящих в конструкцию гибких полимерно-металлических труб, исключает возможность возникновения блуждающих токов в них и связанных с ними коррозионных повреждений трубопровода;
- гибкость и высокая деформирующая способность гибких полимерно-металлических труб обеспечивает их адаптацию к любой местности и к любому составу почвы.

Учитывая все вышесказанное, гибкие полиметаллические трубы являются достойной альтернативой стальным трубам. Однако есть и некоторые недостатки этих труб. При эксплуатации трубопроводов такой конструкции было выявлено, что они могут изменять глубину залегания, а в отдельных случаях проходят и по поверхности траншеи. Переменное высокое давление в трубопроводах может обусловить деформацию вследствие механических воздействий и стать причиной разрушения труб с большим изгибом, так как образуются ослабленные зоны во внутренней оболочке от сползания спиральной навивки металлокарда [7].

Кроме того, анализ российского рынка за 2019 год показал, что цены на гибкие полиметаллические трубы в среднем примерно в несколько раз превышают цены на стальные трубы. Однако несмотря на это, приведенные затраты на такие трубопроводы сопоставимы со стальными.

Выводы

На сегодняшний день наиболее приемлемой альтернативой стальным трубам в нефтегазовой сфере являются комбинированные стеклопластиковые и гибкие полиметаллические трубы [19].

Стеклопластиковые композитные трубы все еще нуждаются в улучшении конструкции стыковочных узлов, уменьшении негативного воздействия углеводородов на полиэтилен, а также в увеличении их несущей способности. Что касается гибких полимерно-металлических труб, то их главной проблемой является достаточно высокая стоимость изготовления, что препятствует их широкому применению в нефтегазовой промышленности [20]. В настоящее время мы продолжаем экспериментальные работы по определению возможности долгосрочного безаварийного использования данного типа труб как альтернативы стальным трубопроводам.

Библиографический список

1. Селин В. С. Третья парадигма развития российской Арктики // Региональная экономика: теория и практика. – 2013. – № 21 – С. 17–25.
2. Тимошенко А. И. Арктика и Северный морской путь в экономическом развитии Сибири // Экономическое развитие Сибири: материалы Сибирского исторического форума (Красноярск, 12–13 октября 2016 г.). – Красноярск, 2016. – С. 130–134.
3. Молчанов А. С., Рюмин Д. А. Проблемы ликвидации экологического ущерба на архипелаге Земля Франца-Иосифа и островах Северный, Новая Земля // Ломоносовские

научные чтения студентов, аспирантов и молодых ученых — 2017. Сб. материалов конф. — М., 2017. — С. 1287–1290.

4. Лохова Т. В., Михайленко А. В. Экономический рост и неоиндустриализация России // Вестник Новороссийского филиала Финансового университета, посвящ. Дню российской науки. — Краснодар, 2017. — С. 46–52.

5. Лайпанова А. Д., Крайнова Э. А. Зоны национальных интересов нефтегазовых компаний в Арктике и их привлекательности // Инновации и инвестиции. — 2018. — № 3. — С. 178–186.

6. Ежегодные отчеты о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору [Электронный ресурс]. — Режим доступа: http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports (дата обращения: 01.04.2019).

7. Ращепкин А. К. Применение комбинированных труб из термопластов при строительстве трубопровода // Проблемы строительного комплекса России: материалы 19-й Междунар. науч.-техн. конф. (Уфа, 10–12 марта 2015 г.) — Уфа, 2015. — С. 358–359.

8. К реконструкции трубопроводов трубами из НПВХ / А. А. Отставнов [и др.] // Сантехника. Отопление. Кондиционирование. — 2010. — № 7 (103). — С. 12–15.

9. Sperling L. H. History of interpenetrating polymer networks starting with bakelite-based compositions // 100+ Years of Plastics. Leo Baekeland and Beyond. — American Chemical Society, 2011. — P. 69–82. DOI: 10.1021/bk-2011-1080.ch005

10. Ягубов Э. З. Стеклопластиковые трубы: проблемы и перспективы применения в нефтегазовой промышленности // Технологии нефти и газа. — 2006. — № 5 (46). — С. 61–67.

11. Soltis D. Industry update // Water Engineering & Management. — 2001. — Vol. 148, Issue 8. — P. 42.

12. Лифанов В. Я. Трубная промышленность сегодня и завтра (к итогам XXIII Международной научно-практической конференции «Трубы-2018») // Черная металлургия. Бюллетень науч.-технической и экономической информации. — 2018. — № 11. — С. 5–12. DOI: 10.32339/0135-5910-2018-11-5-12

13. Цахая Н. Д., Ягубов Э. З., Ягубов З. Х. Стеклопластиковые трубы для повышенной герметичности для нефтегазовой промышленности // Академический журнал Западной Сибири. — 2013. — № 4 (47). — С. 35.

14. Башкова М. Н., Зоря И. В. Сравнительный анализ эффективности работ металлических и стеклопластиковых труб дегазационных газопроводов // Научные технологии разработки и использования минеральных ресурсов. — 2017. — № 3. — С. 481–483.

15. Волков А. С. Применение композитных трубопроводов в нефтяных компаниях // Нефть. Газ. Новации. — 2017. — № 5. — С. 44–47.

16. Галина И. Ф., Глазков А. С., Перспективы развития и применения полимерно-металлических труб в промышленных нефтепроводах // 66-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых — Уфа: УГНТУ, 2015. — С. 85–87.

17. Изосимов А. М., Опарин В. Б. О регламентации проектирования технологических трубопроводов из гибких полимерно-металлических труб // Бурение и нефть. — 2009. — № 10. — С. 65–66.

18. Кузнецов А. В. Определение механических свойств полипропиленового шпатага // Современные технологии подготовки кадров и повышение квалификации специалистов нефтегазового производства: тезисы Междунар. науч.-практ. конф. / Отв. ред. В. К. Тянь. — Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2014. — С. 93.

19. Иванов В. А., Соколов С. М. Решения по надежности систем обустройства нефтяных месторождений Западной Сибири // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2017. — № 6. — С. 73–77. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-6-73-77

20. Толмачев А. А., Иванов В. А., Чулочный метод ремонта трубопроводов // Нефтегазовый терминал: сб. ст. Междунар. науч.-техн. конф. — Тюмень, 2015. — С. 182–186.

References

1. Selin, V. S. (2013). Tret'ya paradigma razvitiya rossiyskoy Arktiki. Regional Economics: Theory and Practice, (21), pp. 17-25. (In Russian).

2. Timoshenko, A. I. (2016). Arktika i Severnyy morskoy put' v ekonomicheskom razvitiy Sibiri. Ekonomicheskoye razvitiye Sibiri: materialy Sibirskogo istoricheskogo foruma (Krasnoyarsk, October 12-13, 2016). Krasnoyarsk, pp. 130-134. (In Russian).

3. Molchanov, A. S., & Ryumin, D. A. (2017). Problemy likvidatsii ekologicheskogo ushcherba na arhipelage Zemlya Frantsa-Iosifa i ostrovakh Severnyy, Novaya Zemlya. Lomonosovskiy nauchnyy chteniye studentov, aspirantov i molodykh uchennykh - 2017. Sbornik materialov konferentsii. Moscow, pp. 1287-1290. (In Russian).

4. Lokhova, T. V., & Mikhaylenko, A. V. (2017). Ekonomicheskiy rost i neoindustrializatsiya Rossii. Vestnik Novorossiyskogo filiala Finansovogo universiteta, posvyashch. dnyu rossiyskoy nauki. Krasnodar, pp. 46-52. (In Russian).

5. Laypanova, A. D., & Kraynova, E. A. (2018). Zony natsional'nykh interesov neftegazovykh kompaniy v Arktike i ikh privilekatsionnosti. *Innovation & Investment*, (3), pp. 178-186. (In Russian).
6. Ezhegodnyye otchety o deyatelnosti Federal'noy sluzhby po ekologicheskomu, tekhnologicheskomu i atomnomu nadzoru. (In Russian). Available at: http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports (Accessed 01.04.2019).
7. Rashchepkin, A. K. (2015). Primeneniye kombinirovannykh trub iz termoplastov pri stroitel'stve truboprovoda. Problemy stroitel'nogo kompleksa Rossii: materialy devyadnadsatoy Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii (Ufa, March 10-12, 2015). Ufa, pp. 358-359. (In Russian).
8. Ostavnov, A. A., Ustyugov, V. A., Khrenov, K. Yu., & Kharkiv, V. A. (2010). K rekonstruktsii truboprovodov trubami iz NPVKH. C.O.K. (Plumbing. Heating. Air Conditioning. Energy saving.), (7(103)), pp. 12-15. (In Russian).
9. Sperling, L. H. (2011). History of interpenetrating polymer networks starting with bakelite-based compositions. 100+ Years of Plastics. Leo Baekeland and Beyond. American Chemical Society, pp. 69-82. (In English). DOI: 10.1021/bk-2011-1080.ch005
10. Yagubov, E. Z. (2006). Stekloplastikovyye truby: problemy i perspektivy primeneniya v neftegazovoy promyshlennosti. *Oil and Gas Technologies*, (5(46)), pp. 61-67. (In Russian).
11. Soltis, D. (2001). Industry update. *Water Engineering & Management*, 148(8), pp. 42. (In English).
12. Lifanov, V. Ya. (2018). Pipe industry today and tomorrow (as per results of the XXIII-rd International scientific and practical conference "Pipes-2018"). *Ferrous Metallurgy. Bulletin of Scientific, Technical and Economic Information*, (11), pp. 5-12. (In Russian). DOI: 10.32339/0135-5910-2018-11-5-12
13. Tskhadaya, N. D., Yagubov, E. Z., & Yagubov, Z. Kh. (2013). Stekloplastikovyye truby dlya povyshennoy germetichnosti dlya neftegazovoy promyshlennosti. *Academic Journal of West Siberia*, (4(47)), pp. 35. (In Russian).
14. Bashkova, M. N., & Zorya, I. V. (2017). Sravnitel'nyy analiz effektivnosti rabot metallicheskikh i stekloplastikovykh trub degazatsionnykh gazoprovodov. *Naukoyemkiye tekhnologii razrabotki i ispol'zovaniya mineral'nykh resursov*, (3), pp. 481-483.
15. Volkov, A. S. (2017). Primeneniye kompozitnykh truboprovodov v neftyanykh kompaniyakh. *Neft'. Gaz. Novatsii*, (5), pp. 44-47. (In Russian).
16. Galina, I. F., & Glazkov, A. S. (2015). Perspektivy razvitiya i primeneniya polimerno-metallicheskikh trub v promyshlennykh nefteprovoda. 66-ya nauchno-tekhnicheskaya konferentsiya studentov, aspirantov i molodykh uchenykh. Ufa, UGNTU Publ., pp. 85-87. (In Russian).
17. Izosimov, A., & Oparin, V. (2009). On regulating of designing of technologic pipelines made of flexible polymeric-metallic pipes. *Burenie i neft'*, (10), pp. 65-66. (In Russian).
18. Kuznetsov, A. V. (2014). Opredeleniye mekhanicheskikh svoystv polipropilenovogo shpagata. *Sovremennyye tekhnologii podgotovki kadrov i povysheniye kvalifikatsii spetsialistov neftegazovogo proizvodstva: tezisy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii*. Samara, Samara State Technical University Publ., pp. 93. (In Russian).
19. Ivanov, V. A., & Sokolov, S. M. (2017). Solutions for the system reliability of field facilities of West Siberian oil fields. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 73-77. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2017-6-73-77
20. Tolmachev, A. A., & Ivanov, V. A. (2015). Chulochnyy metod remonta truboprovodov. *Neftegazovyy terminal: sbornik statey Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii*. Tyumen, pp. 182-186. (In Russian).

Сведения об авторах

Толмачев Артем Алексеевич, аспирант кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: svtolm@gmail.com

Иванов Вадим Андреевич, д. т. н., профессор кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Artyom A. Tolmachev, Postgraduate at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, e-mail: svtolm@gmail.com

Vadim A. Ivanov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

УДК 622.691.4

Влияние особенностей конструкций термостабилизаторов на время остывания нефти в остановленном нефтепроводе

А. У. Якупов*, Д. А. Черенцов, К. С. Воронин, Ю. Д. Земенков

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: ya.yakupov-azamat@yandex.ru*

Аннотация. По данным годовых отчетов нефтедобывающих компаний прослеживается рост добычи высоковязкой и сверхвысоковязкой нефти. При этом усиливается ответственность к транспортировке продукта, которая может происходить при нестационарных режимах и привести к аварийным ситуациям. Так, вынужденная остановка нефтепровода при транспорте высоковязкой нефти может привести к остыванию продукта ниже критических температур, и дальнейший запуск нефтепровода будет невозможен. В связи с этим особую актуальность приобретает задача расчета времени безопасной остановки нефтепровода.

В работе проведено численное исследование по определению влияния конструктивных особенностей термостабилизатора на время остывания нефти в остановленном нефтепроводе. Установлены значения времени остывания нефти от действия термостабилизаторов различных производителей. Исследовано влияние длины испарительной части и расстояния установки термостабилизатора от нефтепровода на время остывания.

Ключевые слова: высоковязкая нефть; «горячий» нефтепровод; термостабилизатор грунта

The effect of structural features of heat stabilizers during the cooling time of oil in a stopped oil pipeline

Azamat U. Yakupov*, Dmitry A. Cherentsov, Konstantin S. Voronin, Yuri D. Zemenkov

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: ya.yakupov-azamat@yandex.ru*

Abstract. According to the annual reports of oil companies, there is an increase in the production of high-viscosity and ultra-high-viscosity oil. At the same time, responsibility for the transportation of the product, which can occur under unsteady conditions and lead to emergency situations, is intensified. Thus, a forced shutdown of an oil pipeline during transportation of high-viscosity oil can cause the product to cool below critical temperatures, and further launch of the oil pipeline will be impossible. In this regard, the task of calculating the safe shutdown time of the oil pipeline has particular relevance.

We have carried out a numerical study to determine the effect of the structural features of the heat stabilizer during the cooling time of oil in a stopped oil pipeline. The values of the cooling time of oil from the action of heat stabilizers, made by various manufacturers, were established. In addition, the effect of the length of the evaporation part and the installation distance of the heat stabilizer from the oil pipeline during the cooling time was studied.

Key words: high-viscosity oil; "hot" oil pipeline; soil heat stabilizer

Введение

По данным годовых отчетов нефтяных компаний (НК) за 2018 год наблюдается значительный рост добычи высоковязких нефтей (ВВН). ПАО НК «Роснефть» начало разработку залежи сверхвысоковязкой нефти Карабикуловского месторождения^{1,2,3}, ПАО «Лукойл» увеличило добычу ВВН Ярегского и Усинского месторождений на 25 % и т. д.

В соответствии с текущим прогнозом НК основной объем льготлируемой добычи из залежей трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) и ВВН планируется только увеличивать.

Увеличение добычи ВВН влечет за собой как рост нагрузки на транспортную систему, так и повышение ответственности самого процесса перекачки. Нестационарные процессы, вызванные аварийными ситуациями, могут привести к непоправимым последствиям. Одним из таких нестационарных процессов является аварийная остановка перекачки нефти, при остывании перекачиваемых ВВН ниже критических температур запуск трубопровода будет невозможен.

Особую актуальность приобретает задача определения времени безопасной остановки трубопровода⁴, вопросами в этой области занимались А. Л. Ястребов, Р. М. Каменский, В. И. Черников, Р. А. Алиев и др. [1–4].

Преимущественно месторождения ВВН расположены в зонах с преобладанием многолетнемерзлых грунтов (ММГ), наиболее распространенным методом строительства на ММГ является использование его по принципу I. Сохранение грунтов в мерзлом состоянии обеспечивается комплексом мероприятий по термостабилизации грунтов [5, 6], наиболее предпочтительным является применение сезонно-действующих охлаждающих устройств жидкостных или парожидкостных типов — термостабилизаторов (ТС) [7, 8].

Анализ научных источников и нормативной литературы показал отсутствие методик и рекомендаций по определению времени безопасной остановки трубопровода, учитывающих влияние установленных ТС. Ранее нами было проведено исследование по определению степени влияния установленных ТС на время безопасной остановки трубопровода [9, 10]. Однако актуальным остается вопрос оценки влияния конструктивных особенностей на время безопасной остановки трубопровода, транспортирующего ВВН.

Моделирование процесса

Используемая математическая модель позволяет учесть влияние конструктивных особенностей ТС при остывании нефти в аварийно остановленном нефтепроводе, расчетная схема представлена на рисунке 1.

В работе [9] получена система уравнений, моделирующая процесс остывания трубопровода с учетом ТС (1), здесь первое уравнение — дифференциальное уравнение теплопроводности [11], второе — работа ТС [12]:

¹ Годовой отчет ПАО «НК «Роснефть» за 2018 год [Электронный ресурс]. — Режим доступа: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/a_report_2018.pdf.

² Годовой отчет ПАО «НК «Роснефть» за 2017 год [Электронный ресурс]. — Режим доступа: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/a_report_2017.pdf.

³ Годовой отчет ПАО «НК «Роснефть» за 2016 год [Электронный ресурс]. — Режим доступа: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/a_report_2016.pdf.

⁴ РД 39-30-139-79. Методика теплового и гидравлического расчета магистральных трубопроводов при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях [Электронный ресурс]. — Введ. 1979-04-25. — Режим доступа: <https://pdf.standartgost.ru/catalog/Data2/1/4293831/4293831373.pdf>.

$$\frac{\partial T}{\partial \tau} = \frac{\lambda}{c\rho} \left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right) + \frac{q_v}{c\rho}, \quad (1)$$

где λ — теплопроводность грунта; c — теплоемкость грунта; ρ — плотность грунта; q_v — количество теплоты от внутренних источников; τ — время; T — температура; x, y, z — координатные оси.

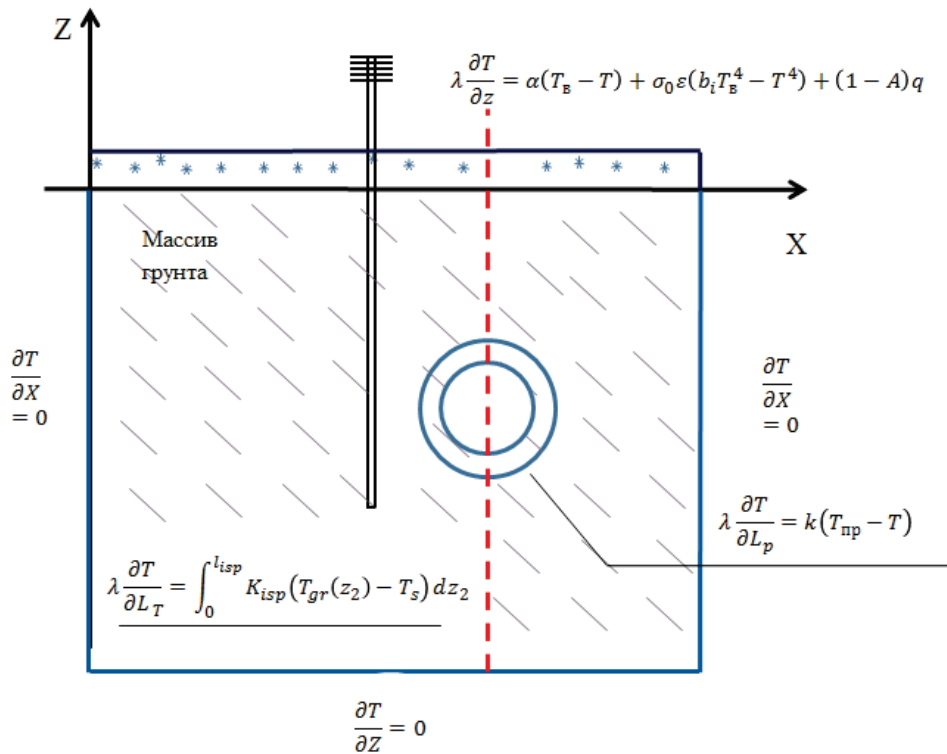


Рис. 1. Расчетная схема

На данную систему уравнений накладываются следующие граничные условия:

- на границах грунта (слева, справа и внизу) — граничные условия первого рода, (сверху) — граничное условие 3-го рода;
- по внешней образующей трубы — граничное условие 4-го рода;
- на внешней стенке испарительной части ТС морозильная мощность определяется как

$$\frac{a_k \cdot S_k}{S_{isp}} \cdot (T_a - T_g) = -\lambda_f \cdot \left(\frac{\partial T}{\partial r} \right)_{R1}, \quad (2)$$

где a_k — коэффициент теплопередачи от конденсаторной части; S_k — площадь конденсаторной части; S_{isp} — площадь испарительной части; T_a — температура воздуха; T_g — температура на внешней стенке испарителя; λ_f — теплопроводность грунта; T — температура грунта, зависящая от радиальной координаты r и времени τ .

Экспериментальная часть

С помощью разработанной математической модели производились численные эксперименты.

Основные характеристики, принятые для расчета:

- температура воздуха и скорость ветра приняты согласно источнику⁵ и приведены в таблице 1;
- грунт был принят незасоленный с плотностью 950 кг/м³, температурой начала замерзания –0,13 °С; теплоемкость мерзлого грунта — 2 042 Дж/(кг·К); теплоемкость талого грунта 3 095 Дж/(кг·К); теплопроводность талого грунта — 0,52 Вт/(м·К); теплопроводность мерзлого грунта — 0,93 Вт/(м·К);
- нефтепровод диаметром 820 мм; толщина тепловой изоляции — 200 мм; плотность изоляции — 130 кг/м³; теплопроводность изоляции — 0,047 Вт/(м²·К); теплоемкость материала изоляции — 1 340 Дж/(кг·К);
- определялось время остывания нефти с 30 до 10 °С.

Таблица 1

Значения температуры и скорости ветра

Месяц												
Температура воздуха, °С	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	–20,5	–19,6	–16,6	–9,7	–3,1	5,9	12,0	9,6	3,8	–4,5	–13,5	–17,9
Скорость ветра, м/с	6,2	5,9	6,2	5,9	6,0	5,4	4,7	4,5	5,0	5,7	5,8	6,4

Для расчетов были приняты ТС различных производителей⁶. Конструктивные особенности для первой серии экспериментов представлены в таблице 2.

Таблица 2

Термостабилизаторы различных производителей

Основной показатель	ООО «Ньюфрост»	ООО НПФ «Проект-стабилизатор»	ООО НПО «Фундамент-стройаркос»	ЗАО «Инж'Его Сервис-Норд»	ООО НПО «Полос»	ОАО «Фундамент-проект»	ООО НПО «Север»
Размер оребрения, мм	71	61	67	68	65	140	120
Шаг ребер, мм	3,2	5	2,5	4,5	2,5	15	
Толщина ребра, мм	1		0,5	1	0,5	2	
Материал оребрения	Алюминий					Сталь	
Длина оребрения конденсатора, мм	900	750	784	880	900		
Диаметр корпуса испарителя, мм	38	32	33,7	32	33,7	38	

⁵ СП 131.1333.0.2012. Строительная климатология [Электронный ресурс]. – Введ. 2013-01-01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095546>.

⁶ Сравнение эффективности замораживания грунтов термостабилизаторами различных производителей [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.npo-fsa.ru/sites/default/files/termostable-compare.pdf>.

Для второй серии численных экспериментов был выбран ТС производства ООО НПО «Фундаментстройаркос», и при неизменной конденсаторной части изменялись значения длин испарительной части ТС от 3,5 до 7,5 м. Значения времени остывания нефти при остановках находились в диапазоне 10 лет эксплуатации нефтепровода.

Для третьей серии экспериментов изменению подвергались расстояния от трубопровода до установленного ТС. Значения в диапазоне от 0,5 до 4 м.

Для четвертой серии экспериментов определялось время остывания нефти в остановленном нефтепроводе без действия ТС. Также был рассмотрен случай установки ТС под углом. Данный вопрос установки был рассмотрен в работах [13, 14] как перспективный метод повышения эффективности работы ТС.

Результаты эксперимента

На рисунке 2 представлены результаты расчетов времени остывания нефти в незапланированно остановленном нефтепроводе с учетом влияния конструктивных особенностей ТС разных производителей.

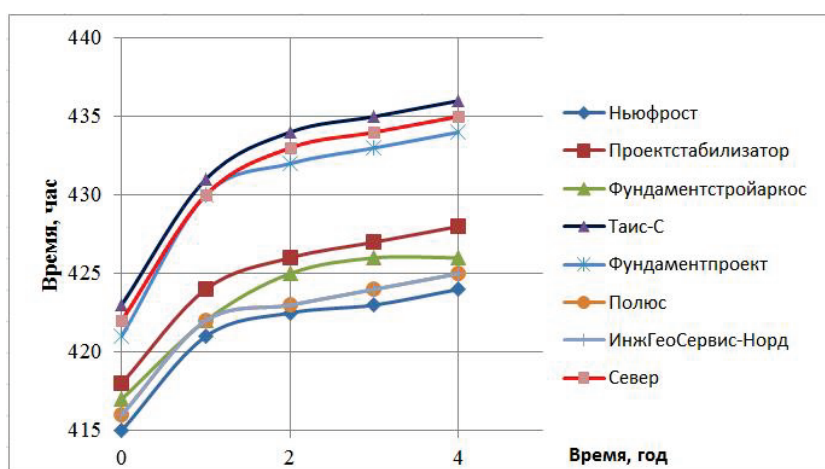


Рис. 2. *Время остывания нефти в нефтепроводе с различными термостабилизаторами*

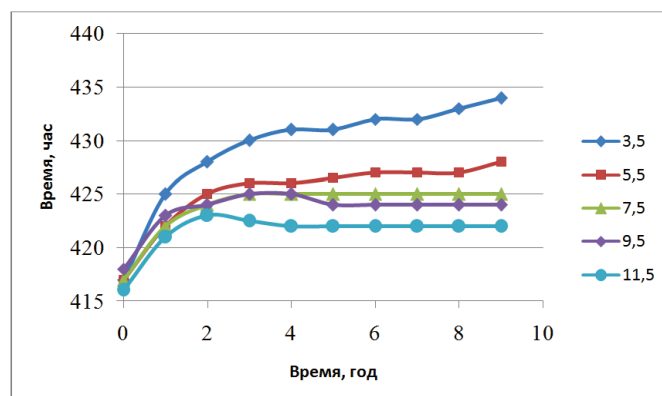


Рис. 3. *Время остывания нефти в нефтепроводе в зависимости от длины испарительной части*

По результатам численного эксперимента были получены значения времени остывания нефти в остановленном нефтепроводе в зависимости от длины испарительных частей. Установлены значения изменения времени остывания от продолжительности эксплуатации нефтепровода. На основании полученных результатов построен график зависимости (рис. 3).

На рисунке 4 представлены результаты расчетов времени остывания нефти с учетом влияния расстояния от ТС до нефтепровода.

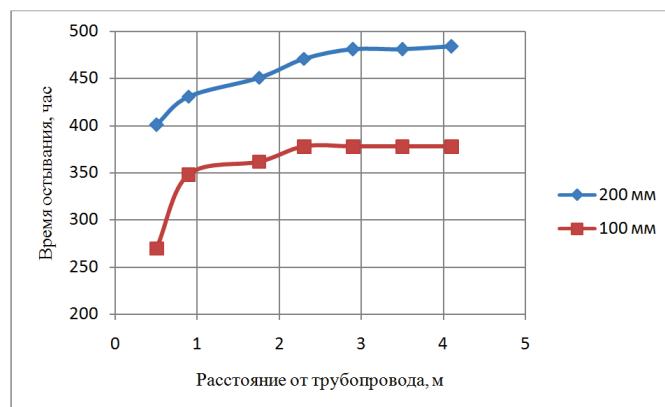


Рис. 4. *Время остывания нефти в нефтепроводе*

На рисунке 5 представлены результаты исследования по определению времени остывания нефти без установленного ТС. И проведено сравнение с временем остывания с учетом влияния установленного ТС.

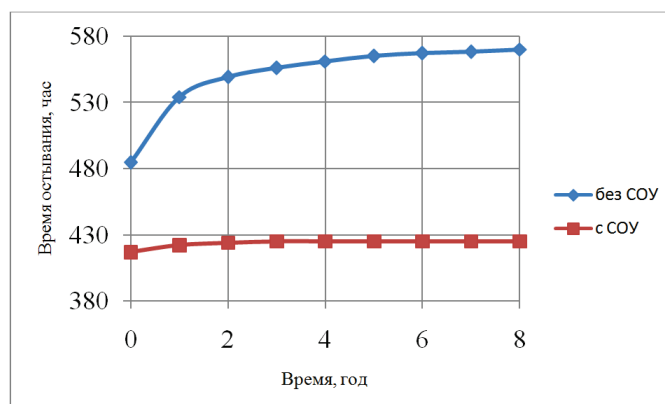


Рис. 5. *Время остывания нефти в нефтепроводе без термостабилизатора*

Обсуждение

Проведенные численные эксперименты по определению влияния конструктивных особенностей ТС различных производителей на время остывания нефти в остановленном нефтепроводе показали, что по времени остывания ТС разбились на две группы. На рисунке 2 видно, что внутри групп полученные значения отличаются незначительно. Материал изготовления конденсаторной

части ТС оказался существенным параметром, разделившим полученные результаты на две группы.

Исследования времени остывания нефти с влиянием разных длин испарительных частей ТС показали (см. рис. 3), что при остановке нефтепровода в первый год эксплуатации после запуска размер испарительной части ТС оказывает меньшее влияние на время остывания нефти в нефтепроводе. Размер испарительной части ТС с каждым годом эксплуатации начинает оказывать большее влияние на время остывания. На девятом году эксплуатации разница во времени между испарительной частью в 3,5 и 7,5 м составила 9 часов. ТС с большей длиной испарительной части за 9 лет эксплуатации проморозил грунт больше, по этой причине увеличение времени остывания нефти за 9 лет оказалось наименьшим.

Были проведены расчеты по исследованию времени остывания нефти в остановленном нефтепроводе при удалении одиночного ТС от подземного нефтепровода для двух толщин тепловой изоляции трубы. Исследование показало, что при удалении ТС от трубопровода наблюдаются два резких скачка по времени остывания. На расстоянии от 0,5 до 1 м и от 1,8 до 2,3 м наблюдается наибольшее увеличение времени, это при первом скачке объясняется тем, что ореол промораживания грунта термостабилизатором находится вблизи и оказывает сильное влияние на формирование зоны протаивания грунта от положительного температурного воздействия подземного нефтепровода. При удалении ТС на 4 м от трубопровода с тепловой изоляцией 100 мм время остывания нефти увеличилось на 108 ч, а при толщине тепловой изоляции 200 мм — только на 83 часа. При расположении ТС от нефтепровода на расстоянии 2,3 м увеличение тепловой изоляции — со 100 до 200 мм — увеличит время остывания на 93 часа, что может оказаться одним из основных мероприятий, которое позволит увеличить безопасное время незапланированной остановки нефтепровода и обезопасить его от «замораживания».

Численный расчет времени остывания нефти без влияния ТС показал, что в первые два года эксплуатации время остывания растет значительно, это объясняется тем, что работающий нефтепровод начинает растеплять грунт вокруг себя, и при остановке этот грунт оказывает влияние на время остывания. Поэтому разница во времени остывания нефти с учетом установленного ТС и без его влияния в первые два года эксплуатации составила 65 часов, а на девятый год эксплуатации нефтепровода данное значение — 145 часов.

Мы также провели исследование на определение времени остывания нефти в остановленном нефтепроводе при установке термостабилизатора перпендикулярно относительно земной поверхности и под углом к горизонту. Проведенное исследование показало, что при установке термостабилизатора под углом к горизонту время остывания нефти сократилось на 12 часов.

Выводы

По проведенным численным экспериментам определено влияние конструктивных особенностей термостабилизатора на время охлаждения нефти в остановленном нефтепроводе. Установлены значения времени остывания нефти при влиянии термостабилизаторов различных производителей. Установлены значения времени остывания нефти при различных величинах испарительной части и расстояния от нефтепровода до термостабилизатора. Выявлено, что установка термостабилизатора под углом к горизонту вместо вертикального положения сократила время остывания нефти.

Библиографический список

1. Ястребов А. Л. Инженерные коммуникации в вечномёрзлых грунтах. – М.: Издательство литературы по строительству, 1972. – 175 с.
2. Черников В. И. Перекачка вязких и застывающих нефтей. – М.: Гостоптехиздат, 1958. – 164 с.
3. Трубопроводный транспорт нефти и газа: учебник для вузов / Р. А. Алиев [и др.] – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1988. – 368 с.
4. Каменский Р. М. Исследование теплового взаимодействия периодически работающих трубопроводов с мерзлыми грунтами // Материалы совещания-семинара по строительству в районах распространения вечномёрзлых грунтов. Т. 3. – Красноярск, 1964.
5. McFadden T. T., Bennett F. L. Construction in Cold Regions: A Guide for Planners, Engineers, Contractors, and Managers. – 1st edition. – Hoboken, New Jersey: Wiley-Interscience, 1991. – 640 p. – (Wiley Series of Practical Construction Guides).
6. CAN/CSA-S500-14 Thermosiphon foundations for buildings in permafrost regions. National Standard of Canada. – 2014. – 44 p.
7. Выбор оптимальных технических решений по прокладке нефтепровода для обеспечения надежной эксплуатации трубопроводной системы «Заполярье-НПС Пурпе» на основе прогнозных теплотехнических расчетов / Ю. В. Лисин [и др.] // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2014. – № 1. – С. 3–7.
8. Технические решения по температурной стабилизации многолетнемерзлых грунтов оснований объектов трубопроводной системы «Заполярье — НПС «Пур-Пе» / Ю. В. Лисин [и др.] // Промышленное и гражданское строительство. – 2014. – № 1. – С. 65–68.
9. Оценка влияния сезонно-действующих охлаждающих устройств на время безопасной остановки нефтепровода / А. У. Якупов [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 3. – С. 120–126. DOI: 10.31660/0445-0108-2019-3-120-126
10. Modernization of the individual device for temperature stabilization of the soil / K. S. Voronin [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2018. – Vol. 445. – Available at: <https://doi.org/10.1088/1757-899x/445/1/012011>.
11. Исаченко В. П., Осипова В. А., Сукомел А. С. Теплопередача. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1975. – 488 с.
12. Горелик Я. Б., Селезнев А. А. Об эффективности оребрения вертикальных двухфазных естественно-конвективных охлаждающих устройств для строительства на мерзлых грунтах // Криосфера Земли. – 2016. – Т. 20, № 2. – С. 78–89.
13. Пути совершенствования термостабилизации подземных трубопроводов / Г. М. Долгих [и др.] // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2018. – № 3 (67). – С. 27–33.
14. Окунев С. Н., Сизиков Л. В., Захарова В. Н. Опыт проектирования систем температурной стабилизации грунтов при прокладке нефтепроводов «ВСТО» и «Ванкорское месторождение — НПС «Пурпе» // Системы температурной стабилизации грунтов оснований в криолитозоне: Актуальные вопросы исследований, расчетов, проектирования, производства, строительства, авторского надзора и мониторинга / Науч. ред. Г. М. Долгих; НПО «Фундаментстройаркос». – Новосибирск: Академ. изд-во «Гео», 2014. – С. 54–61.

References

1. Iastrebov, A. L. (1972). Inzhenernyye kommunikatsii na vechnomerzlykh gruntakh. Moscow, Izdatel'stvo literatury po stroitel'stvu, 175 p. (In Russian).
2. Chernikin, V. I. (1958). Perekachka vyazkikh i zastyvayushchikh neftey. Moscow, Gostoptekhizdat, 164 p. (In Russian).
3. Aliyev, R. A., Belousov, V. D., Nemudrov, A. G., Yufin, V. A., & Yakovlev, Ye. I. (1988). Truboprovodnyy transport nefiti i gaza. 2nd edition, revised and expanded. Moscow, Nedra Publ., 368 p. (In Russian).
4. Kamenskiy, R. M. (1964). Issledovaniye teplovogo vzaimodeystviya periodicheski rabotayushchikh truboprovodov s merzlymi gruntami. Materialy soveshchaniya-seminara po stroitel'stvu v rayonakh rasprostraneniya vechnomerzlykh gruntov. Tom 3. Krasnoyarsk. (In Russian).
5. McFadden, T. T., & Bennett, F. L. (1991). Construction in Cold Regions: A Guide for Planners, Engineers, Contractors, and Managers. 1st edition. Hoboken, New Jersey, Wiley-Interscience, 640 p. (In English).

6. CAN/CSA-S500-14 Thermosyphon foundations for buildings in permafrost regions. National Standard of Canada. (2014). 44 p. (In English).
7. Lisin, Yu. V., Sapsay, A. N., Pavlov, V. V., Zotov, M. Yu., & Kaurkin, V. D. (2014). Selecting optimal technical solutions for the laying of the oil pipeline to ensure reliable operation of the pipeline system "Zapolyarye - Purpe" on the basis of forecasting thermotechnical calculations. *Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons*, (1), pp. 3-7. (In Russian).
8. Lisin, Yu. V., Soshenko, A. E., Pavlov, V. V., Korgin, A. V., & Surikov, V. I. (2014). Technical solutions for temperature stabilization of eternally frozen grounds of foundations of objects of "the Zapolyarye – NPS Pur-Pe" pipeline system. *Industrial and Civil Engineering*, (1), 65-68 p. (In Russian).
9. Yakupov, A. U., Cherentsov, D. A., Voronin, K. S., & Zemenkov, Yu. D. (2019). Estimating the effect of seasonally-operating cooling devices during a safe stop of the oil pipeline. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 120-126. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-3-120-126
10. Voronin, K. S., Cherentsov, D. A., Yakupov, A. U., & Zemenkov, Yu. D. (2018). Modernization of the individual device for temperature stabilization of the soil. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 445. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1088/1757-899x/445/1/012011>
11. Isachenko, V. P., Osipova, V. A., & Sukomel, A. S. (1975). *Teploperedacha*. 3rd edition, revised and expanded. Moscow, Energiya Publ., 488 p. (In Russian).
12. Gorelik, Ya. B., & Seleznev, A. A. (2016). About efficiency of the condenser finning of the short vertical thermostabilizer for building on permafrost. *Earth's Cryosphere*, 20(2), pp. 78-89. (In Russian).
13. Dolgikh, G. M., Okunev, S. N., Skorbin, N. A., & Fedoseyenko, S. M. (2018). Puti sovershenstvovaniya termostabilizatsii podzemnykh truboprovodov, (3(67)), pp. 27-33. (In Russian).
14. Okunev, S. N., Sizikov, L. V., & Zakharova, V. N. (2014). Opyt proyektirovaniya sistem temperaturnoy stabilizatsii gruntov pri prokladke nefteprovodov "VSTO" i "Vankorskoye mestorozhdeniye - NPS "Purpe". *Sistemy temperaturnoy stabilizatsii gruntov osnovaniy v kriolitozone: Aktual'nyye voprosy issledovaniy, raschetov, proyektirovaniya, proizvodstva, stroitel'stva, avtorskogo nadzora i monitoring*. Novosibirsk, Geo Publ., pp. 54-61. (In Russian).

Сведения об авторах

Якупов Азамат Ульфатович, аспирант кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: ya.yakupov-azamat@yandex.ru

Черенцов Дмитрий Андреевич, к. т. н., доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

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

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

Information about the authors

Azamat U. Yakupov, Postgraduate at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, e-mail: ya.yakupov-azamat@yandex.ru

Dmitry A. Cherentsov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

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

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

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

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-6-149-158

УДК 622.279.5

**Исследование и разработка оптимальных технологических решений
по переработке газового конденсата Пякяхинского месторождения
Большехетской впадины**

О. П. Дерюгина*, Е. Н. Скворцова, Ю. П. Гуров

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

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

Аннотация. В работе рассматриваются результаты комплексного физико-химического исследования газовых конденсатов. Исследование проводилось на газоконденсатах Пякяхинского месторождения продуктивного пласта БУ₁₈ в интервалах перфорации 3 153–3 277 м, 3 208–3 239 м, 3 455–4 060 м, 3 685–4 293 м, 3 781–4 429 м, 4 071–4 593 м. Внимание к обозначенной теме обусловлено тем, что данная информация необходима для расчета запасов природных ископаемых, проектирования, разработки месторождения и оптимальных технологических решений по его переработке.

Ключевые слова: интервал перфорации; флюиды; физико-химические исследования; групповой углеводородный состав; товарные качества продуктов стабильного конденсата

**Research and development of optimal technological solutions
for the processing of the Pyakyakhinskoye gas condensate field
in the Bolshekhetskaya depression**

Olga P. Deryugina*, Elena N. Skvortsova, Yuri P. Gurov

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

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

Abstract. The article deals with the results of a complex physical and chemical study of gas condensates. The research was carried out on gas condensates of the Pyakyakhinskoye gas condensate of productive formation BU₁₈ in perforation intervals 3 153–3 277 m, 3 208–3 239 m, 3 455–4 060 m, 3 685–4 293 m, 3 781–4 429 m. Attention to this topic is due to the fact that this information is necessary for the calculation of reserves of natural resources, design, development of the field, and optimal technological solutions for its processing.

Key words: perforation interval; fluids; physical and chemical studies; group hydrocarbon composition; marketability of stable condensate products

Введение

Природный газ, уголь, нефть, включая газоконденсаты, составляют основу топливно-энергетического комплекса. В настоящее время газоконденсаты являются достаточно существенным ресурсом невозобновляемого углеводородного сырья. Прогнозируется ежегодный рост добычи газового конденсата в России и за рубежом. По прогнозам к 2020 году предложение по стабильному газовому конденсату на российском рынке составит 36,5 млн т¹. Прирост добычи данного флюида в перспективе будет опережать прирост добычи нефти. Поэтому комплексное изучение химического состава и свойств конденсатов Пякяхинского месторождения с целью определения рациональных способов его использования и переработки является актуальным.

Добыча сырой нефти с учетом газового конденсата в России с января 2013 года по январь 2019 года увеличилась на 8,89 % согласно данным Министерства энергетики Российской Федерации. Несмотря на это, необходим поиск новых подходов при проведении геолого-разведочных работ, который должен охватывать весь спектр представлений о преобразовании и миграции углеводородного сырья.

Газовый конденсат представляет собой жидкие смеси высококипящих углеводородов различного строения, которые получают на газоконденсатных месторождениях. Газовые конденсаты отличаются легким фракционным составом, достаточно высоким содержанием бензиновых фракций, практически отсутствием смолисто-асфальтовых соединений и очень низким содержанием серы. Поэтому данное сырье представляет интерес для предприятий нефтегазохимии, так как его переработка является менее затратной.

Все имеющиеся в Российской Федерации предприятия по переработке газового конденсата принадлежат ПАО «Газпром». Стабилизацией конденсата занимаются Астраханский ГПЗ, Оренбургский ГПЗ, Сосногорский ГПЗ, Сургутский завод стабилизации конденсата им. В. Черномырдина, Уренгойское управление по переработке газовых конденсатов.

Физико-химические свойства нефти, газовых конденсатов и получаемых из них нефтепродуктов разнообразны. Они оказывают влияние друг на друга и представляют интерес для изучения. Результаты исследований физико-химических свойств газоконденсатов могут быть использованы при решении задач повышения эффективности разведки и добычи нефти и газовых конденсатов, включая исследования их реологических свойств для правильного выбора наиболее подходящих технологий повышения нефтеотдачи пласта, хранения, транспортировки и переработки углеводородного сырья.

Изучением физико-химических свойств нефти и газовых конденсатов усиленно продолжают заниматься в настоящее время. Данная тема нашла отражение в исследованиях Б. М. Мастобаева, И. Г. Яценко, И. А. Зинченко, Г. Р. Базарова, Ю. М. Ганеевой, Т. Н. Юсуповой и др. [1–20]. Многие работы И. А. Яценко посвящены изучению физико-химических свойств трудноизвлекаемой нефти, поскольку в настоящее время все чаще вовлекаются в разработку трудноизвлекаемые природные ископаемые. Автором определены критерии, согласно которым нефти относят к трудноизвлекаемым, выявлены их физико-химические особенности в сложных условиях залегания.

¹ Анализ рынка газоконденсата в России за 2016 г.: электронный отчет [Электронный ресурс] / ООО «Бизнесстат». – 2016. – 48 с. – Режим доступа: www.businessstat.ru.

В работах А. В. Рыжова, Н. М. Парфеновой и др. [6, 11, 21, 22] представлены результаты физико-химического исследования конденсатов ачимовских отложений и даны рекомендации по использованию флюидов.

Объект и методы исследования

Объектом исследования являются газоконденсаты Пякяхинского нефтегазоконденсатного месторождения с разными интервалами перфорации. Пякяхинское месторождение было открыто в 1989 году. Месторождение находится в пределах Большехетской впадины, которая располагается в Ямало-Ненецком автономном округе. Крупнейшим газовым месторождением впадины является Находкинское месторождение. Пякяхинское месторождение является вторым месторождением, введенным в эксплуатацию. С 2016 года на данном месторождении были введены в эксплуатацию установка комплексной подготовки газа, установка подготовки нефти, установка дезтанизации и стабилизации углеводородного конденсата.

Газоконденсатные месторождения характеризуются отличительными глубинами залегания пласта, в отличие от чисто газовых или нефтяных месторождений. Это связано с определенными температурами и давлением в продуктивном пласте. Наиболее часто залежи углеводородов встречаются на глубинах 2 500—5 500 м и более.

Решающими факторами для формирования газоконденсатных систем являются следующие условия: высокое пластовое давление и температура, исходный состав углеводородов и благоприятное соотношение нефти и газа в пласте.

Важным показателем газоконденсатных углеводородных залежей является степень насыщенности пластовой углеводородной системы высококипящими углеводородами (конденсатом). Данный показатель определяется по величине газоконденсатного фактора, который представляет собой отношение количества газов в м^3 к количеству стабильного конденсата, выраженного в м^3 . Газоконденсатные факторы колеблются в весьма широких пределах — от 1 000 до 25 000 $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Газоконденсатные месторождения в погруженной части продуктивных пластов часто могут содержать оторочку нефти. Размеры оторочки в зависимости от исходного углеводородного состава конденсата, соотношения нефти и газа в продуктивном пласте, времени эксплуатации, условий формирования и сохранения залежей могут быть самыми различными.

Характер залегания нефтяной оторочки также сильно разнится. В пологозалегающей структуре она, как правило, подстилает газоконденсатную часть залежи на большой площади, в крутозалегающих пластах она занимает их погруженную часть. При наличии нефтяной оторочки пластовая газовая фаза более богата высокомолекулярными углеводородами [23].

Для более равномерной добычи углеводородного сырья на нефтегазоконденсатном месторождении бурится определенное количество скважин, с целью поддержания необходимого давления в продуктивном пласте. Для подтверждения принадлежности к тому или иному нефтегазоносному пласту на месторождении проводится отбор проб с разных интервалов перфорации. Для газовых конденсатов определяют физико-химические свойства. На основании полученных показателей, определенных согласно методикам и ГОСТам в лаборатории, газоконденсатам присваивается шифр.

Пякяхинское месторождение в настоящее время находится на стадии разработки. На основании результатов исследований можно будет сделать заклю-

чение о типе данного флюида, произвести расчет основных технологических параметров.

В результате исследований конденсатов определены его физико-химические свойства, фракционный и групповой состав. Проведен газохроматографический анализ данного флюида.

Исследования проводились на газоконденсатах Пякяхинского месторождения пласта БУ₁₈ в интервалах перфорации 3 153–3 277 м, 3 208–3 239 м, 3 455–4 060 м, 3 685–4 293 м, 3 781–4 429 м, 4 071–4 593 м.

Физико-химические исследования газового конденсата проводились по программе ОСТ 153-39.2-048-2003, на основании ГОСТов. Стандарт отрасли (ОСТ) устанавливает общие требования к исследованию пластовых флюидов в нефтедобывающей отрасли, что обеспечивает получение необходимой информации о физико-химических свойствах пластовых флюидов.

Экспериментальная часть

Для данного конденсата были определены следующие физико-химические показатели: плотность и кинематическая вязкость конденсата при 20 °С, молекулярная масса и показатель преломления в зависимости от глубины перфорации, которые представлены в таблице 1. Данные физико-химические свойства газового конденсата входят в перечень рекомендованных физико-химических исследований газоконденсатов, согласно действующему на территории РФ отраслевому стандарту.

Таблица 1

Физико-химические свойства Пякяхинского конденсата

Интервал перфорации, м	Плотность при 20 °С, кг/м ³	Молекулярная масса	Показатель преломления	Кинематическая вязкость при 20 °С, мм ² /с
3 153–3 277	761,9	120	1,4310	1,069
3 208–3 239	759,1	109	1,4235	1,011
3 455–4 060	744,5	107	1,4223	0,923
3 685–4 293	756,7	116	1,4284	1,009
3 781–4 429	749,4	110	1,4248	0,941
4 071–4 593	754,5	114	1,4273	0,996

Плотность является одной из важнейших характеристик углеводородов. Определение плотности производилось в соответствии с методикой по ГОСТ 3900-85 пикнометрическим методом. На основании исследований установлено, что плотность газоконденсатов при 20 °С колеблется в интервале 744,5–761,9 кг/м³.

Вязкость, так же как и плотность, — важнейшая характеристика флюида. Кинематическая вязкость газоконденсатов обычно изменяется в пределах от 0,7 до 3 мм²/с при 20 °С.

Для газоконденсатов Пякяхинского месторождения значения кинематической вязкости изменяются от 0,923 до 1,069 мм²/с. По мере увеличения глубины залегания в продуктивном пласте растут температура и давление. Это приводит к незначительному уменьшению плотности и кинематической вязкости. Но в интервалах перфораций 3 685–4 293 и 4 071–4 593 м наблюдается небольшое увеличение данных

показателей. Это может быть связано со стадиями превращения осадочных пород: диагенезом, катагенезом, метаморфизмом или выветриванием (гипергенезом). В данном случае, скорее всего, может наблюдаться процесс выветривания, то есть происходит потеря легких фракций углеводородов.

Определение молекулярной массы конденсатов проводилось по методике ВНИГНИ криоскопическим методом. Молекулярная масса газовых конденсатов чаще всего находится в интервале 100–125, для данного конденсата этот показатель изменяется в пределах 107–120 в зависимости от интервала перфорации. Значения данного показателя необходимы для расчетов аппаратуры нефтегазоперерабатывающих заводов.

Также в работе был определен показатель преломления n для газоконденсатов Пякхинского месторождения на рефрактометре ИРФ-454-Б2М. Значения данного показателя изменяются от 1,4223 до 1,4310.

Данный параметр позволяет приблизительно рассчитать молекулярную массу конденсатов и сравнить ее с результатами криоскопического метода, используя следующую формулу:

$$M_k = -19,25 + 109,25n^2\rho^2,$$

где n — показатель преломления, ρ — плотность газоконденсата.

Исследованные параметры представлены на рисунках 1 и 2.

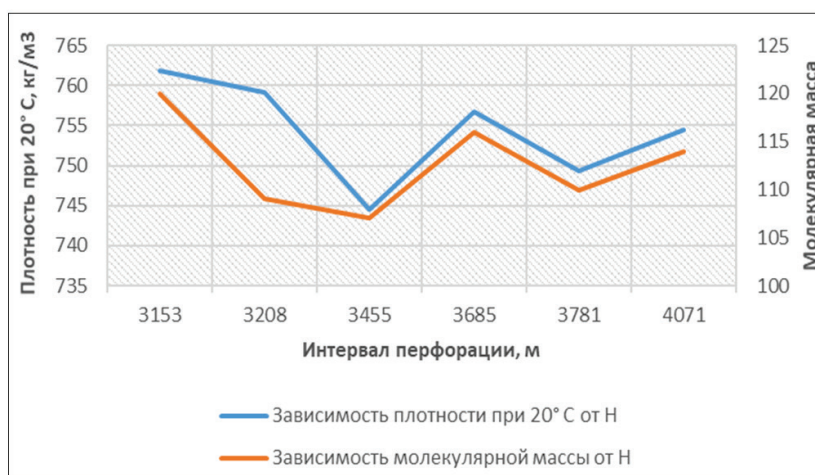


Рис. 1. Зависимость плотности и молекулярной массы флюида от интервала перфорации

Данные линейные графики указывают на идентичный характер изменения плотности, вязкости, молекулярной массы и показателя преломления газовых конденсатов Пякхинского месторождения в зависимости от глубины залегания в продуктивном пласте. С увеличением глубины перфорации представленные свойства флюида сначала незначительно уменьшаются, а в интервале 3 455–4 071 м значения данных параметров для всех измеряемых показателей колеблются. Таким образом, при увеличении глубины добычи газового конденсата в пределах одного продуктивного пласта изменения показателей незначительны.

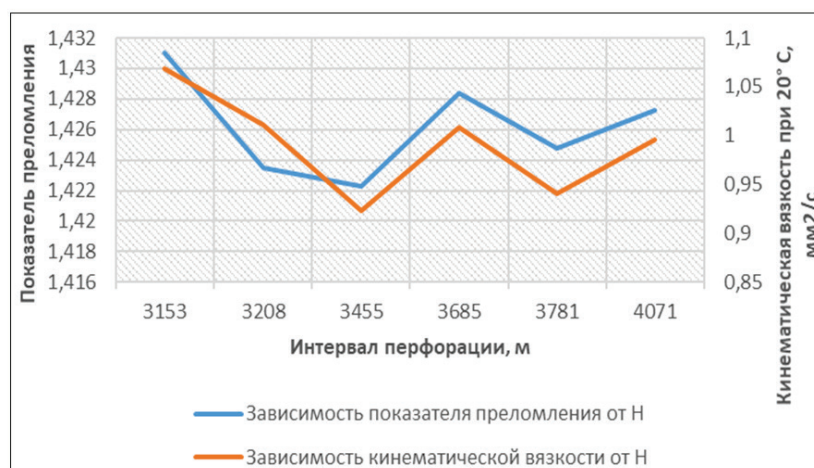


Рис. 2. Зависимость показателя преломления и вязкости флюида от интервала перфорации

Для данного конденсата был также определен фракционный состав, который зависит от условий залегания, отбора и времени эксплуатации скважины. На основании данных по фракционному составу определяют потенциальное содержание светлых фракций в конденсате. Фракционный состав в лаборатории определяют по ГОСТ 2177-99 (метод Б). Предварительно обезвоженный испытуемый образец при условиях, соответствующих природе продукта, подвергают перегонке в объеме 100 см³. Разгонку проводят в аппарате АРН-ЛАБ, дистиллят собирают в мерный цилиндр, фиксируя при этом объемный выход фракций в зависимости от температуры. Полученные данные приведены в таблице 2.

Таблица 2

Фракционный состав Пяяхинского конденсата

Выход, % об.	Интервал перфорации, м					
	3 153–3 277	3 208–3 239	3 455–4 060	3 685–4 293	3 781–4 429	4 071–4 593
	Температура, °С					
н.к.	49	40	43	72	79	50
10	82	74	73	94	98	87
20	98	89	91	107	109	101
30	110	104	106	118	118	112
40	122	116	118	130	130	125
50	138	132	134	142	142	142
60	156	153	161	167	160	161
70	188	181	183	198	190	187
80	228	230	224	234	225	222
90	276	282	272	292	260	270
97	330	307	298	327	295	314
к.к.	345	307	308	341	344	318
Остаток	0,5	1,0	0,5	0,5	0,5	1,0
Остаток +	1,0	3,0	1,5	1,0	1,0	2,0
Выход	99,0	97,0	98,5	99,0	99,0	98,0

По результатам проведенных исследований определено усредненное содержание бензиновой фракции — 69 % об., содержание керосиновой фракции — 41 % об., содержание дизельной фракции — 29 % об.

Была проведена разгонка газоконденсата на аппарате АРН-2 по ГОСТ 11011-85. Данные исследования проведены с целью определения потенциального содержания отдельных фракций и построения кривых истинных температур кипения (ИТК).

На рисунке 3 видно, что при увеличении интервала перфорации с 3 153 до 4 593 м фракционный состав газового конденсата утяжеляется незначительно. При этом выход светлых фракций, выкипающих до 200 °С, в среднем составляет 75 % об. Учитывая выход светлых фракций и температуру конца кипения, конденсат Пяяхинского месторождения можно отнести к группе Ф₂. Следовательно, этот конденсат промежуточного фракционного состава, который выкипает в температурных пределах 250–320 °С.

В ходе исследования группового углеводородного состава бензиновой фракции н.к. — 200 °С установлено, что данный конденсат относится к нефтяному типу.

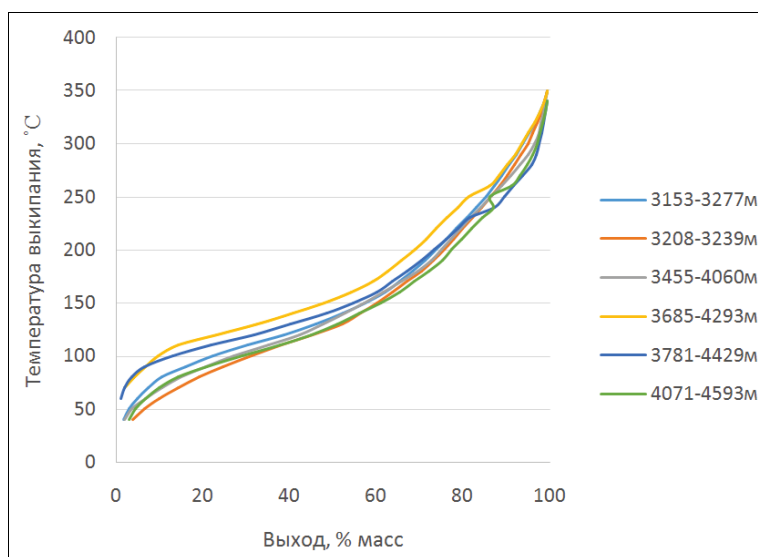


Рис. 3. Кривые ИТК газоконденсата Пяяхинского месторождения

Выводы

Исследованы физико-химические характеристики Пяяхинского газоконденсата.

Данный конденсат малопарафинистый, малосмолистый, низкосернистый, выкипает в интервале температур н.к. — 350 °С, с остатком 0,23–0,32 % масс.

Бензиновые, керосиновые и дизельные фракции характеризуются высокими выходами, благоприятным химическим свойством и высоким уровнем основных эксплуатационных характеристик. Все это позволяет рекомендовать эти фракции в качестве основы для получения соответствующих топлив.

На основании полученных данных составлен технологический шифр газоконденсата: $M(KG)_2(S_1)H_4$.

На основании составленного технологического шифра рекомендовано широкую фракцию легких углеводородов использовать как сырье для установок

пиролиза, дистилляты керосино-газойлевой фракции (120–350 °С) использовать как сырье для получения реактивного топлива ТС–1 (фракция 130–230 °С, выход 49,29 %); осветительного керосина КО–20 (фракция 140–250 °С, выход 36,02 %); малосернистого зимнего дизельного топлива марки З–0,2 минус 45 (фракция 140–300 °С, выход 30,6 %); малосернистого зимнего дизельного топлива марки З–0,2 минус 35 (фракция 250–350 °С, выход 12,37 %); малосернистого летнего дизельного топлива марки Л–0,2–40 (фракция 140–350 °С, выход 50,12 %); малосернистого котельного топлива М 40 или 100 из высококипящих фракций.

Библиографический список

1. Ковда Д. А., Мастобаев Б. Н. Изменение физико-химических свойств нефти при добыче (на примере месторождений РФ) и влияние их на процессы подготовки и транспорт // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2013. – № 1. – С. 9–12.
2. Ященко И. Г. Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и экологические последствия их добычи // Экспозиция Нефть Газ. – 2014. – № 1 (33). – С. 30–35.
3. Пуртова И. П., Вариченко А. И., Шпуров И. В. Трудноизвлекаемые запасы нефти. Терминология. Проблемы и состояние освоения в России // Наука и ТЭК. – 2011. – № 6. – С. 21–26.
4. Ященко И. Г. География и физико-химические свойства сернистых нефтей // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – № 5 (58). – С. 13–17.
5. Ященко И. Г., Полищук Ю. М. География высокосмолистых нефтей и особенности их физико-химических свойств // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 318, № 1. – С. 99–102.
6. Физико-химическая характеристика конденсатов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Н. М. Парфенова [и др.] // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2012. – № 3. – С. 20–35.
7. Истратов И. В., Серов С. Г. Физико-химические свойства и состав углеводородов (нефть, газ, конденсат) месторождений Лено-Тунгусской провинции // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина. – 2019. – № 3 (296). – С. 18–32.
8. Прогнозирование проблем при добыче нефтей на основе анализа их химического состава и физико-химических свойств / Е. Е. Барская [и др.] // Вестник Казанского технологического университета. – 2012. – Т. 15, № 6. – С. 166–169.
9. Особенности влияния состава нефтей месторождений Киргизии на формирование их физико-химических свойств / Д. А. Халикова [и др.] // Вестник Казанского технологического университета. – 2009. – № 5. – С. 349–357.
10. Разработка газоконденсатных месторождений шельфа / А. Д. Паныхев [и др.] // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2019. – № 5. – С. 94–97.
11. Исследования физико-химических свойств и компонентного состава нефти Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / И. А. Зинченко [и др.] // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2011. – № 1. – С. 16–25.
12. Ященко И. Г., Полищук Ю. М. Физико-химические свойства трудноизвлекаемых нефтей Российской арктики // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328, № 6. – С. 64–71.
13. Состав и физико-химические свойства высоковязкой нефти месторождения Варadero (Куба) / А. И. Волошин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 9. – С. 34–37.
14. Корюкова С. В., Дерюгина О. П. Анализ технологических параметров с целью оптимизации работы установок подготовки нефти на Западно-Сибирских месторождениях // Новые технологии — нефтегазовому региону: материалы Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых / Отв. ред. П. В. Евтин. – Тюмень, 2018. – С. 74–77.
15. Zhi Y., Caineng Z. «Exploring petroleum inside source kitchen»: Connotation and prospects of source rock oil and gas // Petroleum Exploration and Development. – 2019. – Vol. 46, Issue 1. – P. 181–193. DOI: 10.1016/S1876-3804(19)30018-7

16. Chengzao J. Breakthrough and significance of unconventional oil and gas to classical petroleum geology theory // *Petroleum Exploration and Development*. – 2017. – Vol. 44, Issue 1. – P. 1–10. DOI: 10.1016/S1876-3804(17)30002-2
17. Liu L., Hou S., Zhang N. Incorporating numerical molecular characterization into pseudo-component representation of light to middle petroleum distillates // *Chemical Engineering Science*: X. – 2019. – Vol. 3. – Available at: <https://doi.org/10.1016/j.cesx.2019.100029>.
18. Aghamiri S., Tamtaji M., Ghafoori M. J. Developing a K-value equation for predict dew point pressure of gas condensate reservoirs at high pressure // *Petroleum*. – 2018. – Vol. 4, Issue 4. P. 437–438. DOI: 10.1016/j.petlm.2017.08.002
19. Accelerated burial of petroleum hydrocarbons in Arabian Gulf blue carbon repositories / A. Ashok [et al.] // *Science of the Total Environment* – Vol. 669. – P. 205–212. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2019.01.437
20. A new reservoir simulation approach for fractured gas-condensate reservoirs / L. Yong [et al.] // *Petroleum Exploration and Development*. – 2010. – Vol. 37, Issue 5. – P. 592–595. DOI: 10.1016/S1876-3804(10)60056-0
21. Углеводородное сырье Чаяндинского НГКМ: газ, конденсат, нефть / Н. М. Парфёнова [и др.] // *Научно-технический сборник Вести газовой науки*. – 2017. – № 2 (30). – С. 139–149.
22. К вопросу оценки качества проб пластовых флюидов / Л. С. Косякова [и др.] // *Научно-технический сборник Вести газовой науки*. – 2017. – № 2 (30). – С. 125–131.
23. Дурмишьян А. Г. Газоконденсатные месторождения: учеб. пособие. – М.: Недра, 1979. – 335 с.

References

1. Kovda, D. A., & Mastobaev, B. N. (2013). Changes in the physical and chemical properties in the extraction of oil (for example RF fields) and their influence on the process of preparation and transportation. *Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons*, (1), pp. 9-12. (In Russian).
2. Yashchenko, I. G. (2014). Difficult-to-recover oils: physical and chemical properties and environmental impacts of production. *Exposition Oil & Gas*, (1(33)), pp. 30-35. (In Russian).
3. Purtova, I. P., Varichenko, A. I., & Shpurov, I. V. (2011). *Trudnoizvlekayemyye zapasy nefli. Terminologiya. Problemy i sostoyaniye osvoyeniya v Rossii*. Nauka i TEK, (6), pp. 21-26.
4. Yashchenko, I. G. (2017). Geography and physical-chemical properties of sulfur oils. *Exposition Oil & Gas*, (5(58)), pp. 13-17. (In Russian).
5. Yashchenko, I. G., & Polishchuk, Yu. M. (2011). Geografiya vysokosmolistykh neftey i osobennosti ikh fiziko-khimicheskikh svoystv. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 318(1), pp. 99-102. (In Russian).
6. Parfenova, N. M., Kosyakova, L. S., Artem'yev, V. Yu., Grigoryev, Ye. B., & Shafiyev, I. M. (2012). Fiziko-khimicheskaya kharakteristika kondensatov Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya. *Nauchno-tekhnicheskiiy sbornik Vesti gazovoy nauki*, № 3, pp. 20-35. (In Russian).
7. Istratov, I. V., Serov, S. G. (2019). Physical and chemical properties and composition of hydrocarbons (oil, gas, condensate) of fields in the Lena-Tunguska oil and gas province. *Trudy Rossiyskogo gosudarstvennogo universiteta nefti i gaza imeni I. M. Gubkina*, (3(296)), pp. 18-32. (In Russian).
8. Barskaya, Ye. Ye., Ganeyeva, Yu. M., Yusupova, T. N., & Dayanova, D. I. (2012). Prognozirovaniye problem pri dobyche neftey na osnove analiza ikh khimicheskogo sostava i fiziko-khimicheskikh svoystv. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta*, 15(3), pp. 166-169. (In Russian).
9. Khalikova, D. A., Tukhvatullina, A. Z., Ganeyeva, Yu. M., & Yusupova, T. N. (2009). Osobennosti vliyaniya sostava neftey mestorozhdeniy Kirgizii na formirovaniye ikh fiziko-khimicheskikh svoystv. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta*, (5), pp. 349-357. (In Russian).
10. Panychev, A. D., Kutovoy, D. V., Nabokov, A. A., Gaynullin, E. F., & Remizov, A. Ye. (2019). Razrabotka gazokondensatnykh mestorozhdeniy shel'fa. *Delovoy zhurnal Neftegaz.RU*, (5), pp. 94-97. (In Russian).

11. Zinchenko, I. A., Parfenova, N. M., Kosyakova, L. S., Shafiyev, I. M., Grigoryev, Ye. B. (2011). Issledovaniya fiziko-khimicheskikh svoystv i komponentnogo sostava nefi Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya. Nauchno-tehnicheskii sbornik Vesti gazovoy nauki, (1), pp. 16-25. (In Russian).
12. Yashchenko, I. G., & Polishchuk, Yu. M. (2017). Fiziko-khimicheskiye svoystva trudnoizvlekayemykh nefey Rossiyskoy arktiki. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering, 328(6), pp. 64-71. (In Russian).
13. Voloshin, A. I., Dokichev, V. A., Fahreeva, A. V., Yakubov, M. R., & Tomilov, Yu. V. (2019). Composition and physico-chemical properties of high-viscosity oil of Varadero oil field (Cuba). Oil Industry, (9), pp. 35-37. (In Russian).
14. Koryukova, S. V., & Deryugina, O. P. (2018). Analiz tekhnologicheskikh parametrov s tsel'yu optimizatsii raboty ustanovok podgotovki nefi na Zapadno-Sibirskikh mestorozhdeniyakh. Novyye tekhnologii - neftegazovomu regionu: materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh. Tyumen, pp. 74-77. (In Russian).
15. Zhi, Y., & Caineng, Z. (2019). "Exploring petroleum inside source kitchen": Connotation and prospects of source rock oil and gas. Petroleum Exploration and Development, 46(1), pp. 181-193. (In English). DOI: 10.1016/S1876-3804(19)30018-7
16. Chengzao, J. (2017). Breakthrough and significance of unconventional oil and gas to classical petroleum geology theory. Petroleum Exploration and Development, 44(1), pp. 1-10. (In English). DOI: 10.1016/S1876-3804(17)30002-2
17. Liu, L., Hou, S., & Zhang, N. (2019). Incorporating numerical molecular characterization into pseudo-component representation of light to middle petroleum distillates. Chemical Engineering Science: X, 3. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.cesx.2019.100029>
18. Aghamiri, S., Tamtaji, M., & Ghafoori, M. J. (2018). Developing a K-value equation for predict dew point pressure of gas condensate reservoirs at high pressure. Petroleum, 4(4), pp. 437-438. (In English). DOI: 10.1016/j.petlm.2017.08.002
19. Ashok, A., Cusack, M., Sademe, V., Krishnakumar, P. K., Rabaoui, L., Qurban, M. A.,... Agusti, S. (2019). Accelerated burial of petroleum hydrocarbons in Arabian Gulf blue carbon repositories. Science of the Total Environment, (669), pp. 205-212. (In English). DOI: 10.1016/j.scitotenv.2019.01.437
20. Yong, L., Jing, Z., Xueyong, W., Yuwei, J., Jie, Y. (2010). A new reservoir simulation approach for fractured gas-condensate reservoirs. Petroleum Exploration and Development, 37(5), pp. 592-595. (In English). DOI: 10.1016/S1876-3804(10)60056-0
21. Parfenova, N. M., Grigoryev, Ye. B., Kosyakova, L. S., Krayn, D. R., Shafiyev, I. M., Loginov, V. A.,... Tomilenko, A. A. (2017). Raw hydrocarbons of Chayanda oil-gas-condensate field: gas, condensate and oil. Nauchno-tehnicheskii sbornik Vesti gazovoy nauki, (30), pp. 139-149. (In Russian).
22. Kosyakova, L. S., Parfenova, N. M., Krayn, D. R., Shafiyev, I. M., & Loginov, V. A. (2017). On measuring quality of reservoir fluid samples. Nauchno-tehnicheskii sbornik Vesti gazovoy nauki, (30), pp. 125-131. (In Russian).
23. Durmish'yan, A. G. (1979). Gazokondensatnyye mestorozhdeniya. Moscow, Nedra Publ., 335 p. (In Russian).

Сведения об авторах

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

Скворцова Елена Николаевна, к. т. н., доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Гуров Юрий Петрович, к. т. н., доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

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

Elena N. Skvortsova, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen

Yuri P. Gurov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen

**Ограничение газопритокков в условиях разработки
ботубинского горизонта**

**И. И. Краснов¹, В. Ф. Томская¹, Е. И. Инякина^{2*}, К. О. Томский¹,
М. С. Иванова¹, Р. К. Катанова¹**

¹Мирнинский политехнический институт (филиал) Северо-Восточного федерального университета им. М. К. Аммосова, г. Мирный, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: injakinaei@tyuiu.ru

Аннотация. В работе изложены результаты изучения геологического строения нефтегазовых залежей ботубинского горизонта, влияющие на загазовывание добывающих скважин и прорыв газа в нефтяную оторочку в условиях разработки месторождения. В процессе исследований дана характеристика пласта, а также определен расчетным методом оптимальный безгазовый дебит, позволяющий ограничить газоприток для условий эксплуатации Среднеботубинского нефтегазоконденсатного месторождения. Рассматриваемое месторождение является одним из уникальных кладовых Восточно-Сибирского нефтяного кластера, расположенного на территории Республики Саха (Якутия). Обоснованы основные факторы, оказывающие влияние на эффективную выработку запасов нефти газонефтяных залежей в пределах Центрального блока и Курунгского лицензионного участка.

Ключевые слова: ботубинский горизонт; газоизоляционные работы; прорыв газа; газовая шапка; загазовывание добывающих скважин; предельный безгазовый дебит

**Limitation of gas inflows under the conditions of development
of Botuobinsky horizon**

**Ivan I. Krasnov¹, Vanessa F. Tomskaya¹, Ekaterina I. Inyakina^{2*},
Kirill O. Tomsky¹, Mariya S. Ivanova¹, Rosalia K. Katanova¹**

¹Mirny Polytechnic Institute (branch), M. K. Ammosov North-Eastern Federal University, Mirny, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: injakinaei@tyuiu.ru

Abstract. The article presents the results of the study of the geological structure of oil and gas deposits in Botuobinsky horizon, affecting the gasification of producing wells and gas breakthrough into the oil rim in the conditions of field development. In the course of the research, a characteristic of the reservoir was given, and the optimal gas-free flow rate was determined by a computational method, which allows us to limit the gas inflow for the operating conditions of the Srednebotuobinskoye oil and gas condensate field. The field under consideration is one of the unique storehouses of the East-Siberian oil cluster located in the Republic of Sakha (Yakutia). The main factors influencing the effective development of oil reserves of gas and oil deposits within the Central block and the Kurung license area are substantiated.

Key words: Botuobinsky horizon; gas insulation works; gas breakthrough; gas cap; gassing of producing wells; maximum gasless flow rate

Введение

Эффективность проведения газоизоляционных мероприятий при разработке нефтегазовых залежей ботуобинского горизонта, как и для других месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти, является важной проблемой уже на ближайшую перспективу. Огромное значение при этом отводится регулированию и контролю процессов выработки запасов нефти, ограничению неэффективной утилизации попутного газа на факел. Оценка перспективы применения методов газоизоляционных работ связана с созданием нетрадиционных технологий, физическая сущность которых отличается не только высокой технологической эффективностью, но и ресурсосбережением с существенным расширением геологических критериев их применимости. Целью работы является выявление основных причин преждевременного прорыва пластового газа из вышележащего газонасыщенного пласта к скважинам, эксплуатирующим нефтяную оторочку с учетом особенности геологического строения ботуобинского горизонта Среднеботуобинского месторождения, расположенного на территории Республики Саха (Якутия).

Проблематика

Для газонефтяных залежей с любой геологической характеристикой важной проблемой являются совершенствование способов контроля и регулирования процессов пластовой энергии, обеспечение высоких темпов добычи нефти при благоприятных режимах фильтрации и ограничение темпов роста обводненности и загазовывания добывающих скважин. Для осуществления оптимальной безгазовой выработки запасов нефти необходимо определить одновременно предельные дебиты, а также соответствующую предельную депрессию. Актуальным в настоящее время является рассмотрение для конкретных месторождений решений с использованием современных методических подходов к расчету времени безгазовой эксплуатации скважин. Задачи ограничения преждевременного прорыва газа из газовой шапки к забою добывающих скважин, эксплуатирующих нефтенасыщенный пласт с подстилающим водоносным горизонтом, рассматривались многими как отечественными, так и зарубежными исследователями в широком диапазоне применяемых решений [1–3].

Процесс добычи нефти обуславливается понижением давления в призабойной зоне пласта (ПЗП). Поэтому пластовый газ газовой шапки прорывается в интервал перфорации, то есть формируется конус газа. В результате происходит загазовывание скважин, растет газовый фактор до $2\ 200\text{--}3500\ \text{м}^3/\text{м}^3$, когда дальнейшая эксплуатация скважины становится нерентабельной. Следствием этого являются снижение отборов нефти из залежи и достижение низкого значения коэффициента нефтеотдачи. В наибольшей степени проблема прорыва газа проявляется в случае месторождений с большой площадью газонефтяного контакта (ГНК). К аспектам данной проблемы относятся следующие способы: установление оптимальных режимов работы скважин; эксплуатация добывающих скважин на предельных безгазовых дебитах; совместный регулируемый отбор нефти и газа при периодической эксплуатации скважин; создание жесткого непроницаемого и динамического газоизоляционных экранов [4–9].

Объект и методы исследования

Объектом исследования в работе являются газонефтяные залежи ботуобинского горизонта, расположенного на Среднеботуобинском месторождении [10–15]. Рост газового фактора напрямую связан с расположением скважин относительно ГНК, чем ближе скважина к контуру газоносности, тем

меньше безгазовый период эксплуатации скважин и быстрее происходит подтягивание конуса газа (рис. 1).

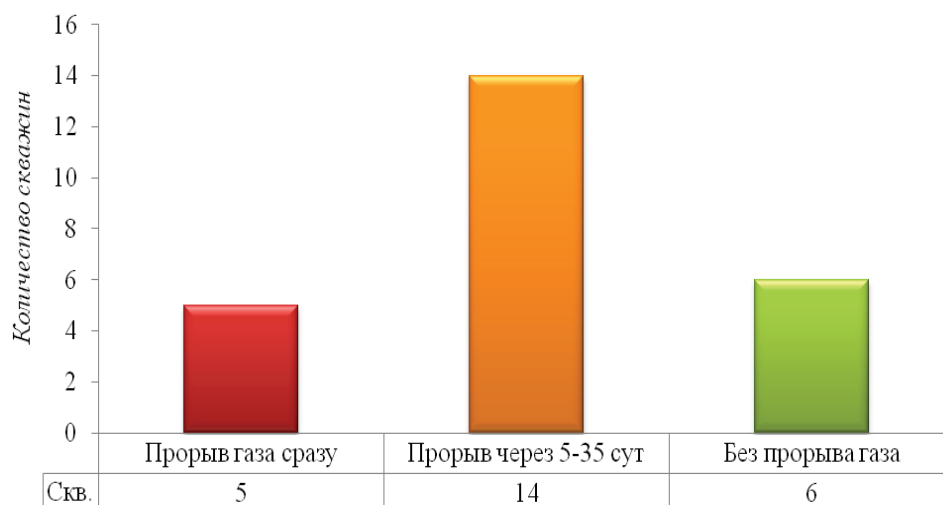


Рис. 1. Распределение скважин по интервалам времени начала прорыва газа

С целью определения оптимального безгазового периода эксплуатации скважин был выполнен расчет по методике Маскета — Чарного для условий Ботубинского горизонта [16–19].

Предельный безгазовый дебит без экрана

$$Q_{\text{пр}} = \frac{\pi k \Delta \gamma (h_k^2 - h_c^2)}{\mu_n \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_c}\right)}. \quad (1)$$

Предельный безгазовый дебит с экраном

$$Q_{\text{эк}} = \frac{\pi k \Delta \gamma (h_k^2 - h_c^2)}{\mu_n \cdot \ln \tilde{r}_3}. \quad (2)$$

Результаты

На основании выполненных расчетов был определен безгазовый период работы нефтедобывающих скважин для условий разработки нефтегазовых залежей Среднеботубинского месторождения, который составил 17 суток.

Для повышения безгазового дебита был обоснован оптимальный радиус газозащитного экрана (рис. 2).

Его протяженность 25 метров позволяет перекрыть предельную зону воронки депрессии. При применении радиального изоляционного экрана в скважинах, эксплуатирующих ботубинский горизонт, безгазовый дебит может возрасти до 52 м³/сут.

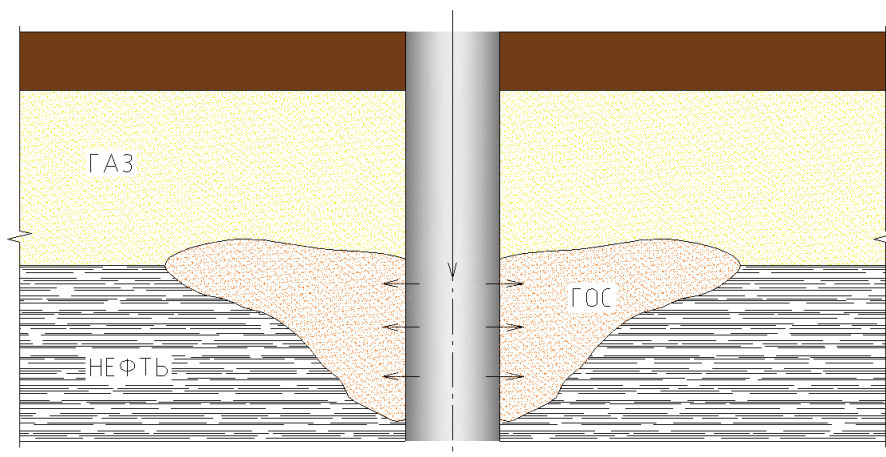


Рис. 2. Схема размещения газоизоляционного экрана

Обсуждение

Газонефтяная залежь ботубинского горизонта характеризуется сложным геологическим строением, аномально низкими пластовым давлением и температурой. Низкое пластовое давление (меньше на 50 кг/см^2 , чем гидростатическое) свидетельствует о том, что залежь имеет ограниченный запас пластовой энергии и ее длительная эксплуатация в режиме истощения нецелесообразна.

По результатам промысловых работ, выполненных при разработке Среднеботубинского месторождения, можно сделать вывод, что геологические условия залегания углеводородов оказывают неблагоприятное влияние на эффективность процесса нефтеизвлечения. Добыча нефти в таких условиях неизбежно сопровождается извлечением значительных объемов попутно-добываемых пластовых вод и прорывом верхнего газа [20–22].

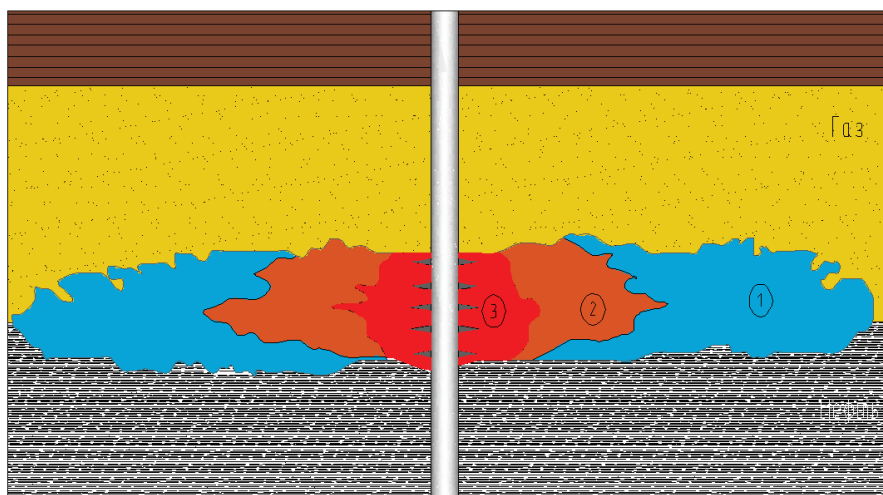


Рис. 3. Блок-схема технологии изоляции газопритокков:
1 — вода → водонефтяная эмульсия; 2 — гелеобразующий состав;
3 — закрепляющая композиция

Из рисунка 3 видно, что установление газоизоляционного экрана, состоящего из воды (1), гелеобразующего состава (2) и закрепляющей композиции (3), на границе раздела газ — нефть позволяет ограничить прорыв газа в нефтенасыщенную область пласта, снизить газовый фактор, уменьшить перепад давления вблизи окрестности ствола скважины и увеличить безгазовый период добычи нефти [23–25].

Выводы

На основании выполненного анализа опыта разработки газонефтяных залежей с обширной газовой шапкой и тонкой нефтяной оторочкой были определены причины, влияющие на эффективную выработку запасов нефти. Обосновано применение газоизоляционного экрана на участках монолитного строения залежи, то есть при отсутствии на уровне газонефтяного контакта надежных глинистых разделов толщиной менее двух метров.

Библиографический список

1. Патент на изобретение RU 2249100. 06.05.2002. Способ интенсификации притоков нефти и газа / Клещенко И. И., Ягафаров А. К., Краснов И. И.
2. Составы для ограничения водопритокков в нефтяные и газовые скважины / И. И. Клещенко [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2003. – № 3. – С. 33–37.
3. Исследования напряжений по крепи скважин при воздействии давления горных пород / Д. С. Герасимов [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 5. – С. 89–96. DOI: 10.31660/0445-0108-2018-5-89-96
4. Балугин А. А., Клещенко И. И., Шлеин Г. А. Вскрытие и освоение продуктивных пластов: учеб. пособие. – Тюмень. – 2018. – 211 с.
5. Клещенко И. И., Кузнецов Р. Ю., Сухачев Ю. В. Способ управления водяным конусом при добыче нефти в условиях двухфазной фильтрации // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1998. – № 6. – С. 21–26.
6. Краснов И. И., Островская Т. Д., Матвеева М. В. Особенности выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов на месторождениях Крайнего Севера // Академический журнал Западной Сибири. – 2018. – № 4 (75). – С. 57–59.
7. Томская В. Ф., Инякин В. В., Томский К. О. Особенности выработки запасов нефти на месторождениях Республики Саха (Якутии) // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири. – Тюмень, 2018. – С. 79–86.
8. Инякина Е. И., Краснов И. И., Инякин В. В. Опыт разработки нефтегазоконденсатных месторождений с осложненной геолого-физической характеристикой // Нефть и газ: опыт и инновации. – 2017. – Т. 1, № 1. – С. 41–56.
9. Сивков Ю. В., Краснов И. И. Методы ограничения прорыва газа в нефтедобывающие скважины // Новая наука: от идеи к результату. – 2016. – № 3-1 (72). – С. 33–35.
10. Чарный И. А. Подземная газогидродинамика. – М.: Гостехиздат, 1963. – 215 с.
11. Результаты изучения пластовых флюидов газонефтяных залежей ботубинского горизонта / Е. М. Александрова [и др.] // Академический журнал Западной Сибири. – 2018. – № 4 (75). – С. 42–43.
12. Краснов И. И. Экспериментальные исследования свойств кремний содержащей гелеобразующей композиции на основе полиакриламида для условий нефтегазовых месторождений Западной Сибири. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2002. – № 5. – С. 80–84.
13. Duggan J. O. Estimating Flow Rates Required To Keep Gas Wells Unloaded // Journal of Petroleum Technology. – 1961. – Vol. 13, Issue 12. – P. 1173–1176. DOI: 10.2118/32-PA
14. Bourgeois M. J., Gommard D. R., Gouas H. Simulating early gas breakthrough in undersaturated oil using alpha-factors // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. UAE. – Abu Dhabi, 2012. – P. 214–231. DOI: 10.2118/161460-MS
15. Cavett R. H. Physical Data for Distillation Calculation Vapour-Liquid Equilibria // Proceedings of the Annual API Meeting. – San Francisco, 1964. – P. 351–366.

16. Experimental Investigation of Critical Condensate Saturation and Its Dependence on Connate Water Saturation in Water-Wet Rocks / A. Danesh [et al.] // Proceedings: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – USA, Texas, San Antonio, 1989. – Vol. GAMMA. – P. 19695669–19695680.
17. Томская В. Ф. Обработка эффективной выработки запасов нефти нефтегазовых залежей Среднеботуобинского НГКМ // IX Всероссийская науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. – М., 2018. – 242 с.
18. Особенности выработки запасов нефти на месторождениях Республики Саха (Якутии) / В. Ф. Томская [и др.] // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири. – Тюмень, 2018. – С. 79–86.
19. Geological aspects of producing reserves from complex gas deposits / Y. V. Vaganov [et al.] // International Journal of Applied Engineering Research. – 2017. – № 24. – P. 16077–16082.
20. Патент на изобретение. RU 2 059 064 C1. МПК E21B 43/32. Способ изоляции газового пласта / Маляренко А. В., Каюмов Р. Ш., Краснов И. И.; заявл.: 15.06.92; опубл.: 27.04.96.
21. Краснова Т. Л. Применение жидкостного барьера с целью ограничения прорыва верхнего газа и подошвенной воды в нефтяной пласт и увеличения предельного дебита // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1997. – № 6. – С. 27.
22. Методы и водоизолирующие композиции для производства РИР в нефтяных и газовых скважинах / П. С. Демичев [и др.] // Инновационные технологии для нефтегазового комплекса. – Тюмень, 2010. – С. 103–106.
23. Леонтьев Д. С., Клещенко И. И., Бакин Д. А. Обоснование и разработка технологии создания водоизоляционного экрана в нефтедобывающей скважине // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 2. – С. 50–54. DOI: 10.31660/0445-0108-2018-2-50-54
24. Оценка эффективности разработки нефтегазовых залежей Среднеботуобинского месторождения / Е. И. Инякина [и др.] // Научный форум. Сибирь. – 2018. – Т. 4, № 1. – С. 26–28.
25. Краснов И. И. Совершенствование технологии ограничения прорыва верхнего газа в скважины, дренирующие нефтяной пласт // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2002. – № 4. – С. 17–18.

References

1. Kleshchenko, I. I., Yagafarov, A. K., Krasnov, I. I. Sposob intensifikatsii pritokov nefiti i gaza. Patent na izobretenieyе RUS 2249100. 06.05.2002. (In Russian).
2. Kleshchenko, I. I., Yagafarov, A. K., Geykhman, M. G., Panikarovskii, V. V. (2003). Sostavy dlya ogranicheniya vodopritokov v neftyanyye i gazovyye skvazhiny. Oil and Gas Studies, (3), pp. 33-37. (In Russian).
3. Gerasimov, D. S., Ovchinnikov, V. P., Kuznetsov, V. G., Ovchinnikov, P. V., Kleshchenko, I. I., & Spasibov, V. M. (2018). Study of stresses on the crepe of wells under rocks pressure. Oil and Gas Studies, (5), pp. 89-96. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2018-5-89-96
4. Baluyev, A. A., Kleshchenko, I. I., Shlein, G. A. (2018). Vskrytiye i osvoyeniye produktivnykh plastov. Tyumen, 211 p. (In Russian).
5. Kleshchenko I. I., Kuznetsov, R. Yu., & Sukhachev, Yu. V. (1998). Sposob upravleniya vodyanyyа konusom pri dobyche nefiti v usloviyakh dvukhfaznoy fil'tratsii. Oil and Gas Studies, (6), pp. 21-26. (In Russian).
6. Krasnov, I. I., Ostrovskaya, T. D., & Matveyeva, M. V. (2018). Osobennosti vyrabotki trudno-izvlekayemykh zapasov uglevodorodov na mestorozhdeniyakh Kraynego Severa. Academic Journal of West Siberia, (4(75)), pp. 57-59. (In Russian).
7. Tomskaya, V. F., Inyakin, V. V., & Tomskiy, K. O. (2018). Osobennosti vyrabotki zapasov nefiti na mestorozhdeniyakh Respubliki Sakha (Yakutii). Sostoyaniye, tendentsii i problemy razvitiya neftegazovogo potentsiala Zapadnoy Sibiri. Tyumen, pp. 79-86. (In Russian).
8. Inyakina, E. I., Krasnov, I. I., & Inyakin, V. V. (2017). Experience of development of oil and gas concrete deposits with complicated geological physical characteristics. Petroleum and gas: experiens and innovation, 1(1), pp. 41-56. (In Russian).
9. Sivkov, Yu. V., & Krasnov, I. I. (2016). Metody ogranicheniya proryva gaza v neftedobyvayu-shchiye skvazhiny. Novaya nauka: ot idei k rezul'tatu, (3-1(72)), pp. 33-35. (In Russian).

10. Charnyy, I. A. (1963). Podzemnaya gazogidrodinamika. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 215 p. (In Russian).
11. Aleksandrova, E. M., Inyakina, E. I., Krasnov, I. I., Vaganov, E. V. (2018). Rezul'taty izucheniya plastovykh flyuidov gazoneftnykh zalezhey botuobinskogo gorizonta. Academic Journal of West Siberia, (4(75)), pp. 42-43. (In Russian).
12. Krasnov, I. I. (2002). Eksperimental'nyye issledovaniya svoystv kremniy soderzhashchey geleobrazuyushchey kompozitsii na osnove poliakrilamida dlya usloviy neftegazovykh mesto-rozhdeniy Zapadnoy Sibiri. Oil and Gas Studies, 5, pp. 80-84. (In Russian).
13. Duggan, J. O. (1961). Estimating Flow Rates Required To Keep Gas Wells Unloaded. Journal of Petroleum Technology, 13(12), pp. 1173-1176. (In English). DOI: 10.2118/32-PA
14. Bourgeois, M. J., Gommard, D. R., & Gouas, H. (2012). Simulating early gas breakthrough in undersaturated oil using alpha-factors. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. UAE. Abu Dhabi, pp. 214-231. (In English). DOI: 10.2118/161460-MS
15. Cavett, R. H. (1964). Physical Data for Distillation Calculation Vapour-Liquid Equilibria. Proceedings of the Annual API Meeting. San Francisco, pp. 351-366. (In English).
16. Danesh, A., Henderson, G. D., Peden, J. M., & Heriot-Watt, U. (1989). Experimental Investigation of Critical Condensate Saturation and Its Dependence on Connate Water Saturation in Water-Wet Rocks. Proceedings: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Vol. GAMMA. USA, Texas, San Antonio, pp. 19695669-19695680. (In English).
17. Tomskaya, V. F. (2018). Obrabotka effektivnoy vyrabotki zapasov nefti neftegazovykh zalezhey Srednebotuobinskogo NGKM. IX Vserossiyskaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya studentov, aspirantov i molodykh uchenykh. Moscow, 242 p. (In Russian).
18. Tomskaya, V. F., Inyakin, V. V., Tomskiy, K. O., Krasnov, I. I. (2018). Osobennosti vyrabotki zapasov nefti na mestorozhdeniyakh Respubliki Sakha (Yakutii). Sostoyaniye, tendentsii i problemy razvitiya neftegazovogo potentsiala Zapadnoy Sibiri. Tyumen, pp. 79-86. (In Russian).
19. Vaganov, Y. V., Yagafarov, A. K., Kleshchenko, I. I., Parfiriev, V. A., & Popova, Z. S. (2017). Geological aspects of producing reserves from complex gas deposits. International Journal of Applied Engineering Research, (24), pp. 16077-16082. (In English).
20. Malyarenko, A. V., Kayumov, R. Sh., Krasnov, I. I. Sposob izolyatsii gazovogo plasta. Patent na izobreteniyе. RU 2 059 064 C1. MPK E21B 43/32. Applied: 15.06.92. Published: 27.04.96. (In Russian).
21. Krasnova, T. L. (1997). Primeneniye zhidkostnogo bar'yera s tsel'yu ograniчениya proryva verkhnego gaza i podoshvennoy vody v neftyanoy plast i uvelicheniya predel'nogo debita Oil and Gas Studies, (6), pp. 27. (In Russian).
22. Demichev, P. S. (2010). Metody i vodoizoliruyushchiye kompozitsii dlya proizvodstva RIR v neftyanykh i ga-zovykh skvazhinakh. Innovatsionnyye tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa. Tyumen, pp. 103-106. (In Russian).
23. Leontiev, D. S., Kleshchenko, I. I., Bakin, D. A. (2018). Reasoning and development of technology for building a water shut-off screen in oil well. Oil and Gas Studies, (2), pp. 50-54. (In Russian).
24. Inyakina, E. I., Tomskaya, V. F., Shavaleyeva, A. A., & Varlamov, V. V. (2018). Otsenka effektivnosti razrabotki neftegazovykh zalezhey Srednebotuobinskogo mestorozhdeniya. Scientific forum. Siberia, 4(2), pp. 26-28. (In Russian).
25. Krasnov, I. I. (2002). Sovershenstvovaniye tekhnologii ograniчениya proryva verkhnego gaza v skvazhinu, dreniruyushchiye neftyanoy plast. Oil and Gas Studies, (4), pp. 17-18. (In Russian).

Сведения об авторах

Краснов Иван Игнатьевич, к. т. н., доцент кафедры нефтегазового дела, Мирнинский политехнический институт (филиал) Северо-Восточного федерального университета им. М. К. Аммосова, г. Мирный

Томская Ванесса Федоровна, студент, Мирнинский политехнический институт (филиал) Северо-Восточного федерального университета, г. Мирный

Information about the authors

Ivan I. Krasnov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Business, Mirny Polytechnic Institute (branch), M. K. Ammosov North-Eastern Federal University, Mirny

Vanessa F. Tomskaya, Student, Mirny Polytechnic Institute (branch), M. K. Ammosov North-Eastern Federal University, Mirny

Инякина Екатерина Ивановна, к. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: injakinai@tyuiu.ru

Томский Кирилл Олегович, к. т. н., доцент, заведующий кафедрой нефтегазового дела, Мирнинский политехнический институт (филиал) Северо-Восточного федерального университета им. М. К. Аммосова, г. Мирный

Иванова Мария Сергеевна, к. т. н., доцент кафедры нефтегазового дела, Мирнинский политехнический институт (филиал) Северо-Восточного федерального университета им. М. К. Аммосова, г. Мирный

Катанова Розалия Кирилловна, лаборант кафедры нефтегазового дела, Мирнинский политехнический институт (филиал) Северо-Восточного федерального университета им. М. К. Аммосова, г. Мирный

Ekaterina I. Inyakina, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: injakinai@tyuiu.ru

Kirill O. Tomsky, Candidate of Engineering, Associate Professor, Head of the Department of Oil and Gas Business, Mirny Polytechnic Institute (branch), M. K. Ammosov North-Eastern Federal University, Mirny

Mariya S. Ivanova, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Business, Mirny Polytechnic Institute (branch), M. K. Ammosov North-Eastern Federal University, Mirny

Rosalia K. Katanova, Laboratory Assistant at the Department of Oil and Gas Business, Mirny Polytechnic Institute (branch), M. K. Ammosov North-Eastern Federal University, Mirny

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

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-6-167-175

УДК 661.183.6

**Исследование молекулярно-ситовых свойств
синтетического цеолита типа СаА**

И. В. Александрова*, З. Р. Тушакова, Е. О. Бубен

Филиал Тюменского индустриального университета, г. Тобольск, Россия

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

Аннотация. В работе приведены экспериментальные данные по испытаниям синтетического цеолита типа СаА для очистки изопентановой фракции от примеси нормального пентана. Особую сложность в технологических процессах нефтехимических производств представляет разделение смесей углеводородов, компоненты которых близки по физико-химическим константам, в то время как обычные методы не могут обеспечить требуемую степень разделения, что характерно также для изомеров пентана. Показано, что для разделения веществ на основе разницы в размерах и форме молекул может быть успешно применен отечественный цеолит типа СаА. Описаны методы исследования и условия сорбции-десорбции парафинового углеводорода на лабораторной установке проточного действия. Установлено, что адсорбционная способность цеолита при условиях эксперимента составила 11,8 г н-пентана на 100 г цеолита, при чистоте очищенной фракции не ниже 99 %. По полученным результатам подобраны оптимальные условия ведения процесса очистки изопентановой фракции.

Ключевые слова: цеолит; углеводороды; н-пентан; изопентан; очистка; технология

Studying shape selective properties of synthetic CaA-type zeolite

Irina V. Alexandrova*, Zilya R. Tushakova, Ekaterina O. Buben

Tobolsk branch of Industrial University of Tyumen, Tobolsk, Russia

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

Abstract. The article presents experimental data on testing synthetic CaA-type zeolite for the purification of isopentane fractions from impurities of normal pentane. The separation of hydrocarbon mixtures the components of which are close in physicochemical constants is of particular difficulty in the technological processes of petrochemical production, while conventional methods cannot provide the required degree of separation, which is also characteristic of pentane isomers. It is shown that for the separation of substances, based on the difference in the size and shape of the molecules, a domestic CaA-type zeolite can be successfully used. Re-

search methods and conditions of paraffin hydrocarbon sorption-desorption on a laboratory flow-through unit are described. It has been found that the adsorption capacity of zeolite under the experimental conditions is 11,8 g of n-pentane per 100 g of zeolite, with a purity of the purified fraction not lower than 99 %. Based on the results obtained, optimal conditions for the process of isopentane fraction purification have been selected.

Key words: zeolite; hydrocarbons; n-pentane; isopentane; purification; technology

Введение

Получение изопентана высокой степени чистоты является весьма важной задачей для химической технологии, в частности для производства изопрена, самого высокотоннажного мономера для получения синтетического изопренового каучука. В работах [1–3] описаны процессы получения изопрена, которые успешно функционируют в мировой практике, как классические, так и технологически более совершенные.

В промышленных условиях методы ректификации газофракционирующих установок позволяют получать изопентан со значительной примесью нормального пентана, поскольку обеспечить четкое разделение изомеров обычными методами ректификации сложно из-за близости их температур кипения (36,07 и 27,9 °C).

В этом случае повышение качества товарной продукции, повышение эффективности разделения смесей и производительности массообменных колонн возможно двумя путями: один — технологический, который проводится посредством изменения применяемой схемы разделения и оптимизации режимных параметров работы аппаратуры, для этого требуется дополнительное оборудование; другой — конструктивный, с изменением конструкции контактных устройств [4–8].

Известно, что, применяя молекулярные сита, можно достичь высокой степени очистки углеводородов. Так, например, синтетический цеолит CaA способен сорбировать алифатические углеводороды и первичные спирты прямого строения и не сорбировать углеводороды изостроения. Хорошо протекает сорбция молекул и других соединений, диаметр которых близок к диаметру входного окна цеолита [9–13].

Цель нашего исследования — разработка технологического способа очистки изопентана от н-пентана на молекулярных ситах (цеолитах) отечественных производителей.

Объект и методы исследования

Объект исследования — товарная изопентановая фракция производства ООО «СИБУР Тобольск».

Изопентан во фракции содержится 97,5 % для марки А и 80 % для марки Б. Углеводороды C₂–C₄ составляют не более 1,5 % для марки А и не более 6 % для марки Б. Нормальный пентан составляет не более 2,5 % для марки А и не более 6 % для марки Б. Тяжелые углеводороды C₆ и выше занимают не более 0,3 % состава для марки А и не более 1 % для марки Б. Для химической переработки в качестве сырья для получения изопрена подходят как марка А, так и марка Б¹.

¹ Фракция изопентановая. Технические условия: ТУ ВУ 400051902.019-2015 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.etkoi.ru/files/passport/tehnicheskie_usloviya_tu_by_400051902_019-2015_frakciya_normalnogo_pentana_\(1306840_v1\).pdf](http://www.etkoi.ru/files/passport/tehnicheskie_usloviya_tu_by_400051902_019-2015_frakciya_normalnogo_pentana_(1306840_v1).pdf).

Исследование процесса очистки изопентановой фракции, обогащенной н-пентаном, от н-пентана проводили на синтетическом цеолите СаА (5Å) с размером пор 5 ангстрем торговой марки «Реал Сорб», произведенного по ТУ 2163-015-21742510-2007².

Цеолит синтетический гранулированный СаА (5Å) изготавливается из природных, глинистых материалов методом гидротермального синтеза в щелочных растворах и представляет собой алюмосиликат, в узлах структурной решетки которого находятся катионы кальция [14]. Ввиду отсутствия в гранулах молекулярных сит связующего вещества, они обладают высокой механической прочностью и устойчивостью к разрушению и истиранию, что важно для ведения рабочего процесса. Цеолит химически и термически стабилен [15–19]. Основные качественные характеристики испытуемого цеолита приведены в таблице 1.

Таблица 1

Техническая характеристика цеолита СаА (5Å)

Показатель	Результат определения
Насыпная плотность, г/см ³	0,72
Форма гранул	Экструдат
Окраска гранул	Серо-розовая
Размер гранул, мм	2
Прочность на раздавливание, кг/мм ²	1,3
Точка росы осушенного газа азота, °С	Минус 70
Водостойкость, % масс.	99,9
Динамическая емкость по парам воды, мг/см ³	112,6

Подготовка цеолита

В предварительно взвешенный с точностью до 0,01 г стеклянный адсорбер загружали требуемое количество цеолита. Загрузку проводили постепенно, тщательно уплотняя каждую засыпаемую порцию сорбента, взвешивали, а затем сверху адсорбента засыпали слой инертной насадки и снова взвешивали. Загруженный адсорбер помещали в печь для нагрева. Входной штуцер адсорбера соединяли с системой подачи чистого сухого воздуха.

Условия регенерации:

- подъем температуры до 100 °С — 1 ч;
- подъем температуры от 100 до 350 °С — 1 ч;
- выдержка при 350 °С в течение 3–4 ч;
- объемная скорость подачи воздуха — 600–700 см³/мин. По окончании регенерации адсорбер выгружали из печи и закрывали заглушками, охлаждали до комнатной температуры, а затем взвешивали с погрешностью не более 0,01 г.

Проведение испытания

Лабораторные исследования процесса разделения изопентановой фракции проводили на установке (рис. 1) при следующих постоянных условиях:

² ТУ 2163-015-21742510-2007. СаА-СО. Синтетический цеолит специального назначения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.realsorb.com/files/files/caa-co_1.pdf.

- загрузка цеолита в адсорбер — 190–200 см³;
- высота слоя цеолита — 25–27 см;
- давление испытания и регенерации — атмосферное;
- температура адсорбции — 20–22 °С;
- объемная скорость при поглощении — 0,8–3,5 ч⁻¹.

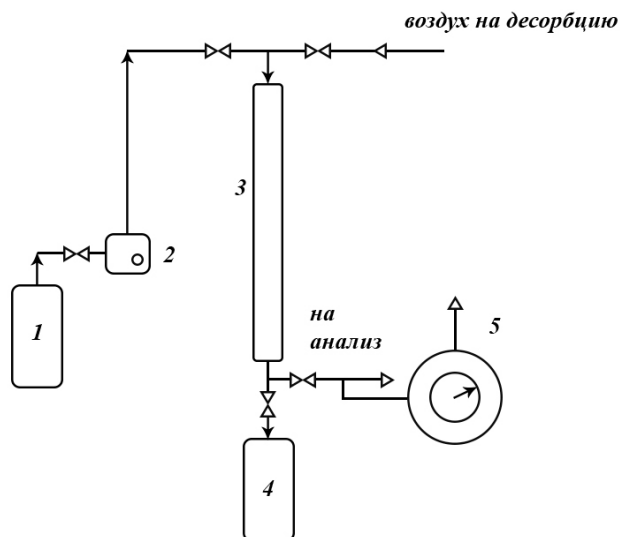


Рис. 1. **Схема лабораторной установки:**

- 1 — емкость с углеводородами C₅;
- 2 — насос-дозатор лабораторный;
- 3 — адсорбер с цеолитом;
- 4 — приемник;
- 5 — газовый счетчик

Поток углеводородной фракции C₅, представляющий собой искусственно составленную смесь изомеров, из емкости 1 насосом-дозатором 2 прокачивался и подавался на адсорбцию в колонку, наполненную цеолитом 3, и затем собирался в приемник 4. Скорость подачи фракции C₅ задавали регулировкой насоса-дозатора 2. Периодически отбирали пробу углеводородов на выходе из адсорбера и анализировали компонентный состав выходящего газа методом газовой хроматографии по ГОСТ 24676-2017³. После завершения цикла адсорбции проводили десорбцию н-пентана сухим воздухом. По показаниям газового счетчика 5 определяли расход воздуха для регенерации. Определяли содержание н-пентана в воздухе, выходящем из адсорбера.

Методы анализа

Метод основан на газохроматографическом разделении углеводородов компонентов пробы изопентановой фракции, содержащей в своем составе до 20 % н-пентана, в газоадсорбционном варианте. Условия выполнения анализа на приборе CLARUS 580 представлены в таблице 2.

Содержание компонентов вычисляли с использованием метода нормировки с учетом калибровочных коэффициентов, учитывающих отношение детектора к данному компоненту.

³ ГОСТ 24676-2017 Пентаны. Метод определения углеводородного состава [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200157551>.

Условия анализа хроматографического определения

Показатель	Значение
Тип детектора	По теплопроводности
Длина колонки, м	3
Сорбент	25 %-й триэтиленгликольдибутират на диатомитовом кирпиче, фракция (0,14–0,25) мм
Температура колонки, °С	50
Температура испарителя, °С	100
Температура детектора, °С	100
Газ-носитель	Гелий
Расход газа-носителя, см ³ /мин	40
Объем пробы, мкл	5

Результаты

Опыты по очистке изопентана проводились в трубчатом полом адсорбере, заполненном цеолитом СаА при температуре 20 ± 2 °С и атмосферном давлении. Объемная скорость по сырью в опытах составляла 0,8–3,5 ч⁻¹. Содержание н-пентана во фракции С₅ варьировалось от 18,12 до 22,65 % масс.

Количество н-пентана, до проскоковой концентрации 1,00 % в изопентане после очистки, составило 8,5 г на 100 см³ цеолита (11,8 г/100 г). Общее время адсорбционной очистки (время защитного действия цеолита) при оптимальной объемной скорости 2,5–3,0 ч⁻¹ составило 55 часов. Графическая зависимость процесса сорбции от времени контакта представлена на рисунке 2.

Рис. 2. Кинетическая кривая сорбции н-пентана



Изучалась зависимость адсорбции н-пентана от объемной скорости пропускаемого сырья. Полученная зависимость представлена на рисунке 3.

Рис. 3. Зависимость содержания н-пентана в очищенном изопентане от объемной скорости пропускаемого сырья



Как видно из графической зависимости (см. рис. 3), очистка проходит эффективно при объемной скорости до $3,0 \text{ ч}^{-1}$, содержание н-пентана в очищенном изопентане не превышает 0,95 % масс.

Из полученных результатов видно, что цеолит СаА без связующего обладает высокой динамической активностью по алифатическим углеводородам нормального строения, в частности по н-пентану.

Хроматограмма углеводородного потока, выходящего из адсорбционной колонки, представлена на рисунке 4.

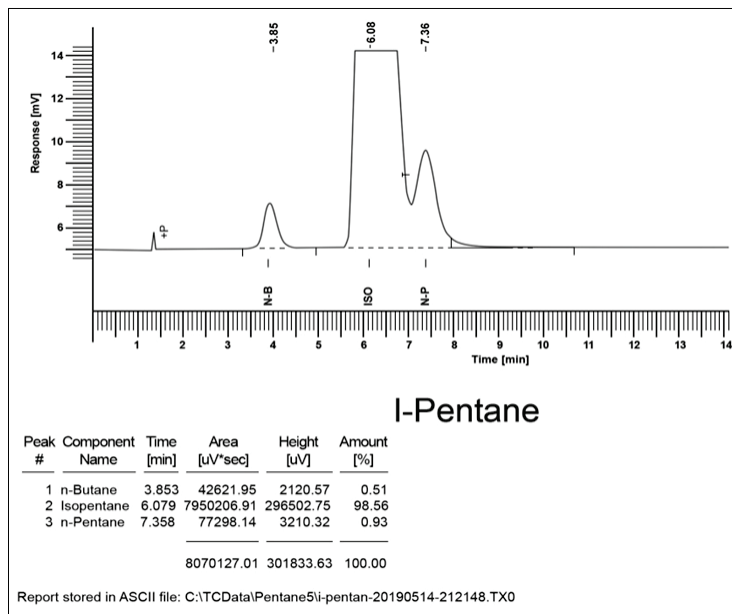


Рис. 4. Хроматограмма очищенного сырья

Регенерация цеолита (десорбция н-пентана) проводилась сухим воздухом (с точкой росы минус $60\text{--}62^\circ\text{C}$) расходом $600\text{--}700 \text{ см}^3/\text{мин}$ до полного отсутствия н-пентана в продувочном воздухе на выходе из адсорбера.

При температуре десорбции ($250\text{--}280^\circ\text{C}$) время регенерации в опытах составило 20 часов. При повышении температуры десорбции до 350°C время регенерации уменьшается в четыре раза и составляет 5 часов.

Графическая зависимость процесса десорбции представлена на рисунке 5.

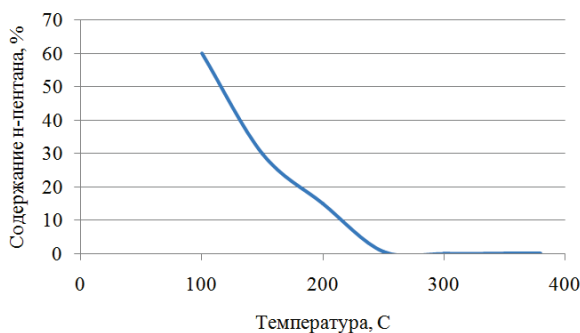


Рис. 5. Зависимость содержания н-пентана от температуры в процессе десорбции

Как видно из графической зависимости (см. рис. 5), содержание н-пентана в продувочном воздухе снижается с повышением температуры. Очевидно, оптимальной будет являться температура 250–350 °С. После проведения 30 циклов адсорбции-десорбции динамическая адсорбционная емкость цеолита не изменилась.

Обсуждение

Критический диаметр молекулы н-пентана равен 4,9 Å, изопентана — 5,6 Å, а диаметр входного окна цеолита СаА составляет 5 Å. Поэтому кальциевая форма цеолита работает как молекулярное сито и может быть эффективным средством очистки изопентана от примесей н-пентана.

В нашем случае критический диаметр молекулы н-пентана близок диаметру входного окна цеолита, адсорбируемая молекула имеет нужный запас кинетической энергии, для того чтобы преодолеть энергетический барьер. Также кинетическая энергия молекул возрастает с повышением температуры в результате разогрева колонки, что приводит к усилению термической пульсации решетки цеолита, и облегчает проникновение молекулы в адсорбционную полость. Практически процесс сорбции можно проследить и оценить его эффективность изменением температуры отдельных зон по высоте колонки. Адсорбционная способность цеолита при повышенных давлении 5 атм и температуре 300 °С по литературным данным составляет 9–10 г парафинов на 100 г цеолитов [9]. Полученные экспериментально результаты несколько превышают эти значения, что свидетельствует о высокой эффективности отечественных цеолитов.

Выводы

Приведены результаты экспериментальных исследований процесса адсорбционной очистки изопентана от примесей н-пентана в жидкой фазе на синтетическом цеолите СаА отечественного производителя. Исходя из полученных результатов, подобраны оптимальные условия ведения процесса разделения.

Адсорбционный метод разделения углеводородов C_5 является эффективным, экономичным, современным и перспективным. Преимущества этого метода заключаются в применении дешевых адсорбентов, низком их расходе, применение блоков адсорберов-десорберов обеспечивает непрерывность процесса, достигается высокая глубина очистки углеводородов.

Библиографический список

1. Кирпичников П. П., Береснев В. В., Попова Л. М. Альбом технологических схем основных производств промышленности синтетического каучука. — 2-е изд., перераб. — Л.: Химия, 1986. — 224 с.
2. Журавлева К. А., Назаров А. А., Поникаров С. И. Синтез изопрена из изобутилена и формальдегида // Вестник Казанского технологического университета. — 2012. — Т. 15, № 23. — С. 36–38.
3. Пат. 2170225. РФ. № 98115116/04. Способ совместного получения изопрена и изобутена или алкенилбензола / Павлов С. Ю., Суровцев А. А., Карпов О. П., Чуркин В. Н., Горшков В. А.; заявл. 04.08.98; опубл. 10.07.01.
4. Лаптев А. Г., Минеев Н. Г., Мальковский П. А. Проектирование и модернизация аппаратов разделения в нефте- и газопереработке. — Казань: Печатный двор, 2002. — 220 с.
5. Пат. 2540404 С1. РФ, МПК C07C5/27, C07C9/14, C07C9/16. Способ и установка изомеризации C_5 – C_6 углеводородов с подачей очищенного циркулирующего потока водорода / Мнушкин И. А., Минибаева Л. К., Ибрагимова Р. Ф.; заявл. 09.07.13; опубл. 10.02.15, Бюл. № 4.

6. Газофракционирование / Л. И. Муллахметова [и др.] // Вестник технологического университета. – 2016. – Т. 19, № 24. – С. 49–55.
7. Семёнов В. А. Реконструкция газовой фракционирующей установки с целью выделения изопентановой фракции // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2009. – № 3. – С. 47–50.
8. Рыжов Д. А., Зиятдинов Н. Н., Антонов С. В. Исследование статических характеристик узла разделения изопрен-изоамиленовой фракции производства изопрена // Восточно-европейский журнал передовых технологий. – 2010. – Т. 2, № 10 (44). – С. 46–49.
9. Кельцев Н. В. Основы адсорбционной техники. – 2-е изд., перераб., доп. – М.: Химия, 1984. – 592 с.
10. Байрамова А. С. Идентификация процесса адсорбционной очистки газовых смесей // Наука, техника и образование. – 2016. – № 11 (29). – С. 20–27. DOI: 10.20861/2312-8267-2016-29-001
11. Испытания цеолита СаА-У для разделения предельных углеводородов нормального и изостроения / Г. Ф. Мурзакаева [и др.] // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2007. – № 6. – С. 97–99.
12. Эшмурадов О. А. Применение регенерированных цеолитов типа СаА в адсорбционных и каталитических процессах нефтегазопереработки: Автореф. дис. канд. техн. наук. – Ташкент, 2000 – 20 с.
13. Рахматкариев Г. У., Рахматкариева Ф. Г. Адсорбция метилмеркаптана синтетическим цеолитом СаА в широком интервале равновесных давлений и температур // Химия и химическая технология. – 2016. – № 3. – С. 64–66.
14. Вредные вещества в промышленности: справочник для химиков, инженеров и врачей: в 2 т. / Под ред. В. Н. Лазорева. – Т. 2. Неорганические и элементарорганические соединения – Л.: Химия, 1976. – 620 с.
15. Гулиянц С. Т. Инновационные технологии в нефтехимии и решение экологических проблем: моногр. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – 238 с.
16. Гулиянц С. Т., Александрова И. В., Гулиянц Ю. С. Техничко-экономические аспекты адсорбционной очистки пропана от примесей метилового спирта // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010. – № 4. – С. 89–93.
17. Пат. 2356622 С1, МПК В01J20/18, С07С7/13. РФ. Способ адсорбционной очистки углеводородов от примесей метилового спирта / Гулиянц С. Т., Гулиянц Ю. С., Александрова И. В.; заявл. 17.12.07; опубл. 27.05.09, Бюл. № 15.
18. Блазнин Ю. П., Максимова Л. В., Файнштейн В. И. Оценка адсорбционных свойств цеолитов, предназначенных для блоков комплексной очистки воздуха // Технические газы. – 2004. – № 4. – С. 37–39.
19. Ибрагимов Ч. Ш., Бабаев А. И., Гулиева С. Н. Получение глубокоочищенных изобутана и изобутилена из изобутан-изобутиленовой фракции пирогаза // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2015. – № 9. – С. 15–19.

References

1. Kirpichnikov, P. P., Beresnev, V. V., & Popova, L. M. (1986). Al'bom tekhnologicheskikh skhem osnovnykh proizvodstv promyshlennosti sinteticheskogo kauchuka. 2nd edition, revised. Leningrad, Khimiya Publ., 224 p. (In Russian).
2. Zhuravleva, K. A., Nazarov, A. A., & Ponikarov, S. I. (2012). Sintez izoprena iz izobutilena i formal'degida. Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta, 15(23), pp. 36-38. (In Russian).
3. Pavlov, S. Yu., Surovtsev, A. A., Karpov, O. P., Churkin V. N., & Gorshkov, V. A. Spособ sovmestnogo polucheniya izoprena i izobutena ili alkenilbenzola. Pat. RF 2170225. No 98115116/04. Applied: 04.08.98. Published: 10.07.01. (In Russian).
4. Laptev, A. G., Mineyev, N. G., & Mal'kovskiy, P. A. (2002). Proyektirovaniye i modernizatsiya apparatov razdeleniya v nefte- i gazopererabotke. Kazan, Pechatnyy dvor Publ., 220 p. (In Russian).
5. Mnushkin, I. A., Minibayeva, L. K., & Ibragimova, R. F. Spособ i ustanovka izomerizatsii S5–S6 uglevodorodov s podachey ochishchennogo tsirkuliruyushchego potoka vodoroda. Pat. RF 2540404 S1, МПК С07С5/27, С07С9/14, С07С9/16. Applied: 09.07.13. Published: 10.02.15. Bulletin No 4. (In Russian).

6. Mullakhmetova, L. I., Cherkasova, E. I., Sibgatullina, R. I., Bikmukhmetova, G. K., Mustafina, A. M., & Salakhov, I. I. (2016). Gazofrakcionirovanie. Bulletin of the Technological University, 19(24), pp. 49-55. (In Russian).
7. Semenov, V. A. (2009). Rekonstruktsiya gazovoy fraktsioniruyushchey ustanovki s tsel'yu vydeleniya izopentanovoy fraktsii. Nauchno-tehnicheskii vestnik OAO "NK "Rosneft", (3), pp. 47-50.
8. Ryzhov, D. A., Ziyatdinov, N. N., & Antonov, S. V. (2010). The study of static characteristics of the node separating isoprene-isoprene production isoamilenovoy fraction. Eastern-European Journal of Enterprise Technologies, 2(10(44)), pp. 46-49. (In Russian).
9. Kel'tsev, N. V. (1984). Osnovy adsorbtsionnoy tekhniki. 2nd edition, revised and expanded. Moscow, Khimiya Publ., 592 p. (In Russian).
10. Bayramova, A. S. (2016). The identification process of adsorption purification of gas mixtures. Science, technology and education, (11(29)), pp. 20-27. (In Russian). DOI: 10.20861/2312-8267-2016-29-001
11. Murzakaeva, G., Akimova, M., Kirillova, G., & Kovaleva, A. (2007). Tests of zeolite CaA-Y produced by Ishimbai chemical plant for separation of saturated hydrocarbons of normal and isometric structure. Environmental protection in oil and gas complex, (6), pp. 97-99. (In Russian).
12. Eshmuradov, O. A. (2000). Primeneniye regenerirovannykh tseolitov tipa CaA v adsorbtsionnykh i kataliticheskikh protsessakh neftegazopererabotki: Avtoref. diss. kand. tekhn. nauk. Tashkent, 20 p. (In Russian).
13. Rakhmatkariev, G. U., & Rakhmatkarieva, F. G. (2016). Carbon oxysulfide adsorption by synthetic zeolite CaA in wide range of equilibrium pressures and temperatures. Khimiya i khimicheskaya tekhnologiya, (3), pp. 64-69. (In Russian).
14. Lazorev, V. N. (Ed.) (1976). Vrednyye veshchestva v promyshlennosti: spravochnik dlya khimikov, inzhenerov i vrachey: v dvukh tomakh. Tom 2. Neorganicheskiye i elementorganicheskiye soyedineniya. Leningrad, Khimiya Publ., 620 p. (In Russian).
15. Guliyants, S. T. (2013). Innovatsionnyye tekhnologii v neftekhimii i resheniye ekologicheskikh problem. Tyumen, TyumGNGU Publ., 238 p. (In Russian).
16. Guliyants, S. T., Guliyants, Yu. S., & Aleksandrova, I. V. (2010). Technical and economic aspects of adsorption refining of propane from methyl alcohol admixtures. Oil and Gas Studies, (4), pp. 89-93. (In Russian).
17. Guliyants, S. T., Guliyants, Yu. S., & Aleksandrova, I. V. Sposob adsorbtsionnoy ochistki uglevodородов от примесей метилового спирта. Pat. RF 2356622 S1, MPK B01J20/18, C07C7/13. Applied: 17.12.07. Published: 27.05.09. Bulletin No 15. (In Russian).
18. Blaznin, Yu. P., Maximova, L. V., & Fineshtein, V. I. (2004). Evaluation of adsorption properties of zeolites designed for air front-end purification units. Technical gases, (4), pp. 37-39. (In Russian).
19. Ibragimov, C. Sh., Babaev, A. I., & Gulieva, S. N. (2015). Production of deep-clean isobutene and isobutylene from pyrogas isobutane-isobutylene faction. Neftepererabotka i neftekhimiya. Nauchno-tehnicheskkiye dostizheniya i peredovoy opyt, (9), pp. 15-19. (In Russian).

Сведения об авторах

Александрова Ирина Владимировна, к. т. н., доцент кафедры естественно-научных и гуманитарных дисциплин, филиал Тюменского индустриального университета, г. Тобольск, e-mail: aleksandrovaiv@tyuiu.ru

Тушакова Зилья Рифатовна, к. пед. н., доцент кафедры естественно-научных и гуманитарных дисциплин, филиал Тюменского индустриального университета, г. Тобольск

Бубен Екатерина Олеговна, магистрант, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Irina V. Alexandrova, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Natural Sciences and Humanities, Tobolsk branch of Industrial University of Tyumen, e-mail: aleksandrovaiv@tyuiu.ru

Zilya R. Tushakova, Candidate of Pedagogy, Associate Professor at the Department of Natural Sciences and Humanities, Tobolsk branch of Industrial University of Tyumen

Ekaterina O. Buben, Master's Student, Tobolsk branch of Industrial University of Tyumen

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

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-6-176-183

УДК 621.31:622 (075)

**Разработка модели автоматического регулирования компенсации
реактивной мощности для нефтегазовой отрасли**

Е. П. Власова*, А. Н. Боталов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

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

Аннотация. Реактивная мощность оказывает существенное влияние на параметры системы электроснабжения нефтегазовой отрасли, вследствие этого происходит снижение качества работы электрической сети. Актуальность исследования обоснована задачами повышения качества электроэнергии в узлах нагрузки, состоящих из асинхронных двигателей, одним из которых является компенсация реактивной мощности, включающей расчет и автоматическое регулирование компенсирующих устройств. Цель работы — разработка и исследование системы управления компенсации реактивной мощности для улучшения качества электроэнергии. В работе предложено решение актуальной задачи компенсации реактивной мощности на основе предложенного алгоритма управления качеством электроэнергии. Разработанная в программном комплексе Matlab and Simulink система автоматического регулирования компенсации реактивной мощности позволяет формировать параметры по данным текущих измерений и регулировать напряжение при изменении режима работы нагрузки. Использование в системе управления MOSFET-транзисторов позволило создать необходимые токи компенсации с малым содержанием высших гармоник, которые создают искажения в напряжении питания и обеспечить высокое быстродействие работы установок компенсации реактивной мощности.

Ключевые слова: реактивная мощность; коэффициент мощности; компенсация реактивной мощности; компенсирующее устройство

**Development of a model of automatic regulation of reactive power
compensation for the oil and gas industry**

Ekaterina P. Vlasova*, Aleksei N. Botalov

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

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

Abstract. Reactive power has a significant impact on the parameters of the power supply system in the oil and gas industry; as a result, there is a decrease in the quality of the electric network. The relevance of the study is justified by the tasks of improving the quality of electricity in the load nodes consisting of asynchronous motors, one of which is the reactive power compensation, including the calculation and automatic regulation of compensating devices. The aim of the article is to design and research a reactive power compensation control system to improve the quality of electricity. The article proposes a solution to the actual problem of reactive power compensation based on the proposed power quality control algorithm. The system of automatic control of reactive power compensation developed in the Matlab and Simulink software package allows us to generate parameters according to current measurements and adjust the voltage when the load operation mode changes. The use of MOSFET transistors in the control system made it possible to create the necessary compensation currents with a low content of higher harmonics that create distortions in the supply voltage and ensure high speed of the reactive power compensation unit operation.

Key words: reactive power; power factor; reactive power compensation; compensating device

Введение

Обеспечение надежного электроснабжения объектов нефтегазодобычи является основной задачей электрической сети. Качество работы электрической сети — это ее свойство обеспечивать необходимую связь между узлами источника и потребителя электрической энергии для выполнения договорных обязательств сети по электроснабжению потребителей.

В данное время качеству электроэнергии уделяют особое внимание, потому что именно оно сильно влияет на надежность системы электроснабжения, также влияет на расходуемое количество электроэнергии и на технологический процесс производства¹.

Технологический процесс на предприятиях нефтегазодобычи является сложным, основная доля энергопотребления приходится на нелинейные и резко изменяющиеся нагрузки, которые потребляют большое количество реактивной энергии. Реактивная мощность требуется для создания переменных магнитных полей в нагрузках индуктивного типа. Однако непосредственно полезную работу реактивная мощность не выполняет. Особенностью потребителей реактивной энергии является то, что они оказывают значительное влияние на качество электрической энергии питающей сети. При этом нормальная работа потребителей электроэнергии как раз и зависит от качества электрической энергии, поступающей от питающей системы.

Реактивная мощность оказывает существенное влияние на параметры системы электроснабжения. В результате уменьшается пропускная способность линий электропередач, увеличиваются потери электроэнергии в проводниках из-за возрастания проходящего тока, происходят отклонения напряжения питающей сети.

В соответствии с приказом Министерства энергетики РФ максимальное значение коэффициента реактивной мощности², потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети напряжением 0,4 кВ, составляет 0,35.

¹ ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. — Введ. 2014-07-01. — М.: Стандартинформ, 2014. — 16 с.

² Приказ Министерства энергетики РФ № 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии». — Введ. 2015-06-23. — М.: Минэнерго, 2015. — 8 с.

С поставленной задачей справляются компенсирующие устройства — конденсаторные установки, главным элементом являются конденсаторы. Правильно подобранные компенсирующие устройства реактивной мощности позволяют:

- снизить нагрузку на линии электропередач, трансформаторы и другие распределительные устройства, продлевая срок их службы;
- снизить потери;
- уменьшить затраты на электрическую энергию;
- увеличить пропускную способность сети, что позволит увеличить нагрузку без увеличения стоимости самой сети;
- снизить расходы на обновление электрооборудования;
- убрать ненужную генерацию реактивной составляющей в часы минимума нагрузки;
- при создании новых сетей уменьшить сечение линий и мощность подстанции.

Регулирование мощности компенсирующего устройства в автоматическом режиме, в зависимости от количества потребляемой реактивной энергии, дает возможность снизить потери электрической энергии до минимальных показателей. При этом исключаются режимы перекомпенсации или недокомпенсации реактивной энергии [2, 3].

Объект и методы исследования

Для управления соотношением активной и реактивной мощности и повышения качества электроэнергии в электрической сети 0,4 кВ осуществляется компенсация реактивной мощности. Для этого производится параллельное подключение к нагрузке установки компенсации реактивной мощности (УКРМ) [4, 5]. После такой установки реактивная мощность не перетекает между нагрузкой и генератором, а совершает колебания между реактивными элементами потребителя и компенсирующим устройством [6, 7].

Объектом исследования является электрическая нагрузка, обладающая активно-индуктивным характером, в частности асинхронные двигатели, которые наряду с активной мощностью потребляют до 60–65 % всей реактивной мощности нагрузок энергосистемы [8, 9]. Параметры приведены в таблице 1.

Таблица 1

Параметры электрической нагрузки на 0,4 кВ

Наименование	Номинальная мощность, кВт	Номинальный ток, А	Сколько- жение, %	Частота вращения, об/мин	КПД, %	cos φ
Электродвигатель АИММ280М6	90	169/97	1,8	1 000	93,7	0,864

Более эффективным способом снижения потребляемой из сети реактивной мощности является применение установок компенсации реактивной мощности. Для исследования работы УКРМ в данной статье разработана модель автоматического регулирования компенсации реактивной мощности в сети 0,4 кВ в программном комплексе Matlab and Simulink [10].

Экспериментальная часть/постановка эксперимента

На рисунке 1 показана разработанная функциональная схема автоматического регулирования компенсации реактивной мощности.

В блоке измерения, где происходит непрерывное измерение тока I и напряжения U сети, активной P и реактивной Q мощностей, формируется значение коэффициента реактивной мощности $tg\varphi$. При достижении коэффициентом реактивной мощности $tg\varphi$ предельного значения 0,5 блок управления вырабатывает сигнал Control для блока ключей, который производит подключение блока компенсации C к сети с помощью открытия ключей MOSFET.

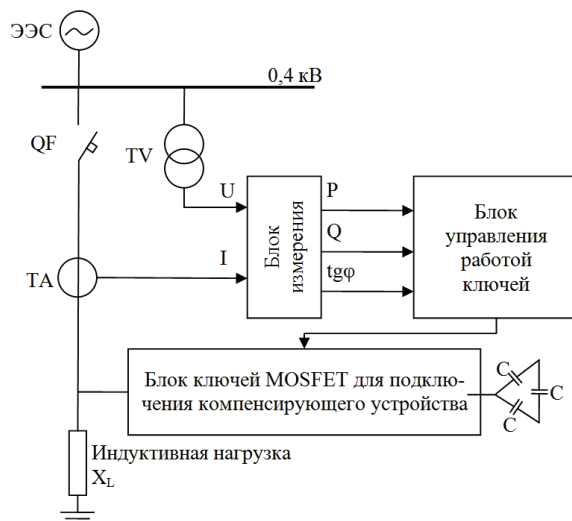


Рис. 1. Функциональная схема автоматической компенсации реактивной мощности

В модели блока измерения (рис. 2) используется пользовательский блок «MEASUREMENTUNIT», построенный на компонентах библиотеки Simulink, а также включающий пользовательский блок «ACTIVE/REACTIVE». Блоки измерения активной и реактивной мощности «Active & Reactive Power», «Active & Reactive Power 1», «Active & Reactive Power 2» из библиотеки «Sim Power Systems» обеспечивают измерение активной и реактивной мощности по каждой фазе трехфазной линии электрической сети.

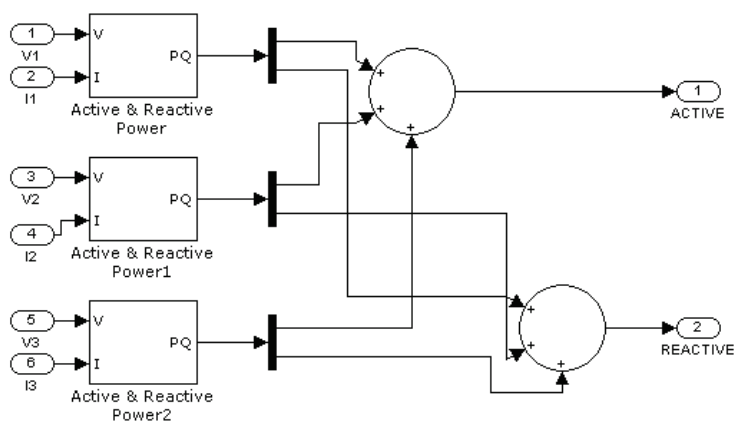


Рис. 2. Блок измерения

Модель компенсации реактивной мощности обеспечивает практическое совпадение активной и реактивной мощности к допустимым значениям и контролирует качество электроэнергии, причем время срабатывания этой модели очень мало. Параллельное подключение к нагрузке установки компенсации реактивной мощности, состоящей из блока конденсаторов, включаемого в сеть при помощи блока высокоскоростных ключей на основе MOSFET-транзисторов, позволяет создавать необходимые токи компенсации с малым содержанием высших гармоник. Ключи на основе MOSFET-транзисторов обеспечивают высокое быстродействие работы УКРМ [11, 12]. На рисунке 3 показана схема блока ключей и блока управления работой ключей с использованием блоков полевых транзисторов MOSET из библиотеки «Sim Power Systems». Для блока конденсаторов использовался компонент «Series RLC Branch» из библиотеки «Sim Power Systems».

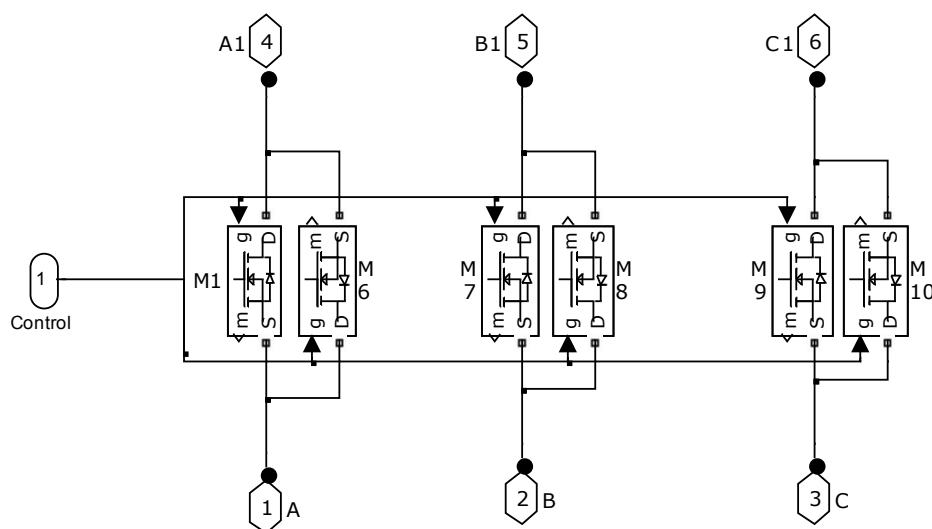


Рис. 3. Схема блока ключей и блока управления работой ключей с применением MOSFET-транзисторов

Расчет необходимой мощности установки УКРМ по формуле [13]

$$Q = P \cdot (tg\varphi 1 - tg\varphi 2), \quad (1)$$

где P — потребляемая активная мощность, кВт; $tg\varphi 1$ — коэффициент мощности до установки УКРМ; $tg\varphi 2$ — коэффициент мощности после установки УКРМ (требуемое значение).

По формуле (1) получим

$$Q = 90 \cdot (0,58 - 0,35) = 20,7 \text{ кВАр.}$$

Зависимость емкости конденсаторов в мкФ от мощности УКРМ, кВАр

$$C = \frac{Q \cdot 10^9 \cdot (tg\varphi 1 - tg\varphi 2)}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot U^2}, \quad (2)$$

где C — емкость конденсатора, мкФ; Q — мощность УКРМ, кВАр;
 f — частота сети, Гц; U — напряжение, В.

По формуле (2) получим

$$C = \frac{20,7 \cdot 10^9 \cdot (0,58 - 0,35)}{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 380^2} = 105 \text{ мкФ}.$$

Результаты

Исследование разработанной модели автоматической компенсации реактивной мощности в сетях 0,4 кВ в среде моделирования Matlab and Simulink при различной емкости конденсаторов компенсирующего устройства представлено на рисунках 4 и 5.

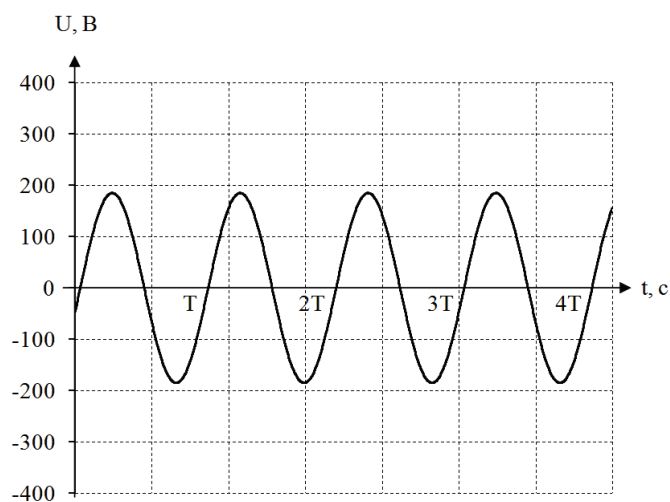


Рис. 4. Зависимость напряжения при емкости конденсаторов $C = 0$ мкФ

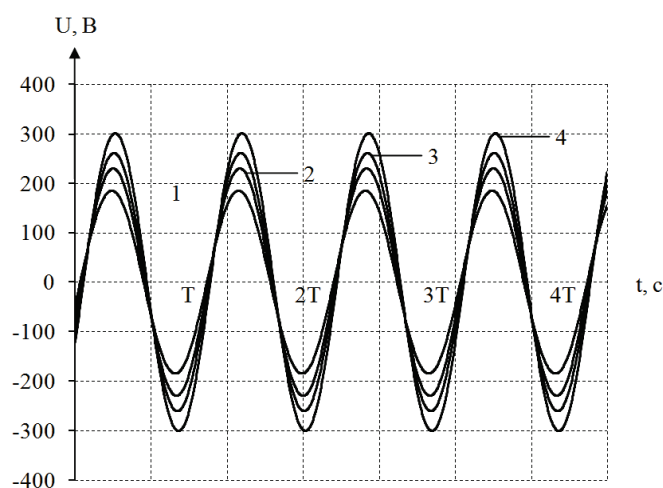


Рис. 5. Зависимости напряжения при разной емкости конденсаторов C :
 1 — $C = 0$ мкФ; 2 — $C = 25$ мкФ; 3 — $C = 50$ мкФ; 4 — $C = 100$ мкФ

Выводы

Исследование разработанной модели показало, что усовершенствованная система автоматического управления компенсации реактивной мощности позволяет формировать сигналы, приемлемые для реализации как по техническим, так и по эксплуатационным показателям.

Предложенная модель компенсации реактивной мощности с применением MOSFET-транзисторов благодаря снижению взаимному влиянию гармоник с подключенной системой многоуровневых преобразователей на преобразователях напряжения по сравнению с другими типами компенсаторов наиболее эффективна для использования в различных системах электроснабжения.

Библиографический список

1. Азаров М. С., Власова Е. П. Автоматическая компенсация реактивной мощности // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: материалы Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов. – Тюмень, 2018. – С. 232–234.
2. Бурман А. П., Розанок Ю. К., Шакарян Ю. Г. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности энергетических систем. – М.: Изд-во МЭИ, 2012. – 336 с.
3. Красник В. В. Автоматические устройства по компенсации реактивной мощности в электросетях предприятий. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 136 с.
4. Вагин Г. Я., Севостьянов А. А., Юртаев С. Н. К вопросу о выборе источников реактивной мощности на промышленных предприятиях // Промышленная энергетика. – 2012. – № 4. – С. 26–30.
5. Васюченко П. В., Кирисов И. Г., Овчаренко Т. И. Обоснование целесообразности компенсации реактивной мощности в условиях эксплуатации // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2013. – № 7 (113). – С. 24–28.
6. Радкевич В. Н., Тарасова М. Н. Оценка степени снижения потерь активной мощности в линиях электропередачи при компенсации реактивной мощности // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2016. – Т. 59, № 1. – С. 5–13. DOI: 10.21122/1029-7448-2016-59-1-5-13
7. Malyar V. S., Dobushovska I. A. Reactive power compensation in asynchronous electric drives // Electrical Engineering & Electromechanics. – 2013. – № 5. – P. 36–38.
8. Homaei O., Zakariazadeh A., Jadid Sh. Real-time voltage control algorithm with switched capacitors in smart distribution system in presence of renewable generations // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2014. – Vol. 54. – P. 187–197. DOI: 10.1016/j.ijepes.2013.07.010
9. Ajarapu V., Lau P. L., Battula S. An optimal reactive power planning strategy against voltage collapse // IEEE Transactions on Power Systems. – 1994. – Vol. 9, Issue 2. – P. 906–917. DOI: 10.1109/59.317656
10. Черных И. В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и Simulink. – М.: ДМК Пресс; СПб.: Питер, 2008. – 288 с.
11. Chavez D., Espinosa S., Cazco D. A. Reactive Power Optimization of the Electric System based on Minimization of Losses // IEEE Transactions on Power Systems. – 2016. – Vol. 14. – P. 4540–4546. DOI: 10.1109/TLA.2016.7795826
12. Boudrias J.-G., Bannard J. Power factor correction and energy saving // Annual petroleum and chemical industry conference. – 2002. – Vol. 49. – P. 99–102.
13. Юртаев С. Н. Повышение эффективности средств компенсации реактивной мощности на предприятиях со специфическими электроприемниками: дис. ... канд. техн. наук. – Нижний Новгород, 2012. – 249 с.

References

1. Azarov, M. S., Vlasova, E. P. (2018). Avtomaticheskaya kompensatsiya reaktivnoy moshchnosti. Energoberezeniye i innovatsionnyye tekhnologii v toplivno-energeticheskom

комплексе: материалы Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov, molodykh uchenykh i spetsialistov. Tyumen, pp. 232-234. (In Russian).

2. Burman, A. P., Rozanok, Yu. K., & Shakaryan, Yu. G. (2012). Upravleniye potokami elektroenergii i povysheniye effektivnosti energeticheskikh sistem. Moscow, MEI Publ., 336 p. (In Russian).

3. Krasnik, V. V. (1983). Avtomaticheskiye ustroystva po kompensatsii reaktivnoy moshchnosti v elektrosetyakh predpriyatiy. 2nd edition, revised and expanded. Moscow, Energoatomizdat Publ., 136 p. (In Russian).

4. Vagin, G. Ya., Sevost'yanov, A. A., & Yurtaev, S. N. (2012). K voprosu o vybore istochnikov re-aktivnoy moshchnosti na promyshlennyykh predpriyatiyakh. Industrial Power Engineering, (4), pp. 26-30. (In Russian).

5. Vasyuchenko, P. V., Kirisov, I. G., & Ovcharenko, T. I. (2013). Feasibility study of reactive power compensation under operation conditions. Energoberezeniye. Energetika. Energoaudit, (7(113)), pp. 24-28. (In Russian).

6. Radkevich, V. N., & Tarasova, M. N. (2016). Evaluating degree of active power losses reduction in the electric power lines with reactive power compensation. ENERGETIKA. Proceedings of CIS higher education institutions and power engineering associations, 59(1), pp. 5-13. (In Russian). DOI: 10.21122/1029-7448-2016-59-1-5-13

7. Malyar, V. S., & Dobushovska, I. A. (2013). Reactive power compensation in asynchronous electric drives. Electrical Engineering & Electromechanics, (5), pp. 36-38. (In English).

8. Homaei, O., Zakariazadeh, A., & Jadid, Sh. (2014). Real-time voltage control algorithm with switched capacitors in smart distribution system in presence of renewable generations // International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 54, pp. 187-197. (In English). DOI: 10.1016/j.ijepes.2013.07.010

9. Ajjarapu, V., Lau, P. L., & Battula, S. (1994). An optimal reactive power planning strategy against voltage collapse. IEEE Transactions on Power Systems, 9(2), pp. 906-917. (In English). DOI: 10.1109/59.317656

10. Chernykh, I. V. (2008). Modelirovaniye elektrotekhnicheskikh ustroystv v MATLAB, SimPowerSystems i Simulink. Moscow, DMK Press Publ., St. Petersburg, Piter Publ., 288 p. (In Russian).

11. Chavez, D., Espinosa, S., Cazco, D. A. (2016). Reactive Power Optimization of the Electric System based on Minimization of Losses. IEEE Transactions on Power Systems, 14, pp. 4540-4546. (In English). DOI: 10.1109/TLA.2016.7795826

12. Boudrias, J.-G., Bannard, J. (2002). Power factor correction and energy saving. Annual petroleum and chemical industry conference, 49, pp. 99-102.

13. Yurtayev, S. N. (2012). Povysheniye effektivnosti sredstv kompensatsii reaktivnoy moshchnosti na predpriyatiyakh so spetsificheskimi elektropriyemnikami: Diss. kand. tekhn. nauk. Nizhny Novgorod, 249 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Власова Екатерина Петровна, к. т. н., доцент кафедры электроэнергетики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: vlasovaep@tyuiu.ru

Боталов Алексей Николаевич, магистрант кафедры электроэнергетики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Ekaterina P. Vlasova, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Electric Power Engineering, Industrial University of Tyumen, e-mail: vlasovaep@tyuiu.ru

Aleksei N. Botalov, Master's Student at the Department of Electric Power Engineering, Industrial University of Tyumen

**Особенности процессов формирования структуры и теплофизических
свойств Al-Si сплавов с дополнительным легированием железом**

**А. С. Жилин^{1*}, О. И. Ребрин¹, И. М. Ковенский², В. А. Быков³,
В. Р. Ялунина¹**

¹Уральский федеральный университет имени первого Президента России
Б. Н. Ельцина, г. Екатеринбург, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

³Институт металлургии Уральского отделения РАН, г. Екатеринбург, Россия

*e-mail: zh-al@yandex.ru

Аннотация. Проведены металлографический анализ и анализ теплопроводности серий легких алюминиевых сплавов с содержанием кремния от 0 до 12 % (по массе) и дополнительно легированных железом 1 % (по массе). Показано, что с увеличением содержания кремния в сплаве выше 4–6 % (по массе) существенно возрастает размер кристаллов кремния с одновременным увеличением значений теплопроводности. В работе дана оценка влиянию железа на теплофизические свойства, а также показана корреляция теплопроводности при различных температурах с морфологией кремния в сплавах с содержанием кремния от 4 до 12 % (по массе) и дополнительно легированных железом 1 % (по массе). Показано, что сплав с содержанием кремния на уровне 4 % по массе обладает сбалансированным запасом теплофизических свойств, обусловленных структурными особенностями морфологии составляющих.

Ключевые слова: алюминий; алюминий-кремниевые сплавы; кремний; теплопроводность; теплообмен; железо; литье; структура

**Structure formation processes and thermal conductivity features
of light Al-Si alloys with additional alloying by iron**

**Aleksandr S. Zhilin^{1*}, Oleg I. Rebrin¹, Ilya M. Kovenskiy², Victor A. Bykov³,
Valeria R. Yalunina¹**

¹Ural Federal University named after the first President of Russia B. N. Yeltsin,
Ekaterinburg, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

³*Institute of Metallurgy of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Ekaterinburg, Russia*

**e-mail: zh-al@yandex.ru*

Abstract. Metallographic analysis and thermal conductivity analysis of series of light aluminum alloys with silicon content from 0 to 12 % (by weight) and additionally alloyed with iron 1 % (by weight) were carried out. It is shown that with an increase in the silicon content in the alloy above 4–6 % (by weight), the size of silicon crystals increases significantly with a simultaneous increase in the values of thermal conductivity. The article assesses the effect of iron on thermophysical properties and shows the correlation of thermal conductivity at different temperatures with the morphology of silicon in alloys with silicon content from 0 to 12 % (by weight) and additionally alloyed with iron 1 % (by weight). It is shown that alloy with a silicon content of 4 % by weight has a balanced reserve of thermophysical properties due to the structural features of the morphology of the components.

Key words: aluminum; aluminum-silicon alloys; silicon; thermal conductivity; heat exchange; iron; casting; structure

Введение

Алюминий-кремниевые сплавы с дополнительным легированием железом получили широкое применение как материалы, обладающие высокими технологическими свойствами, в частности для технологий литья под давлением, но и также как материалы, обладающие приемлемой теплопроводностью для создания деталей и конструкций отвода тепла [1]. К таким деталям и конструкциям относятся в первую очередь радиаторы, призванные обеспечивать быстрый отвод тепла от двигателей или высоконагруженных компонентов электроники [2].

Однако баланс технологичности материалов для технологий литья и конечных теплофизических свойств, связанных с отводом тепла, всегда находится в состоянии компромисса между недорогой высокопроизводительной технологией с низкими функциональными свойствами в конечном изделии, или же дорогой технологией со сложными процессами формирования структуры, но обеспечивающей высокие параметры теплообмена в конечном изделии [3].

Поиск решений для повышения параметров теплообмена легких теплопроводных сплавов на основе алюминия и кремния является актуальным для постоянно развивающейся нефтегазовой отрасли, использующей новейшее высокопроизводительное оборудование, требующее современные материалы с повышенным запасом свойств, в том числе теплопроводности. Этого можно достичь, разработав новые системы легирования сплавов и, как следствие, создав механизмы формирования структуры, позволяющие выйти на желаемый баланс функциональности и технологичности.

Объект и методы исследования

Целью работы являлась разработка базы легирования легких теплопроводных сплавов на основе алюминия и кремния с обязательным легированием железом в количестве 1 % по массе. Легирование железом являлось необходимым шагом для повышения технологичности сплавов [4], несмотря на сложный состав фаз, образующихся с участием железа, и снижение функциональных теплофизических свойств сплавов.

Исходными материалами для выплавки являлись чистый алюминий марки А8 и сплав Al-Si с содержанием 12 % Si (по массе) такого же уровня

чистоты. Экспериментальные составы выплавлялись в лабораторных тигельных печах на базе оборудования Уральского федерального университета имени первого Президента России Б. Н. Ельцина (УрФУ), металлографический анализ также проводился на базе оборудования УрФУ, определение температурной зависимости теплопроводности экспериментальных сплавов выполнялось на базе оборудования Института металлургии Уральского отделения РАН. База легирования по кремнию была выбрана с шагом в 2 % (% по массе), что обусловлено причинами поиска в первую очередь легирования по кремнию, позволяющего сочетать одновременно и технологичность, и функциональные характеристики сплавов. Все сплавы содержали в своем составе железо в количестве до 1 % (% по массе).

Результаты и их обсуждение

Легирование по основным химическим элементам экспериментально выплавленных сплавов приведено в таблице вместе со значениями теплопроводности сплавов (Q , Вт/К·м) при комнатной температуре. Сплавам дана нумерация от I до VII, основной компонент во всех составах — алюминий.

Химический состав экспериментально выплавленных сплавов

Сплав	I	II	III	IV	V	VI	VII
Si (% по массе)	0	2	4	6	8	10	12
Fe (% по массе)	1	1	1	1	1	1	1
Q (Вт/К·м)	244,4	198,9	191,1	161,2	167,3	162,9	141,4

Несмотря на необратимое снижение теплопроводности сплавов при повышении содержания кремния, значения теплопроводности сплавов II и III являются допустимыми для дальнейшего развития базы легирования. В сплавах IV–VII содержание кремния приводит к значительному снижению теплопроводности сплавов. С одной стороны, высокое содержание кремния позволяет повсеместно использовать технологии литья, в том числе литье под давлением для получения изделий из анализируемых в работе сплавов, однако с другой стороны, — морфология крупных кристаллов кремния (рис. 1), обладающего низкой теплопроводностью, не позволяет обеспечить требуемый уровень функциональных свойств сплавов, главная цель разработки которых — решение задач теплообмена.

Большая объемная доля кристаллов кремния в теплопроводящей матрице значительно, более чем в 1,5 раза снижает теплопроводность, как при комнатной температуре, так и при более высоких температурах: сплав III при нагревании до 100 °С имеет значение теплопроводности 177,2 Вт/К·м, в то время как сплав I — 232,5 Вт/К·м, а сплав с повышенным содержанием кремния V — 186,8 Вт/К·м. При последующем нагревании до более высоких температур 150 и 200 °С все сплавы со содержанием кремния до 8 % имели одинаковый характер распределения значений теплопроводности на уровне 165 Вт/К·м. Разумеется, сплав I, содержащий минимальное количество примесей, проявлял наиболее высокие значения теплопроводности на уровне 220 Вт/К·м, однако сплав I ввиду высокой пластичности, высокой температуры плавления в сравнении с остальными легированными Al-Si сплавами и сравнительно большим интервалом кристаллизации, как следствие, не обладает тех-

нологичностью, позволяющей использовать его в масштабном производстве, где получили широкое применение технологии литья под давлением.

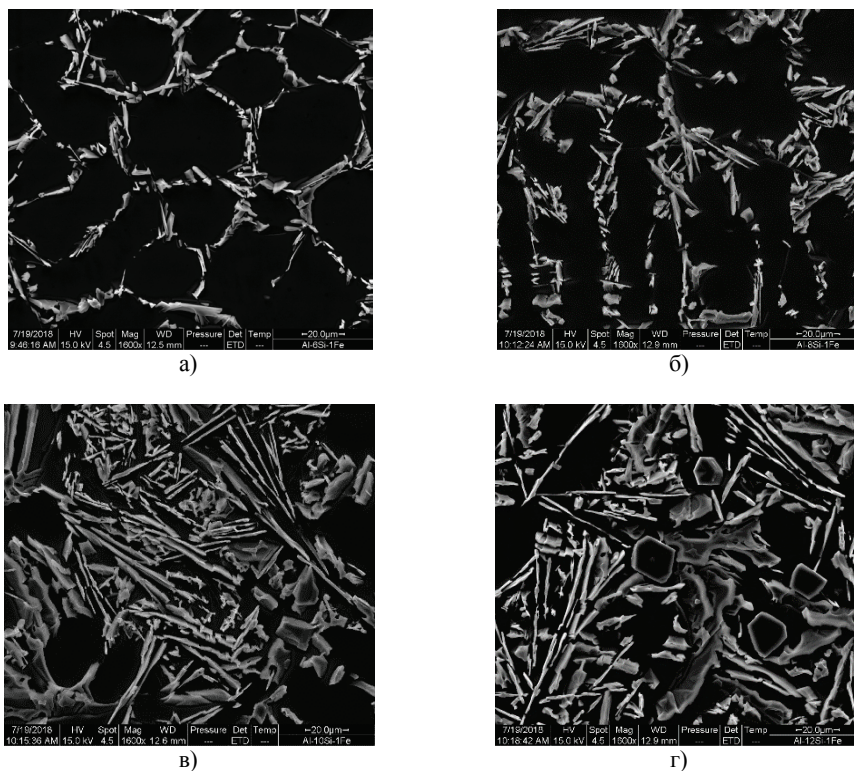


Рис. 1. Морфология структурных составляющих сплавов с высоким содержанием кремния: а) IV; б) V; в) VI; г) VII

Анализ морфологии структурных составляющих сплава III (рис. 2) показал, что сравнительно небольшие кристаллы кремния могут быть следствием высокой теплопроводности при комнатной температуре — 191,1 Вт/К·м. Крупные кристаллы кремния в сплавах IV–VII блокируют процессы отвода тепла.

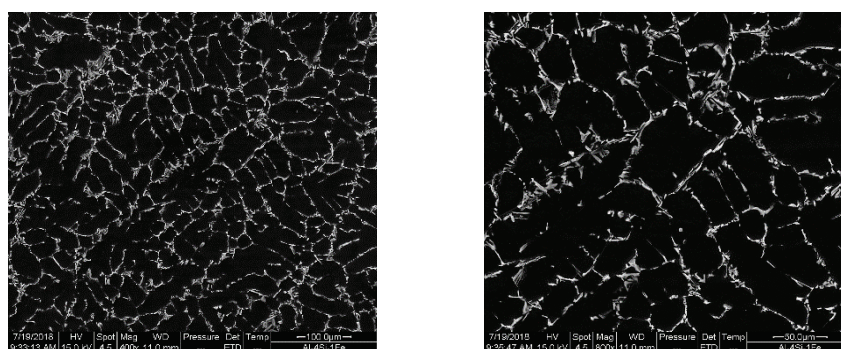


Рис. 2. Морфология структурных составляющих в сплаве III при различном увеличении

По этим причинам дальнейшее изучение проанализированных сплавов, в особенности сплава III, будет направлено на формирование мелкодисперсных кристаллов кремния, в еще большей степени способствующих теплообмену основной матрицы.

Роль железа в структурообразовании сплавов заключается в формировании твердых растворов с алюминием и кремнием, при этом процессе железо остается компонентом твердого раствора. Выделений вторичных фаз с содержанием железа не было обнаружено в ходе металлографического анализа, хотя образование интерметаллидов в системе Al-Fe-Si возможно. Железо является обязательным легирующим элементом, позволяющим обеспечивать расплаву смачиваемость формы при процессах литья под давлением.

Выводы

В результате работы дана оценка влиянию морфологии кремния на теплопроводные свойства серии экспериментально полученных сплавов I–VII. Показано, что морфология кристаллов кремния влияет на теплопроводность сплавов при низких температурах (не ниже 25 °C) в большей степени, чем при нагревании до 200 °C. Сплав III с содержанием кремния 4 % (по массе) оказался наиболее перспективным для дальнейшей разработки базы легирования и работ над измельчением структурных составляющих, в частности кристаллов кремния, для повышения теплопроводности при сохранении уровня технологичности сплава.

Библиографический список

1. Ye H. An overview of the development of Al-Si-Alloy based material for engine applications // Journal of Materials Engineering and Performance. – 2003. – Vol. 12, Issue 3. – P. 288–297. DOI: 10.1361/105994903770343132
2. Influence of Fe and Si addition on the properties and structure conductivity aluminium / M. Jabłoński [et al.] // Archives of Metallurgy and Materials. – 2017. – Vol. 62, Issue 3. – P. 1541–1547. DOI: 10.1515/amm-2017-0237
3. Жилин А. С., Ялунина В. Р., Варламенко Д. С. Температурная зависимость теплопроводности Al-Si-1%Fe сплавов при нагревании до 150 °C // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 2. – С. 104–108. DOI: 10.31660/0445-0108-2019-2-104-108
4. Taylor J. A. Iron-Containing Intermetallic Phases in Al-Si Based Casting Alloys // Procedia Materials Science. – 2012. – Vol. 1. – P. 19–33. DOI: 10.1016/j.mspro.2012.06.004

References

1. Ye, H. (2003). An overview of the development of Al-Si-Alloy based material for engine applications. Journal of Materials Engineering and Performance, 12(3), pp. 288-297. (In English). DOI: 10.1361/105994903770343132
2. Jabłoński, M., Knych, T., Mamala, A., Smyrak, B., & Wojtaszek, K. (2017). Influence of Fe and Si addition on the properties and structure conductivity aluminium. Archives of Metallurgy and Materials, 62(3), pp. 1541-1547. (In English). DOI: 10.1515/amm-2017-0237
3. Zhilin, A. S., Yalunina, V. R., & Varlamenko, D. S. (2019). Temperature dependence of thermal conductivity of Al-Si-1%Fe alloys under heating up to 150 °C. Oil and Gas Studies, (2), pp. 104-108. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-2-104-108
4. Taylor, J. A. (2012). Iron-Containing Intermetallic Phases in Al-Si Based Casting Alloys. Procedia Materials Science, 1, pp. 19-33. (In English). DOI: 10.1016/j.mspro.2012.06.004

Сведения об авторах

Жилин Александр Сергеевич, к. т. н., доцент кафедры физико-химических методов анализа, Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина, г. Екатеринбург, e-mail: zh-al@yandex.ru

Ребрин Олег Иринархович, д. х. н., профессор, заведующий кафедрой физико-химических методов анализа, Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина, г. Екатеринбург

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

Быков Виктор Анатольевич, к. ф.-м. н., старший научный сотрудник, Институт металлургии Уральского отделения РАН, г. Екатеринбург

Ялунина Валерия Рамильевна, аспирант кафедры металловедения, Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина, г. Екатеринбург

Information about the authors

Aleksandr S. Zhilin, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Physical and Chemical Analysis, Ural Federal University named after the first President of Russia B. N. Yeltsin, Ekaterinburg, e-mail: zh-al@yandex.ru

Oleg I. Rebrin, Doctor of Chemistry, Professor, Head of the Department of Physical and Chemical Analysis, Ural Federal University named after the first President of Russia B. N. Yeltsin, Ekaterinburg

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

Victor A. Bykov, Candidate of Physics and Mathematics, Senior Researcher, Institute of Metallurgy of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Ekaterinburg

Valeria R. Yalunina, Postgraduate at the Department of Metallography, Ural Federal University named after the first President of Russia B. N. Yeltsin, Ekaterinburg

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

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-6-190-197

УДК 504.55.054:622(470.6)

К истории добычи нефти на Кавказе

Б. С. Цидаев¹, В. И. Голик¹, А. В. Майер^{2*}

¹*Северо-Кавказский горный металлургический институт (государственный технологический университет), г. Владикавказ*

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

*e-mail: mayer-14@mail.ru

Аннотация. Добыча и использование нефти с древнейших времен до современности представляют собой важный элемент жизнеобеспечения человеческого общества, поскольку могут быть основой для получения новых знаний в исследуемой области. Несмотря на наличие публикаций на указанную тему, в осмыслении наследия прошлого имеется пробел. Имеющиеся публикации не содержат систематики динамики добычи нефти на Кавказе в историческом срезе с детализацией характера развития добычных работ, который долгое время был центром добычи нефти. Это следует из малочисленности научных исследований по обозначенной проблеме, в том числе в аспектах развития технологии добычи и переработки, форм собственности на нефтяные месторождения и объемов добычи минерального сырья. Целью исследования является восполнение имеющегося пробела путем систематизации имеющихся сведений о добыче и переработке нефти в историческом срезе. Результаты исследования включают в себя формулировку перспектив добычи на Северном Кавказе на примере Республик Чечня и Северная Осетия – Алания, оценку роли России в развитии производства нефти и роли нефтяной промышленности в обеспечении эффективности функционирования экономики. Обозначено новое направление снижения стоимости нефти и повышения ее конкурентоспособности за счет добавленной стоимости попутных продуктов добычи на примере комплексирования подземных процессов пирролиза нефти и выщелачивания металлов из вмещающих пород.

Ключевые слова: нефть; Северный Кавказ; процессы; металл; породы

To the history of crude oil production in the Caucasus

Batrash S. Tsidaev¹, Vladimir I. Golik¹, Andrey V. Mayer^{2*}

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

²*Ugra State University, Khanty-Mansiysk, Russia*

*e-mail: mayer-14@mail.ru

Abstract. The production and use of oil from ancient times to the present is an important element of the life support of human society, since it can be the basis for obtaining new knowledge in the field under study. Despite the availability of publications on this topic, there is a gap in understanding the heritage of the past. The available publications do not contain a systematics of the dynamics of crude oil production in the Caucasus in the historical context, detailing the nature of the development of crude oil production, which has long been the center of oil production. This follows from the paucity of scientific research on the identified problem, including in aspects of the development of production and processing technology, ownership of oil fields and volumes of extraction of mineral raw materials. The aim of the study is to fill the gap by systematizing the available information on crude oil production and refining in the historical context. The results of the study include the formulation of production prospects in the North Caucasus using the example of the Republic of Chechnya and The Republic of North Ossetia – Alania, an assessment of the role of Russia in the development of crude oil production and the role of the oil industry in ensuring the efficient functioning of the economy. The article indicates a new direction for reducing the cost of oil and increasing its competitiveness due to the benefit of associated production products by the example of the integration of underground processes of oil pyrolysis and leaching of metals from the host rocks.

Key words: oil; the North Caucasus; processes; metal; rocks

Введение

Нефть с давних пор играет важную роль в функционировании человеческой цивилизации. Уже в 6 тысячелетии лет до н. э. шумеры использовали нефть для освещения и отопления. В Китае за 220 лет до н. э. с помощью бамбуковых ставов бурили скважины для получения горючей жидкости. После освоения технологии бурения скважин в начале н. э. в Китае, в 950 г. в Аравии освоили способы перегонки нефти [1–3].

На протяжении всей истории существования человека тема обеспечения углеводородным минеральным сырьем становилась все более актуальной, а в новейшее время приобрела приоритетное глобальное значение. Актуальность повышается демографическими процессами, а также изменением географии отрабатываемых месторождений нефти по мере их истощения [4–6].

Истории добычи и переработки нефти посвящены исследования, в которых освещены многочисленные аспекты затронутой темы, но проблема увеличения объемов ее добычи и переработки за счет выявления ранее неизвестных резервов становится все более актуальной.

Одна из целей исследований и данной статьи — систематизация и использование сведений о добыче и переработке нефти в историческом срезе.

Объект и методы исследования

Объектом исследования является история технологий освоения месторождений нефти. Основу метода исследования составляют систематизация и анализ данных о технологии добычи нефти, а также прогнозная оценка перспектив развития исследуемого направления.

Результаты

Нефть широко использовали как лекарственное средство, а также в военных целях. Русские купцы торговали бакинской нефтью уже в XVI веке.

Братья Дубинины в 1825 г. построили нефтеперегонный завод в г. Моздоке. Н. И. Воскобойников в 1837 г. построил нефтеперегонный завод в г. Баку.

На Кавказе добыча и использование нефти ранее других начались на территории современной Чечни [7–9].

Интерес к кавказской нефти в России обострился в XVIII веке. В 1770 г. И. А. Гюльденштетт описал нефтяные источники региона. В 1830 г. Р. И. Герман описал нефтяной источник в 10 верстах от крепости Грозной и описал завод по перегонке нефти. Нефть добывали с помощью колодезев глубиной от 3 до 10 аршин.

На северном склоне хребта Плани Дук добывали светлую нефть, которая просачивалась по трещинам сквозь глины и имела особые свойства. В 1872 г. на земле селения Нашхой нефть добывалась прапорщиком А. В. Мударовым. Добытчики нефти пользовались привилегиями. В Веденском округе колодезев глубиной до 6 аршин располагались по левому берегу реки Нефтянки. Чанты-Аргунская нефтяная группа с 1866 г. была государственной собственностью, право распоряжаться которой было предоставлено аульным обществам.

Если за 60 лет с 1833 по 1893 г. колодезным способом было добыто 3,5 млн пудов нефти, то за один только 1893 год было добыто 8 млн пудов.

В конце XIX века бурением скважин освоены месторождения Вознесенское, Карабулакское и другие площади Чечни и Ингушетии. Важное значение имело открытие в 1913 г. Новогрозненского месторождения нефти.

Месторождения Северо-Кавказско-Мангышлакской нефтегазозной провинции локализованы по северному склону Кавказского хребта от Таманского полуострова до Каспийского моря (рис. 1).

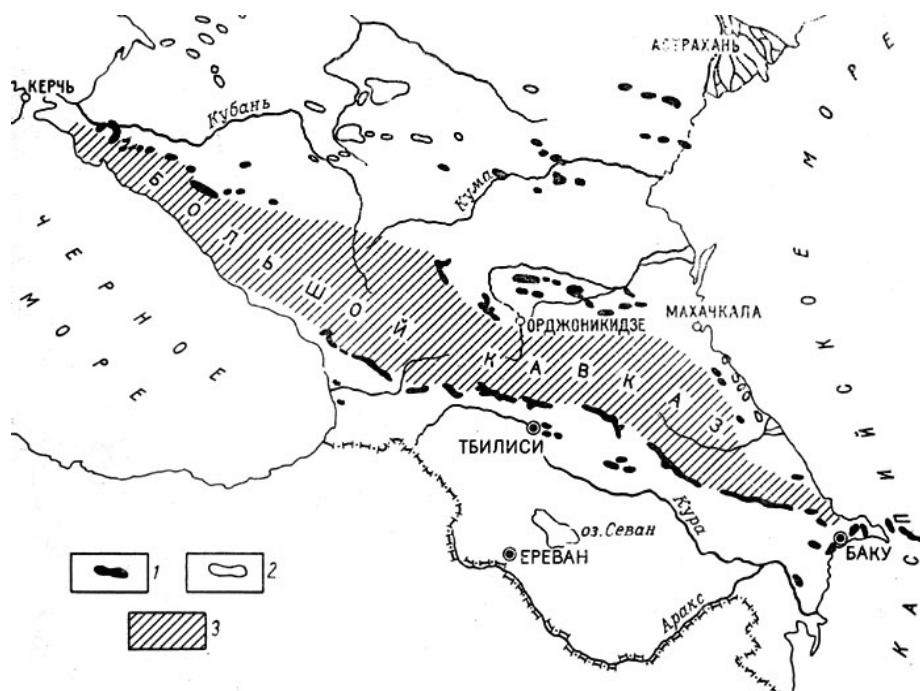


Рис. 1. Схема расположения углеводородных месторождений Кавказа. Месторождения: 1 — нефтяные и нефтегазовые; 2 — газовые и газоконденсатные; 3 — Большой Кавказ

В Республике Адыгея перспективными на нефть и газ считаются месторождения Майкопское, Некрасовское, Кошехабльское, Северо-Кужорское — газоконденсатные, Безводное — нефтегазовое.

Нефтяные месторождения

Перспективные нефтегазовые структуры

Рис. 2. Месторождения нефти: 1 — Ахловское; 2 — Красногорское; 3 — Курпское; 4 — Заманкульское; 5 — Аргуданское; перспективные структуры: 1 — Карджинская; 2 — Дигорская; 3 — Урухская; 4 — Коринская; 5 — Нартовская; 6 — Камбилеевская

В Краснодарском крае в эксплуатации находятся до 100 месторождений нефти со значительной степенью выработанности. Добывается тяжелая нефть, служащая естественным смазочным материалом и перерабатываемая на асфальт. Нефтеносные горизонты присутствуют на Таманском полуострове.

На территории Калмыкии установлено более 40 месторождений нефти и газа.

В Северной Осетии прогнозные ресурсы (D_1+D_2) сосредоточены на месторождениях Заманкульское, Ахловское, Северо-Маглобекское, Красногорское и девяти перспективных структурах (рис. 2).

Перспективные ресурсы (C_3) достигают 20 000 тыс. т (извлекаемых) нефти при газовом факторе 100–300 м³/т.

Сведения о развитии технологий добычи нефти систематизированы в таблице.

Периоды развития производства нефти на Кавказе

Период	Форма собственности	Технология	Объем добычи
1. Архаический и древность — X в. н. э.	Общественная Частная	Собирание в колодцы Ручной ворот и конный привод для подъема Установка для перегонки	Первые мешки, ведра, емкости
2. Средневековые — X–XVI вв.	Частная Государственная	Добыча в местах выхода Добыча и перегонка Подъемные приспособления Глубинные насосы	Увеличение на порядок
3. Новое время — XVIII в.	Частная Государственная Аренда Общественная	Бурение скважин Поиски и разведка нефти Железнодорожный транспорт	Увеличение на 2 порядка
4. Новейшее время — с XX в.	Частная Государственная Аренда	Оборудование для поисков, разведки добычи и переработки разнородной нефти в любых условиях вытеснения нефти из скважины сжатым воздухом или газом Электроцентробежные и штанговые насосы	300 млн т в год — рубеж добычи нефти России

Значительный вклад в развитие нефтяной промышленности в России внесли братья Нобели.

Топливо-энергетический комплекс развитых стран определяет эффективность функционирования ее экономики. Первобытному человеку достаточно было 300 граммов условного топлива в день, в развитых странах на одного человека в год тратится до 13 т условного топлива с тенденцией удвоения каждые 10 лет.

Углеводородное сырье обеспечивает нужды топливо-энергетического комплекса и мало используется для производства товаров.

В XIX веке основным районом нефтедобычи в России стал Кавказ. В 1846 г. на Апшеронском полуострове была пробурена первая в мире нефтяная разведочная скважина. Первая в России эксплуатационная скважина пробурена на Кубани в 1864 г. Первый нефтеперерабатывающий завод построен в Баку в 1863 г., а затем в Грозном.

К началу XX века доля России в мировой нефтедобыче достигла 30 %. После революции 1917 г. объем добычи сократился.

В период между революцией 1917 г. и Второй мировой войной основным районом нефтедобычи стали Северный Кавказ и Каспийский регион. В 1960-е гг. СССР вышел на второе место в мире по объему добычи углеводородов.

Несмотря на снижение добычи нефти, Россия находится в числе лидеров по добыче нефти.

При интенсификации развития мировой экономики потребление нефти и нефтепродуктов будет увеличиваться до появления более эффективных источников энергии [13–16].

Современный этап развития общества характеризуется повышением спроса на нефть и усложнением условий ее добычи, что повышает затраты на ее производство. Поэтому повышается актуальность разработки способов удешевления добычи и переработки. Одним из направлений снижения стоимости нефти является получение попутных продуктов в ходе ее добычи [17–20].

Заслуживает внимания комплексирование подземных процессов пиролиза нефти и выщелачивания металлов из вмещающих ее горных пород. В процессе извлечения нефти и газа во вмещающих породах развиваются напряжения, и образуются трещины, по которым выщелачивающий раствор выщелачивает металлы с переводом их в мобильную фазу.

В результате совместного температурного и химического воздействия вмещающие нефть породы разрыхляются с заполнением выработанного пространства, что используется для управления состоянием массива.

Другим направлением увеличения объемов добычи нефти является разработка сланцевых месторождений. Россия занимает первое место в мире по запасам технически извлекаемой сланцевой нефти, имея запасы 73 млрд баррелей.

Способы ее добычи из горных пород впервые разработаны в России. Они основаны на применении многостадийного гидроразрыва пласта и бурения наклонных скважин с протяженными горизонтальными участками.

Выводы

В истории использования нефти с древнейших времен Северо-Кавказский регион России занимает приоритетные позиции.

Производство нефти и применяемые для ее добычи процессы совершенствуются в направлении увеличения объемов и повышения качества на основе поиска и внедрения новых решений типа комплексирования подземных процессов пиролиза нефти и выщелачивания металлов из вмещающих пород, применения многостадийного гидроразрыва пласта с бурением наклонных скважин с протяженными горизонтальными участками и др.

Библиографический список

1. Голик В. И., Полухин О. Н. Природоохранные геотехнологии в горном деле: учеб. пособие. – Белгород: ВНЦ РАН, 2013. – 284 с.
2. Мартынов В. Н. Формирование нефтяной и газовой — кризис перепроизводства // Нефть России. – 2004. – № 8. – С. 20–24.
3. Ghorbani Y., Franzidis J.-P., Petersen J. Heap Leaching Technology – Current State, Innovations, and Future Directions: A review // Mineral Processing and Extractive Metallurgy Review. – 2016. – Vol. 37, Issue 2. – P. 73–119. DOI: 10.1080/08827508.2015.1115990
4. Каплунов Д. Р., Рыльникова М. В., Радченко Д. Н. Научно-методические основы проектирования экологически сбалансированного цикла комплексного освоения и сохранения недр Земли // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2015. – № S4–2. – С. 5–11.
5. Гутарева Н. Ю., Виноградов Н. В. История добычи нефти в России в XVI–XXI веках // Молодой ученый. – 2015. – № 8 (88). – С. 53–55.

6. Голик В. И., Воробьев А. Е., Козырев Е. Н. Минеральные богатства Северного Кавказа // Горный журнал. – 2000. – № 6. – С. 48–50.
7. Голик В. И., Ермоленко А. А., Лазовский В. Ф. Организационно-экономические проблемы использования природных ресурсов Южного Федерального округа: учеб. пособие для вузов. Краснодар: Изд-во ЮИМ, 2008. – 328 с.
8. Коваленко И. В., Сохошко С. К. Моделирование разработки нефтяных оторочек многопластового залегания // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 3. – С. 50–54. DOI: 10.31660/0445-0108-2018-3-50-54
9. Поднебесных А. В. Перспективы промышленной разработки проявлений битумов рифтовых впадин на территории Забайкалья // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 1. – С. 38–42. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-1-38-42
10. Оценка использования эффективных технологий для повышения устойчивого развития природно-технической системы нефтегазового комплекса / Е. В. Егорова [и др.] // Устойчивое развитие горных территорий – 2018. – Т. 10, № 3 (37). – С. 392–403.
11. Даукаев А. А. Формирование и развитие научных основ нефтегазопромысловых и разведочных работ на Северном Кавказе в 18–19 вв. // Естественные и технические науки. – 2010. – № 2 (46). – С. 506–509.
12. Чердабаев Р. Т. Нефть: вчера, сегодня, завтра. – 2-е изд., доп. – М.: Юнайтед Пресс, 2010. – 352 с.
13. De Oliveira D. M., Sobral L. G. S., Olson G. J., Olson S. B. Acid leaching of a copper ore by sulphur-oxidizing microorganisms // Hydrometallurgy. – 2014. – Vol. 147–148. – P. 223–227. DOI: 10.1016/j.hydromet.2014.05.019
14. Sinclair L., Thompson J. In situ leaching of copper: Challenges and future prospects // Hydrometallurgy. – 2015. – Vol. 157. – P. 306–324. DOI: 10.1016/j.hydromet.2015.08.022
15. Der Braunkohlentagebau / C. Niemann-Delius [et al.]. – Berlin, Heidelberg, Springer-Verlag. – 2009. – 605 p. DOI: 10.1007/978-3-540-78401-2
16. Паникаровский Е. В., Паникаровский В. В., Анашкина А. Е. Опыт разработки Ванкорского месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 1. – С. 47–51. DOI: 10.31660/0445-0108-2019-1-47-51
17. Перспективы выщелачивания металлов при добыче нефти / В. И. Комащенко [и др.] // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2018. – № 2. – С. 59–63. DOI: 10.30713/2411-7013-2018-2-59-63
18. Цидаев Б. С., Логачев А. В., Голик В. И. Повышение рентабельности добычи нефти путем диверсификации технологий // Устойчивое развитие горных территорий. – 2019. – Т. 11, № 1 (39). – С. 98–104.
19. Ляшенко В. И., Голик В. И., Козырев Е. Н. Комбинированные технологии добычи полезных ископаемых с подземным выщелачиванием // Горный журнал. – 2008. – № 12. – С. 37–40.
20. Бембель Р. М., Сухов Л. А., Щетинин И. А. Пути повышения геологической эффективности освоения месторождений углеводородов в Западной Сибири // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 6. – С. 6–10. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-6-6-10

References

1. Golik, V. I., & Poluhin, O. N. (2013). Prirodoohrannye geotekhnologii v gornom dele. Belgorod: VNC RAN Publ., 284 p. (In Russian).
2. Martynov, V. N. (2004). Formirovaniye neftyanoy i gazovoy - krizis pereproizvodstva. Neft' Rossii, (8), pp. 20-24. (In Russian).
3. Ghorbani, Y., Franzidis, J.-P., & Petersen, J. (2016). Heap Leaching Technology - Current State, Innovations, and Future Directions: A review. Mineral Processing and Extractive Metallurgy Review, 37(2), pp. 73-119. (In English). DOI: 10.1080/08827508.2015.1115990
4. Kaplunov, D. R., Rynnikova, M. V., Radchenko, D. N. (2015). Scientific and methodological bases of design of ecologically balanced cycle of comprehensive exploitation and conservation of the Earth's reserves. Gornyi Zhurnal, (S4-2), pp. 5-11. (In Russian).
5. Gutareva, N. Yu., Vinogradov, N. V. (2015). Istoriya dobychi nefiti v Rossii v XVI-XXI vekakh. Young Scientist, (8(88)), pp. 53-55. (In Russian).
6. Golik, V. I., Vorob'yev, A. Ye., Kozыrev, Ye. N. (2000). Mineral'nyye bogatstva Severnogo Kavkaza. Gornyi Zhurnal, (6), pp. 48-50. (In Russian).

7. Golik, V. I., Ermolenko, A. A., Lazovskiy, V. F. (2008). Organizatsionno-ekonomicheskie problemy ispol'zovaniya prirodnnykh resursov Yuzhnogo Federal'nogo okruga. Krasnodar, YuIM Publ., 328 p. (In Russian).
8. Kovalenko, I. V., Sokhoshko, S. K. (2018). Modeling of the oil rims development of multi-zone oil rim reservoir. Oil and Gas Studies, (3), pp. 50-54. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2018-3-50-54
9. Podnebesnykh, A. V. (2017). Perspectives of developing bitumen seeps of the Baikal rift valley. Oil and Gas Studies, (1), pp. 38-42. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2017-1-38-42
10. Yegorova, E. V., Klyuev, R. V., Bosikov, I. I., & Tsidaev, B. S. (2018). Evaluation of use of effective technologies for increasing sustainable development of natural and technical system of oil and gas complex. Sustainable Development of Mountain Territories, 10(3(37)), pp. 392-403. (In Russian).
11. Daukayev, A. A. (2010). Formirovaniye i razvitiye nauchnykh osnov neftegazoposkovykh i razvedochnykh rabot na Severnom Kavkaze v 18-19 vv. Estestvennyye i tekhnicheskiye nauki, (2(46)), pp. 506-509. (In Russian).
12. Cherdabayev, R. T. (2010). Neft': vchera, segodnya, zavtra. 2nd edition, revised. M.: Unayted Press Publ., 352 p. (In Russian).
13. De Oliveira, D. M., Sobral, L. G. S., Olson, G. J., & Olson S. B. (2014). Acid leaching of a copper ore by sulphur-oxidizing microorganisms. Hydrometallurgy, 147-148, pp. 223-227. (In English). DOI: 10.1016/j.hydromet.2014.05.019
14. Sinclair, L., & Thompson, J. (2015). In situ leaching of copper: Challenges and future prospects. Hydrometallurgy, 157, pp. 306-324. (In English). DOI: 10.1016/j.hydromet.2015.08.022
15. Niemann-Delius, C., Dieter Stoll, R., Drebenstedt, C., & Müllensiefen, K. (2009). Der Braunkohlentagebau. Berlin, Heidelberg, Springer-Verlag, 605 p. (In German). DOI: 10.1007/978-3-540-78401-2
16. Panikarovskii, E. V., Panikarovskii, V. V., Anashkina, A. E. (2019). Vankor oil field development experience. Oil and Gas Studies, (1), pp. 47-51. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-1-47-51
17. Komashchenko, V. I., Martynov, V. G., Golik, V. I., & Miletenko, N. V. (2018). Prospects for the leaching of metals in oil. Environmental Protection in Oil and Gas Complex, (2), pp. 59-63. (In Russian). DOI: 10.30713/2411-7013-2018-2-59-63
18. Tsidaev, B. S., Logachev, A. V., & Golik, V. I. (2019). Profitability increase for oil production by diversification of technologies, 11(1(39)), pp. 98-104. (In Russian).
19. Lyashenko, V. I., Golik, V. I., & Kozyrev, E. N. (2008). Kombinirovannye tekhnologii dobychi poleznykh iskopaemykh s podzemnym vyshchelachivaniem. Gornyi Zhurnal, (12), pp. 37-40. (In Russian).
20. Bembel, R. M., Sukhov, V. A., & Schetinin, I. A. (2017). Ways of increasing geological efficiency of hydrocarbon fields development in Western Siberia. Oil and Gas Studies, (6), pp. 6-10. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-6-6-10

Сведения об авторах

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

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

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

Information about the authors

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

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

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

Правила подготовки рукописи

1. К предоставляемой рукописи должны быть приложены следующие документы:

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

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

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

4. **Технические требования к тексту.** Рукопись предоставляется в редакцию в виде файла (записанного на отдельном электронном носителе либо отправленного документом через электронную почту), набранного с использованием редактора Microsoft Word.

- Поля: верхнее — 2,8 см; нижнее — 5,07 см; левое — 4,2 см; правое — 4,2 см; переплет — 0. От края до колонтитула: верхнего — 1,25 см; нижнего — 4,1 см. Размер шрифта 11 pt (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 pt; крупный индекс — 8 pt; мелкий индекс — 7 pt; крупный символ — 12 pt; мелкий символ — 8 pt.

- Иллюстрации выполняются на компьютере и вставляются в файл статьи после указания на них в тексте. Рисунки должны быть четкими, контрастными, с хорошей проработкой деталей. Подрисовочные подписи обязательны. Желательно дополнительно отправить рисунки отдельным файлом. В таблицах все наименования проставляются полностью, без сокращения слов. Объем иллюстративных материалов (таблиц и графических материалов) не должен превышать $\frac{1}{3}$ общего объема рукописи.

5. Единицы измерения даются в системе СИ. Употребление в статье сокращений, аббревиатур не допускается без расшифровки. Узкоспециальные научные термины также должны быть расшифрованы. Необходимо избегать применения громоздкого математического аппарата. Сведения, приводимые в статье, должны содержать необходимый минимум формул.

6. Материалы распечатываются в одном экземпляре. Если автор направляет более одной статьи для публикации, то каждая статья и информация к ней должны быть представлены на отдельном электронном носителе, не содержащем посторонней информации.

7. Предоставляемая рукопись включает в себя:

- индекс УДК, заглавие статьи (10–12 слов), инициалы и фамилии авторов, наименование учреждения, откуда исходит рукопись;
- ключевые слова (не более 10 слов; отражают специфику темы, объект и результаты исследования) — на русском и английском языках;
- реферат объемом от 120 слов. Включает актуальность темы исследования, постановку проблемы, цели исследования, методы исследования, результаты и ключевые выводы — на русском и английском языках;

- сведения об авторах (полные ФИО, должность, ученая степень, звание, место работы, телефон, e-mail) — на русском и английском языках.

8. **Структура статьи** должна включать следующие рубрики (согласно стандарту IMRAD): введение (Introduction); объект и методы исследования (Methods); экспериментальная часть/постановка эксперимента (Experiment); результаты (Results and Discussion); обсуждение (Discussion); выводы (Conclusion); приложения (Acknowledgement); библиографический список (References). Объем статьи 5–10 страниц.

- **Введение.** Включает актуальность темы исследования, обзор литературы по теме исследования, постановку проблемы исследования, формулирование цели и задач исследования.

- **Объект и методы исследования.** Включает детальное описание методов и схемы экспериментов/наблюдений, позволяющих воспроизвести их результаты, пользуясь только текстом статьи; материалы, приборы, оборудование и другие условия проведения экспериментов/наблюдений.

- **Экспериментальная часть/постановка эксперимента.** Необязательный раздел. Может включать подробную информацию о стадиях реализации эксперимента, включающую графические материалы для наиболее полного раскрытия методики и условий проведения опытов.

- **Результаты.** Результаты рекомендуется представлять преимущественно в виде таблиц, графиков и иных наглядных формах. Этот раздел включает анализ полученных результатов, их интерпретацию, сравнение с результатами других авторов.

- **Обсуждение.** Содержит интерпретацию полученных результатов исследования, включая соответствие полученных результатов гипотезе исследования; ограничения исследования и обобщения его результатов; предложения по практическому применению; предложения по направлению будущих исследований.

- **Выводы.** Подводятся итоги научного исследования. Заключение содержит выводы, кратко формулирующие основные научные результаты статьи. Выводы должны логически соответствовать поставленным в начале статьи задачам, содержать краткие итоги разделов статьи без повторения формулировок, приведенных в них.

- **Приложения.** Необязательный раздел. Может включать информацию о грантовой поддержке, при которой было реализовано исследование, а также содержать благодарности в адрес других ученых и/или предприятий, оказавших содействие в реализации исследования.

Библиографический список. Авторы несут ответственность за достоверность каждой ссылки. Все источники должны быть последовательно пронумерованы. Ссылки на литературу заключаются в квадратные скобки (например, «как описано в [9, 10]»). Библиографический список должен быть представлен на русском (*Библиографический список*, оформляется согласно ГОСТ Р 7.0.5 2008) и английском (*References*, оформляется в соответствии с APA 6th Edition) языках. *Библиографический список* и *References* необходимо разделить на две независимые части, расположенные друг под другом.

Количество литературных ссылок — от 20 источников и более, не считая ссылок на труднодоступные и нормативные источники, а также интернет-ресурсы.

В числе источников должно быть не менее 5 иностранных. Ссылаться нужно в первую очередь на оригинальные источники из научных журналов, включенных в глобальные индексы цитирования. Состав источников должен быть актуальным. В числе источников не должно быть более 10 наименований, автором либо соавтором которых является автор статьи.

9. Редакция имеет право производить сокращения и редакционные изменения текста рукописей.

10. Исправленные статьи авторам не предоставляются. Рукописи, не удовлетворяющие перечисленным требованиям, к рассмотрению не принимаются и авторам не возвращаются.

11. Редакция направляет копии рецензий в ВАК Министерства науки и высшего образования Российской Федерации при поступлении в редакцию соответствующего запроса.

12. Плата за опубликование рукописей не взимается.

**Перепечатка материалов или их фрагментов возможна
только с письменного разрешения редакции.**

Ссылка на научно-технический журнал

«ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ» обязательна!

Manuscripts presentation requirements

1. The manuscript presented to the editorial staff must have:
 - a cover letter from the management of organization, from where the manuscript comes; a recommendation from the relevant department of the higher education institution (a certified abstract of minutes of the department meeting);
 - an expert judgment about a possibility of publication in the open press (it is issued in the organization, from where the manuscript comes);
 - the author's statement about the publication of the work and the transfer of exclusive rights to the editorial office of the journal;
 - an accompanying letter from the author to the editor-in-chief of the journal, where it is confirmed that the article has not published anywhere before.
2. In order to ensure the quality of published materials and the observance of copyrights, all manuscripts entering the editorial staff are checked for matching content and only then they are sent for review. Articles containing less than 75 % of the original text are not published in the journal.
3. All manuscripts coming to the editorial staff and corresponding to the subject area go through the reviewing procedure for their evaluation by experts. All reviewers are respected specialists in the subject matter of the materials to be reviewed. The reviews are stored at the editorial staff during 5 years.
4. **Technical requirements.** The manuscript is submitted to the editorial staff as a file in Microsoft Word editor (on a data storage device or through e-mail).
 - Margins: top — 2,8 cm; bottom — 5,07 cm; left — 4,2 cm; right — 4,2 cm; cover — 0. From the edge to the headline: top — 1,25 cm; bottom — 4,1 cm. 15pt size (Times New Roman), interline interval — 1, paragraph indentation — 0,5 cm.
 - The input of formulas and symbols used in the text is to be made only in Math Type or Microsoft Equation formulas editor. Type style of the formulas has to be close to Times New Roman. Symbols in the article's formulas are typed: regular — 12 pt; large index — 8 pt; small index — 7 pt; large symbol — 12 pt; small symbol — 8 pt.
 - Figures are carried out on computer and are inserted into article file after the reference in the text. They must be clean, clear and accurate. Captions are necessary. It is advisable to send figures in a separate file. In tables all names are put down in full, without abbreviation of words. The illustrative materials (tables and figures) should not exceed $\frac{1}{3}$ of the total volume of the manuscript.
5. To apply the physical quantities in accordance with CMEA 1052-78 (Construction standard 528-80). Usage of abbreviations in the article is not allowed without deciphering. Narrow special scientific terms should also be deciphered. The information given in the article must contain the necessary minimum of formulas.
6. Materials are printed in one copy. If the author directs more than one article for publication, each article and information to it should be presented on a separate data storage device that doesn't contain outside information.
7. The presented manuscript contains:
 - The UDC code, the title of the article (10–12 words), author's name and surname, the name of organization, from where the manuscript comes.
 - Key words (no more than 10 words; they reflect the specifics of the topic, the object and the results of the research) — in Russian and English.
 - The abstract (no less than 120 words). It includes the relevance of the research topic, the statement of the problem, the research objectives, research methods, results and key findings — in Russian and English.
 - Information about the authors (author's name and surname; the position and academic title of the author; the name of organization, where he works; phone; e-mail) — in Russian and in English.
8. **The article's structure** should contain the following headings (according to the IMRAD standard): Introduction; Methods; Experiment; Results and Discussion; Discussion; Conclusion; Acknowledgment; References. The volume of the article is 5–10 pages.
 - **Introduction.** It contains the relevance of the research topic, a review of the literature on the topic, the formulation of the problem, the goal and objectives.

- **Methods.** It contains a detailed description of methods and schemes of experiments/observations that allow reproducing their results, using only the text of the article; materials, instruments, equipment and other conditions for conducting experiments/observations.

- **Experiment.** An optional section. It can include detailed information on the stages of the experiment, including graphic materials for the most complete disclosure of the methodology and conditions for conducting the experiments.

- **Results and Discussion.** The results should preferably be presented in the form of tables, graphs and other visual forms. This section includes analysis of the results obtained, their interpretation and comparison with the results of other authors.

- **Discussion.** It contains interpretation of the obtained research results, including the correspondence of the results to the hypothesis of the study; the limitations of research and the generalization of its results; proposals for practical application; proposals for the direction of future researches.

- **Conclusion.** It contains conclusions summarizing the main scientific results of the article. Conclusions should logically correspond to the tasks set at the beginning of the article, contain brief summaries of the sections of the article without repeating the formulations given in them.

- **Acknowledgment.** An optional section. It can include information about grant support, in which the research was carried out, and also contain gratitude to other scientists and/or enterprises that assisted in the implementation of the study.

- **References.** The authors are responsible for the reliability of each link. All sources must be sequentially numbered. References are presented in the text in square brackets (for example "as mentioned in [9, 10]"). References should be presented in Russian (they must be arranged in accordance with Russian National Standard R 7.0.5 2008) and English (they must be arranged in accordance with APA 6th Edition). Both versions of references should be divided into two independent parts, which are located under each other.

The number of references is from 20 sources or more, not counting references to hard-to-reach and normative sources, as well as Internet resources.

Among the references must be at least 5 foreign. It would be desirable to refer to papers published in indexed journals with impact factor.

References must be relevant. Among the sources there should not be more than 10 titles, published by the author or co-author.

9. The editorial staff has a right to make reductions and editorial changes of the manuscript's text.

10. The article proofreading for nonresident authors is not provided. The manuscripts which do not meet the above listed requirements are not accepted to consideration and are sent back to the authors.

11. The editorial staff submits the copies of the reviews to the Higher Certifying Commission of the Ministry of Education and Science of the Russian Federation on receipt of the corresponding inquiry.

12. The payment for publication of manuscripts is not collected.

Reprinting or fragments thereof may be only with the written permission of the publisher.

Reference to the scientific and technical journal "OIL AND GAS STUDIES" is obligatory!