

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

4 (142)
Июль — август 2020

4 (142)
July — August 2020

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

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

Учредители журнала

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

Редакция

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

The Journal Founders

Ministry of Science and Higher Education
of the Russian Federation
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 306, phone: 8(3452)283076

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

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

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

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

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

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

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Редактор — **А. С. Коленикова**

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

Тираж 500 экз. Заказ № 1906. Подписано в печать 02.09.20. Формат 70х108/16. Уч.-изд. л. 7,67. Усл. печ. л. 10,85.

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

EDITORIAL BOARD

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. Emel'vushin, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Metallurgy and Foundry Technologies, Nosov Magnitogorsk State Technical University, Magnitogorsk

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Editor — **Anastasia S. Kolennikova**

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

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

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

Free price.

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

- Курчиков А. Р., Козырев В. И.
**Изучение геотехногенной системы «водоносный пласт — скважина»
с использованием прецизионных наблюдений
на водозаборах Тюменской области** 8
- Милей Е. С., Бембель С. Р.
**Тектоно-седиментационный подход как основа для изучения
тонкослоистых коллекторов сложного геологического строения** 21
- Огай В. А., Сабурова Е. А., Довбыш В. О., Юшков А. Ю.
**Расчет перепада давления в сеноманской газовой скважине,
эксплуатируемой с пенообразователем** 36
- Смоляков Г. А., Гришкевич В. Ф., Гильманова Н. В., Ламинский Д. А.,
Сивкова А. В.
**Маркирование продуктивных интервалов
в баженовской свите по ограниченному комплексу
геофизических исследований скважин** 51

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- Перевощиков С. И.
**Модель молекулярной структуры капельных жидкостей
и газонасыщенных нефтей** 65

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

- Манжай В. Н., Мильке А. А., Зубарев Д. А.
**Теоретический расчет объемного расхода углеводородной жидкости
по степенному и логарифмическому выражениям** 77
- Толмачев А. А., Иванов В. А., Пономарева Т. Г.
**К вопросу о применении труб термопластовых армированных
для сооружения нефтегазопроводов в Арктике** 88

МАШИНЫ, ОБОРУДОВАНИЕ И ОБУСТРОЙСТВО ПРОМЫСЛОВ

- Пивень В. В., Москвина Е. Ю., Пивдяблык В. В.
**Проблемы диагностики и прогнозирования ресурса
талевых канатов буровых установок** 100

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

- Брехунцов А. М., Петров Ю. В., Прыкова О. А.
**Стратегические направления по освоению природно-ресурсного
потенциала российской Арктики и формированию
доктрины ее развития** 110

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

- Правила подготовки рукописи (на русском языке)** 119
- Правила подготовки рукописи (на английском языке)** 122

CONTENTS

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Kurchikov A. R., Kozyrev V. I. Study of the "aquifer-well" geotechnogenic system using precision observations at the water intakes of Tyumen region	8
Milei E. S., Bembel S. R. Tectonic-sedimentary approach as a basis to study thinly bedded reservoirs with complex geological structure	21
Ogai V. A., Saburova E. A., Dovbysh V. O., Yushkov A. Yu. Calculation of the pressure gradient in the Cenomanian gas well operated with a foaming agent	36
Smolyakov G. A., Grishkevich V. F., Gilmanova N. V., Laminskii D. A., Sivkova A. V. Marking of productive intervals in Bazhenov formation based on a limited set of well testing	51

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

Perevoschikov S. I. Model of the molecular structure of capillary liquid and gas-saturated oils	65
---	----

DESIGNING, CONSTRUCTION AND OPERATION OF PIPELINE TRANSPORT SYSTEM

Manzhai V. N., Milke A. A., Zubarev D. A. Calculation of the rate of bulk fluid flow by exponential and logarithmic expressions	77
Tolmachev A. A., Ivanov V. A., Ponomareva T. G. To the issue of application of thermoplastic reinforced pipes for the construction of oil and gas pipelines in the Arctic	88

MACHINERY, EQUIPMENT AND FIELD CONSTRUCTION

Piven V. V., Moskvina E. Yu., Pivdiablyk V. V. Problems in diagnostics and forecasting for the resource of wire ropes in drilling rigs	100
--	------------

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

Brekhuntsov A. M., Petrov Yu. V., Prykova O. A. Strategic directions for the development of the natural resource potential of the Russian Arctic and the creation of a doctrine for the development of the Arctic territories	110
---	------------

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian)	119
Manuscripts presentation requirements (In English)	122

УДК 556.38

**Изучение геотехногенной системы «водоносный пласт — скважина»
с использованием прецизионных наблюдений
на водозаборах Тюменской области**

А. Р. Курчиков^{1,3}, В. И. Козырев^{2,3*}

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики
им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень, Россия

³Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа Тюменского индустриального университета, г. Тюмень, Россия

*e-mail: kozyrev-v@mail.ru

Аннотация. Представлен экспресс-метод исследования для изучения геотехногенной системы «водоносный пласт — скважина» при решении задач гидрогеологии. Экспресс-метод основан на применении прецизионных измерений уровня воды. Показаны область его применения и актуальность в современных условиях. Экспресс-откачки выполнены на водных объектах Тюменской области, на которых проведена оценка (переоценка) запасов пресных подземных вод. Сопоставительный анализ результатов экспресс-метода и традиционных методов показал хорошую их сходимость. Применение экспресс-откачек в практике гидрогеологических исследований на малых водных объектах является единственным инструментом для получения исходных материалов для подсчета (пересчета) запасов пресных подземных вод и дает возможность сократить материальные затраты при выполнении опытно-фильтрационных работ. Фиксация изменений значений коэффициента водопроводимости посредством прецизионных измерений уровня воды при выполнении экспресс-откачек в мониторинговых исследованиях позволяет надежно и своевременно выявлять изменения фильтрационной среды.

Ключевые слова: прецизионные измерения; экспресс-откачки; подземные воды; Западно-Сибирский мегабассейн; геотехногенная система «водоносный пласт — скважина»; коэффициент водопроводимости

**Study of the "aquifer-well" geotechnogenic system using precision
observations at the water intakes of Tyumen region**

Arkadiy R. Kurchikov^{1,3}, Vladimir I. Kozyrev^{2,3*}

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics
of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen, Russia

Abstract. An express research method is presented for studying the geotechnogenic system "aquifer-well" in solving problems of hydrogeology. The express method is based on the use of precision water level measurements. The scope of its application and relevance in modern conditions are shown. Express pumping was performed at water bodies of Tyumen region, where an assessment (revaluation) of fresh underground water reserves was carried out. A comparative analysis of the results of express and traditional methods showed good convergence. The use of express pumping in the practice of hydrogeological research on small water bodies is the only tool for obtaining raw materials for the calculation (recalculation) of fresh groundwater reserves and makes it possible to reduce material costs when performing pilot filtration work. The recording of changes in the values of the conductivity coefficient by means of precision measurements of the water level during express pumping in monitoring studies allows you reliable and timely detection of changes in the filtration medium.

Key words: precision measurements; express pumping; groundwater; the West Siberian megabasin; "aquifer-well" geotechnogenic system; water conductivity coefficient

Введение

В настоящее время основным источником питьевого и технологического водоснабжения населения, объектов нефтепромыслов и промышленности в Западной Сибири являются подземные воды, которые содержатся в отложениях олигоцен-четвертичного возраста. Добыча подземных вод осуществляется малыми автономными групповыми водозаборами, одиночными водозаборными скважинами и крупными месторождениями подземных вод (МПВ). В процессе добычи подземных вод недропользователям необходимо решать ряд исследовательских задач, обозначенных лицензией. К числу основных задач можно отнести подсчет запасов подземных вод, мониторинг подземных вод. При решении указанных задач встает вопрос изучения геотехногенной системы «водоносный пласт — скважина» (ГТСВПС). При изучении определяются каптажные характеристики водозаборных скважин, удельный дебит, коэффициент водопроводимости, гидравлические потери геотехногенной системы «водоносный пласт — скважина» [1].

В данной работе рассматриваются методы изучения ГТСВПС. Показаны сходимость результатов традиционных методов и экспресс-исследований, актуальность применения экспресс-исследований в настоящее время.

Объект и методы исследования

Традиционно для получения достоверных гидрогеологических параметров и граничных условий водоносного горизонта проводятся опытные работы в виде длительных откачек, как правило, кустовых. Длительная продолжительность гидродинамических исследований является одним из существенных недостатков традиционных методов. В условиях действующих водозаборов на длительный период опытных работ могут оказывать отрицательное влияние изменения режима эксплуатации водозабора (отключение или включение отдельных скважин или всего водозабора). К тому же эти работы трудоемки, приводят к значительным затратам материальных средств. Несмотря на дли-

тельность, традиционные методы в ряде случаев не обеспечивают надлежащей точности определяемых параметров [2].

При мониторинговых исследованиях, когда необходимо контролировать динамику фильтрационной среды (изменения порового пространства водовмещающих пород) с определенной периодичностью, в кратчайшие сроки и с высокой степенью детализации изучаемой площади с целью предотвращения загрязнения подземных вод и своевременного реагирования на возможное загрязнение применимость традиционных методов также затруднительна.

Прецизионные измерения (ПИ) уровня воды в скважинах наиболее широко используются в сейсмоактивных районах [3–6]. На платформенных территориях ПИ применяются на отдельных объектах в ограниченном объеме, в основном для решения научно-методических задач [7–11].

Кратковременные откачки (экспресс-откачки), основанные на применении прецизионных наблюдений за уровнем подземных вод, принципиально отличаются от классических как по технологии, так и по точности измерения уровня [12]. Для получения исходной информации достаточно провести только кратковременное включение или отключение насосной установки в скважине (возбудить пласт) [13].

Прецизионные измерения (чувствительность регистрации уровня подземных вод до 1 мм) [2, 3, 7, 14] позволяют диагностировать изменения уровня в диапазоне периодов от секунд-минут до десятков-сотен суток [3].

Авторы считают, что интерес к использованию экспресс-откачек для изучения ГТСВПС у практиков-гидрогеологов необоснованно угасает. Во второй половине прошлого столетия кратковременные откачки были достаточно широко востребованы в процессе инженерно-геологических исследований при изучении фильтрационных свойств грунтов, а также в гидрогеологических исследованиях при пробных опробованиях водоносных горизонтов. Востребованность этих методов обуславливалась простотой интерпретации результатов исследований. В эпоху отсутствия компьютерных технологий в полевых условиях получение искомых параметров по длительным кустовым откачкам было весьма затруднительно. В наличии из инструментального аппарата у практика-гидрогеолога была лишь только одна логарифмическая линейка.

По мере появления и совершенствования компьютерных технологий возможность применения сложного математического аппарата для обработки исходного материала, полученного в процессе длительных кустовых откачек, в полевых условиях возрастает. Востребованность таких технологий в гидрогеологических исследованиях увеличивается.

Тем не менее экспресс-исследования не теряют своей актуальности и в настоящее время, в силу существующих недостатков традиционных методов, которые были рассмотрены ранее.

Кроме этого, водоснабжение небольших населенных пунктов и нефтепромыслов в Тюменской области осуществляется малыми автономными групповыми водозаборами и одиночными водозаборными скважинами (количество скважин 2–3, реже 4–5). Выполнить классические гидрогеологические работы на вышеобозначенных водозаборных участках почти не представляется возможным по указанным ниже причинам.

1. Водозаборы подземных вод являются водозаборами, уже существующими в сложившейся схеме и режиме эксплуатации.

2. Обычно такие водные объекты состоят из 1–2–3 водозаборных скважин, расположенных в линейный ряд, реже из 4–5, с площадным распо-

ложением. Расстояния между скважинами небольшие, как правило, меньше мощности пласта.

3. В работе находятся 1 или 2 скважины, расход которых составляет 30–50–100 м³/сут, реже 300–500 м³/сут. Кроме того, постоянно в течение суток объекты должны обеспечиваться водой [15].

В условиях, когда существуют ограничения по времени на опытно-фильтрационные работы; когда расстояния между водозаборными скважинами малы, в силу сложившейся схемы водозабора; когда величины возмущения скважин незначительны, единственным методом, позволяющим изучить ГТСВПС и получить исходный материал для выполнения прогноза понижений уровня подземных вод при подсчете запасов, является экспресс-метод.

Актуальность экспресс-исследований подчеркивается и при их применении в процессе мониторинга подземных вод, когда необходимо оперативно оценить состояние фильтрационной среды и скважины.

Методы, основанные на применении ПИ уровня воды в скважинах, были разработаны в 80–90-е годы прошлого столетия в лаборатории гидродинамики ЗапСибНИГНИИ [2, 12, 14]. Достаточно широко использовались в гидрогеологических исследованиях для изучения ГТСВПС на месторождениях пресных подземных вод (МППВ) Тюменской группы [1, 16].

ПИ уровня воды в скважине с максимальной допустимой погрешностью до 1 мм осуществлялись обычным электроуровнемером посредством несложных операций:

- исследуемая скважина оборудовалась индивидуальным стационарным уровнемером, до начала опыта обеспечивалось натяжение (отвис в скважине) мерного провода в течение 1–2 часов;
- измерительная шкала, по которой регистрировались изменения уровня воды в скважине, имела миллиметровые деления, длина ее соответствовала ожидаемой амплитуде колебания уровня;
- отбивка уровня выполнялась однотипно в момент разрыва контакта между электродом уровнемера и мениском воды в стволе скважины;
- частота замера уровня воды назначалась с учетом ожидаемой величины вариации уровня;
- в качестве индикатора уровня воды использовались высокочувствительные миллиамперметры или звуковые датчики [17].

Экспресс-исследования для изучения ГТСВПС проводились в два этапа: подготовительный и опытный (на основе ПИ).

Подготовительный этап включал в себя обследование скважин для выяснения их технического состояния; оборудование скважин мерными рейками и стационарными электроуровнемерами; согласование режима опробования скважин с эксплуатирующей организацией.

Опытный этап предполагал режимное опробование скважины в течение 2–4 часов, с наблюдениями за дебитом и уровнем. Способ возмущения зависел от начальной стадии, в работающей до опыта скважине первоначально прослеживалось восстановление уровня при ее отключении, а в неработающей — снижение уровня при включении насоса. Гидродинамические параметры, а именно коэффициент водопроницаемости определялся по специально обработанным кривым восстановления (снижения) уровня.

Начиная с 2000-х годов, описанный выше метод стал широко применяться в гидрогеологических исследованиях и на водозаборах, расположенных в центральной части Широкого Приобья.

Геологическое строение и гидрогеологические условия рассматриваемых объектов в основном схожи и отличаются незначительно. Особенностью строения гидрогеологического разреза объектов является многопластовость водоносной толщи. Разрезы представлены морскими глинистыми и континентальными песчано-глинистыми отложениями эоцен-олигоцен-четвертичного возраста, общая мощность которых может достигать 600 метров.

Интерес представляют отложения олигоцен-четвертичного возраста, которые включают в себя основные ресурсы пресных подземных вод хозяйственно-питьевого назначения Западно-Сибирского мегабассейна [18, 19]. В площадном плане рассматриваемые объекты приурочены к следующим бассейнам стока: водозаборы Широкого Приобья расположены в пределах территории Среднеобского бассейна стока, МППВ Тюменской группы — в пределах Тобольского.

Формирование ресурсов подземных вод в указанных бассейнах обусловлено физико-географическими и геолого-гидрогеологическими факторами. Обилие крупных рек и озер, значительная увлажненность территории (среднегодовая годовая величина осадков — 400–700 мм) являются благоприятными факторами восполнения ресурсов подземных вод посредством инфильтрационных процессов в горных породах. С другой стороны, плоский рельеф, слабый эрозионный врез речной сети обуславливают низкую дренированность и весьма замедленный характер движения подземных вод. Наличие реликтовых многолетнемерзлых пород (ММП) сплошного и островного характера в северной части Западно-Сибирского мегабассейна (Среднеобский и Тазовский бассейны стока) снижают инфильтрацию метеогенных вод. Все это затрудняет питание и разгрузку подземных вод отложений, слагающих разрезы рассматриваемых территорий [18, 19].

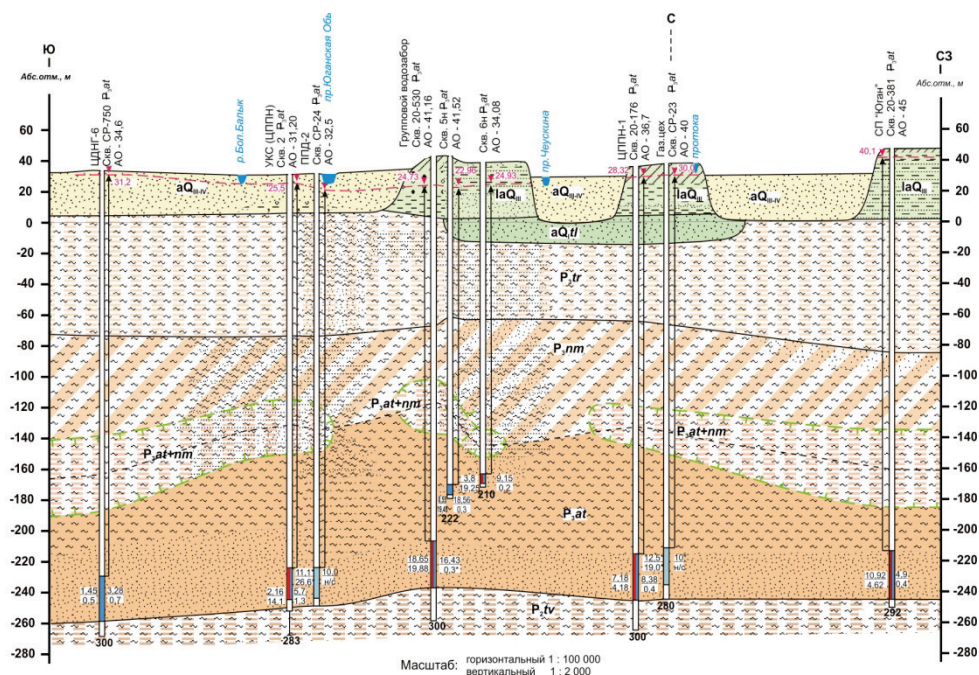


Рис. 1. Схематический гидрогеологический разрез центральной части Среднеобского бассейна стока на примере Нефтеюганского месторождения пресных подземных вод

На изучаемых водных объектах в эксплуатации находится олигоценый водоносный комплекс. На МППВ, расположенных в центральной части Среднеобского бассейна, — атлымский водоносный горизонт (ВГ). Глубина залегания кровли ВГ изменяется от 150 до 250 м, мощность варьирует в зависимости от наличия ММП от 70 до 110 м. Мощность продуктивного песчаного пласта в подошве горизонта составляет 30–50 м (рис. 1).

На МППВ Тюменской группы — атлым-новомихайловский (куртамышский) ВГ, кровля которого залегает на глубине 19–58 м, общая мощность горизонта достигает 55 м, при этом эффективная мощность составляет 12–26 м (рис. 2).

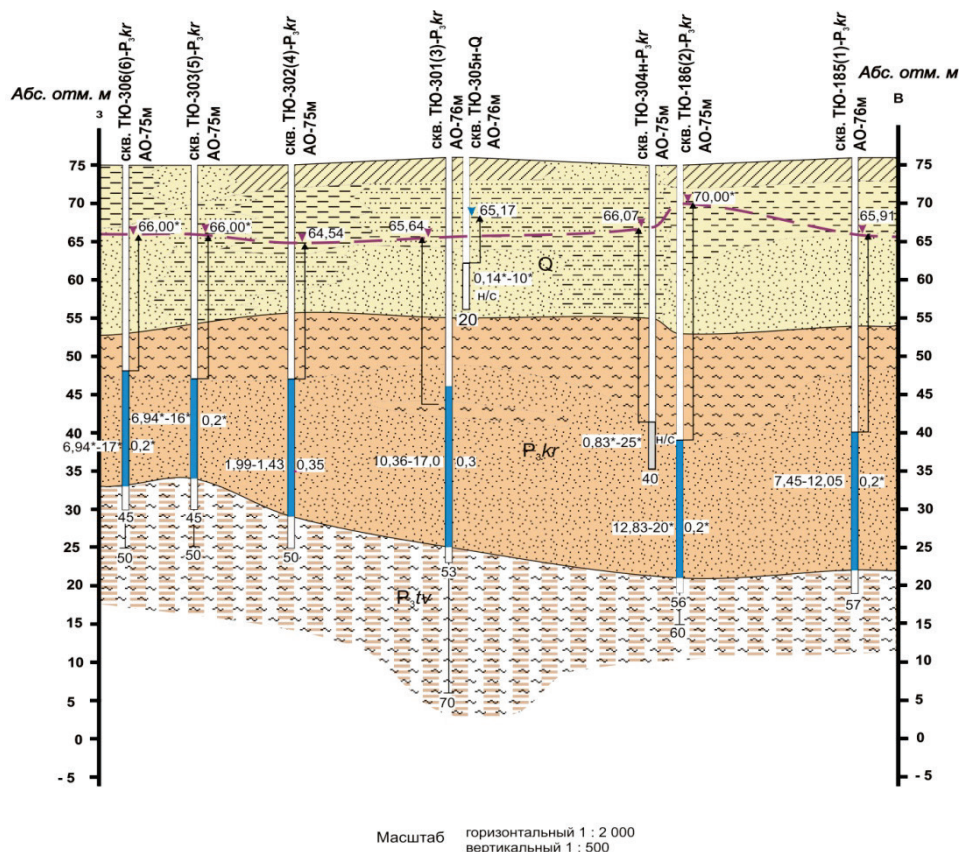


Рис. 2. Схематический гидрогеологический разрез Тюменской группы месторождений на примере Восточно-Тараскульского месторождения пресных подземных вод

Отложения продуктивного горизонта на месторождениях, как правило, представлены песками мелкозернистыми, переслаиванием песков и глин, глинами с прослоями песков и алевритами. Сверху ВГ в пределах Нефтеюганского месторождения перекрыт реликтовыми ММП (мощностью 30–65 м) или глинистыми отложениями новомихайловской свиты, в пределах Восточно-Тараскульского месторождения — породами четвертичного возраста, подстилают горизонт глинистые отложения тавдинской свиты морского генезиса.

По химическому составу воды гидрокарбонатные и хлоридно-гидрокарбонатные различного катионного состава. По величине минерализации от весьма пресных до весьма слабосоленых от 0,2–1,3 г/дм³. Реакция воды (рН = 6,4–8,2 ед.) в основном нейтральная.

Общая жесткость, обусловленная суммарной концентрацией ионов кальция и магния, изменяется в пределах от 0,4 до 3,91 мг экв/дм³, по этому показателю воды классифицируются как от очень мягких до среднежестких.

Физические свойства воды характеризуются следующими величинами: запах изменяется от 0 до 3 баллов, вкус — от пресной до 5 баллов, цветность — от 5 до 232, мутность — от н.п.ч. до 31,5 мг/дм³.

Содержание общего железа колеблется от н.п.ч. до 9,3 мг/дм³, в единичных случаях до 40,6 мг/дм³.

Водоносные горизонты надтавдинской толщи представляют собой единую фильтрационную систему.

Питание водоносных горизонтов происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков на обширных междуречных пространствах, разгрузка осуществляется в долины рек, многочисленные водотоки, озера и понижения в рельефе посредством восходящего движения подземных вод. Часть воды расходуется на испарение и транспирацию [20].

Результаты

Рассмотрим результаты исследований экспресс-методом и степень их достоверности, сопоставив с результатами длительных кустовых и одиночных откачек на примере определения коэффициента водопроводимости пласта на водных объектах центральной части Широкого Приобья.

Исследования экспресс- и традиционным методами выполнялись во время оценки и переоценки запасов пресных подземных вод в пределах рассматриваемой территории (рис. 3).

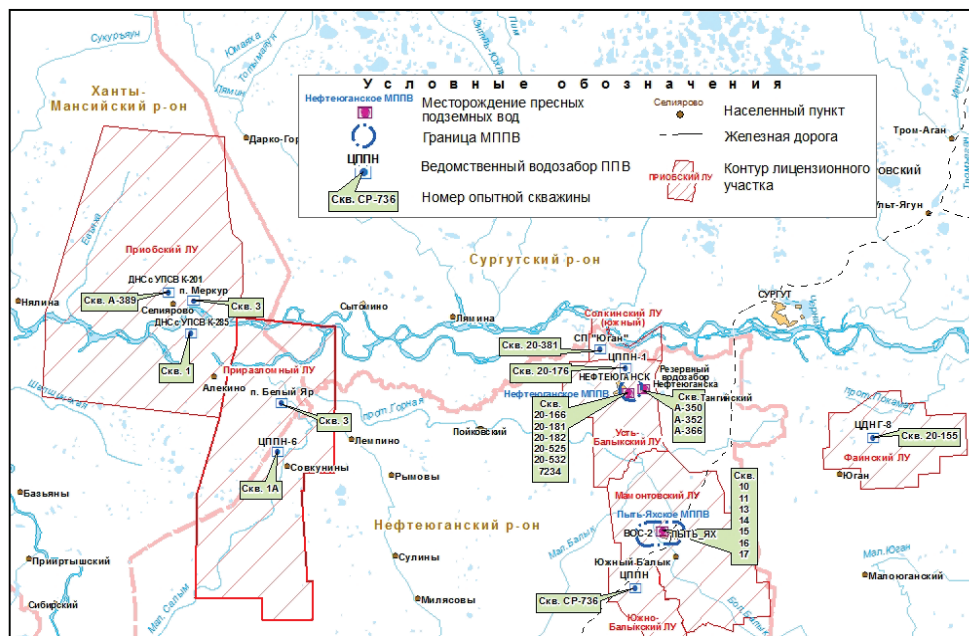


Рис. 3. Обзорная карта площади исследования

Длительные кустовые откачки выполнены на Нефтеюганском, Пыть-Яхском МППВ и на резервном водозаборе г. Нефтеюганска. Исследования проводились в период 2008–2018 гг. Продолжительность откачек варьировала от 1 до 120 суток.

Интерпретация опытных данных по наблюдательным скважинам кустовых откачек выполнена способом прямой линии (графоаналитическая обработка), строились графики временного прослеживания ($S\text{--}lg t$).

На Нефтеюганском МППВ опытный куст состоял из двух возмущающих скв. 7498, 7499 и шести наблюдательных — 20-166, 20-181, 20-182, 20-525, 20-532, 7234. Наблюдательные скважины расположены от центра возмущения на расстояниях 40–156 м. Продолжительность опыта составила 120 часов. Опыт был начат 02.11.2016. Гидродинамическое возмущение в центре куста произведено при дебите $3\,106\text{ м}^3/\text{сут}$, понижение составило 8,464 м (скв. 7498) и 7,871 м (скв. 7499). В наблюдательных скважинах понижение уровня достигло 0,682–5,620 м.

На Пыть-Яхском МППВ (ВОС-2) 17.08.2017 выполнена откачка продолжительностью 25 часов. В качестве центральной скважины выбрана скв. 12 (20-974), в качестве наблюдательных — скв. 10 (591), 11 (23-221), 13 (СР-102), 14 (20-471), 15 (20-475), 16 (20-470), 17 (20-472). Расстояния от центра возмущения до точек наблюдения — 89–310 м. Дебит возмущения составил $1\,396\text{ м}^3/\text{сут}$, понижение в центре — 8,202 м, в точках наблюдений — 0,142–0,315 м.

Кустовая откачка продолжительностью 96 часов проведена на резервном водозаборе г. Нефтеюганска 12.11.2008. Вода во время опыта откачивалась из скв. 1 (А-351). Дебит откачки составил $3\,456\text{ м}^3/\text{сут}$. В качестве наблюдательных скважин использовались скв. 3 (А-352), 4 (А-350) и 5 (А-366), расстояние до точки возмущения изменялось от 45,1 до 99,95 м. Понижение в центральной скважине достигало величины 8,91 м, в наблюдательных — 0,830–1,130 м.

Результаты кустовых откачек приведены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты определения коэффициента водопроводимости пласта по опытным закономерностям, полученным в наблюдательных скважинах при производстве кустовых откачек

Название водного объекта	Дата опыта	Продолжительность опыта, час.	Номер наблюдательной скважины	Коэффициент водопроводимости, $\text{м}^2/\text{сут}$
Нефтеюганское МППВ	02.11.2016	120	20-166	1 244
			20-181	287
			20-182	442
			20-525	814
			20-532	605
			7234	772
Пыть-Яхское МППВ (ВОС-2)	17.08.2017	25	10	1 649
			11	1 578
			13	1 645
			14	1 702
			15	1 727
			16	1 866
Резервный водозабор г. Нефтеюганска	12.11.2008	96	17	1 829
			А-350	1 378
			А-352	1 332
			А-366	1 434

Экспресс-исследования проводились в период 2008–2010 гг. на малых автономных водозаборах, которые обслуживают поселки и нефтепромыслы Широкого Приобья. Продолжительность опытов варьировала от 30 минут до 2 часов. Интерпретация опытных закономерностей, полученных при одиночных откачках из скважин, выполнена также графоаналитической обработкой опытных данных способом прямой линии, строились графики временного прослеживания. В 2019 году на этих же водозаборах повторно были выполнены более длительные одиночные откачки, продолжительность которых составляла от 8 до 24 часов.

Результаты определений сведены в таблицу 2.

Значения коэффициентов водопроницаемости, полученные при интерпретации опытных данных кустовых откачек изменяются от 287 до 1 868 м²/сут; длительных одиночных откачек — 162–1 293 м²/сут; экспресс-исследований — 159–1 498 м²/сут (см. табл. 1). Чуть заниженные значения коэффициентов водопроницаемости, определенные по результатам одиночных откачек, говорят о несовершенстве опытных скважин, в отличие от значений, рассчитанных по результатам кустовых откачек в наблюдательных скважинах, в которых несовершенство опытной скважины не проявляется. Значения коэффициента водопроницаемости, определенные по результатам длительных одиночных откачек и экспресс-методом, почти совпадают.

Низкие значения коэффициентов водопроницаемости, полученные по Нефтеюганскому району в пределах и вблизи Нефтеюганского МППВ, объясняются анизотропией водовмещающих отложений.

Таблица 2

Результаты определения коэффициента водопроницаемости пласта по опытным данным одиночных откачек

Название водного объекта	Дата опыта	Продолжительность опыта, час.	Номер опытной скважины	Коэффициент водопроницаемости, м ² /сут
ЦППН-6 Приразломное МН	24.04.2008	2	1А	1 498
	05.06.2019	24		1 228
ЦППН Южно-Балыкское МН	14.07.2008	1	СР-736	159
	29.05.2019	11		162
ЦППН-1 Усть-Балыкское МН	09.09.2008	1	20-176	624
	22.05.2019	24		793
ЦДНГ-8 Фаинское МН	11.09.2008	0,67	20-155	987
	26.05.2019	23		1 049
ДНС с УПСВ к.201 Приобское МН	02.07.2010	1,67	А-389	967
	25.06.2019	6		1 071
ДНС с УПСВ к.285 Приобское МН	03.07.2010	0,5	1	1 193
	26.06.2019	8		1 205
СП «Юган» ЦППН Солкинское МН	29.06.2010	1,5	20-381	1 210
	19.06.2019	8		1 293
п. Меркур Приобское МН	01.07.2010	1,5	3	1 091
	18.06.2019	10		1 101
п. Белый Яр Приразломное МН	24.04.2008	1,5	3	626
	02.06.2019	48		693

Выводы

- Сопоставительный анализ данных таблицы 1 показывает достаточно хорошую сходимость результатов экспресс-метода, основанного на применении ПИ, и длительных опробований.
- Применение экспресс-откачек в практике гидрогеологических исследований на малых водных объектах является единственным инструментом для получения исходных материалов для подсчета (пересчета) запасов пресных подземных вод.
- Фиксация изменений значений коэффициента водопроницаемости посредством ПИ уровня воды при выполнении экспресс-откачек в мониторинговых исследованиях позволит надежно и своевременно выявлять изменения фильтрационной среды.
- Коэффициент водопроницаемости, определенный по результатам кратковременных одиночных откачек, является комплексным параметром, характеризующим всю ГТСВПС, что позволяет при прогнозных расчетах понижений уровня не учитывать (и не определять) дополнительное понижение уровня, обусловленное несовершенством скважины.
- Использование экспресс-откачек в полевых исследованиях позволяет уменьшить продолжительность исследований и тем самым сократить материальные затраты при выполнении опытно-фильтрационных работ.

Библиографический список

1. Козырев, В. И. Формирование гидравлических потерь на фильтрах скважин при отборе подземных вод / В. И. Козырев. – Текст : непосредственный // Межв. сборник научных трудов. – Тюмень : ТГУ, 1990. – С. 42–48.
2. Методика проведения опытно-фильтрационных работ на участках действующих водозаборов посредством прецизионных гидропрослушиваний / Н. И. Зенков, В. И. Козырев, С. Л. Костылев [и др.]. – Текст : непосредственный // Комплексное освоение минерально-сырьевых ресурсов Западной Сибири : сборник. – Тюмень, 1985. – С. 76–78. – (Тр. ЗапСибНИГНИ; Вып. 197).
3. Копылова, Г. Н. Статистический анализ прецизионных данных наблюдений за уровнем подземных вод в сейсмоактивном регионе (на примере скважины ЮЗ-5, Камчатка) / Г. Н. Копылова, А. А. Любушин, С. В. Болдина. – DOI 10.21455/si2019.1-1. – Текст : непосредственный // Сейсмические приборы. – 2019. – Т. 55, № 1. – С. 5–28.
4. Волейшо, В. О. Геодинамический режим Камчатско-Курильского и Сахалинского сейсмоактивного региона по данным ГГД-мониторинга / В. О. Волейшо, Г. В. Куликов, О. Е. Круподерова. – Текст : непосредственный // Разведка и охрана недр. – 2007. – № 5. – С. 20–24.
5. Опыт регистрации вариаций уровня и физико-химических параметров подземных вод в пьезометрических скважинах, вызванных сильными землетрясениями (на примере Камчатки) / Г. Н. Копылова, С. В. Болдина, А. А. Смирнов, Е. Г. Чубарова. – DOI 10.21455/si2016.4-4. – Текст : непосредственный // Сейсмические приборы. – 2016. – Т. 52, № 4. – С. 43–56.
6. Куликов, Г. В. Прогноз землетрясений по данным мониторинга гидрогеодеформационного поля / Г. В. Куликов, А. А. Рыжов. – DOI 10.5800/GT-2011-2-2-0041. – Текст : непосредственный // Геодинамика и тектонофизика. – 2011. – Т. 2, Вып. 2. – С. 194–207.

7. Методические аспекты прецизионного гидрогеологического мониторинга платформенных территорий (на примере геофизической обсерватории ИДГ РАН «Михнево») / Э. М. Горбунова, А. Н. Беседина, Е. А. Виноградов [и др.]. – Текст : электронный. – Москва, 2015. – С. 348–352. – URL: http://www.emsd.ru/static/library /2017_conf/090.pdf.
8. «Михнево»: от сейсмостанции № 1 до современной геофизической обсерватории / В. В. Адушкин, В. М. Овчинников, И. А. Санина, О. Ю. Резниченко. – Текст : непосредственный // Физика Земли. – 2016. – № 1. – С. 108–119.
9. Каплан, А. Ю. Анализ результатов использования автоматизированных средств измерений при ведении мониторинга подземных вод / А. Ю. Каплан, А. Ю. Пашнин. – Текст : непосредственный // Разведка и охрана недр. – 2007. – № 7. – С. 35–38.
10. Любушин, А. А. (мл.) Мониторинг приливных вариаций уровня подземных вод в группе водоносных горизонтов / А. А. Любушин (мл.), В. А. Малугин, О. С. Казанцева. – Текст : непосредственный // Физика Земли. – 1997. – № 4. – С. 52–64.
11. Исследование земноприливных колебаний уровня подземных вод на скважине «Обнинск» / А. Л. Багмет, М. И. Багмет, В. Л. Барабанов [и др.]. – Текст : непосредственный // Физика Земли. – 1989. – № 11. – С. 84–95.
12. Козырев, В. И. Прецизионные наблюдения в опытно-фильтрационных исследованиях / В. И. Козырев. – Текст : непосредственный // Материалы Всесоюзного совещания по подземным водам Востока СССР. – Иркутск–Чита : ВСЕГИНГЕО, ПГО «ЧИТА ГЕОЛОГИЯ», 1985. – С. 87–88.
13. Козырев, В. И. Способ определения фильтрации подземных вод. Удостоверение на рационализаторское предложение №21/86 / В. И. Козырев. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1986. – Текст : непосредственный.
14. Оценка основных гидрогеологических параметров при нестационарном режиме фильтрации / Н. И. Зенков, В. И. Козырев, С. Л. Костылев [и др.]. – Текст : непосредственный // Комплексное освоение минерально-сырьевых ресурсов Западной Сибири : сборник. – Тюмень, 1985. – С. 79–81. (Тр. ЗапСибНИГНИ; Вып. 197).
15. Козырев, В. И. Водоснабжение нефтепромыслов Западной Сибири пресными подземными водами в Среднеобском бассейне / В. И. Козырев. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2008. – № 5. – С. 1–9.
16. Козырев, В. И. Гидрогеологические исследования водозаборных скважин / В. И. Козырев. – Текст : непосредственный // Совершенствование методов изучения и оптимальное освоение подземных флюидных систем : сборник трудов. – Тюмень, ЗапСибНИГНИ, 1991. – С. 78–80.
17. Козырев, В. И. Электроуровнемер / В. И. Козырев, А. Д. Резник. – Удостоверение на рационализаторское предложение №12/86. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1986. – Текст : непосредственный.
18. Матусевич, В. М. Гидрогеологические бассейны Западно-Сибирской равнины / В. М. Матусевич. – Текст : непосредственный // Материалы Международного геологического конгресса. 27 сессия. – Т. IX, часть 2. – Москва : Наука, 1984. – С. 373–374.
19. Матусевич, В. М. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-сибирского мегабассейна / В. М. Матусевич, А. В. Рыльков, И. Н. Ушатинский. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2005. – 225 с. – Текст : непосредственный.
20. Курчиков, А. Р. Изучение состояния фильтрационной среды эоцено-четвертичного гидрогеологического комплекса Западно-Сибирского мегабассейна / А. Р. Курчиков, В. И. Козырев. – Текст : непосредственный // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2015. – № 5. – С. 33–37.

References

1. Kozyrev, V. I. (1990). Formirovanie gidravlicheskih poter' na fil'trakh skvazhin pri otbore podzemnykh vod. *Mezhv. sbornik nauchnykh trudov. Tyumen, Tyumen State University Publ.*, pp. 42-48. (In Russian).
2. Zenkov, N. I., Kozyrev, V. I., Kostylev, S. L., Reznik, A. D., & Shutov, M. S. (1985). Metodika provedeniya opytно-fil'tratsionnykh rabot na uchastkakh deystvuyushchikh vodozaborov posredstvom pretsizionnykh gidroproslushchivaniy. *Kompleksnoe osvoenie mineral'no-syr'evykh resursov Zapadnoy Sibiri: sbornik. Trudy ZapSibNIGNI*, (197), Tyumen, pp. 76-78. (In Russian).
3. Kopylova, G. N., Lyubushin, A. A., & Boldina, S. V. (2019). Statistical analysis of precision water level data observations in a seismically active region (on example of the YuZ-5 well, Kamchatka). *Seismic Instruments*, 55(1), pp. 5-28. (In Russian). DOI: 10.21455/si2019.1-1
4. Voleysho, V. O., Kulikov, G. V., & Krupoderova, O. E. (2007). Geodinamicheskiy rezhim Kamchatsko-Kuril'skogo i Sakhalinskogo seismoaktivnogo regiona po dannym GGD-monitoringa. *Prospect and protection of mineral resources*, (5), pp. 20-24. (In Russian).
5. Kopylova, G. N., Boldina, S. V., Smirnov, A. A., & Chubarova, E. G. (2016). An experience in registration of water level and physical and chemical parameters of ground waters in the wells due to strong earthquakes (on the example of Kamchatka). *Seismic Instruments*, 52(4), pp. 43-56. (In Russian). DOI: 10.21455/si2016.4-4
6. Kulikov, G. V., & Ryzhov, A. A. (2011). Earthquake prediction based on the hydrogeodeformation field monitoring data. *Geodynamics & Tectonophysics*, 2(2), pp. 194-207. (In Russian). DOI: 10.5800/GT-2011-2-2-0041
7. Gorbunova, E. M., Besedina, A. N., Vinogradov, E. A., Kabychenko, N. V., & Svintsov, I. S. (2015). Metodicheskie aspekty pretsizionnogo gidrogeologicheskogo monitoringa platformennykh territoriy (na primere geofizicheskoy observatorii IDG RAN "Mikhnevo"). *Moscow*, pp. 348-352. (In Russian).
8. Adushkin, V. V., Ovchinnikov, V. M., Sanina, I. A., & Riznichenko, O. Y. (2016). Mikhnevo: from seismic station no. 1 to a modern geophysical observatory. *Izvestiya. Physics of the Solid Earth*, 52(1), pp. 105-116. (In English).
9. Kaplan, A. Yu., & Pashnin, A. Yu. (2007). Analiz rezul'tatov ispol'zovaniya avtomatizirovannykh sredstv izmereniy pri vedenii monitoringa podzemnykh vod. *Prospect and protection of mineral resources*, (7), pp. 35-38. (In Russian).
10. Lyubushin, A. A., Malugin, V. A., & Kazantseva, O. S. (1997). Monitoring of tidal variations of the underground water level in a group of water-bearing horizons. *Izvestiya. Physics of the Solid Earth*, 33(4), pp. 302-313. (In English).
11. Bagmet, A. L., Bagmet, M. I., Barabanov, V. L., Grinevskiy, A. O., Kissin, I. G., Malugin, V. A., Rukavishnikova, T. A., & Savin, I. V. (1989). Issledovanie zemnoprilivnykh kolebaniy urovnya podzemnykh vod na skvazhine "Obninsk". *Izvestiya. Physics of the Solid Earth*, (11), pp. 84-95. (In Russian).
12. Kozyrev, V. I. (1985). Pretsizionnye nablyudeniya v opytно-fil'tratsionnykh issledovaniyakh. *Materialy Vsesoyuznogo soveshchaniya po podzemnym vodam Vostoka SSSR. Irkutsk - Chita, VSEGINGEO, PGO "CHITAGEOLOGIYA" Publ.*, pp. 87-88. (In Russian).
13. Kozyrev, V. I. (1986). Sposob opredeleniya fil'tratsii podzemnykh vod. *Udostoverenie na ratsionalizatorskoe predlozhenie No 21/86. Tyumen, ZapSibNIGNI Publ.* (In Russian).
14. Zenkov, N. I., Kozyrev, V. I., Kostylev, S. L., Reznik, A. D., & Shutov, M. S. (1985). Otsenka osnovnykh gidrogeologicheskikh parametrov pri nestatsionarnom rezhime fil'tratsii. *Kompleksnoe osvoenie mineral'no-syr'evykh resursov Zapadnoy Sibiri: sbornik. Trudy ZapSibNIGNI*, (197). Tyumen, pp. 79-81. (In Russian).

15. Kozyrev, V. I. (2008). Supply of West Siberia oil fields with underground fresh water in the middle ob area. *New of Higher Education. Neft' I Gas*, (5), 1-9. (In Russian).
16. Kozyrev, V. I. (1991). *Gidrogeologicheskie issledovaniya vodozabornykh skvazhin. Sovershenstvovanie metodov izucheniya i optimal'noe osvoenie podzemnykh flyuidnykh sistem: sbornik trudov*. Tyumen, ZapSibNIGNI Publ., pp. 78-80. (In Russian).
17. Kozyrev, V. I., & Reznik, A. D. (1986). *Elektrourovnemer. Udostoverenie na rationalizatorskoe predlozhenie No 12/86*. Tyumen. (In Russian).
18. Matusevich, V. M. (1984). *Gidrogeologicheskie basseynty Zapadno-Sibirskoy ravniny. Materialy Mezhdunarodnogo geologicheskogo kongressa. 27th sessiya. Tom IX, chast' 2*. Moscow, Nauka Publ., pp. 373-374. (In Russian).
19. Matusevich, V. M., Ryl'kov, A. V., & Ushatinskiy, I. N. (2005). *Geoflyuidal'nye sistemy i problemy neftegazonosnosti Zapadno-sibirskogo megabasseyna*. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 225 p. (In Russian).
20. Kurchikov, A. R., & Kozyrev, V. I. (2015). *Izuchenie sostoyaniya fil'tratsionnoy sredy eotsen-chetvertichnogo gidrogeologicheskogo kompleksa Zapadno-Sibirskogo megabasseyna. Zashchita okruzhayushchey sredy v neftegazovom komplekse*, (5), pp. 33-37. (In Russian).

Сведения об авторах

Курчиков Аркадий Романович, д. г.-м. н., член-корреспондент РАН, профессор, заведующий кафедрой геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, директор Западно-Сибирского филиала Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень

Козырев Владимир Иванович, заведующий лабораторией, Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа Тюменского индустриального университета, научный сотрудник, Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень, e-mail: kozyrev-v@mail.ru

Information about the authors

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

Vladimir I. Kozirev, Head of Laboratory, West Siberian Institute of Oil and Gas Geology of Industrial University of Tyumen, 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: kozyrev-v@mail.ru

УДК 553.9

**Тектоно-седиментационный подход как основа для изучения
тонкослоистых коллекторов сложного геологического строения**

Е. С. Милей¹, С. Р. Бембель^{2*}

¹ООО «НТЦ НИС-Нафtagас», г. Нови-Сад, Республика Сербия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: bembel_gsr@mail.ru

Аннотация. Работа посвящена результатам исследований особенностей формирования гетерогенных геологических тел, представленных коллекторами турбидитового комплекса «озерного типа», характеризующихся сложным тонкослоистым строением. Для изучения геологических особенностей и геолого-промысловых характеристик подобных резервуаров требуется подбор эффективных методов исследований. Особенности строения турбидитового комплекса рассмотрены на примере терригенных верхнемиоценовых отложений Паннонского бассейна на территории Республики Сербии.

По результатам выполненных исследований мы подтвердили взаимосвязь особенностей строения мозаичной структуры фундамента, систем глубинных разломов со сложным строением терригенных отложений. На основании анализа геолого-геофизического материала предложено использование фациального и тектоно-структурного анализа в комплексе, как взаимодополняющих процедур при изучении подобных залежей. Для проверки гипотезы о формировании пластов в режиме турбидитовых систем был выполнен седиментологический анализ объекта «Х» и определена обстановка осадконакопления, сделан вывод о доминирующем влиянии тектоники на осадконакопление при формировании относительно глубокого эпиконтинентального бассейна.

С целью подтверждения наличия ротационной компоненты выполнен линейный анализ территории, на основании которого сформулирована и обоснована гипотеза формирования локальных структур в результате сдвиговых тектонических движений, инициированных локальными выступами глубинных структур. На основании комплексного анализа материалов исследований керна, данных ГИС и сейсморазведки выделены перспективные направления для следующего этапа доразведки территории. Дальнейшее изучение северной части территории в соответствии с изложенным подходом наиболее вероятно будет способствовать обнаружению локальных залежей углеводородов.

Ключевые слова: турбидиты; тонкослоистый коллектор; тектонический фактор; осадконакопление; глубинные разломы; фациальный анализ; сейсмический разрез; зона деструкции

**Tectonic-sedimentary approach as a basis to study thinly bedded reservoirs
with complex geological structure**

Evgeniia S. Milei¹, Sergey R. Bembel^{2*}

¹STC NIS-Naftagas LLC, Novi Sad, Serbia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: bembel_gsr@mail.ru

Abstract. The article is focused on studies of features of the formation of heterogeneous geological structures namely the "lake-type" turbidite reservoirs, with complex thin-layered structure. The study of geological features and geological and commercial characteristics of such reservoirs requires selection of effective research methods. The structural features of the turbidite complex are considered on the example of terrigenous Upper Miocene sediments of the Pannonian basin of the Republic of Serbia.

Based on the results of the studies, we confirmed the relationship of the structural features of mosaic structure of the basement and deep fault systems with the complex structure of terrigenous deposits. Based on the analysis of geological and geophysical material, we proposed the use of facies and tectonic-structural analysis in the complex, as complementary procedures in the study of such deposits. To test the hypothesis of formation of strata in the turbidite system mode, a sedimentological analysis of object "X" was carried out and sedimentation conditions were determined, which led to a conclusion that the influence of tectonics dominates the sedimentation during the formation of a relatively deep epicontinental basin.

In order to confirm the presence of the rotational component, a lineament analysis of the territory was performed, on the basis of which the hypothesis of the formation of local structures as a result of shear tectonic movements initiated by local protrusions of deep structures was formulated and justified. Promising areas for the next stage of additional exploration of the territory are identified, based on a comprehensive analysis of core research materials, well logging and seismic data. Further study of the northern part of the territory in accordance with the described approach will most likely contribute to the discovery of local hydrocarbon deposits.

Key words: turbidites; thinly bedded reservoir; tectonic factor; sedimentation; deep faults; facies analysis; seismic section; destruction zone

Введение

При изучении геологических особенностей отложений различного генезиса внимание специалистов-геологов традиционно направлено на выявление фациальных или структурных характеристик, присущих данному объекту и повышающих его привлекательность с точки зрения перспективы добычи углеводородов (УВ). Данное исследование сконцентрировано на изучении специфики формирования пород-коллекторов, отнесенных к турбидитовым комплексам «озерного типа» сложного строения, связанным с многократной сменой трансгрессивных и регрессивных циклов. В результате сложных взаимодействий геологических факторов были сформированы гетерогенные геологические тела, характеризующиеся сложным тонкослоистым строением резервуара.

Тонкослоистые коллекторы рассматриваются современными геологами как один из недоисследованных объектов, разрабатываются подходы к их изучению в разных областях нефтегазовой области. Данный тип коллектора трудно выделить по показаниям методов геофизических исследований скважин (ГИС), пользуясь стандартной методикой интерпретации, и, как следствие, продуктивные нефтенасыщенные интервалы могут быть пропущены. Свойства такого коллектора необходимо оценивать, применяя особую методику интерпретации и специальные методы. Этому посвящена работа Е. Ф. Цукановой [1]. С точки зрения изучения геологических особенностей и геолого-промысловых характеристик подобных объектов очень важным является подбор наиболее эффективных методов работы со сложными тонкослоистыми объектами.

Особенности условий осадконакопления «озерных» турбидитов главным образом предполагают и определяют вертикальную неоднородность строения коллекторов. Однако, по мнению российских и зарубежных ученых (Э. Ор, А. Д. Архангельский, Г. Штилле, В. Бечер, М. В. Муратов и многие другие), тектонические движения вызывают периодические региональные трансгрессии и рег-

рессии морей (в данной статье рассмотрены особенности на примере Паннонского моря-озера на территории Республики Сербии) в области материков и обуславливают высокое и низкое стояние материковых массивов относительно уровня мирового океана (Г. Д. Ажгирей [2]).

Классическая генетическая классификация слоистости основана на представлении, что слоистые структуры горных пород в большинстве случаев образуются в связи с взаимодействием по крайней мере двух групп факторов — тектонических и физико-географических, хотя в некоторых случаях слоистость может быть вызвана в основном действием только одного из факторов (Г. Д. Ажгирей [2]).

Анализ тектонических форм и систем нарушения залегания пород на территории Паннонского бассейна (территория Республики Сербии) является первоочередным и необходимым условием при выявлении генеральных характеристик развития территории и прогнозе перспективных областей, не вскрытых бурением. В юго-восточной части Паннонского бассейна ряд зарубежных ученых (F. Horvath [3], J. Pigott [4]) указывают на проявление активных тектонических процессов. В связи с этим утверждается, что гибридное строение геологических толщ сформировано под влиянием разнонаправленных тектонических сил [5, 6].

Сложное строение терригенных отложений Паннонского бассейна обусловлено особенностями строения его глубинных форм — мозаичной структурой фундамента и разломов [7, 8]. На основании проведенных исследований мы предлагаем применять фациальный и тектоно-структурный анализ [9] в комплексе, как взаимодополняющие процедуры при изучении подобных залежей.

Идеи комплексирования тектонических и физико-географических факторов разрабатывались с конца XIX столетия российскими и зарубежными геологами (Н. А. Головкинский, А. П. Карпинский, Ю. А. Косыгин и др.). Н. А. Головкинский (1869 г.) одним из первых наиболее определенно указал на возможность образования слоистости в связи с тектоническими движениями, перемещением береговой линии и обусловленной ими миграцией фаций [2].

С учетом геотектонических гипотез и на основании практического опыта, накопленного при работе со сложными геологическими обстановками осадконакопления Паннонского бассейна, разработан авторский тектоно-седиментационный подход. При изучении геологических особенностей объектов таким путем восстанавливаются причинно-следственные связи между фациальными и тектоническими условиями формирования геологических тел, в результате появляется основа для создания обоснованной квазистатической прогнозной модели объекта.

Выбранный для изучения комплекс терригенных отложений нижнего понта (верхний миоцен неогеновой системы кайнозойской эратемы) отличается тонкослоистым строением, внутри которого отмечается различный характер насыщения песчаных линз по площади. Эти особенности привлекли наше внимание для детального рассмотрения с целью найти причину и характер гетерогенности геологических тел, установить тектонический режим формирования изучаемых структур, а также выявить перспективные участки для дальнейшей доразведки залежей УВ.

Задачи, определенные для достижения поставленных целей, следующие: детализация внутреннего строения залежей; выделение геологических тел, сформированных в схожих условиях осадконакопления; анализ взаимосвязей между строением фундамента и структурой осадочного комплекса; определение геологических границ перспективных объектов.

Объект и методы исследования

Фактическими материалами для данной статьи послужили результаты анализа многопластовой залежи южной части Паннонского бассейна и прилегающих территорий, расположенных на территории Республики Сербии (Северный Банат).

Объект изучения представляет собой многопластовую залежь месторождения Кикинда — комплекс «Х», которое открыто в 1959 году. На текущий момент комплекс находится в разработке, однако до настоящего времени добыча УВ производилась только из нижних пластов. Несмотря на то, что по данным ГИС фиксировались проявления УВ в верхней части залежи, нефтяной объект Х₃ не введен в полномасштабную разработку. Пласты залегают на глубинах 1 700–1 600 м, коллектор представлен переслаиванием слабосцементированного тонкослоистого песчаника и прослоев глин.

Отложения рассматриваемого комплекса пластов приурочены к нижнему понту. Комплекс состоит из четырех объектов, вскрытых 85 скважинами (из них в пределах залежи находятся 56 скважин). На основании кривых ГИС в комплексе отчетливо выделяются четыре цикла, связанных с изменением уровня моря. За границы пластов приняты границы затопления или понижения уровня моря.

Для самого нижнего объекта Х₁ определен регрессивный цикл осадконакопления, по электрометрическим методам отмечается закономерное увеличение зернистости вверх по разрезу (рис. 1).

Выше по разрезу происходило несколько циклов поднятия уровня моря, о чем свидетельствует увеличение зернистости вверх по разрезу. Пласты Х₁, Х₂ представлены в керне в основном заглинизированными разностями с периодическим появлением линз крупнозернистого песчаника мощностью до 10 см.

Завершает комплекс отложений пласт Х₃, характеризующийся наибольшей общей мощностью пласта (до 50 м). На основании анализа ГИС было выдвинуто предположение о формировании отложений последнего цикла Х₃ в относительно глубоководных условиях в результате деятельности турбидитовых систем.

Наличие трансгрессивных и регрессивных циклов, связанных с изменением уровня моря-озера, согласуется с региональными данными, описанными в работе венгерского исследователя I. Magyar [10]. В связи со сложным геологическим строением региона (блоковое строение и локальные выступы фундамента, сдвиговые деформации, многообразие фациальных обстановок) и неоднозначностью результатов промышленной эксплуатации залежи (появление газовых объектов в северной части залежи) строение выявленных залежей требует дальнейшего изучения для уточнения прогноза распределения продуктивных линз коллекторов и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Основой такого прогноза послужили результаты исследования керна, скважинные и сейсмические данные. В процессе работы применялся комплекс существующих методов: седиментологический анализ керна, электрофациальный анализ, сеймостратиграфический и линеаментный анализ.

Экспериментальная часть

Для проверки гипотезы о формировании пластов в режиме турбидитовых систем был выполнен седиментологический анализ. В результате анализа доступного кернового материала в интервале глубин объекта «Х» определена обстановка осадконакопления — «озерные» турбидиты со всеми текстурными признаками, свойственными классическим турбидитам. Описание «озерных» турбидитов Паннонского бассейна приведено в работе Е. А. Жуковской и Е. С. Милей [11]. Отложения сформированы в изолированном (периодически изолированном) относительно глубоком эпиконтинентальном бассейне, в формировании которого было доминирующим влияние тектоники. Механизм формирования отложений схож с таковым для классических турбидитов, однако масштаб территории Паннонского бассейна не сопоставим с глубоководными бассейнами, где существуют современные турбидитовые системы и их погребенные древние аналоги [12].

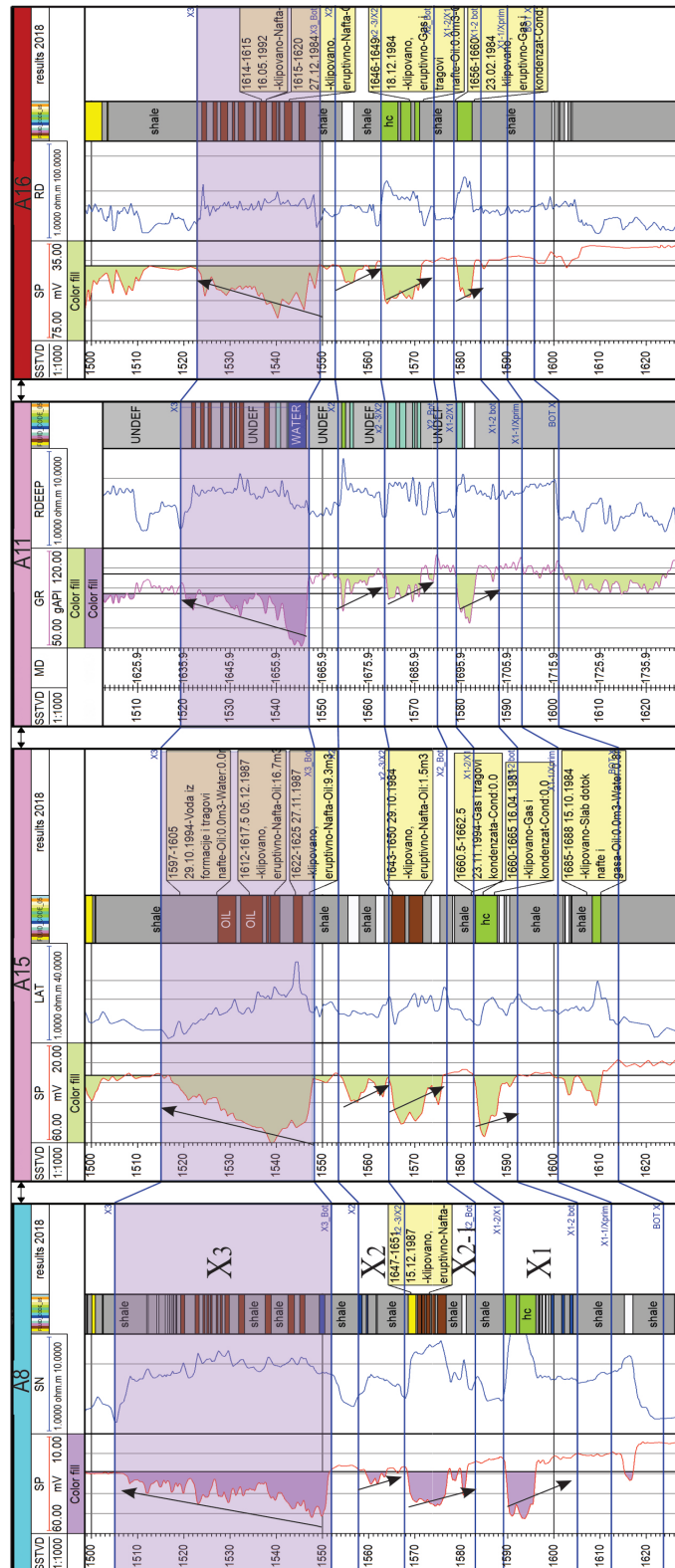


Рис. 1. Выделение четырех основных циклов изменения уровня моря на основании кривых геофизических исследований скважин

Верхнюю часть комплекса, пласт X_3 , можно описать как чередование глинистых и песчаных интервалов, причем к кровле пласта мощность песчаных телкратно уменьшается. Это говорит о возможной регрессии конусов выноса в результате субвертикальных тектонических движений и, как следствие, повышения уровня моря. Подтверждают генезис осадков и текстуры удаления воды, просадки под давлением, специфические биотурбации, наличие прослоев с глинистыми интракластами в песчаниках (рис. 2).

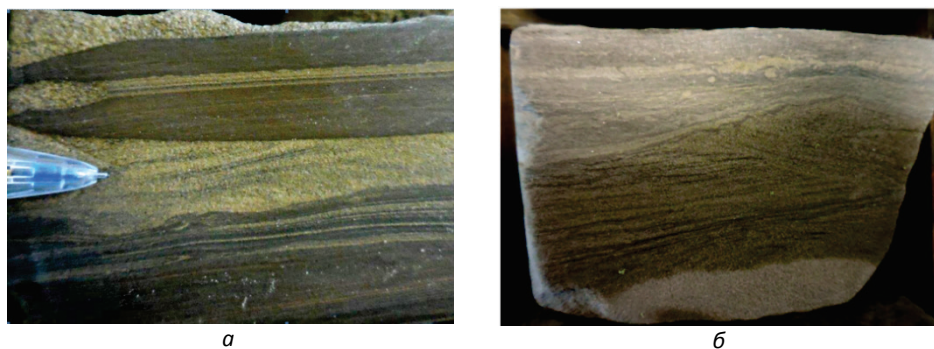


Рис. 2. Седиментационные текстуры в интервале пласта X_3 (верхняя часть комплекса): а — косая слоистость; б — аналог «hummocky cross-stratification»

Признаки мелкомасштабных деформаций были обнаружены в керне каждого пласта рассматриваемого нефтепромыслового комплекса пластов «Х». Это подтверждает вероятность тектонических причин таких деформаций. Как результат тектонических толчков того времени, на керне зарегистрированы текстуры деформации слабоуплотненного осадка типа «сброс» при растяжении (рис. 3).

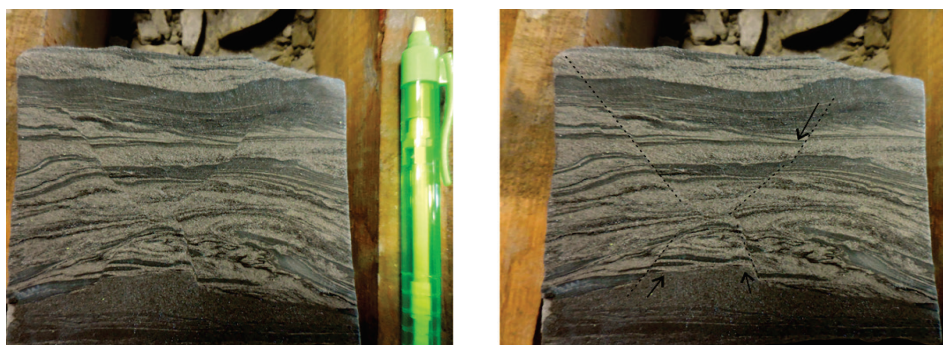


Рис. 3. Деформационные текстуры в интервале пласта X_3

Обнаруженная особенность изучаемых отложений — наличие в разрезе на глубине 1 600 м слабосцементированных песчаников, что не встречается в традиционных тонкослоистых коллекторах. Это может быть объяснено глубинными пульсирующими тектоническими движениями и быстрым погружением бассейна, так как следы деформаций сброса при растяжении четко фиксируются в керне.

Все установленные особенности отложений позволили с большей долей уверенности говорить об образовании их в турбидитовых системах крупного озера. Благодаря такому механизму были образованы песчаные линзы с хорошими ФЕС, что увеличивает привлекательность нефтепромыслового объекта.

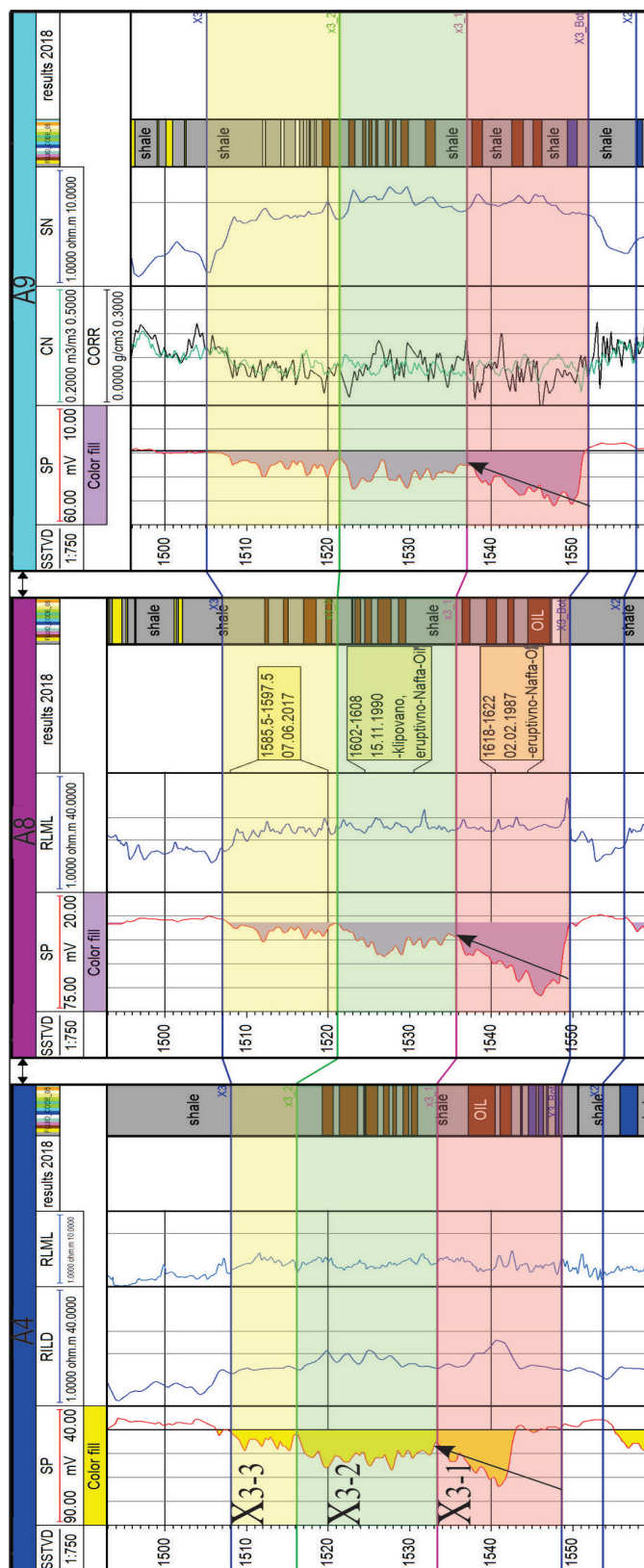


Рис. 4. Детализация строения объекта X₃ по методу электрофациального анализа

При дальнейшей разработке пластов на основании выработанной гипотезы было установлено, что верхняя часть комплекса — пласт X_3 имеет различное насыщение УВ как внутри своих вертикальных границ, так и по латерали. Наличие данного факта заставило детализировать строение этого объекта в двух направлениях. В результате детального выделения циклов изменения уровня моря установлено три дополнительных границы геологических тел внутри пласта X_3 (рис. 4).

Первый внутренний цикл пласта X_3 ($X_{3.1}$) является выраженным этапом трансгрессии, характеризуется песчаными пропластками средней мощностью 1–1,5 м. Разрез верхних циклов является менее характерным с точки зрения анализа особенностей электрофаций, но границы объектов отмечены мощными глинистыми перемычками до 5 м. При испытании этих пластов обнаружено наличие водонасыщенных пропластков над нефтенасыщенными.

Мы предполагаем, что к сложной внутренней конфигурации геологических тел в большей степени привели глубинные тектонические события. Предпосылкой к такому заключению служат региональные исследования на территории Паннонского бассейна, где зафиксированы ротационные и горизонтальные движения блоков фундамента [4, 13, 14].

Анализ морфологии структурной поверхности кровли продуктивных объектов — пластов X показал, что в северной части исследуемой территории особенно выражены локальные поднятия фундамента. Пример одного из продуктивных нефтеносных участков с наличием залежей в пластах X приведен на фрагменте сейсмического временного разреза (рис. 5).

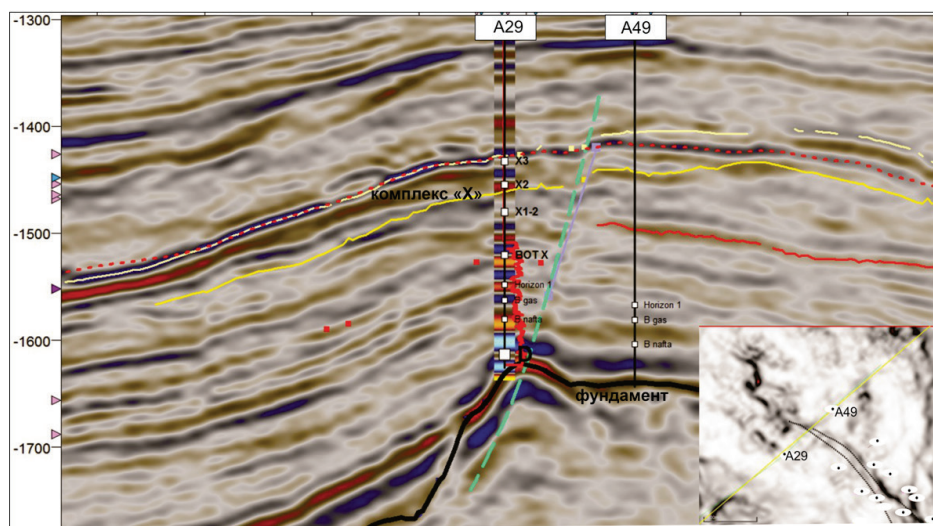


Рис. 5. Фрагмент временного сейсмического разреза по линии

Скважина A29 находится в районе локального выступа фундамента, а от сводов выступа прослеживаются прерывания фаз отражающих горизонтов (ОГ), по которым выделено положение разлома. Характер амплитуд, куполообразная форма ОГ позволяют провести соответствие данного выступа с субвертикальными зонами деструкции, описанными в работе [15].

В. В. Белоусов в работе [16] описал, что интенсивность складчатости связана с интенсивностью колебательных движений: она проявляется сильнее там, где больше размах вертикальных движений. Следовательно, логично ожидать локальные структуры в вышележащих отложениях над выступами фундамента. В выше-

лежащих отложениях явного наличия разлома не прослеживается, но отмечаются локальные флексуры и ослабление сейсмических волн.

Опираясь на опыт изучения соседних структурно-формационных зон [9], мы пришли к идее о том, что на данной площади субвертикальные выступы фундамента инициировали дезинтеграцию вышележащих пород, которые впоследствии подверглись ротационным деформациям.

С целью подтвердить или опровергнуть наличие ротационной компоненты был выполнен линеаментный анализ территории. На основе выполненной интерпретации ОГ по кровле комплекса «Х» (пласта X_3) выделены основные структурные элементы северной части территории (рис. 6):

- локальные структурные выступы с северо-западной ориентацией (красные овалы),
- линеаменты (черный пунктир),
- основные проявленные разрывные нарушения на территории залежи (красные линии).

Также на рисунке 6 обозначен контур водонефтяного контакта залежи пласта X_3 (синий пунктир), который установлен на основании испытаний центральной части залежи на уровне $-1\ 547$ м (а.о.) и не является замкнутым.

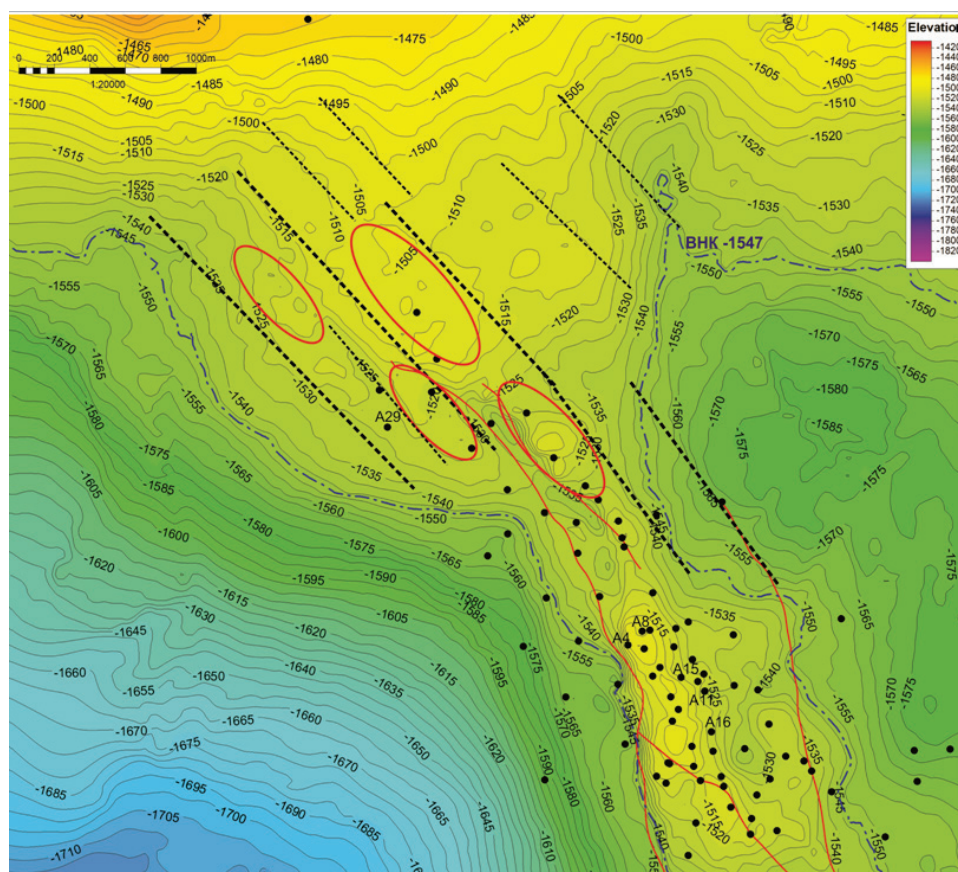


Рис. 6. Структурная карта по кровле пласта X_3 с указанием основных линеаментов и перспективных структур для доразведки

Ориентация локальных структур совпадает с выделенными линеаментами. Однако между основными разломами в залежи и линеаментами наблюдается различное

азимутальное направление. Мы предлагаем следующую гипотезу развития территории — многостадийная активизация субвертикального выступа фундамента в районе скважины А29 инициировала серию горизонтальных сдвигов в вышележащих терригенных отложениях. Каждое азимутальное направление, указанное на карте (см. рис. 6), можно связать с отдельным этапом тектонической активизации. Ориентация локальных структур может изменяться в зависимости от преобладающих напряжений на момент движения. Вследствие изменения напряжения в одной части территории происходит ротация группы структур.

В подтверждение высказанной гипотезы ротационных структур можно привести ряд исследований. А. И. Полетаев отмечает, что базовый фактор тектонического вращения отдельных блоков влияет на развитие разномасштабных сдвигово-ротационных и ротационно-сдвиговых структур [17]. Тектонические структуры, в которых фиксируются результаты проявления и вертикальных, и горизонтальных дислокаций, описаны в пределах Ханкайского массива (Л. А. Изосов и др. [18]), «комбинированные» структуры — кальдерные депрессии, сформировавшиеся в результате проседания с одновременным вращением.

Структуры, сформировавшиеся на первом этапе тектонической активности, могут отличаться по наполнению УВ от вторичных (последующих) структур, образованных на следующих этапах тектонического развития территории.

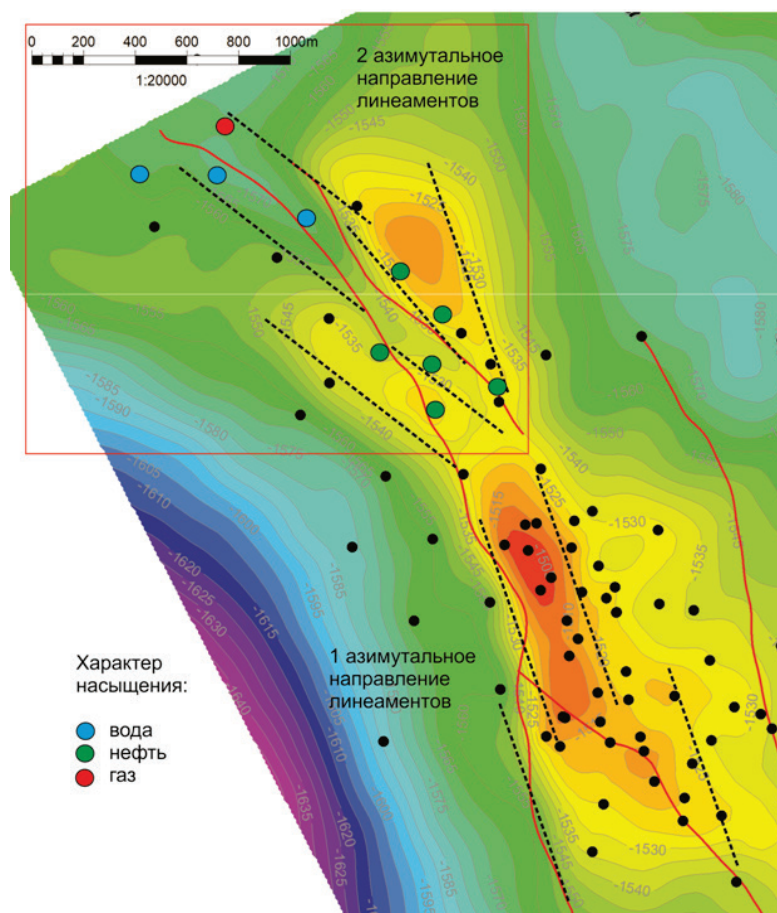


Рис. 7. Структурная карта по кровле пласта X₃ с указанием главных линеаментов и характером насыщения пласта

При сопоставлении результатов испытания пласта X_3 по площади с выделенными азимутальными направлениями структур проявляется бимодальность (рис. 7), что наталкивает на мысль о ротационной компоненте при формировании данных структур. Небольшое, но фиксируемое отличие в азимуте простирания северной и центральной структур помогает обосновать наличие водонасыщенных и газонасыщенных коллекторов в верхних пластах изучаемого комплекса.

Ранее северная часть структуры представлялась локальным куполовидным поднятием с неясным насыщением, что было связано с общим гипсометрическим понижением пласта в северном направлении. По результатам анализа промыслово-геофизических материалов в комплексе с морфологическими особенностями кровли продуктивных объектов можно сделать вывод о блоковом строении залежи УВ в связи со сложными процессами образования рассматриваемой структурно-формационной зоны.

Результаты

На основании серии проведенных экспериментов сформулирована и обоснована гипотеза формирования локальных структур в результате сдвиговых тектонических движений, инициированных локальными выступлениями глубинных структур. Ротационная компонента, присутствующая в процессе образования и последующей тектонической истории развития исследуемой территории, проявлена в ориентации азимутов простирания линеаментов.

На основании комплексного анализа материалов исследований керна, данных ГИС и сейсморазведки выделены перспективные направления для следующего этапа доразведки территории.

Рекомендации по доразведке и доизучению площади исследований

Предполагается, что выявленные локальные структуры в интервале изучаемого комплекса терригенных отложений пласта X_3 будут насыщены УВ в связи с близостью к разлому, наличием зон и участков повышенной трещиноватости, локальными проявлениями аномалий типа «ярких пятен» в разрезе. На структурной карте по кровле пласта X_3 (см. рис. 6.) красными овалами отмечены локальные поднятия, которые, по нашему мнению, могут быть перспективными на открытие в них залежей УВ при наличии в вышележащих слоях изолирующих пород-покрышек.

Дальнейшее изучение северной части территории в соответствии с изложенными принципами и подходами, а также объединение с локальными структурами соседнего месторождения Кикинда-Варош представляются нам перспективными в плане обнаружения локальных залежей УВ, не затронутых предыдущими стадиями разработки месторождения.

Выводы

Несмотря на частое упоминание об уникальности отложений Паннонского бассейна, серия комплексных геологических работ авторов [9, 11] доказывает эффективность рационального использования классических подходов, основанных на тектонических и седиментологических группах факторов.

Гипотезы о дегазации Земли П. Н. Кропоткина, А. В. Пейве, гравитационного тектоногенеза Э. Хаармана, колебательных (эпейрогенических) движений В. В. Белоусова [16], идея Е. Е. Милановского о пульсационных движениях Земли [19] содержат рациональные представления об особенностях тектонических движений и их влиянии на формирование структур. Важную роль при прогнозе и

картировании залежей нефти и газа мы связываем с применением элементов геосолитонной концепции [20], связанной с гипотезами дегазации, геодинамики и флюидодинамики. При внимательном сопоставлении фактических материалов и понимании вышеперечисленных гипотез появляется возможность по-новому взглянуть на палеогеографическую обстановку формирования объектов и определить перспективы для будущих поисков и открытий.

Библиографический список

1. Методика изучения тонкослоистых коллекторов с целью повышения добычи и перспективного бурения : [презентация] / Е. Ф. Цуканова, К. А. Ежов, Е. С. Милей [и др.] – Текст : электронный // Материалы конференции ЕАГО «Скважинные исследования — технологии будущего — 2018». – URL: <http://mooeago.ru/course/view.php?id=18> (дата обращения: 12.05.2020).
2. Ажгирей, Г. Д. Структурная геология / Г. Д. Ажгирей. – Москва : Изд-во Московского ун-та, 1956. – 493 с. – Текст : непосредственный.
3. Formation and deformation of the Pannonian Basin: constraints from observational data / F. Horváth, G. Bada, P. Szafián [et al.]. – DOI 10.1144/GSL.MEM.2006.032.01.11. – Текст : электронный // Geological Society, London, Memoirs. – 2006. – Vol. 32, Issue 1. – P. 191–206. – URL: <https://doi.org/10.1144/GSL.MEM.2006.032.01.11> (дата обращения: 12.05.2020).
4. Pigott, J. Seismic stratigraphy based chronostratigraphy (SSBC) of the Serbian Banat region of the Pannonian Basin / J. Pigott, D. Radivojevic. – DOI 10.2478/v10085-010-0027-2. – Текст : электронный // Open Geosciences. – 2010. – Vol. 2, Issue 4. – P. 481–500. – URL: <https://doi.org/10.2478/v10085-010-0027-2> (дата обращения: 12.05.2020).
5. Ćirić, B. M. Geologija Srbije, grada i razvoj Zemljine kore / B. M. Ćirić. – Beograd : Zavod zakartografiju GEOKARTA, 1996. – 273 p. – Текст : непосредственный.
6. Marvić, M. Geologija Jugoslavije / M. Marvić. – Beograd : Univerzitet u Beogradu, Rudarsko-Geološki fakultet, 2001. – 214 p. – Текст : непосредственный.
7. Бембель, С. Р. Геология и картирование особенностей строения месторождений нефти и газа Западной Сибири : монография / С. Р. Бембель ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2016. – 214 с. – Текст : непосредственный.
8. Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений (к 100-летию со дня рождения академика П. Н. Кропоткина) / Российская академия наук, Отделение наук о Земле, Институт проблем нефти и газа ; отв. ред. А. Н. Дмитриевский, Б. М. Валяев. – Москва : ГЕОС, 2012. – 514 с. – Текст : непосредственный.
9. Милей, Е. С. Тектоно-структурный анализ залежей в отложениях контакта осадочного чехла и кристаллического фундамента / Е. С. Милей, С. Р. Бембель. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-3-8-19. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 3. – С. 8–19.
10. Progradation of the paleo-Danube shelf margin across the Pannonian Basin during the Late Miocene and Early Pliocene / I. Magyar, D. Radivojević, O. Sztanó [et al.]. – DOI 10.1016/j.gloplacha.2012.06.007. – Текст : электронный // Global and Planetary Change. – 2013. – Vol. 103. – P. 168–173. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.gloplacha.2012.06.007> (дата обращения: 12.05.2020).
11. Новые перспективы месторождения Кикинда (Сербия) / Е. А. Жуковская, Е. С. Милей, Е. Ф. Цуканова [и др.]. – DOI 10.24887/0028-2448-2018-12-60-62. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 12. – С. 60–62.

12. Gogic, A. Facial model as a key for successful exploitation: case study, Pannonian basin, Late Miocene / A. Gogic, E. Milei, E. Zhukovskaia. – Текст : электронный // A sedimentary journey through 3 billion years in the new world. – 2018. – Vol. 2. – P. 870. – URL: https://www.researchgate.net/publication/327057604_Facial_model_as_a_key_for_successful_exploitation_case_study_Pannonian_basin_Late_Miocene (дата обращения: 12.05.2020).
13. Matenco, L. On the formation and evolution of the Pannonian Basin: Constraints derived from the structure of the junction area between the Carpathians and Dinarides / L. Matenco, D. Radivojevic. – DOI 10.1029/2012TC003206. – Текст : электронный // Tectonics. – 2012. – Vol. 31, Issue 6. – P. [1–31]. – URL: <https://doi.org/10.1029/2012TC003206> (дата обращения: 12.05.2020).
14. Tari, G. Styles of extension in the Pannonian Basin / G. Tari, F. Horváth, J. Rumpel. – DOI 10.1016/0040-1951(92)90345-7. – Текст : электронный // Tectonophysics. – 1992. – Vol. 208, Issue 1–3. – P. 203–219. – URL: [https://doi.org/10.1016/0040-1951\(92\)90345-7](https://doi.org/10.1016/0040-1951(92)90345-7) (дата обращения: 12.05.2020).
15. Бембель, С. Р. О пространственных свойствах субвертикальных зон деструкции и характере распределения залежей углеводородов / С. Р. Бембель. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 4. – С. 38–41.
16. Белоусов, В. В. Основные вопросы геотектоники / В. В. Белоусов. – Москва : Госгеолтехиздат, 1953. – 606 с. – Текст : непосредственный.
17. Полетаев, А. И. Ротация — ключ к пониманию структурного преобразования Земли / А. И. Полетаев. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы региональной геологии и геодинамики: XII Горшковские чтения. Материалы конференции, посвященной 101-й годовщине со дня рождения Г. П. Горшкова (1909–1984), МГУ, 26 апреля 2010 г. / Под редакцией Н. В. Короновского. – Москва : МГУ, 2010. – С. 16–18.
18. Изосов, Л. А. Фундаментальная проблема соотношения вертикальных и горизонтальных тектонических движений (часть 2) / Л. А. Изосов, В. И. Чупрынин, Ю. И. Мельниченко. – Текст : непосредственный // Региональные проблемы. – 2012. – Т. 15, № 1. – С. 12–20.
19. Косыгин, Ю. А. Тектоника / Ю. А. Косыгин. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва : Недра, 1988. – 461 с. – Текст : непосредственный.
20. Бембель, С. Р. Геосолитонная составляющая при прогнозе и картировании залежей нефти и газа / С. Р. Бембель, В. М. Мегеря. – Текст : непосредственный // Нефть и газ Евразия. – 2011. – № 7–8. – С. 50–53.

References

1. Tsukanova, E. F., Ezhov, K. A., Miley, E. S., Gritsyuk, A. S., & Dzhokich, Z. (2018). Metodika izucheniya tonkosloistnykh kollektorov s tsel'yu povysheniya dobychi i perspektivnogo bureniya. Materialy konferentsii EAGO "Skvazhinnye issledovaniya - tekhnologii budushchego - 2018". (In Russian). Available at: <http://mooeago.ru/course/view.php?id=18>
2. Azhgirey, G. D. (1956). Strukturnaya geologiya. Moscow, Moscow University Publ., 493 p. (In Russian).
3. Horváth, F., Bada, G., Szafián, P., Tari, G., Ádám, A., & Cloetingh, S. (2006). Formation and deformation of the Pannonian Basin: constraints from observational data. Geological Society, London, Memoirs, 32(1), pp. 191–206. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1144/GSL.MEM.2006.032.01.11>

4. Pigott, J., & Radivojevic, D. (2010). Seismic stratigraphy based chronostratigraphy (SSBC) of the Serbian Banat region of the Pannonian Basin. *Open Geosciences*, 2(4), pp. 481-500. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2478/v10085-010-0027-2>
5. Ćirić, B. M. (1996). *Geologija Srbije, građa i razvoj Zemljine kore*. Beograd, Zavod zakartografiju GEOKARTA, 273 p. (In Serbian).
6. Marvić, M. (2001). *Geologija Jugoslavije*, Beograd, Univerzitet u Beogradu Rudarsko-Geološki fakultet, 214 p. (In Serbian).
7. Bembel, S. R. (2016). *Geologiya i kartirovanie osobennostey stroeniya mestorozhdeniy nefi i gaza Zapadnoy Sibiri*. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 214 p. (In Russian).
8. Dmitrievskiy, A. N., & Valyaev, B. M. (Eds.). (2012). *Degazatsiya Zemli i genezis neftegazovykh mestorozhdeniy (k 100-letiyu so dnya rozhdeniya akademika P. N. Kropotkina)*. Moscow, GEOS Publ., 514 p. (In Russian).
9. Milei, E. S., & Bembel, S. R. (2020). Tectonic-structural analysis of deposits in sediments of contact between sedimentary cover and basement. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 8-19. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-3-8-19
10. Magyar, I., Radivojević, D., Sztanó, O., Synak, R., Ujszászi, K., & Pócsik, M. (2013). Progradation of the paleo-Danube shelf margin across the Pannonian Basin during the Late Miocene and Early Pliocene. *Global and Planetary Change*, 103, pp. 168-173. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.gloplacha.2012.06.007>
11. Zhukovskaya, E. A., Miley, E. S., Tsukanova, E. F., Ezhov, K. A., & Gogich, A. (2018). New perspectives of the Kikinda oil and gas field (Serbia). *Oil Industry*, (12), pp. 60-62. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2018-12-60-62
12. Gogic, A., Milei, E., & Zhukovskaia, E. (2018). Facial model as a key for successful exploitation: case study, Pannonian basin, Late Miocene. A sedimentary journey through 3 billion years in the new world, 2, p. 870. (In English). Available at: https://www.researchgate.net/publication/327057604_Facial_model_as_a_key_for_successful_exploitation_case_study_Pannonian_basin_Late_Miocene
13. Matenco, L., & Radivojevic, D. (2012). On the formation and evolution of the Pannonian Basin: Constraints derived from the structure of the junction area between the Carpathians and Dinarides. *Tectonics*, 31(6), pp. 1-31. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1029/2012TC003206>
14. Tari, G., Horváth, F., & Rumpler, J. (1992). Styles of extension in the Pannonian Basin. *Tectonophysics*, 208(1-3), pp. 203-219. (In English). Available at: [https://doi.org/10.1016/0040-1951\(92\)90345-7](https://doi.org/10.1016/0040-1951(92)90345-7)
15. Bembel, S. R. (2010). On the issue of spatial properties of destruction subvertical zones and the structure of hydrocarbons deposits distribution. *Oil Industry*, (4), pp. 38-41. (In Russian).
16. Belousov, V. V. (1953). *Osnovnye voprosy geotektoniki*. Moscow, Gosgeoltekhizdat Publ., 606 p. (In Russian).
17. Poletaev, A. I. (2010). Rotatsiya - klyuch k ponimaniyu strukturnogo preobrazovaniya Zemli. Aktual'nye problemy regional'noy geologii i geodinamiki: XII Gorshkovskie chteniya. Materialy konferentsii, posvyashchennoy 101-y godovshchine so dnya rozhdeniya G. P. Gorshkova (1909-1984), Lomonosov Moscow State University, April 26, 2010. Moscow, Lomonosov Moscow State University Publ., pp. 16-18. (In Russian).
18. Izosov, L. A., Chuprynin, V. I., & Mel'nichenko, Yu. I. (2012). Fundamental'naya problema sootnosheniya vertikal'nykh i gorizonta'nykh tektonicheskikh dvizheniy (chast' 2). *Regional'nye problem*, 15(1), pp. 12-20. (In Russian).
19. Kosygin, Yu. A. (1988). *Tektonika*. 3rd edition, revised and expanded. Moscow, Nedra Publ., 461 p. (In Russian).

20. Bembel, S. R., & Megerya, V. M. (2011). The geosoliton component in the prediction and delineation of oil and gas deposits. Oil&Gas Eurasia, (7-8), pp. 50-53. (In Russian).

Сведения об авторах

Милей Евгения Сергеевна, руководитель группы по геологии, ООО «НТЦ НИС-Нафtagас», г. Нови-Сад, Республика Сербия

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

Information about the authors

Evgeniia S. Milei, Reservoir Geology Team Leader, STC NIS-Naftagas LLC, Novi Sad, Serbia

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

УДК 622.276.1

**Расчет перепада давления в сеноманской газовой скважине,
эксплуатируемой с пенообразователем**

В. А. Огай*, Е. А. Сабурова, В. О. Довбыш, А. Ю. Юшков

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

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

Аннотация. На сегодняшний день многие из крупнейших сеноманских газовых залежей Западной Сибири находятся на завершающей стадии разработки, характеризующейся обводнением скважин и накоплением жидкости в стволе. Среди прочих технологий, позволяющих стабильно эксплуатировать такие скважины, применяется технология закачки жидких пенообразующих поверхностно-активных веществ (ПАВ) на забой. Существуют трудности, связанные с прогнозированием потерь давления в лифтовой колонне, содержащей вспененную с помощью ПАВ жидкость. В данной работе приводится описание методики университета Талсы (США) для расчета перепада давления вспененного потока, а также анализируются результаты применения этой методики для расчета потерь давления в газовых скважинах одного из месторождений России на падающей добыче.

Ключевые слова: добыча природного газа; сеноманские газовые скважины; «самозадавливание» скважин; вспененный поток; пенообразующие поверхностно-активные вещества

**Calculation of the pressure gradient in the Cenomanian gas well
operated with a foaming agent**

**Vladislav A. Ogai*, Elizaveta A. Saburova, Vadim O. Dovbysh,
Anton Yu. Yushkov**

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

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

Abstract. Many of the largest Cenomanian gas deposits in Western Siberia are in the final stage of development. There are the liquid loading in the well and gas production decrease. The choice of artificial lift technologies is due to both the technological features of the production process at a particular field, and the economic efficiency of their application. The technology of injection foaming surfactants into the well is widespread in the world, which is characterized by a relatively low level of capital investments and a high level of efficiency, including economic efficiency. There are difficulties associated with the prediction of the pressure gradient under foam flow in a production tubing. This article describes a method for calculating the pressure gradient under foam flow. The results of applying this method for calculating pressure gradient in gas wells of one of the Russian fields on the final stage of development.

Key words: natural gas production; Cenomanian gas wells; liquid loading; foam flow; foaming agent

Введение

Основные газовые месторождения Западной Сибири приурочены к апт-сеноманскому газоносному комплексу [1]. Сеноманский продуктивный комплекс содержит около двух третей запасов газа промышленных категорий по Западной Сибири; из сеноманских газовых залежей отбирается около 80 % природного газа, добываемого в России. Коллекторами для газа являются пески и алевролиты в различной степени глинистые. Залежи являются массивными, водоплавающими, залегают на сравнительно небольшой глубине до 1 300 м, характеризуются идентичностью геологического строения, что позволяет обобщить основные геолого-геофизические характеристики: газонасыщенная толщина может достигать 250 м, средняя пористость пород-коллекторов составляет 30–37 %, проницаемость варьируется от 0,001 до 7 мкм², газонасыщенность — от 47 до 93 %. Подконтактная водонасыщенная часть залежей, как на крыльях структур, так и по площади газоносности, сложена высокопроницаемыми песчано-алевролитовыми породами. Сеноманский газ на 98 % состоит из метана [2].

Уникальные месторождения сеноманского газа, такие как Медвежье, Уренгойское, Ямбургское и др., находятся на завершающей стадии разработки. Сегодня эти месторождения выработаны в среднем более чем на 75 %, пластовое давление в зоне отбора уменьшилось почти на 90 % от начального и в некоторых местах достигает 1,0–1,5 МПа. Снижение давления в газонасыщенной части залежи приводит к активному внедрению пластовой воды. Так, например, на Медвежьем нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) при отборе 80 % начальных запасов обводнилось 35–38 % от начального газонасыщенного объема [2]. Также существенное снижение пластового давления приводит к значительному увеличению удельного содержания растворенных паров воды в добываемом газе, что приводит к росту объемов выпадения конденсационной воды в лифтовой колонне [3].

Для большинства месторождений характерны осложняющие добычу газа следующие проблемы: среднесуточные дебиты скважин снизились в 4–5 раз по сравнению с начальными, что обуславливает скопление конденсационной жидкости на забое и в лифтовых колоннах; требуются постоянные продувки для очистки ствола и предотвращения остановки скважин. Такие скважины составляют более 20 % от общего фонда, с каждым годом их число увеличивается [4].

В качестве примера рассмотрим результаты химического анализа отобранных проб жидкости, который проводится с целью контроля над обводнением скважин Медвежьего НГКМ в 2010 и 2015 гг. [2, 5].

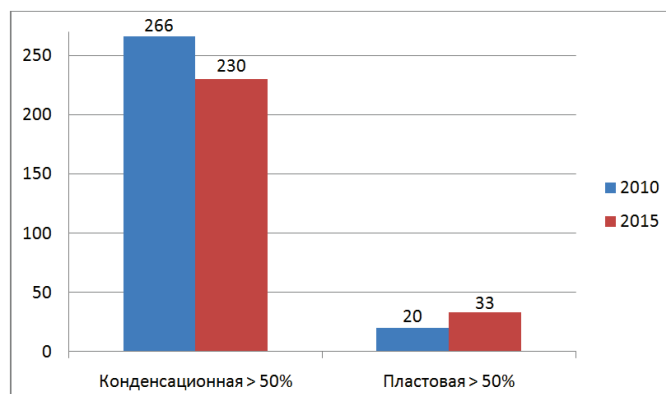


Рис. 1. Распределение скважин по характеру выносимой жидкости Медвежьего месторождения в 2010 и 2015 гг.

Из рисунка 1 видно, что в основном в продукции скважин преобладает конденсационная вода. Дополнительным подтверждением является тот факт, что в 2015 году содержание пластовой воды более 10 % было обнаружено только в 64 из 263 скважинах.

Также следует отметить, что одним из важных факторов, способствующих эксплуатации сеноманских газовых скважин месторождений падающей добычи в режиме «самозадавливания», является относительно большой диаметр лифтовых колонн, а именно 168 мм [6].

Для поддержания режима работы «самозадавливающихся» газовых скважин применяются различные геолого-технические мероприятия, такие как замена насосно-компрессорной трубы (НКТ) на меньший диаметр, применение плунжерного и концентрического лифтов и др. [7, 8].

В мировой практике и в нашей стране широкое распространение получила технология ввода в скважину пенообразующих поверхностно-активных веществ (ПАВ), которая отличается относительно низким уровнем капитальных вложений и высоким уровнем эффективности, в том числе экономической [9, 10]. ПАВ могут вводиться в скважину в виде твердых стержней или закачиваться в виде жидких растворов [11]. Накоплен значительный опыт применения ПАВ в различных регионах: на месторождениях Северного Кавказа, Краснодарского края, Оренбургской области, Крайнего Севера (Ямбургском, Уренгойском, Медвежьем и др.) [12].

При взаимодействии пенообразующего ПАВ, скважинного флюида и восходящего потока газа образуется пена, снижается плотность газожидкостной смеси, уменьшается коэффициент поверхностного натяжения между жидкостью и газом, что в итоге приводит к снижению критической скорости газа, необходимой для удаления жидкости и очистки скважины. У нас в стране последнее время набирает распространение технология закачки жидких пенообразователей в скважину, которая в сравнении с вводом твердых стержней ПАВ позволяет обеспечить стабильную концентрацию реагента в скапливающемся флюиде и автоматизацию технологического процесса. Технология также рекомендуется к применению в случае, если значение минимального дебита скважины по газу для выноса жидкости превышает максимально допустимые значения дебитов, исключающие абразивный износ оборудования и разрушение призабойной зоны пласта [13]. В таком случае закачка пенообразователя исключит скопление жидкости и дополнительно будет способствовать очистке забоя скважины от песка с помощью пены, исключит образование песчаноглинистых пробок.

Так как технология эксплуатации сеноманских газовых скважин с пенообразователями получает все большее распространение, становится актуальным и вопрос учета перепада давления в стволе скважины, работающей с ПАВ. Корректный расчет перепада давления позволит точно прогнозировать забойное давление при заданном устьевом давлении для поддержания необходимого технологического режима эксплуатации скважины, а также может способствовать созданию VFP-таблиц (многопараметрических моделей (функций), описывающих многофазный вспененный поток при работе скважины с ПАВ) для гидродинамического моделирования разработки залежи с помощью симуляторов [14].

Объект и методы исследования

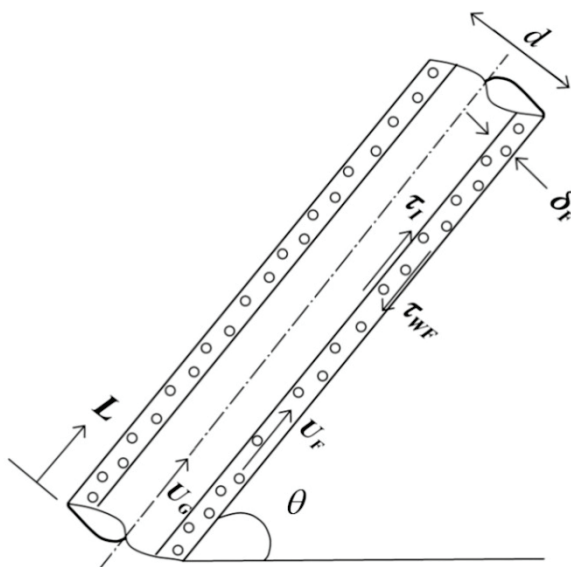
Разработанная в Университете Талсы (г. Талса, США) методика расчета перепада давления в стволе газовой скважины, работающей с пенообразовате-

лем, одной из первых была представлена в открытых литературных источниках [15]. Данная расчетная модель позволяет сделать процесс вычисления относительно быстрым в сравнении с немногочисленными аналогами, в которых используются итерационные вычисления [16]. Отклонение результатов расчета перепада давления по указанной методике от фактических промысловых данных составляет не более 30 % для 90 % данных [17].

Теоретические аспекты расчетной модели Университета Талсы

Модель применима для кольцевого режима течения с определенными допущениями, описанными ниже (рис. 2) [17].

Рис. 2. Кольцевой режим течения вспененного газожидкостного потока в трубопроводе



Баланс сил, действующих на пленку пены, поднимающуюся вдоль стенки лифтовой колонны (при этом жидкость в потоке содержится только в пленке пены)

$$-\left(\frac{dP}{dl}\right)_F + \tau_I \frac{S_I}{A_F} - \tau_{WF} \frac{S_F}{A_F} - \rho_F g \sin \theta = 0, \quad (1)$$

где $\left(\frac{dP}{dl}\right)_F$ — градиент давления в пенной пленке; τ_I — тангенциальное поверхностное напряжение, вызванное взаимодействием пленки пены и газового сердечника; S_I — периметр взаимодействия; A_F — площадь поперечного сечения пенной пленки; τ_{WF} — поверхностное напряжение, вызванное взаимодействием пленки пены и лифтовой колонной (трение); S_F — периметр лифтовой колонны; ρ_F — плотность пены; g — ускорение свободного падения; θ — угол наклона.

Баланс сил, действующих на газовый сердечник (ядро) или на поток газа в центральной части поперечного сечения лифтовой колонны (при этом в газовом сердечнике отсутствует пена или жидкость в капельном виде)

$$-\left(\frac{dP}{dl}\right)_C - \tau_I \frac{S_I}{A_C} - \rho_C g \sin \theta = 0, \quad (2)$$

где $\left(\frac{dP}{dt}\right)_C$ — градиент давления в газовом сердечнике; A_C — площадь поперечного сечения сердечника; ρ_C — плотность газа. Авторы модели считают градиенты давления в пенной пленке $\left(\frac{dP}{dt}\right)_F$ и газовом сердечнике $\left(\frac{dP}{dt}\right)_C$ равными.

Основные параметры расчетной модели



Рис. 3. Фото установки для определения безразмерного коэффициента U_{lrss}/U_{sgss}

Важным параметром для функционирования расчетной модели является «unloading potential» U_{lrss}/U_{sgss} (безразмерный коэффициент разгрузки), который отражает способность пены, полученной при смешивании флюида определенного состава с содержанием конкретного пенообразователя заданной концентрации, выносить из трубопровода жидкость. Этот коэффициент можно получить с помощью эксперимента на установке малого масштаба (рис. 3) [15].

В пробирку слева помещается определенное количество скважинного флюида (или имитационного раствора) и ПАВ необходимой концентрации. Затем через пористый диск пропускается газ малого расхода и анализируется динамика выноса объема жидкости во времени (рис. 4).

$$U_{lrss} = q/A_{pss}, \text{ (м/с),}$$

где q — скорость выноса жидкости из пробирки; A_{pss} — площадь поперечного сечения пробирки; U_{sgss} — скорость пропускаемого газа, м/с.

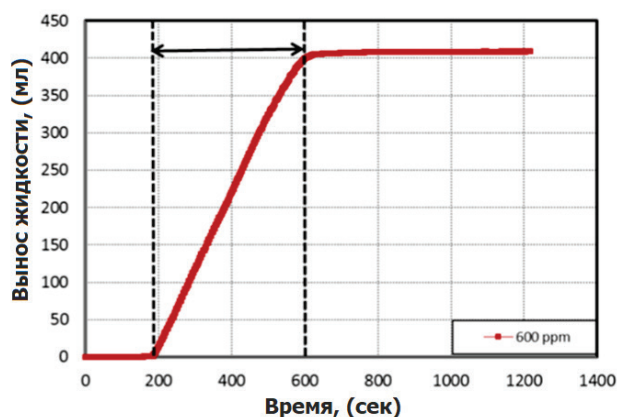


Рис. 4. Схематический рисунок экспериментального графика для определения коэффициента U_{lrss}/U_{sgss}

Ниже приведены зависимости, полученные эмпирическим путем. Содержание газа в пене (качество пены)

$$f_g = -0,00076 \left(\frac{U_{sg}}{h_F} \right) - 0,28 \left(\frac{U_{sl}}{h_F} \right) + 0,8, \quad (3)$$

где U_{sg} — приведенная скорость газа в стволе скважины (отношение расхода газа к площади поперечного сечения лифтовой колонны); h_F — объемное содержание пены в потоке; U_{sl} — приведенная скорость жидкости в лифтовой колонне (отношение расхода жидкости к площади поперечного сечения лифтовой колонны);

$$h_F = 1,6H_L + 36,12 \left(\frac{U_{sl}}{U_{sg}} \right), \quad (4)$$

где H_L — объемное содержание жидкости в потоке;

$$H_L = 1 - \alpha, \quad (5)$$

где α — объемное содержание газа в потоке;

$$\alpha = \frac{U_{sg}}{U_{sl} + U_{sg} + 0,18 U_{sg}^{0,63} \left[\frac{U_{sl}}{(U_{lrss} / U_{sgss})} \right]^{0,37}}. \quad (6)$$

Коэффициент межфазного трения между пленкой пены и газовым сердечником

$$f_l = \frac{0,88}{Re_{sg}^{0,31}} \left[1 + 80,51 \left(\frac{\delta_f}{d} \right) \right], \quad (7)$$

где Re_{sg} — число Рейнольдса для газа; δ_f — толщина пленки пены на стенке лифтовой колонны; d — диаметр лифтовой колонны;

$$Re_{sg} = \frac{\rho_g U_{sg} d}{\mu_g}, \quad (8)$$

где ρ_g — плотность газа; μ_g — коэффициент динамической вязкости газа.

Для оценки возможности применения данной методики для сеноманских газовых скважин месторождений, находящихся на стадии падающей добычи, было решено сопоставить расчетные данные с фактическими промысловыми одного из месторождений Крайнего Севера. В скважинах присутствовала только вода, растворенная в газе, поэтому объем выпадения жидкой конденсационной воды в лифтовой колонне рассчитывался по номограмме влагосодержания сеноманского газа (рис. 5) [18].

Ежесуточное выпадение конденсационной воды в сеноманской газовой скважине определяется с использованием вышеприведенного графика по формуле

$$q_k = Q_z (W_z - W_y), \quad (9)$$

где q_k — количество конденсационной воды, выпадающей в скважине в сутки, кг; Q_z — дебит газа, тыс. м³/сут; W_z — влагосодержание газа при забойных давлениях и температуре, кг/1 000 м³, W_y — влагосодержание газа при устьевых давлениях и температуре, кг/1 000 м³.

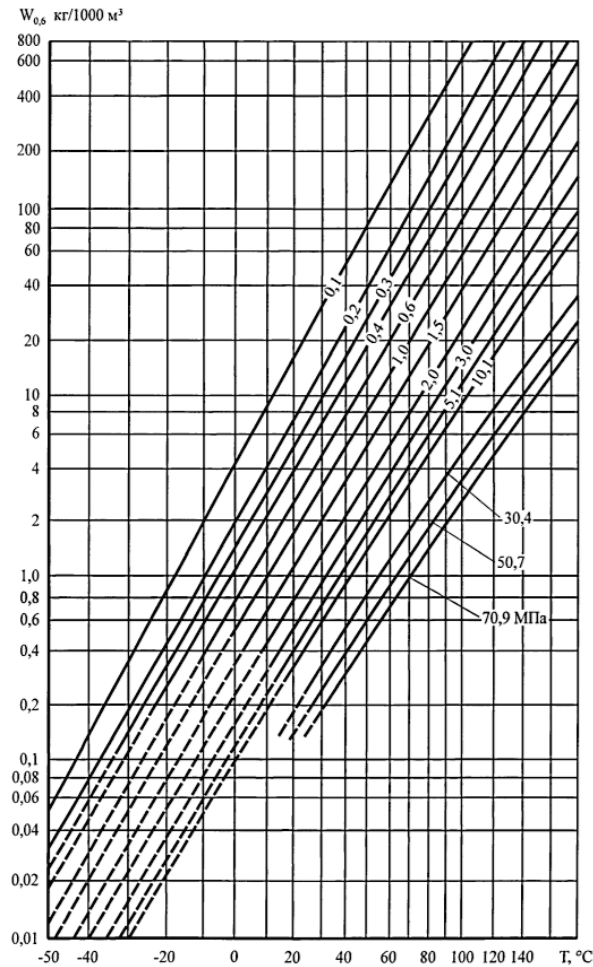


Рис. 5. Зависимость влагосодержания природного газа $W_{0,6}$ с относительной плотностью $\rho = 0,6$ от давления и температуры

Результаты

Фактические параметры скважин, эксплуатируемых в режиме непрерывной закачки жидкого пенообразователя в скважину, представлены в таблице.

Фактические параметры скважин, эксплуатируемых в режиме непрерывной закачки жидкого пенообразователя в скважину

Параметр	Значение
Устьевое давление P_y , МПа	0,6–0,9
Устьевая температура T_y , °C	8–10
Забойное давление P_z , МПа	0,7–1,2
Забойная температура T_z , °C	30–33
Внутренний диаметр лифтовой колонны $d_{лц}$, м	0,15
Длина ствола скважины L , м	1 100–1 200
Дебит газа $Q_{г2}$, тыс. м³/сут	61–107
Дебит жидкости $Q_{ж2}$, л/час	6–10

Объем закачки раствора жидкого пенообразователя амфотерного типа составлял 12 л/сут, при содержании активного компонента 15–20 %.

Таким образом, при эксплуатации скважин концентрация активного компонента во вспененном потоке составляла 7 500–16 600 ppm. При этом отметим, что концентрация была выше оптимальной, определенной в лабораторных условиях, не менее чем в 4 раза. Завышенный объем закачки пенообразователя связан с ограниченной производительностью насоса-дозатора.

Значения безразмерного коэффициента разгрузки U_{lrss}/U_{sgss} для оптимальных значений концентрации различных типов ПАВ в пресной воде были экспериментально получены авторами методики (рис. 6) [17].

При достижении определенной концентрации ПАВ значение коэффициента перестает расти (исключение — катиоактивный ПАВ), так как не происходит увеличение способности вспененного потока выносить жидкость.

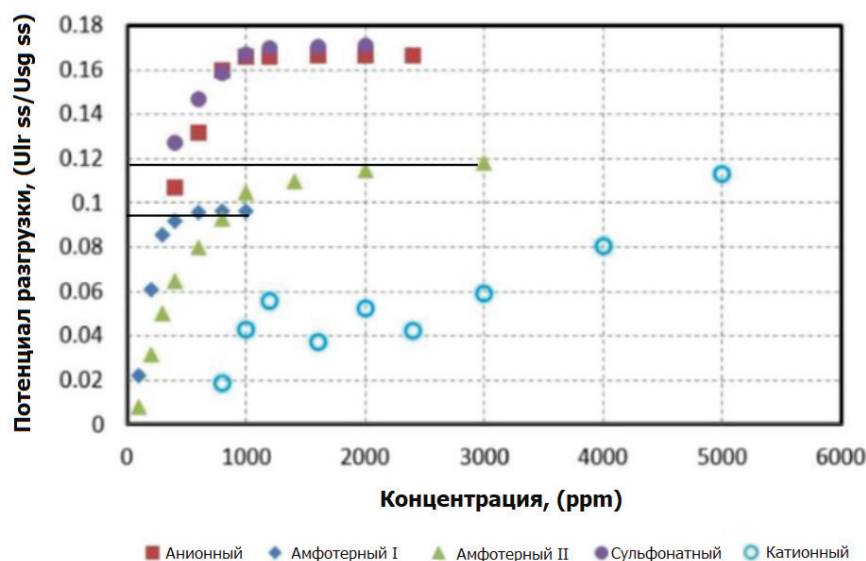


Рис. 6. Значения коэффициента U_{lrss}/U_{sgss} для различных типов ПАВ при вспенивании конденсационной воды

Мы предположили, что значение коэффициента в нашем случае для амфотерных ПАВ будет составлять 0,09 или 0,12. Но поскольку мы не имели возможности определить точное значение коэффициента, для проверки применимости методики и расчета мы также взяли еще несколько коэффициентов — «заниженный» 0,03 и «завышенный» 0,18.

Так как в нашем случае значение концентрации активного вещества было существенно завышено на всех режимах работы скважин, то значение принятого коэффициента постоянно для одного варианта расчета, несмотря на то, что концентрация ПАВ во вспененном потоке меняется из-за изменения расхода воды от 6 до 10 л/ч при постоянной закачке раствора ПАВ 12 л.

При расчете итогового перепада давления в лифтовой колонне, $\Delta P = P_3 - P_y$, скважина сегментировалась на участки по 100 м, последовательный расчет в сегментах производился от устья к забою. Итоговые результаты и их сопоставление с фактическими замерами представлены на рисунках 7, 8.

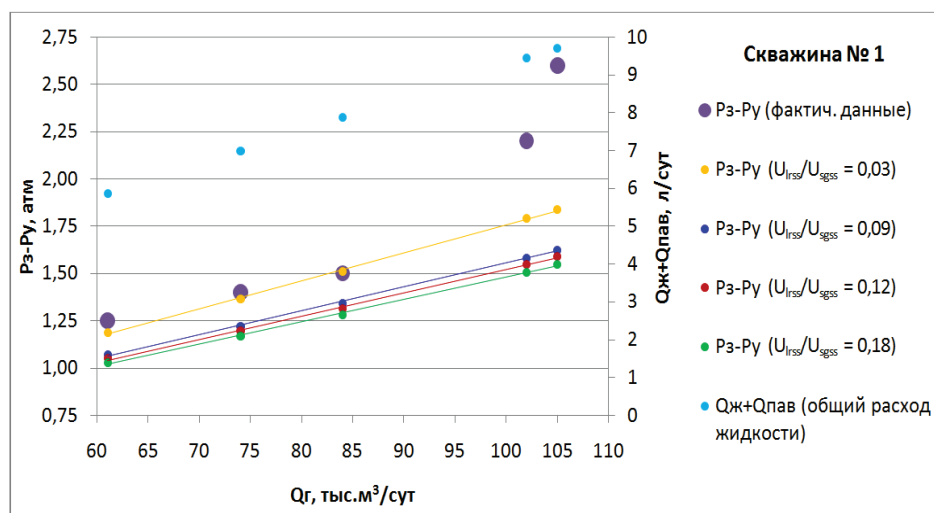


Рис. 7. Расчет перепада давления в стволе скважины № 1

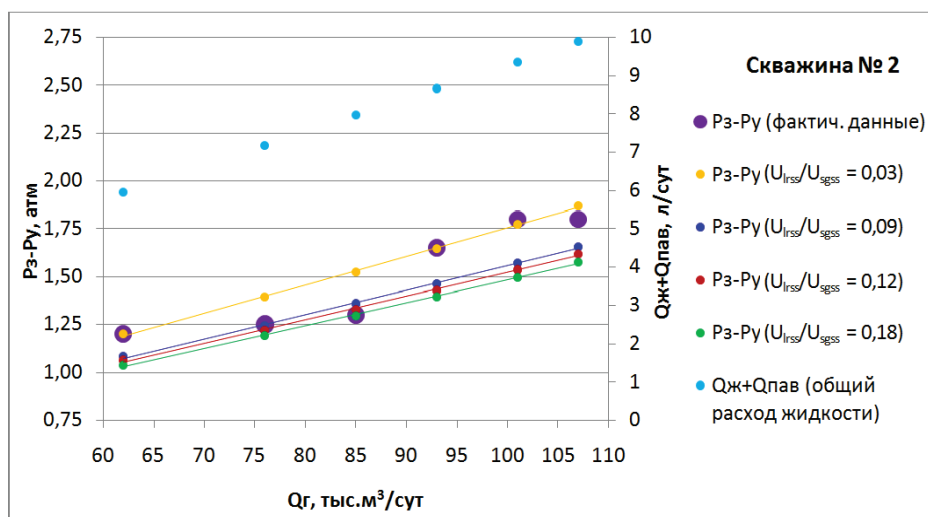


Рис. 8. Расчет перепада давления в стволе скважины № 2

Из расчетов видно, что методика учитывает эффект снижения потерь давления при увеличении концентрации ПАВ. Эффект обусловлен снижением объемного содержания жидкости в потоке, так как с ростом концентрации ПАВ увеличивается способность пены выносить жидкость.

Графики на рисунках 6 и 9 это подтверждают, а из эмпирических зависимостей (уравнения 5 и 6), которые были получены при обработке результатов «маломасштабного» и «крупномасштабного» экспериментов, видно, что рост коэффициента U_{lrss}/U_{sgss} ведет к снижению содержания (задержке) жидкости в потоке [17].

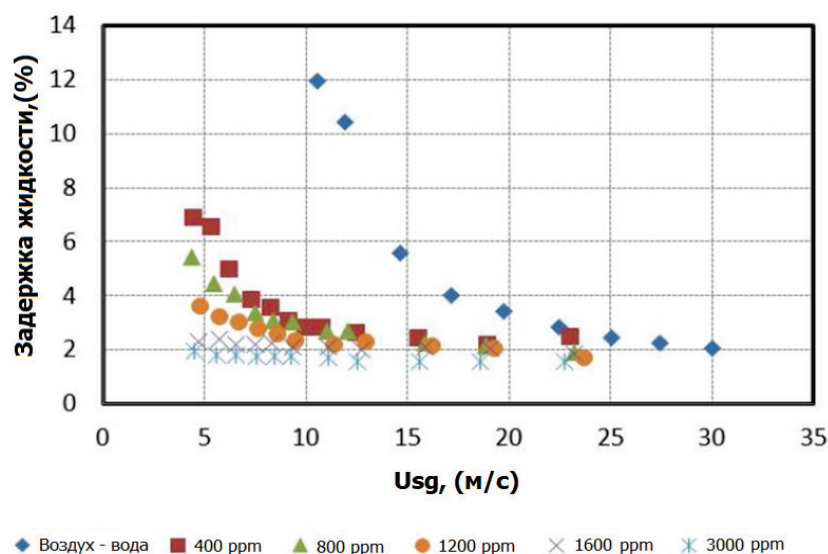


Рис. 9. Содержание жидкости во вспененном потоке для анионактивного ПАВ, $d_{\text{вн}} = 5 \text{ см}$; $V_{\text{ж}} = 0,01 \text{ м/с}$

Однако модель не учитывает увеличение потерь давления на трение между газовым сердечником и пленкой более вязкой пены при росте концентрации ПАВ. Такие эффекты наблюдаются при высоких концентрациях ПАВ (рис. 10) [19].

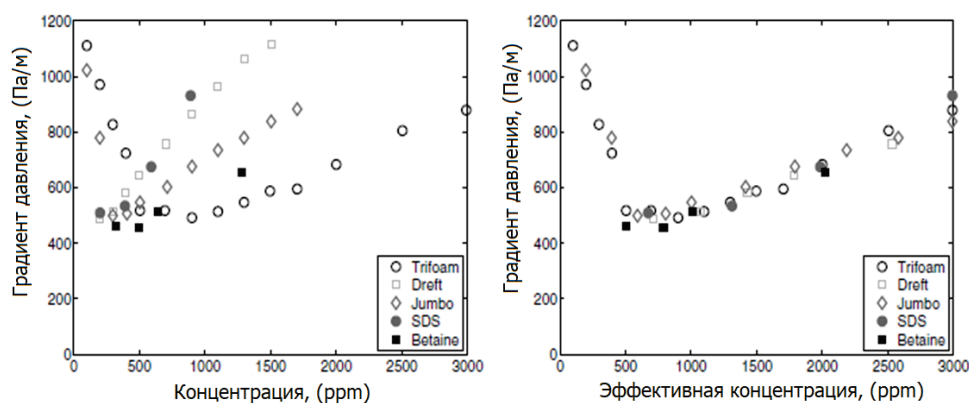


Рис. 10. Значение перепада давления во вспененном потоке для различных типов ПАВ, $d_{\text{вн}} = 5 \text{ см}$; $V_{\text{ж}} = 0,01 \text{ м/с}$; $V_{\text{г}} = 7,5 \text{ м/с}$. На левом графике горизонтальная ось отражает концентрацию ПАВ в потоке, на правом графике — эффективную концентрацию (произведение коэффициента, характеризующего пенящую способность пенообразователя и его концентрации в потоке)

Эффект роста потерь давления, связанных с трением между газом и вязкой пеной (с высокой концентрацией ПАВ), усиливается при высоких скоростях газа. Именно с этим связано возрастание расхождения между расчетными и фактическими данными по мере роста дебита газа (см. рис. 7, 8).

Выводы

Методика университета Талсы позволяет провести относительно быстрый расчет перепада давления в лифтовой колонне газовой скважины, эксплуатируемой с пенообразователем в потоке. Для этого требуется проведение маломасштабного эксперимента с использованием скважинного флюида (или имитационного раствора) и ПАВ заданной концентрации.

Авторы методики стремились создать относительно универсальную расчетную модель, которая учитывает улучшение способности пены выносить жидкость при росте концентрации ПАВ. Но методика не учитывает рост потерь давления на трение между газом и более вязкой пеной при росте концентрации ПАВ, что отмечают сами авторы [17]. С этим и связано относительно высокое расхождение расчета при наиболее вероятном значении коэффициента $U_{lrss}/U_{sgss} = 0,12$ и фактических данных, полученных при эксплуатации сеноманских газовых скважин со вспененным потоком конденсационной воды (рис. 11, 12).

Здесь коэффициент отклонения $k = \frac{(\Delta P_{\text{факт}} - \Delta P_{\text{расчет}}) \cdot 100 \%}{\Delta P_{\text{факт}}}$ доходит до 40 %.

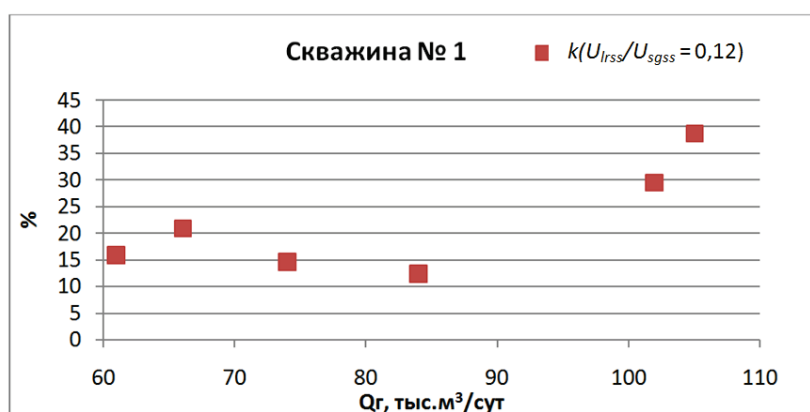


Рис. 11. Значение коэффициента k для скважины № 1

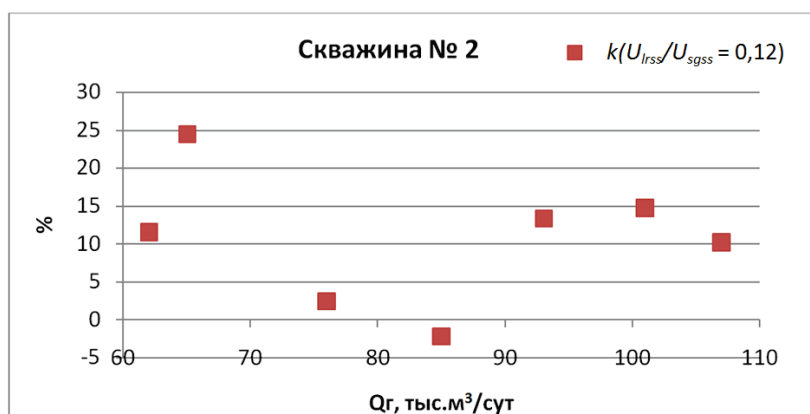


Рис. 12. Значение коэффициента k для скважины №2

Скважины эксплуатировались с завышенной концентрацией ПАВ по причине ограничений производительности насоса-дозатора. В статье показано, что в данных условиях применение методики университета Талсы сомнительно. Для повышения точности прогнозирования перепада давления в лифтовой колонне скважины, возможно, лучшим вариантом будет предварительное тестирование конкретных типов ПАВ с различной концентрацией в потоке на проточных стендах [20] и использование расчетных моделей, которые работают на основе результатов данных тестов [19].

Библиографический список

1. Особенности разведки и разработки газовых месторождений Западной Сибири / О. Ф. Андреев, К. С. Басниев, Л. Б. Берман [и др.]. – Москва : Недра, 1984. – 221 с. – Текст : непосредственный.
2. Колмаков, А. В. Технологии разработки сеноманских залежей низконапорного газа / А. В. Колмаков, П. С. Кротов, А. В. Кононов. – Санкт-Петербург : Недра, 2012. – 175 с. – Текст : непосредственный.
3. Ли, Дж. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин : технологические решения по удалению жидкости из скважин / Дж. Ли, Г. Никенс, М. Уэллс ; науч. ред. С. Г. Вольпин, И. В. Шулятиков. – Москва : Премиум Инжиниринг, 2008. – 365 с. – Перевод изд.: Gas well deliquification / James Lea, Henry Nickens, Michael Wells, 2003. – Текст : непосредственный.
4. Эксплуатация самозадавливающихся скважин в условиях завершающего этапа разработки месторождения / В. З. Минликаев, Д. В. Дикамов, А. Г. Глухеньких [и др.] – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2010. – № 2 (642). – С. 76–77.
5. Паникаровский, Е. В. Повышение эффективности применения пенообразователей для удаления жидкости с забоев газовых скважин / Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский, Ю. В. Ваганов. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-3-54-63. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 3. – С. 54–63.
6. Проблемы эксплуатации обводняющихся скважин газовых месторождений в стадии падающей добычи / А. С. Епрынцев, П. С. Кротов, А. В. Нурмакин, А. Н. Киселев. – Текст : непосредственный // Вестник Оренбургского государственного университета. – 2011. – № 16 (135). – С. 41–45.
7. Итоги реализации комплексной программы реконструкции и технического перевооружения объектов добычи газа на 2011–2015 гг. / В. З. Минликаев, А. В. Коваленко, Н. А. Билалов, А. В. Елистратов. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2017. – № 1 (747). – С. 30–34.
8. Joseph, A. Classification and Management of Liquid Loading in Gas Wells Sand / A. Joseph, C. M., J. A. Ajienka. – DOI 10.2118/167603-MS. – Текст : электронный // SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. – 2013. – URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-167603-MS>.
9. Production Optimization of High Temperature Liquid Hold Up Gas Well Using Capillary Surfactant Injection / S. A. Kalwar, A. Q. Awan, A. U. Rehman, H. S. Abbasi. – DOI: 10.2118/183676-MS. – Текст : электронный // SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, 6–9 March, Manama, Kingdom of Bahrain. – 2017. – URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-183676-MS>.
10. Rauf, O. Gas Well Deliquification—A Brief Comparison between Foam Squeeze and Foam Batch Approach / O. Rauf. – Текст : непосредственный // Journal of Industrial and Intelligent Information. – 2015. – Vol. 3, Issue 1. – P. 45–47.

11. Most Successful Batch Application of Surfactant in North Sea Gas Wells / W. Schinagl, M. Caskie, S. R. Green [et al.] – DOI 10.2118/108380-MS. – Текст : электронный // SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition, 4-7 September, Aberdeen, Scotland, U.K. – 2007. – URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-108380-MS>.
12. Корякин, А. Ю. Комплексные решения задач разработки и эксплуатации скважин Уренгойского добывающего комплекса / А. Ю. Корякин. – Москва, 2016. – 272 с. – Текст : непосредственный.
13. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо- и пескопроявления / Д. В. Изюмченко, Е. В. Мандрик, С. А. Мельников [и др.] – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2018. – № 1 (33). – С. 235–241.
14. Юшков, А. Ю. Экспериментальный стенд для исследования газожидкостных потоков и потоков пены / А. Ю. Юшков, В. А. Огай, Н. Е. Портнягин. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-3-86-95. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 3. – С. 86–95.
15. Ajani, A. Pressure Drop Prediction in Vertical Wells under Foam Flow Conditions / A. Ajani, M. Kelkar. – DOI 10.2118/181237-MS. – Текст : электронный // SPE North America Artificial Lift Conference and Exhibition, 25–27 October, The Woodlands, Texas, USA. – 2016. – URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-181237-MS>.
16. The use of surfactants for gas well deliquification : a comparison of research projects and developed models / J. M. C. van'tWestende, R. A. W. M. Henkes, A. Ajani, M. Kelkar. – Текст : электронный // 18th International Conference on Multiphase Production Technology, 7–9 June, Cannes, France. – 2017. – URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/BHR-2017-161>.
17. Kelkar, M. Gas Well Pressure Drop Prediction under Foam Flow Conditions / M. Kelkar, C. Sarica; RPSEA 09122-01 Final Report. – Текст : электронный. – URL: https://rpsea.org/sites/default/files/2018-06/09122-01-FR-Gas_Well_Pressure_Drop_Prediction_Foam_Flow-01-04-16_P.pdf.
18. Мазанов, С. В. Технологии восстановления и повышения производительности газовых скважин : на примере месторождений Крайнего Севера : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Мазанов Сергей Владимирович. – Ставрополь, 2006. – 160 с. – Текст : непосредственный.
19. Van Nimwegen, A. T. Modelling of upwards gas-liquid annular and churn flow with surfactants in vertical pipes / A. T. van Nimwegen, L. M. Portela, R. A. W. M. Henkes. – DOI 10.1016/j.ijmultiphaseflow.2017.09.012. – Текст : непосредственный // International Journal of Multiphase Flow. – 2018. – Vol. 105. – P. 1–14.
20. Применение высокоточных цифровых кварцевых датчиков давления для повышения качества исследований газожидкостных потоков и регулирования режимов эксплуатации газовых скважин / И. Г. Анцев, Г. А. Сапожников, Ю. В. Савельев [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 5 (222). – С. 38–43.

References

1. Andreev, O. F., Basniev, K. S., Berman, L. B., Gritsenko, A. I., Kosukhin, L. D., Mirzadzhanzade A. Kh.,... Stepanova, G. S. (1984). Osobennosti razvedki i razrabotki gazovykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri. Moscow, Nedra Publ., 221 p. (In Russian).
2. Kolmakov, A. V., Krotov, P. S., & Kononov, A. V. (2012). Tekhnologii razrabotki senomanskikh zalezhey nizkonapornogo gaza. St. Petersburg, Nedra Publ., 175 p. (In Russian).

3. Lea, J., Nickens, H., & Wells, M. (2003). Gas well deliquification. Solution to gas well liquid loading problems. Oxford, Butterworth-Heinemann, 314 p. (In English).
4. Minlikaev, V. Z., Dikamov, D. V., Glukhen'kikh, A. G., Melnikov, I. V., & Shulyatkov, I. V. (2010). Operation of self-completion wells at the final stage of field development. Gas Industry, (2(642)), pp. 76-77. (In Russian).
5. Panikarovskii, E. V., Panikarovskii, V. V., & Vaganov, Yu. V. (2019). Improving efficiency of application foam sheets to remove liquid from gas wells. Oil and Gas Studies, (3), 54-63. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-3-54-63
6. Epryntsev, A. S., Krotov, P. S., Nurmakin, A. V., & Kiselev, A. N. (2011). Exploitation problems of liquid loaded wells of gas fields on declining production. Vestnik of the Orenburg State University, (16(135)), pp. 41-45. (In Russian).
7. Minlikaev, V. Z., Kovalenko, A. V., Bilalov, N. A., & Elistratov, A. V. (2017). Results of the implementation of comprehensive program on the reconstruction and technical re-equipment of gas recovery facilities for 2011-2015. Gas Industry, (1(747)), pp. 30-34. (In Russian).
8. Joseph, A., Sand, C. M., & Ajienka, J. A. (2013). Classification and management of liquid loading in gas wells. SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. (In English). Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-167603-MS>. DOI: 10.2118/167603-MS
9. Kalwar, S. A., Awan, A. Q., Rehman, A. U., & Abbasi, H. S. (2017). Production optimization of high temperature liquid hold up gas well using capillary surfactant injection. SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, 6-9 March, Manama, Kingdom of Bahrain (In English). Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-183676-MS>. DOI: 10.2118/183676-MS
10. Rauf, O. (2015). Gas Well Deliquification—A Brief Comparison between Foam Squeeze and Foam Batch Approach. Journal of Industrial and Intelligent Information, 3(1), pp. 45-47. (In English).
11. Schinagl, W., Caskie, M., Green, S. R., Docherty, M., & Hodds, A. C. (2007). Most successful batch application of surfactant in North Sea gas wells. SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition, 4-7 September, Aberdeen, Scotland, U.K. (In English). Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-108380-MS>. DOI: 10.2118/108380-MS
12. Koryakin, A. Yu. (2016). Kompleksnye resheniya zadach razrabotki i ekspluatatsii skvazhin Urengoyetskogo dobyvayushchego kompleksa. Moscow, 272 p. (In Russian).
13. Izyumchenko, D. V., Mandrik, Ye. V., Melnikov, S. A., Ploskov, A. A., Moiseyev, V. V., Kharitonov, A. N., & Pamuzhak, S. G. (2018). Operation of gas wells in conditions of active water and sand manifestation. Vesti gazovoy nauki, (1(33)), pp. 235-241. (In Russian).
14. Yushkov, A. Yu., Ogai, V. A., & Portnyagin, N. E. (2019). Experimental facility for the study gas-liquid flows and foams. Oil and Gas Studies, (3), pp. 86-95. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-3-86-95
15. Ajani, A., & Kelkar, M. (2016). Pressure Drop Prediction in Vertical Wells under Foam Flow Conditions. SPE North America Artificial Lift Conference and Exhibition, 25-27 October, The Woodlands, Texas, USA. (In English). Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-181237-MS>. DOI: 10.2118/181237-MS
16. Van'tWestende, J. M. C., Henkes, R. A. W. M., Ajani, A., & Kelkar, M. (2017). The use of surfactants for gas well deliquification : a comparison of research projects and developed models. 18th International Conference on Multiphase Production Technology, 7-9 June, Cannes, France. (In English). Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/BHR-2017-161>.

17. Kelkar, M., & Sarica, C. (2015). Gas Well Pressure Drop Prediction under Foam Flow Conditions. (In English). Available at: https://rpsea.org/sites/default/files/2018-06/09122-01-FR-Gas_Well_Pressure_Drop_Prediction_Foam_Flow-01-04-16_P.pdf.
18. Mazanov, S. V. (2006). Tekhnologii vosstanovleniya i povysheniya proizvoditel'nosti gazovykh skvazhin : na primere mestorozhdeniy Kraynego Severa. Diss. kand. tekhn. nauk. Stavropol, 160 p. (In Russian).
19. Van Nimwegen, A. T., Portela, L. M., & Henkes, R. A. W. M. (2018). Modelling of upwards gas-liquid annular and churn flow with surfactants in vertical pipes. International Journal of Multiphase Flow, 105, pp. 1-14. (In English). DOI: 10.1016/j.ijmultiphaseflow.2017.09.012
20. Ancev, I. G., Sapozhnikov, G. A., Savelev, Yu. V., Krivoshepko, D. A., & Ogai, V. A. (2019). Use of high-precision digital quartz pressure sensors for increasing of gaz-liquid flows testing quality and gaz wells operation modes regulation. Neft. Gas. Novacii, (5(222)), pp. 38-43. (In Russian).

Сведения об авторах

Огай Владислав Александрович, ассистент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: ogayvlad@mail.ru

Сабурова Елизавета Альбертовна, студент Высшей инженерной школы, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Довбыш Вадим Олегович, аспирант кафедры маркетинга и муниципального управления, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Юшков Антон Юрьевич, к. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Vladislav A. Ogai, Assistant at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: ogayvlad@mail.ru

Elizaveta A. Saburova, Student of Higher Engineering School, Industrial University of Tyumen

Vadim O. Dovbysh, Postgraduate at the Department of Marketing and Government Administration, Industrial University of Tyumen

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

УДК 622.031.5

**Маркирование продуктивных интервалов в баженовской свите
по ограниченному комплексу геофизических исследований скважин**

**Г. А. Смоляков*, В. Ф. Гришкевич, Н. В. Гильманова, Д. А. Ламинский,
А. В. Сивкова**

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

Аннотация. Породы баженовской свиты были расчленены по данным ограниченного комплекса геофизических исследований скважин. В основу представленной методики положены качественные признаки изменения регистрируемых кривых, которые имеют ярко выраженный характер смены значений, сопоставимый с изменением спектрометрического состава пород, палеонтологической характеристики, фациальной обстановки осадконакопления и вторичных постседиментационных процессов, происходящих в баженовских отложениях. В ходе реализации и выработки алгоритма работ выделены базовые маркирующие горизонты, в которых были учтены основные литологические и метаморфические особенности отложений свиты. Представленная методика маркирования несколько отличается от обычной литотипизации разреза скважин, в ее простоте заложен смысл использования минимального количества имеющейся информации с возможностью выделения и испытания наиболее продуктивных интервалов свиты. Успешно проведена апробация алгоритмов работ на двух месторождениях с различным генезисом отложений, полученные данные сопоставлены с детальной литологической характеристикой, отобранным керном и испытанными скважинами.

Ключевые слова: баженовская свита; геофизические исследования в скважинах; спектрометрические исследования; палеонтологическая характеристика; литотипизация; маркирование продуктивных интервалов

**Marking of productive intervals in Bazhenov formation based
on a limited set of well testing**

**Gennady A. Smolyakov*, Vladimir F. Grishkevich, Natalia V. Gilmanova,
Dmitry A. Laminskii, Anastasia V. Sivkova**

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

Abstract. The article is devoted to features of the geological structure of Bazhenov formation. The rocks of Bazhenov formation were dissected according to the data of a limited complex of well testing. The presented method is based on qualitative signs of changes in the registered curves, which have a pronounced character of changing values comparable to changes in the spectrometric composition of rocks, paleontological characteristics, the facies situation of sedimentation and secondary post-sedimentation processes occurring in Bazhenov deposits. During the analysis and development of the algorithm, the basic marking horizons were identified, which took into account the main lithological and metamorphic features of the formation's deposits. The presented method of marking differs slightly from

the usual lithotypisation of a well section. Its simplicity makes sense to use the minimum amount of available information with the possibility of selecting and testing the most productive intervals of the formation. Successfully conducted testing of algorithms works in two deposits of the different genesis of the sediments, the data obtained are compared are presented with the detailed lithological characteristics selected by the core and the tested wells.

Key words: Bazhenov formation; well testing; spectrometric studies; paleontological characteristics; lithotypisation; marking of productive intervals

Введение

Существующие на сегодняшний день методики расчленения баженовской свиты (БС) имеют существенные отличия в зависимости от района проведения исследований или от принятой геологической концепции. В представленной работе предложен базовый алгоритм проведения литологического расчленения и маркирования отложений БС по ограниченному комплексу геофизических исследований скважин (ГИС), учитывающий их основные особенности и содержание минеральных компонентов.

Объект и методы исследования

В основу методики легли опыт и научно-исследовательские работы авторов И. В. Панченко, В. Д. Немова, Н. С. Балущкина, Е. Ю. Барабошкина, В. С. Вишневской, Г. А. Калмыкова, О. В. Шурекова, доказывающих органическое происхождение отложений БС при условии отсутствия поступления терригенного материала в область седиментогенеза. Ограниченность бассейна от континентальных осадков, а также от большинства океанических течений и вод сформировали локализованные фациальные обстановки с хорошо прослеживаемыми пачками конденсированных осадков, также отмечена определенная приуроченность вторичных изменений пород к определенным литотипам и в их приконтактных зонах [1–4].

Авторским коллективом Московского государственного университета отложения БС были разделены на 6 стратиграфических пачек, корреляция которых по каротажу и керну достаточно хорошо прослеживается и позволяет провести расчленение разреза скважины [5, 6].

Последовательность и состав выделенных стратиграфических пачек достаточно выдержан по разрезу и достаточно хорошо прослеживается латерально, некоторые из пачек были дополнительно поделены из-за смены фациальных обстановок осадконакопления [2–4].

- Пачка 1 представлена в основном глинистыми углеродистыми силицитами с линзами радиоляритов. В верхней части пачки встречаются небольшие по мощности (до одного метра) прослои известняков, радиоляритов и доломитов.
- Пачка 2 состоит из глинисто-углеродистых силицитов, а также биогенных детритовых двустворок, визуально очень крупных, с разрозненным числом прослоев радиоляритов, неоднородных вторично карбонатизированных.
- Пачка 3 представлена силицитами с большой массой радиолярий, известняками и доломитами, замесившими радиоляриты («радиоляритовая»).
- Пачка 4 представлена силицитами глинистыми максимально высокоуглеродистыми, однородными и с прослоями, насыщенными двустворками («высокоуглеродистая» за счет некротической органики).

- Пачка 5 сложена глинисто-карбонатными силицитами, а также переслаиванием силицитов глинисто-карбонатных, послойно пиритизированных, с силицитами пиритизированными глинистыми. Встречаются прослои вторичных известняков и доломитов. Повсеместно породы насыщены остатками кокколитофорид и рыб, реже — двустворками («кокколитофоридовая пачка») [7].

- Пачка 6 в большинстве случаев представлена силицитами глинистыми, послойно пиритизированными, иногда, в верхней части, замещена глинами слабоскремнистыми («пиритовая пачка»).

Для литологического расчленения разреза БС Цветочного месторождения были разработаны 9 литотипов (таблица), обособленных по минеральному составу, палеонтологическим характеристикам, стратиграфической приуроченности к описанным выше 6 пачкам и возможности их выделения по стандартному комплексу ГИС [8–10].

Индексация литотипов баженовской свиты Цветочного месторождения [9, 10]

Литотип баженовской свиты Цветочного месторождения	Априорные значения по временному методическому руководству государственной комиссии по запасам [11]	
	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 качестве одного из основных факторов прослеживания изменения породы по разрезу скважины использовались валовые спектрометрические исследования на керне пород баженовской свиты.

Принадлежность породы к тому или иному литотипу определяется ее петрографическими свойствами: минерально-компонентным составом, структурой, текстурой, примесями, формой и характером ее залегания. То есть в литологический тип можно объединить породы, характеризующиеся едиными петрографическими свойствами (петротип) и единым генезисом (генотип). Петрографический тип пород — породы одного геолого-генетического комплекса, имеющие сходные минералогический состав, структуру и текстуру. Для пород одного петрографического типа должны быть одинаковыми механическая модель и пределы величин показателей минералогических свойств, которые были определены с помощью портативного спектрометра [1].

Обобщенная схема литологического и стратиграфического расчленения разреза БС по предложенным литотипам и данным скв. 1Р Цветочного месторождения с комплексной характеристикой по ископаемым организмам, ГИС и рентгенофлуоресцентной спектрометрией представлена на рисунке 1.

Отличительной особенностью представленных результатов исследований, стало преобладающее в составе пород БС содержание кремнезема (серая заливка (см. рис. 1), содержание SiO_2 более 50 % в целом по разрезу) [10].

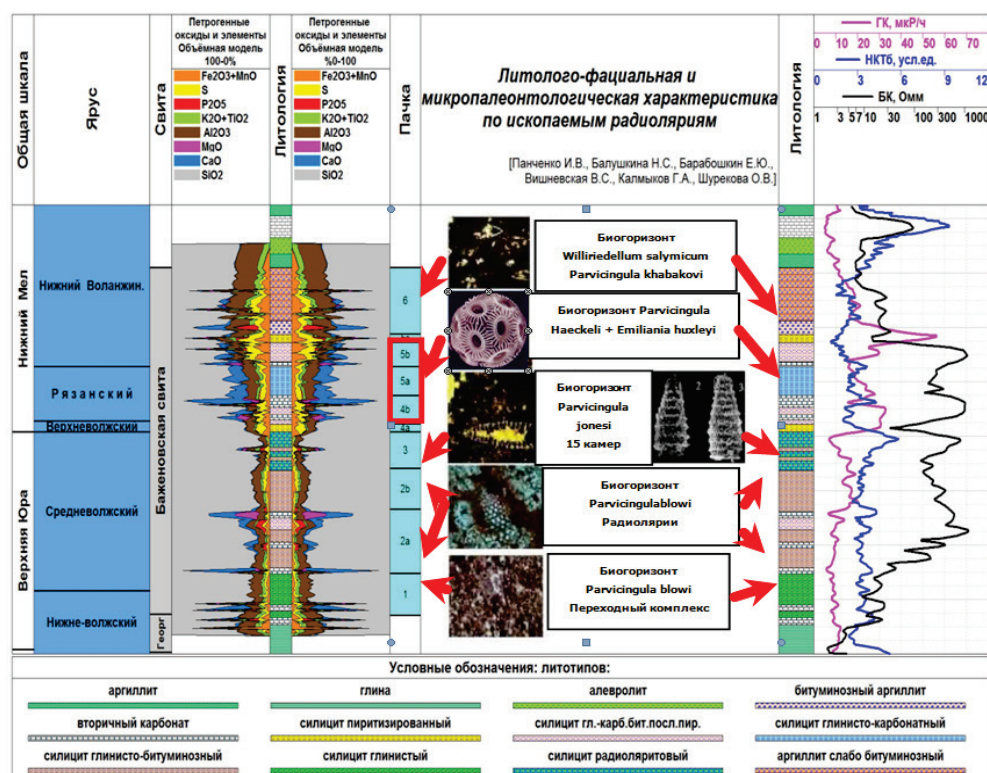


Рис. 1. Обобщенная схема литологического расчленения баженовской свиты по данным скв. 1Р Цветочного месторождения с комплексной характеристикой по ископаемым организмам, ГИС и спектрометрии [1, 2]

На рисунке 2 показан пример интерпретации ГИС, расчленения и предложенной литотипизации разреза БС по скв. 2Р с расширенным комплексом каротажа в сопоставлении с данными рентгенофлуоресцентной спектрометрии керн.

Изменение состава пород (по содержанию петрогенных оксидов и элементов) четко сопряжено с изменением регистрируемых параметров ГИС. Интервалы зон вторичной пиритизации (увеличение содержания Fe_2O_3 и S), соответствующие литотипу «силицит пиритизированный», отмечаются снижением регистрируемого сопротивления пород по боковому каротажу (БК) и более высокими значениями гамма-каротажа (ГК) — 20–60 мкР/ч.

Прослои пород, отнесенные к «силицитам радиоляритовым» (увеличение содержания SiO_2) и «вторичным карбонатам» (увеличение содержания CaO), по геофизическим данным выделяются по минимальным значениям ГК и акустического каротажа (АК), повышенным значениям БК, гамма-гамма плотностного каротажа (ГГКп) и нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (НКТ) [11]. Эти литотипы отнесены по временному методическому руководству по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской свиты государственной комиссией по подсчету запасов (ВМР ГКЗ) [11] к продуктивным со 100 %-й и 50 %-й эффективной нефтенасыщенной толщиной, соответственно.

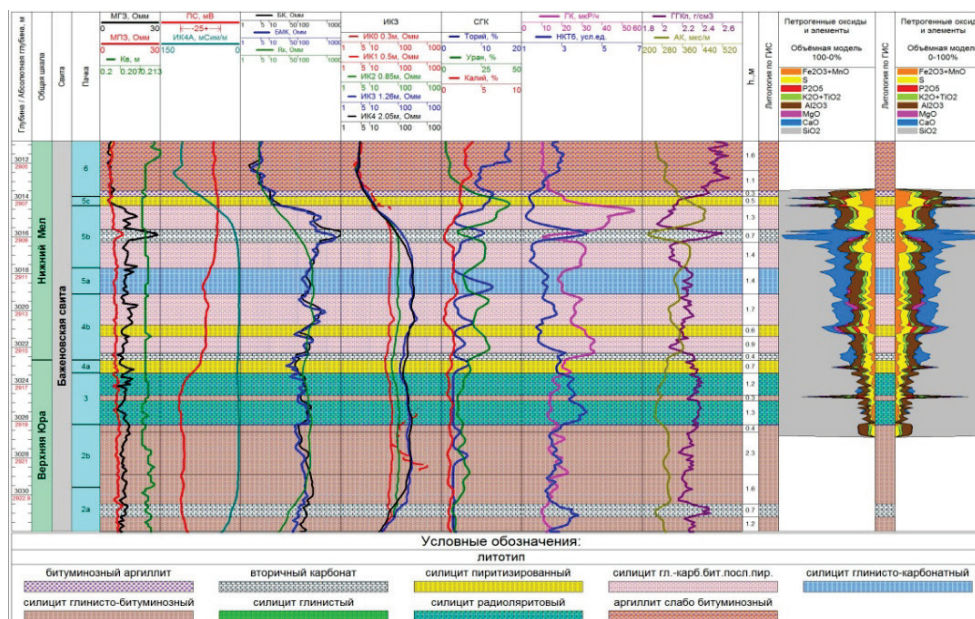


Рис. 2. Вариант литотипизации разреза баженовской свиты по данным ГИС и спектрометрии — скв. 2Р Цветочного месторождения

В ходе работ по Цветочному месторождению установлено, что при наличии наработанного опыта в интерпретации ГИС и достаточном количестве регистрируемых параметров по скважинным и кернавым исследованиям можно достаточно точно расчленять разрез БС и выделять продуктивные интервалы.

Результаты

При оперативном сопровождении бурения и обработке каротажей по старому фонду скважин возникла необходимость расчленения разреза БС по ограниченному комплексу ГИС. Для реализации этой задачи была предложена базовая схема расчленения и маркирования продуктивных интервалов БС, представленная на рисунке 3.

В первом приближении с помощью радиоактивного каротажа интервал БС делится на два раздела: верхний раздел отличается высокими значениями ГК — 20–60 мкР/ч, он отмечен голубой заливкой в левой части схемы. Седиментогенез нижнего раздела БС проходил с меньшим количеством вторичных преобразований, в связи с чем имеет более низкую естественную радиоактивность 10–20 мкР/ч, выделенную желтой заливкой в левой части схемы (см. рис. 3).

На границе двух разделов БС залегает плотный кремнисто-карбонатный или кремнистый слой, характеризующийся низкими показаниями ГК, повышенными значениями НКТ и удельного электрического сопротивления (УЭС) — это так называемая «третья пачка» [1, 2, 13–15], отмеченная коричневой заливкой в правой части схемы — «продуктивный кремнисто-карбонатный горизонт». Исторически данный интервал осадконакопления в большинстве случаев при промышленной эксплуатации БС обладает максимальной продуктивностью [13–15]. Его выделение затруднено тем фактом, что основные характеристики по ГИС почти не отличаются от карбонатных прослоев, которые по ВМР ГКЗ отнесены к менее нефтенасыщенным с 50 %-й продуктивной толщиной. Для уточнения выделения продуктивного кремни-

сто-карбонатного маркирующего горизонта используется еще одна особенность отложений БС: их периодическая повышенная пиритизация, которая в случае увеличения концентрации пирита отмечается по ГИС резким снижением УЭС и максимально высокими значениями ГК.

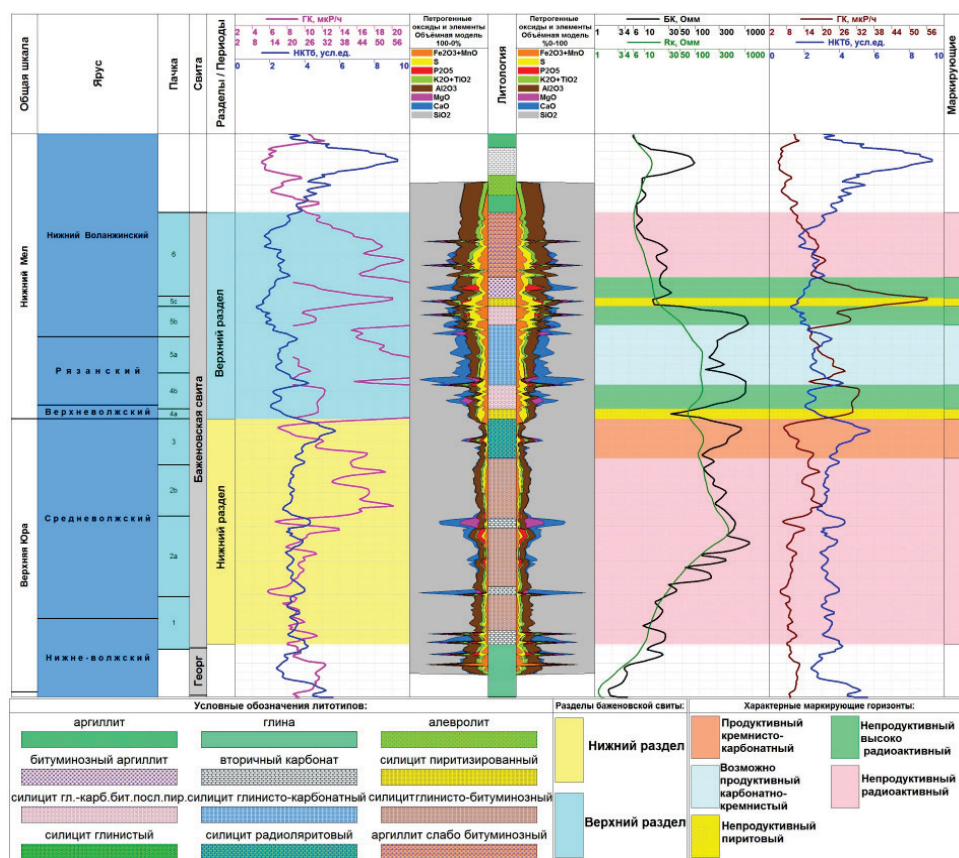


Рис. 3. Схема маркирования и расчленения баженовской свиты по данным стратиграфической седиментационной модели, спектрометрии и ГИС

Авторами (В. Г. Эдер, А. Г. Замирайлова, Г. А. Калмыков) установлено, что в большинстве разрезов БС в непосредственной близости от «пиритовых» и «пирит-керогеновых» прослоев залегают карбонатные породы различных типов по составу [16].

На Цветочном месторождении отмечены два маркируемых по ГИС пиритовых горизонта, выделенные желтой заливкой в правой части схемы (см. рис. 3), которые характерно выделяются даже при латеральном изменении интенсивности ГК в различных его участках. В кровле продуктивного кремнисто-карбонатного горизонта залегают пачка «4а», это один из двух характерных маркируемых пиритовых слоев месторождения — «непродуктивный пиритовый горизонт» [17].

Верхний раздел БС имеет более высокие значения показаний ГК, на фоне которых отмечаются два пиковых максимума (зеленая заливка в правой части схемы (см. рис. 3)). По данным спектрального гамма-каротажа (СГК) наибольший вклад в эти радиоактивные аномалии вносит уран (от 20 до 40 %), что говорит о многочисленных метаморфозах некротических отложений свиты за счет диаге-

нетических и катагенетических процессов (см. рис. 2). Эти интервалы отнесены к «непродуктивным высокорadioактивным маркирующим горизонтам».

Между двух непродуктивных интервалов голубой заливкой в правой части схемы (см. рис. 3) отмечен «возможно продуктивный карбонатно-кремнистый маркирующий горизонт». В период осадконакопления данного интервала произошел расцвет нектоновых популяций головоногих (теутиды, аммониты) с карбонатным скелетом, в целом в верхнем разделе БС увеличился ареал водорослей кокколитофорид с карбонатным скелетом, которые совместно с нектоновыми организмами сформировали этот достаточно мощный карбонатно-кремнистый прослой [18–19].

По ВМР ГКЗ «возможно продуктивный карбонатно-кремнистый маркирующий горизонт» априори отнесен к нефтенасыщенным толщинам с 50 %-й продуктивной мощностью. Исторически данный карбонатный интервал также менее продуктивный по ГИС, он характеризуется снижением значений ГК и БК, но более высокими показаниями НКТ по сравнению с фоном.

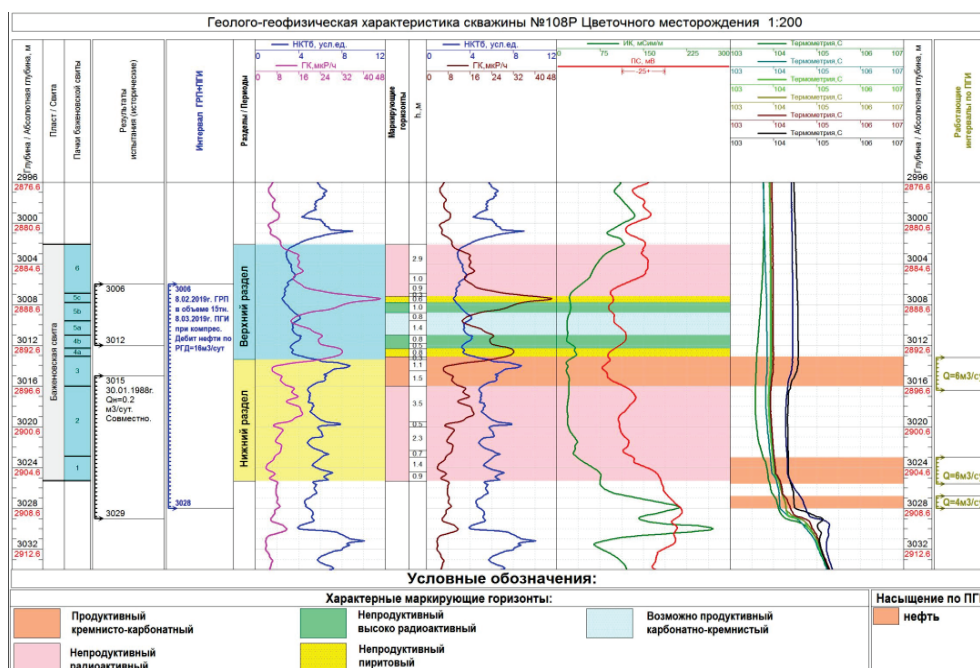


Рис. 4. Маркирование отложений баженовской свиты в скв. 108Р Цветочного месторождения по ограниченному комплексу ГИС

Большая часть нижнего и верхнего раздела БС, отмеченная розовой заливкой в правой части схемы (см. рис. 3), считается непродуктивной. На фоне постепенно снижающихся значений сопротивления пород к кровле и подошве свиты значения ГК также имеют низкие и средние значения — 5–20 мкР/ч. В пределах выделенных «непродуктивных радиоактивных маркируемых горизонтов» нефтенасыщенными могут быть только карбонатные прослои.

Обсуждение

Конечным итогом такой более простой классификации стали пять маркируемых горизонтов, объединяющих в своих вариациях основные породообразующие особенности баженовских отложений.

В качестве примера использования данной методики обработки ограниченного комплекса ГИС в БС на рисунке 4 представлен геолого-геофизический планшет по скважине 108Р в сопоставлении с данными промыслово-геофизических исследований.

После проведенной интенсификации притока скважина вышла на режим с дебитом 16 м³/сут, часть притока поступает из «продуктивного кремнисто-карбонатного маркируемого горизонта», часть — из нижних карбонатизированных прослоев.

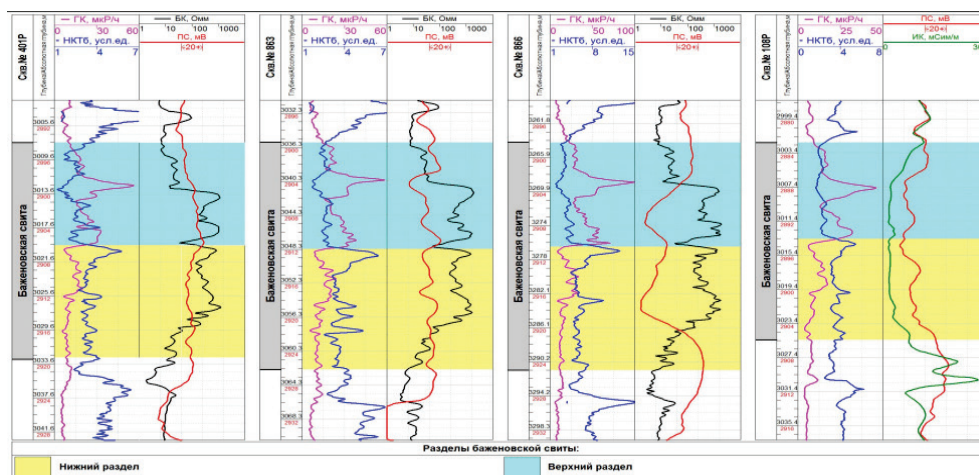


Рис. 5. Схема корреляции по разделам баженовской свиты Цветочного месторождения по ограниченному комплексу ГИС

На рисунках 5 и 6 представлен вариант поэтапного расчленения и корреляции отложений БС вначале по разделам осадконакопления (см. рис. 5), а затем с детализацией по характерным изменениям кривых ГИС и соответствующим им маркирующим горизонтам (см. рис. 6). Простота и оперативность использования представленной методики очевидна.

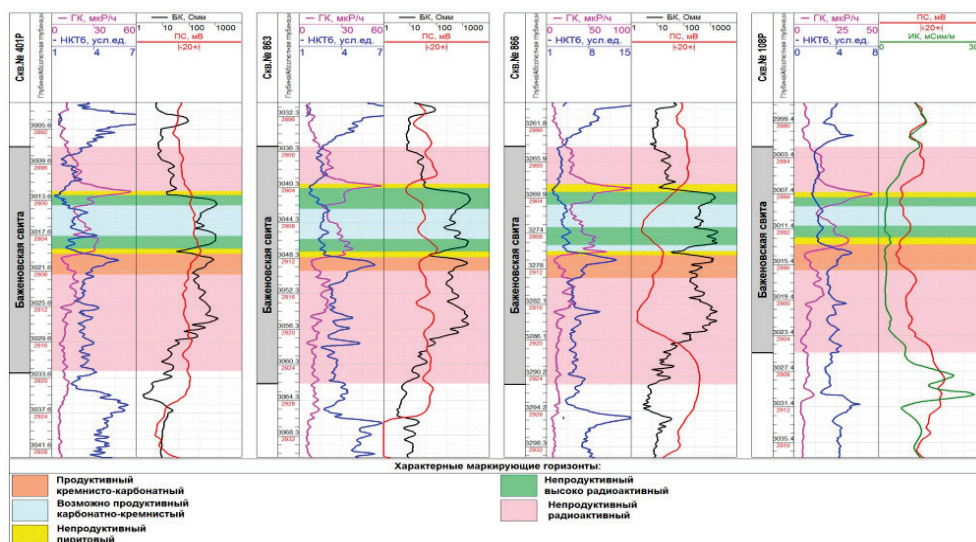


Рис. 6. Схема корреляции по маркирующим горизонтам баженовской свиты Цветочного месторождения по ограниченному комплексу ГИС

Методика маркирования баженовских отложений была опробована на разрезе Краснодарского месторождения, где характер изменения кривых ГИС по стволу скважины в интервале свиты заметно отличается от Цветочного месторождения. На рисунках 7 и 8 представлен результат опробования представленного алгоритма интерпретации геофизических данных.

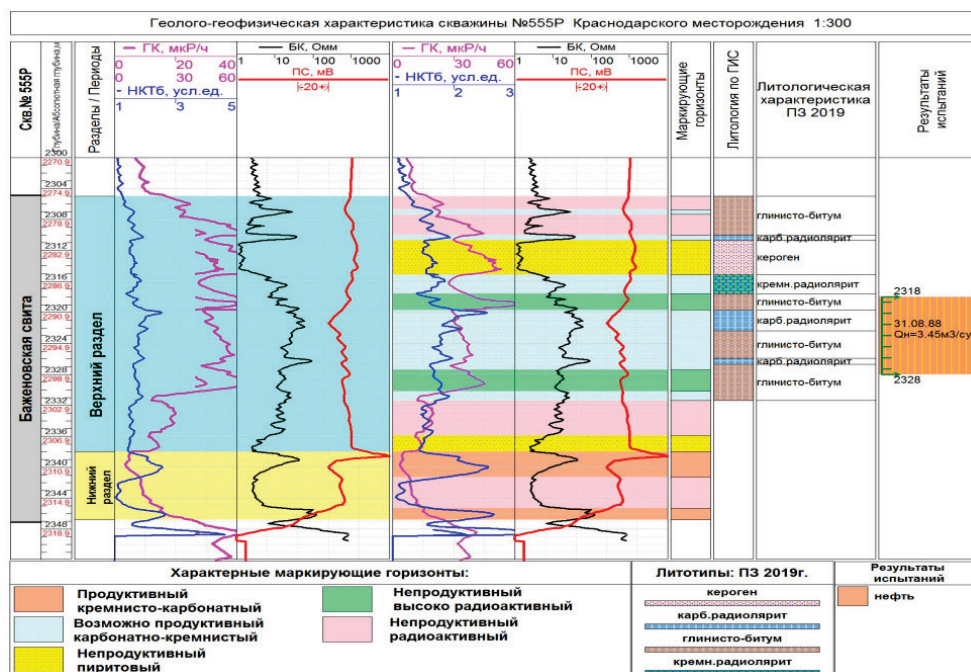


Рис. 7. Маркирование отложений баженовской свиты в скв. 555Р Краснодарского месторождения по ограниченному комплексу ГИС

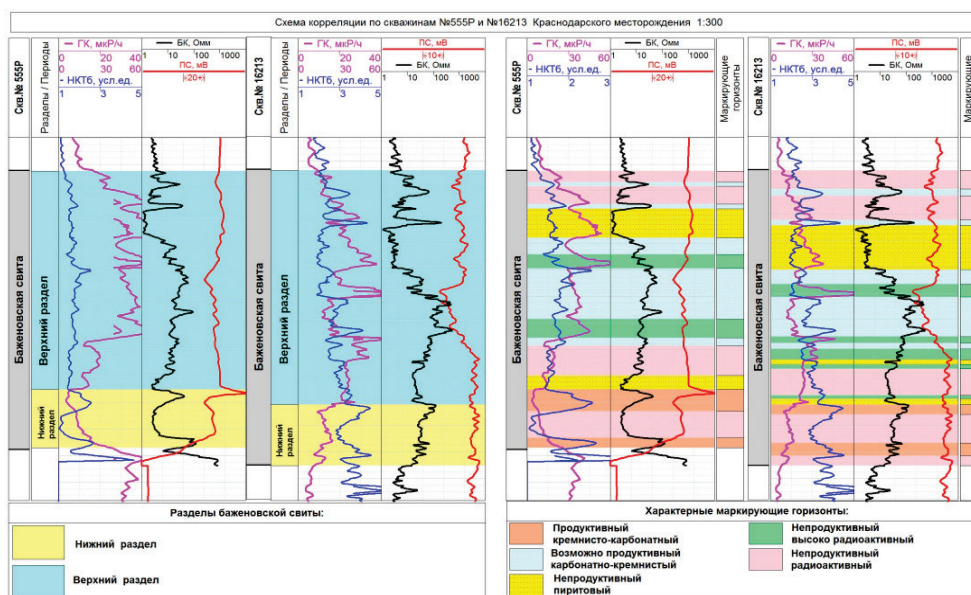


Рис. 8. Схема корреляции по маркирующим горизонтам баженовской свиты Краснодарского месторождения по ограниченному комплексу ГИС

Сходимость результатов при расчленении разреза БС с интерпретацией и литотипизацией, выполненной в рамках подсчета запасов, достаточно хорошая. Это подтверждает возможность применения данной методики в регионах со значительно отличающимися от Цветочного месторождения литологическими характеристиками свиты.

Выводы

Представленные базовые принципы маркирования перспективных участков в отложениях БС с использованием ограниченного комплекса ГИС показали хорошую сходимость с более детальным расчленением разреза и реально продуктивными испытанными интервалами. Была проведена апробация данной методики на месторождениях с отличающимися литолого-стратиграфическими характеристиками и действующей промышленной эксплуатацией свиты, подтвердившая возможность использования предложенного подхода.

Библиографический список

1. Калмыков, Г. А. Строение баженовского нефтегазоносного комплекса как основа прогноза дифференцированной нефтепродуктивности : 25.00.12 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук / Калмыков Георгий Александрович ; Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова. – Москва, 2016. – 391 с. – Текст : непосредственный.
2. Комплексы палеобиоты в абалакско-баженовских отложениях центральной части Западной Сибири / И. В. Панченко, Н. С. Балущкина, Е. Ю. Барабошкин [и др.]. – DOI 10.17353/2070-5379/24_2015. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10, № 2. – С. [1–29]. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/2/24_2015.pdf.
3. Стратификация и детальная корреляция баженовского горизонта в центральной части Западной Сибири по данным литолого-палеонтологического изучения кернa и ГИС / И. В. Панченко, В. Д. Немова, М. Е. Смирнова [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2016. – № 6. – С. 22–34.
4. Панченко, И. В. Детализация строения разреза баженовского горизонта путем выделения литолого-палеонтологических маркеров / И. В. Панченко, В. Д. Немова. – Текст : электронный // XVIII научно-практическая конференция «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа — Югры». – Ханты-Мансийск, 2015. – Вып. XVIII, Том 1. – URL: <https://istina.msu.ru/conferences/presentations/12065356/>.
5. Закономерности строения баженовского горизонта и верхов абалакской свиты в связи с перспективами добычи нефти / Н. С. Балущкина, Г. А. Калмыков, Т. А. Кирюхина [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2013. – № 3. – С. 48–61.
6. Модель накопления радиоляритовых слоев в баженовской свите Западной Сибири / О. В. Хотылев, Н. А. Балущкина, В. С. Вишневская [и др.]. – Текст : непосредственный // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2019. – № 1. – С. 92–97.
7. Эдер, В. Г. Закономерности распространения кремнистых пород и «кокколитовой» пачки баженовской свиты / В. Г. Эдер, А. Г. Замирайлова, П. А. Ян. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 3–4. – С. 511–521.

8. Новые данные о литологии, органической геохимии и условиях формирования баженовской свиты Западной Сибири / В. Г. Эдер, Е. А. Костырева, А. Ю. Юрченко [и др.]. – DOI 10.18599/grs.2019.2.129-142. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2019. – Т. 21, № 2. – С. 129–142.
9. Немова, В. Д. Факторы продуктивности баженовского горизонта во Фроловской мегапщине / В. Д. Немова, И. В. Панченко. – DOI 10.17353/2070-5379/46_2017. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т. 12, № 4. – С. [1–16].
10. Типизация разреза баженовской свиты посредством комплексирования геолого-геохимических и геофизических данных / Г. А. Смоляков, В. Ф. Гришкевич, Н. Ю. Москаленко, Н. В. Гильманова. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-6-56-66. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 6. – С. 56–66.
11. Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. – Текст : электронный // Недропользование XXI век. – 2017. – № 4. – С. 70–100. – URL: http://naen.ru/journal_nedropolzovanie_xxi/arkhivzhurnal/2017/4_trudnoizvlekaemye_zapasy_prirodnykh_uglevodorodov_nastoya_shchee_i_budushchee/.
12. Основные типы пород баженовской свиты на Сургутском своде и сопредельных территориях / О. М. Макарова, Н. И. Коробова, А. Г. Калмыков [и др.]. – DOI 10.18599/grs.19.16. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2017. – Спецвыпуск. Ч. 2. – С. 155–164.
13. Эффективные подходы к изучению и прогнозу нефтеносности отложений баженовской свиты / В. Д. Немова, Е. П. Атяшева, И. В. Панченко, Р. Ю. Бедретдинов. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2014. – № 6. – С. 36–47.
14. Немова, В. Д. Локализация приточных интервалов баженовской свиты и их емкостное пространство на Средне-Назымском месторождении / В. Д. Немова, И. В. Панченко. – DOI 10.17353/2070-5379/11_2017. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т. 12, № 1. – С. [1–24].
15. 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. В. Панченко, В. С. Ильин, М. Е. Смирнова. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 1. – С. 38–45.
16. Эдер, В. Г. Свидетельства образования карбонатных пород на геохимических барьерах в черных сланцах на примере баженовской свиты Западной Сибири / В. Г. Эдер, А. Г. Замирайлова, Г. А. Калмыков. – DOI 10.18599/grs.2019.2.143-152. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2019. – № 2. – С. 143–152.
17. Эволюция флюидопроводящей системы отложений баженовской свиты / В. Ф. Гришкевич, В. Е. Касаткин, С. В. Лагутина [и др.]. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири. Материалы XXII научно-практической конференции. Т. 1. – Ханты-Мансийск, 2019. – С. 105–126.
18. Опыт петрографического анализа механизма формирования аномального разреза баженовской свиты на Импурской площади Западной Сибири / В. Ф. Гришкевич, Н. Н. Гатина, А. О. Сидоренко, Е. В. Карпова. – DOI 10.24930/1681-9004-2019-19-2-209-227. – Текст : непосредственный // Литосфера. – 2019. – Т. 19, № 2. – С. 209–227.

19. Общая структура неомского морского осадконакопления в Западно-Сибирском бассейне / В. Ф. Гришкевич, С. В. Лагутина, Е. В. Панина, С. С. Долматова. – Текст : непосредственный // Геология морей и океанов : материалы XXIII Международной научной конференции (Школы) по морской геологии. Т. I. – Москва : ИО РАН, 2019. – С. 69–73.

References

1. Kalmykov, G. A. (2016). Stroenie bazhenovskogo neftegazonosnogo kompleksa kak osnova prognoza differentsirovannoy nefteproduktivnosti. Diss. dokt. geol.-mineral. nauk. Moscow, 391 p. (In Russian).
2. Panchenko, I. V., Balushkina, N. S., Baraboshkin, E. Yu., Vishnevskaya, V. S., Kalmikov, G. A., & Shurekova, O. V. (2015). Complexes of paleobiota in Abalak-Bazhenov deposits in the central part of Western Siberia. Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies, 10(2), pp. 1-29. (In Russian). DOI: 10.17353/2070-5379/24_2015. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2/24_2015.pdf.
3. Panchenko, I. V., Nemova, V. D., Smirnova, M. E., Ilyina, M. V., Baraboshkin, E. Yu., & Ilyin, V. S. (2016). Stratification and detailed correlation of the Bazhenov horizon in the Central part of Western Siberia according to lithological and paleontological study of core and GIS. Oil and gas geology, (6), pp. 22-34. (In Russian).
4. Panchenko, I. V., & Nemova, V. D. (2015). Detalizatsiya stroeniya razreza bazhenovskogo gorizonta putem vy-deleniya litologo-paleontologicheskikh markerov. XVIII nauchno-prakticheskaya konferentsiya "Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga - Yugry". Vyp. XVIII, Tom 1. Khanty-Mansiysk. (In Russian). Available at: <https://istina.msu.ru/conferences/presentations/12065356/>.
5. Balushkina, N. S., Kalmykov, G. A., Kiryukhina, T. A., Korobova, N. I., Korost, D. V., Soboleva, E. V.,... Shardanova, T. A. (2013). Regularities of structure of Bazhenov horizon and upper parts of abalak suite in view of oil production prospects. Oil and gas geology, (3), pp. 48-61. (In Russian).
6. Khotylev, O. V., Balushkina, N. A., Vishnevskaya, V. S., Korobova, N. I., Kalmykov, G. A., & Roslyakova, A. S. (2019). The model of accumulation radiolarite layers in the Bazhenov formation of West Siberia. Bulletin of Moscow University. Series 4: Geology, (1), pp. 92-97. (In Russian).
7. Eder, V. G., Zamirailova, A. G., & Yan, P. A. (2017). The regularities of the distribution of siliceous mudstones and «coccolith» member of the Bazhenov formation. Russian Geology and Geophysics, 58(3-4), pp. 416-424. (In English).
8. Eder, V. G., Kostyreva, E. A., Yurchenko, A. Yu., Balushkina, N. S., Sotnich, I. S., Kozlova, A. G.,... Savchenko, N. I. (2019). New data on lithology, organic geochemistry and accumulation conditions of the Bazhenov formation in Western Siberia. Georesursy, 21(2), pp. 129-142. (In Russian). DOI: 10.18599/grs.2019.2.129-142
9. Nemova, V. D., & Panchenko, I. V. (2017). The productivity factors of Bazhenov Formation in Frolov Megadepression (Western Siberia). Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika, 12(4), pp. 1-6. (In Russian).
10. Smolyakov, G. A., Grishkevich, V. F., Moskalenko, N. Yu., & Gilmanova, N. V. (2019). Typification of the section of Bazhenov formation through the integration of geological, geochemical and geophysical data. Oil and Gas Studies, (6), pp. 56-66. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-6-56-66
11. Vremennoe metodicheskoe rukovodstvo po podschetu zapasov nefti 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/arkhivzhurnal/2017/4_trudnoizvlekaemye_zapasy_prirodnykh_uglevodorodov_nastoyashchee_i_budushchee/

12. Makarova, O. M., Korobova, N. I., Kalmykov, A. G., Kalmykov, G. A., Balushkina, N. S., Belokhin, V. S.,... Manuilova, E. A. (2017). The main rock types of the Bazhenov formation on the Surgut arch and adjacent territories. *Georesursy, Special issue, Part 2*, pp. 155-164. (In Russian). DOI: 10.18599/grs.19.16
13. Nemova, V. D., Atyasheva, E. P., Panchenko, I. V., & Bedretdinov, R. Yu. (2014). Efficient approaches to investigation and prediction of petroleum potential of the Bazhenov suite deposits. *Oil and gas geology*, (6), pp. 36-47. (In Russian).
14. Nemova, V. D., & Panchenko, I. V. (2017). Localization of inflow intervals and storage volume of the Bazhenov Formation, Sredne-Nazym oil field. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 12(1), pp. 1-24. (In Russian). DOI: 10.17353/2070-5379/11_2017
15. 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).
16. Eder, V. G., Zamiraylova, A. G., & Kalmykov, G. A. (2019). Evidence of carbonate rocks formation on geochemical barriers in black shale on the example of the Bazhenov formation of the Western Siberia. *Georesursy*, 21(2), pp. 143-152. (In Russian). DOI: 10.18599/grs.2019.2.143-152
17. Grishkevich, V. F., Kasatkin, V. E., Lagutina, S. V., Panina, E. V., Smolyakov, G. A., Sivkova, A. V.,... Blinkova, A. V. (2019). Evolution of the fluid-conducting system of deposits in the Bazhenov formation. Ways to realize the oil and gas potential of Western Siberia. *Proceedings of the XXII scientific and practical conference. Khanty-Mansiysk. Volume 1*, pp. 105-126. (In Russian).
18. Grishkevich, V. F., Gatina, N. N., Sidorenko, A. O., & Karpova, E. V. (2019). A petrographic study of the genesis of anomalous sections in the Bazhenov Formation, the Imilor deposit, Western Siberia. *Lithosphere*, 19(2), pp. 209-227. (In Russian). DOI: 10.24930/1681-9004-2019-19-2-209-227
19. Grishkevich, V. F., Lagutina, S. V., Panina, E. V., & Dolmatova, S. S. (2019). Neocomian marine sedimentation of West Siberian basin in general. *Geology of seas and oceans: Proceedings of XXIII International Conference on Marine Geology. Volume I. Moscow*, pp. 69-73. (In Russian).

Сведения об авторах

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

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

Information about the authors

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

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

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

Ламинский Дмитрий Александрович, ведущий специалист, Центр геологического моделирования и подсчета запасов, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

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

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

Dmitry A. Laminskii, Leading Specialist, Center for Geological Modeling and Reserves Estimation, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

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

**Модель молекулярной структуры
капельных жидкостей и газонасыщенных нефтей**

С. И. Перевощиков

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

Аннотация. Излагается модель молекулярной структуры капельных жидкостей, разработанная на основе молекулярно-кинетической теории жидкости, созданной Я. И. Френкелем и другими исследователями. Данная модель дополняет существующую теорию рядом положений, на базе которых формулируется новый взгляд как на капельные жидкости в целом и на такую их разновидность, как газонасыщенные нефти. Правомочность предлагаемой модели (как минимум ряда ее представлений о молекулярной структуре газонасыщенных нефтей) подтверждается получением на основе данной модели зависимостей для расчета таких параметров газонасыщенных нефтей, как коэффициент сжимаемости, объемный коэффициент и плотность. Данные зависимости отличаются четкой математической структурой, отражающей физическое содержание определяемых по ним параметров, отвечают граничным условиям и содержат основные факторы, от которых рассчитываемые параметры зависят. О правомочности полученной модели свидетельствуют также объяснение на ее основе признаваемого всеми исследователями «условно сжиженного» состояния газа в нефти и раскрытие физического содержания такого понятия, как «кажущаяся плотность газа в нефти», которое отмечается во многих работах. Объективными показателями правомочности разработанной модели являются результаты проверки полученных на ее основе зависимостей по данным для нефтей различных регионов России и ближнего зарубежья. Данная проверка показала удовлетворительную сходимость результатов расчетов с опытными данными. Совокупные качества модели и полученных на ее основе зависимостей позволяют отметить, что предлагаемая модель может рассматриваться в качестве одного из альтернативных взглядов на физическую природу капельных жидкостей и нефти.

Ключевые слова: капельная жидкость; газонасыщенная нефть; молекулярно-кинетическая теория; молекулярная структура

Model of the molecular structure of capillary liquid and gas-saturated oils

Sergey I. Perevoschikov

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

Abstract. The article describes model of the molecular structure of capillary liquid, developed on the basis of the molecular-kinetic theory of liquid, created by J. I. Frenkel and other researchers. This model supplements the existing theory with a number of provisions, on the basis of which a new view of both capillary liquid in general and such a variety as gas-saturated oils is formulated. The validity of the model (at least a number of its ideas about the molecular structure of gas-saturated oils) is confirmed by obtaining dependencies on the basis of this model for calculating such parameters of gas-saturated oils as the compressibility factor, volume coefficient and density. These dependences are distinguished by a clear mathematical structure, reflecting the physical content of the parameters determined from them, meet the boundary conditions and contain the main factors on which the calculated parameters depend. The legitimacy of the obtained model is also evidenced by the explanation on its basis of the "conditionally liquefied" state of gas in oil recognized by all researchers and the disclosure of the physical content of such a concept as "apparent density of gas in oil", which is noted in many works. Objective indicators of the validity of the developed model are the results of checking the dependences obtained on its basis according to the data for oils from different regions of Russia and neighboring countries. The check showed satisfactory convergence of the calculation results with the experimental data. The combined qualities of the model and the dependences obtained on its basis allow us to note that the proposed model can be considered as one of the alternative views on the physical nature of capillary liquid and oil.

Key words: capillary liquid; gas-saturated oil; molecular-kinetic theory; molecular structure

Введение

Газонасыщенные нефти являются одним из энергетических базисов современности, так как почти вся нефть в ее естественном виде находится в газонасыщенном состоянии. Поэтому исследованию физических свойств газонасыщенных нефтей всегда уделялось повышенное внимание. Они в значительной степени определяют продуктивность нефтеносных пластов, способы и эффективность их разработки, технологию подготовки нефти на промыслах, а также способы транспорта нефти по различным трубопроводам.

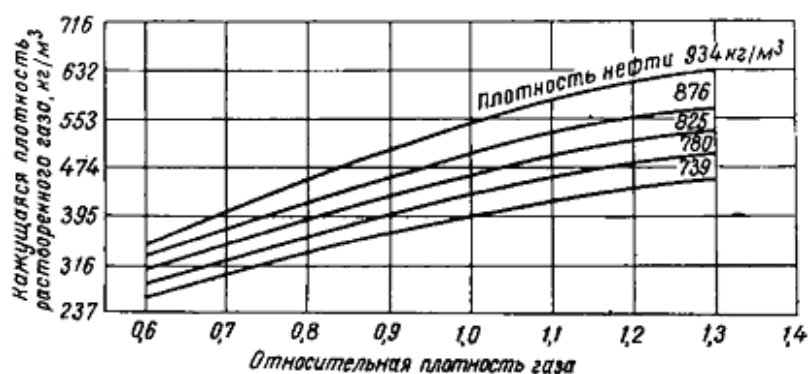


Рис. 1. Определение кажущейся плотности газа в нефти

К числу наиболее востребованных практикой физических параметров газонасыщенных нефтей относятся плотность ρ_n , объемный коэффициент B и коэффициент сжимаемости β_p . Для их определения предложен ряд зависимостей и методик. Объемный коэффициент B , в частности, находится с использовани-

ем графических зависимостей (рис. 1–3) [1], но в большинстве случаев — по эмпирическим выражениям, из которых наиболее практически пригодными являются (1)–(2) [2, 3].

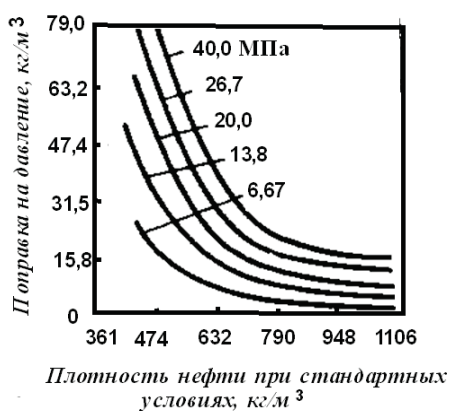


Рис. 2. График для корректирования плотности газонасыщенной нефти на пластовое давление

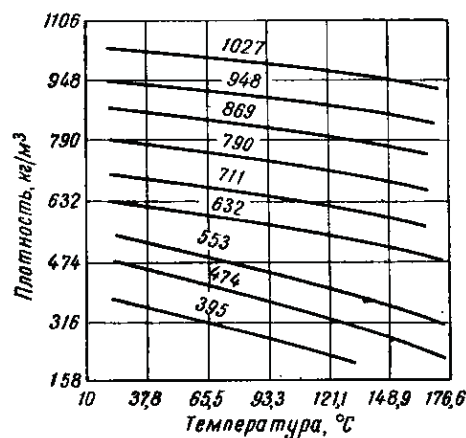


Рис. 3. Изменение плотности нефти в зависимости от температуры (цифры на кривых обозначают плотность нефти в кг/м^3 при $15,5^\circ\text{C}$)

Коэффициент сжимаемости β_p определяется по формулам вида (3)–(4) [4, 5]. Физически тесно связанная с этими величинами плотность газонасыщенных нефтей рассчитывается либо на основе материального баланса газонасыщенных нефтей с использованием каким-либо образом полученных значений B , либо по эмпирическому выражению (5) [6].

$$B = 1 + k_r \cdot V, \quad (1)$$

где
$$k_r = n + q \cdot \left(\frac{\rho_r}{1,205} - 1 \right);$$

V — газосодержание нефти, $\text{м}^3/\text{м}^3$; ρ_r — плотность растворенного в нефти газа, кг/м^3 ; n и q — эмпирические коэффициенты при 20°C равные, соответственно, 0,003 и 0,00035.

$$B = B_n \cdot (1 - \beta_p \cdot \Delta P), \quad (2)$$

где B_n — объемный коэффициент газонасыщенной нефти при давлении насыщения нефти газом; β_p — коэффициент сжимаемости газонасыщенной нефти, в среднем равный $17 \cdot 10^{-10} \text{ м}^2/\text{Н}$; ΔP — разность между действующим на нефть давлением и давлением насыщения нефти газом, Н/м^2 ;

$$B_n = 1 + 1,322 \cdot 10^{-3} \cdot \left(1 + 3,700 \cdot \frac{T}{1\,000} \right) \cdot \rho_r^{0,5} \cdot V;$$

ρ_r — плотность растворенного в нефти газа при нахождении газа в газообразном состоянии при 20°C и 760 мм рт. ст., кг/м^3 ; T — абсолютная температура газонасыщенной нефти, К.

$$\beta_p = \left(\frac{\rho_o}{1,483 \cdot \rho_o - 1,0691} + \frac{1}{0,3482 - 0,00342 \cdot (V/\rho_o)} \right) \cdot 10^{-10}, \quad (3)$$

где ρ_o — плотность дегазированной нефти, кг/м³.

$$\beta_p = 10^{-4} \cdot W^{-1}, \quad (4)$$

где $W = [(117,1 - 0,21 \cdot t) \cdot \rho_c - (83,49 - 0,1325 \cdot t)] \cdot \rho_c - [(117,45 - 0,1725 \cdot t) \cdot \rho_c - (87,48 - 0,9425 \cdot t)]$;

ρ_c — плотность сепарированной нефти, кг/м³.

$$\rho_n = \rho \cdot e^{-b \cdot V}, \quad (5)$$

где b — эмпирический коэффициент.

Анализ методики [1] на базе рисунков 1–3 и зависимостей (1)–(3) дается в [3, 7, 8]. Он, а также анализ (4) и (5) и подобных (1)–(5) выражений на основе тех же критериев приводит к выводам, что существующие зависимости для определения объемного коэффициента, коэффициента сжимаемости, а также плотности газонасыщенных нефтей характеризуются следующими особенностями:

- неприемлемым для решения инженерных задач в общем виде графическим видом — методика [1];
- эмпирическим происхождением — все рассмотренные зависимости;
- отсутствием значений эмпирических коэффициентов — (5);
- ориентировочными значениями одного и более эмпирических коэффициентов — (1), (2);
- недостаточностью физической базы, либо ее отсутствием — все рассмотренные зависимости;
- неполным отражением факторов, оказывающих заметное влияние на определяемые параметры, — (1), (3), (4), (5).
- несоблюдением граничных условий — (1), (5);
- применимостью для ограниченного круга нефтей и условий их нахождения — все рассмотренные зависимости;
- высокой погрешностью — методика [1] (погрешность по другим методикам и зависимостям не указывается).

Отмеченные особенности сказываются на достоверности приведенных зависимостей и их аналогов (иногда сводя ее к нулю при погрешности расчетов, соизмеримой с величиной рассчитываемых параметров, — свойственно, в частности, методике [1]) и ограничивают область применения последних преимущественно той эмпирической базой, на которой они были получены. То есть нефтями определенных месторождений и определенной локализацией их в системах добычи, сбора, подготовки и транспорта нефти.

Отмеченных недостатков можно избежать, если при получении соответствующих зависимостей базироваться на достаточной теоретической основе. Только в этом случае данные зависимости могут обладать если не всеми, то наиболее значимыми для них качествами. Такими, например, качествами, как применимость для широкого круга нефтей и условий их нахождения; учет основных факторов, определяющих рассчитываемые параметры; приемлемая для

инженерных расчетов достоверность; аналитический вид, позволяющий использовать зависимости для решения различных задач в общем виде и т. д.

Объект и методы исследования

Для получения зависимостей, обладающих необходимыми качествами, можно воспользоваться положениями молекулярно-кинетической теории жидкости, развитой Я. И. Френкелем и рядом других исследователей [9].

По данной теории капельные жидкости (даже однородные по составу) не являются сплошными гомогенными средами, а представляются веществами, в объеме которых существуют мельчайшие свободные пространства, называемые дырками, которые вследствие теплового движения молекул хаотично меняют свое местоположение.

По утверждению [9] дырочная теория хорошо согласуется с опытными данными. Это позволяет использовать ее в настоящих исследованиях. В частности принципиальное в рассматриваемом случае положение о наличии в жидкостях дырок, то есть некоторых свободных пространств.

Применительно к газонасыщенным нефтям (более сложным физическим образованиям по сравнению с классическими капельными жидкостями) дырочная теория Я. И. Френкеля требует доработки. В качестве таковой предлагается излагаемая ниже модель молекулярной структуры как обычных, так и газонасыщенных капельных жидкостей.

По предлагаемой модели «дырки» в молекулярной среде не существуют сами по себе (без каких-либо причин), а возникают под действием сил межмолекулярного притяжения, сводящих разрозненные молекулы в мельчайшие конгломерации из нескольких частиц. Эти конгломерации предполагаются относительно устойчивыми, находящимися в динамическом обмене молекулами с окружающим их пространством. В результате «стягивания» молекул в относительно обособленные образования однородность молекулярной среды нарушается, и между конгломерациями возникают свободные объемы или дырки, как схематично показано на рисунке 1 а.

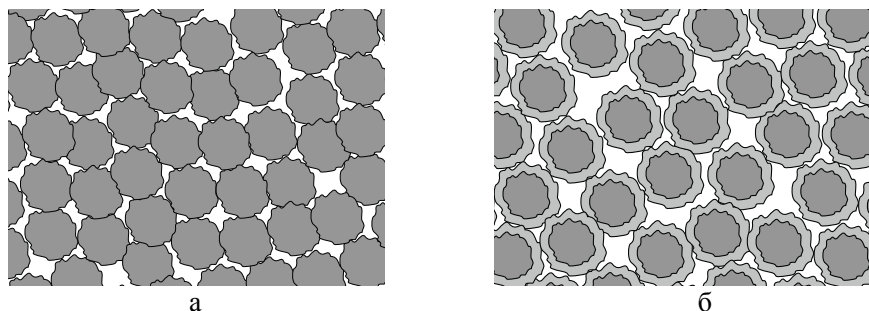


Рис. 1. Предположительная схема молекулярной структуры дегазированной (а) и газонасыщенной (б) жидкости, образованной из относительно устойчивых конгломераций молекул

По предлагаемой модели при контакте жидкости с газами, находящимися под соответствующим давлением (давлением насыщения жидкости газами), жидкость насыщается газом — газовые молекулы, обладая повышенной подвижностью, проникают в жидкостную структуру и заполняют имеющиеся в ней свободные пространства в виде дырок, оставаясь при этом за пределами

жидкостных конгломераций. Проникновению газовых молекул в конгломерации препятствует наличие у них повышенной подвижности и меньших, чем у молекул жидкости, межмолекулярных сил. Последние оказываются неспособными разорвать уже существующие межмолекулярные связи внутри конгломераций и внедриться в них. При этом молекулы газа под действием собственных и более выраженных сил межмолекулярного притяжения молекул жидкости связываются с ближайшими к ним молекулами конгломераций. Таким образом в жидкости возникают новые молекулярные объединения — конгломерации из молекул жидкости, покрытые оболочками из скоплениями газовых молекул (рис. 1 б). Данные образования являются структурными единицами нового вещества — насыщенной газом жидкости. Связанные между собой межмолекулярными силами «тяжелые» молекулы жидкости и значительно более «легкие» молекулы газа оказываются неспособными отдаляться друг от друга. Это наделяет образовавшееся вещество признаками капельной жидкости, какой оно визуальное и воспринимается.

Природная нефть изначально представляет *жидкость*, состоящую из множества компонентов с различными физическими свойствами. В таком виде она находится до тех пор, пока внешняя сила (действующее на нефть давление при соответствующей температуре) способна удерживать наиболее подвижные молекулы самых летучих ее компонентов в поле действия межмолекулярных сил молекул более «тяжелых» компонентов. При снижении давления межмолекулярные расстояния увеличиваются, и связи между молекулами ослабевают, в том числе между молекулами «легких» и «тяжелых» компонентов. Первые, обладая повышенной кинетической энергией, окончательно удаляются от вторых, разрывая с ними связи, — происходит частичная дегазация нефти. По мере снижения давления рассмотренный процесс углубляется с переходом в газовую фазу все большего количества компонентов наиболее легких фракций нефти.

Из изложенного следует, что разделение природной нефти на собственно нефть (нефть дегазированную) и насыщающий нефть газ достаточно условно. Тем более условно, что в зависимости от схемы и режима сепарации нефти от газа (одно-, двух- и т. д. ступенчатая сепарация; сепарация контактная и дифференциальная, условия сепарации при каждой ступени) компонентный состав и физические свойства получаемых в итоге дегазированной (полностью или частично) нефти и газа получаются различными. В дальнейшем условность деления природной углеводородной смеси на нефть и насыщающий нефть газ подразумевается, но для упрощения изложения используются определения «дегазированная нефть» и «насыщающий нефть газ» или попутный нефтяной газ.

Изображенную на рисунке 1 а ситуацию можно отнести к *дегазированным нефтям*. Молекулы таких нефтей имеют ощутимый молекулярный вес и тяготеют друг к другу под действием сравнительно больших межмолекулярных сил взаимного притяжения, образуя некоторое подобие молекулярных конгломераций, сравнительно устойчивых и относительно плотных.

Молекулярная структура *газонасыщенных нефтей* по рассматриваемой модели идентична той, которая схематично представлена на рисунке 1 б. Такую структуру данные нефти приобретают в ходе формирования нефтеносных залежей. Когда в подземных пористых пространствах (если следовать наиболее распространенной теории образования нефти) начинают скапливаться продукты распада органических веществ различного происхождения. В течение этого процесса образуются молекулы, отличающиеся содержащимися в них химиче-

скими элементами, а также молекулярным весом и силами взаимного притяжения. Между отдельными однотипными по химической природе молекулами с наиболее выраженными межмолекулярными силами при их контакте возникают относительно устойчивые связи. Связи не химического, а силового происхождения. Это приводит к скоплению таких молекул. Скопления оказываются недостаточно устойчивыми и неспособными противостоять стремлению некоторых содержащихся в них молекул к перемещению под действием присущей им кинетической энергии. Поэтому молекулы, находящиеся на периферии скоплений, периодически отрываются от последних, но их заменяют другие молекулы. В результате молекулярные скопления (или конгломерации) оказываются находящимися в динамическом равновесии с окружающим их пространством, с той или иной периодичностью обмениваясь с ним молекулярным материалом. В ходе такого обмена обладающие повышенной подвижностью молекулы малых молекулярных весов внедряются между «тяжелыми» молекулами конгломераций и молекулами, покидающими конгломерации. Под действием межмолекулярных сил, своих и более мощных, действующих со стороны конгломераций, они оказываются притянутыми к конгломерациям, образуя на них ранее упоминаемые молекулярные оболочки (см. рис. 1 б).

В оболочках «легкие» молекулы оказываются под действием консолидированного силового поля «тяжелых» молекул конгломераций. Действие данного поля предполагается либо соизмеримым с кинетической энергией присоединившихся к конгломерациям «легких» молекул, либо превосходящим ее. Поэтому вошедшие в контакт с конгломерациями «легкие» молекулы оказываются относительно прочно связанными с ними. Данная связь оказывается более прочной, чем между присоединившимися «легкими» молекулами и внешними «тяжелыми» молекулами. Это препятствует отрыву «легких» молекул от конгломераций, но допускает отрыв при определенных условиях. Например, при местном нагреве некоторых объемов нефти или при возникновении в нефти точечных областей с пониженным давлением в результате кавитационных или подобных им процессов. Таким образом, молекулярные оболочки конгломераций, как и сами конгломерации, оказываются устойчивыми лишь относительно и находятся в динамическом обмене молекулами с окружающим пространством. При этом, находясь на конгломерациях, «легкие» молекулы не допускают к ним внешние «тяжелые» молекулы, но образуют с ними силовые связи, отличающиеся неустойчивостью вследствие взаимного теплового движения молекул обоих видов и низкого уровня межмолекулярных сил сцепления у «легких» молекул. В результате перечисленных трансформаций в объеме, занимаемом нефтью, формируются молекулярные конгломерации определенных размеров с оболочками из «легких» молекул.

Оболочки предполагаются структурно более рыхлыми и менее устойчивыми, чем конгломерации «тяжелых» молекул, вследствие того, составляющие их молекулы обладают недостаточными силами взаимного притяжения и повышенной подвижностью. Поэтому оболочки оказываются подверженными частичному или полному разрушению при изменении внешних условий, характеризующихся температурой и давлением. Например, при увеличении температуры подвижность молекул оболочек повышается, в результате чего слабые межмолекулярные связи между молекулами разрываются — оболочки полностью или частично разрушаются. Покидая оболочки, «легкие» молекулы выходят за пределы объема, занимаемого их базовыми конгломерациями, и в виде газа выделяются из нефти. При уменьшении давления ниже некоторого уровня происходит аналогичный процесс, так как молекулы, находящиеся до

этого на некотором расстоянии друг от друга, обусловленном давлением, взаимно отдаляются и это приводит к ослаблению и разрыву межмолекулярных связей между ними.

По предлагаемой модели «легкие» молекулы (являющиеся, по принятому представлению, насыщающим нефть газом) не образуют в жидкости обособленного объема, а приобщаются в виде оболочек к структурам (конгломерациям) из более тяжелых молекул, составляющих капельную жидкость. Таким образом, молекулы газа переходят в жидкую фазу в составе этих структур, что придает им формальные признаки газа в сжиженном состоянии. Таковым фактически он и является, но только с той разницей, что физические свойства такого газа отличаются от аналогичных свойств газа, сжижаемого без присутствия «тяжелых» молекул. Такое отличие отмечается многими исследователями и учитывается при соответствующих расчетах. В том числе в методике [1] для определения объемного коэффициента газонасыщенных нефтей B .

В данной методике используется понятие «кажущаяся плотность» находящегося в нефти газа, которая оценивается выше плотности обычного сжиженного газа.

«Феномен» кажущейся плотности достаточно аргументированно объясняется с помощью предлагаемой модели. В упрощенном и адаптированном применительно к общепринятым терминам варианте эта модель заключается в «сжижении» газа в результате приобщения его молекул к конгломерациям из молекул дегазированной нефти в виде оболочек последних. В таком объединении молекулы дегазированной нефти воздействуют на молекулы газа в оболочках своими мощными межмолекулярными силами притяжения и уплотняют их упаковку в оболочках. Уплотнению подвергаются в основном ближайшие к высокомолекулярным конгломерациям слои оболочек, так как радиус действия межмолекулярных сил у «тяжелых» молекул дегазированной нефти ограничен. Отмеченное *частичное* уплотнение скоплений молекул в оболочках сказывается на плотности образующего оболочки «сжиженного» газа, которая становится больше плотности обычного сжиженного газа, но меньше плотности дегазированной нефти.

Таким образом, предлагаемая гипотетическая модель раскрывает физическую основу перехода насыщающего нефть газа из газообразного состояния в некоторое иное состояние, которое только условно можно назвать сжиженным. Объясняет также отличие физических свойств газа в условно сжиженном состоянии от свойств действительно сжиженного газа, в частности — превышение плотности находящегося в этом состоянии газа над плотностью того же газа, сжижаемого обычным способом.

Результаты исследований

Соответствие предлагаемой модели имеющим место фактам и объяснение этих фактов на основе данной модели косвенно подтверждают правомерность модели и дают основание базироваться на ней в дальнейших исследованиях.

В ходе таких исследований (исследований, основанных на положениях предлагаемой модели) было получено выражение (6) [3] для расчета объемного коэффициента газонасыщенных нефтей B , а также зависимостей (7) [7] и (8) [8] для определения входящих в (6) параметров — объемного коэффициента при давлении насыщения нефти газом B_H и коэффициента сжимаемости β_p .

$$B = B_H \cdot (1 - \beta_p \cdot \Delta P), \quad (6)$$

где B_n — объемный коэффициент газонасыщенной нефти при давлении насыщения нефти газом и при рассматриваемой температуре, определяемый по (7);

$$B_n = 1 + \frac{\rho_g}{\rho_{ж}} \cdot V, \quad (7)$$

ΔP — разность между действующим на нефть давлением и давлением насыщения нефти газом, Н/м²; ρ_g — плотность растворенного в нефти газа при нахождении газа в газообразном состоянии при 20 °С и 760 мм рт. ст., кг/м³; $\rho_{ж}$ — плотность содержащегося в нефти в условно сжиженном состоянии газа при давлении насыщения нефти газом и при рассматриваемой температуре, кг/м³; V — газосодержание нефти, м³/м³;

$$\rho_{ж} = \rho_{ж0} - \beta_{тн} \cdot (t - 20);$$

$\rho_{ж0}$ — плотность насыщающего нефть газа, находящегося в условно сжиженном состоянии, при давлении насыщения нефти газом и при температуре 20 °С, кг/м³; $\beta_{тн}$ — коэффициент термического расширения условно сжиженного газа в газонасыщенной нефти, 1/°С;

$$\rho_{ж0} = 408 \cdot \rho_g^{0,5}; \quad \beta_{тн} = 2,008 - 1,315 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{ж0}.$$

$$\beta_p = \beta_{p0} + \beta_{pg} \cdot \frac{\rho_g}{\rho_{ж}} \cdot V, \quad (8)$$

где β_{p0} — коэффициент сжимаемости дегазированной нефти, м²/Н; β_{pg} — коэффициент сжимаемости растворенного в нефти газа, находящегося в условно сжиженном состоянии, м²/Н;

$$\beta_{p0} = 56,07 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{(1 - \beta_v \cdot P)^2}{[\rho_0 - \beta_t \cdot (t - 20)]^2}, \quad (9)$$

$$\beta_{pg} = 0,7933 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{(1 + \frac{\rho_g}{\rho_{ж}} \cdot V)}{(1 - \rho_g / \rho_{г0}) \cdot \rho_g^2}, \quad (10)$$

β_v — обобщенный коэффициент квазисжимаемости дегазированной нефти, равный $9,18 \cdot 10^{-10}$ м²/Н; P — действующее на нефть давление, Н/м²; ρ_0 — плотность дегазированной нефти при 20 °С и 760 мм рт. ст., кг/м³; β_t — коэффициент термического расширения дегазированной нефти, 1/°С;

$$\beta_t = 1,825 - 1,315 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_0;$$

$\rho_{г0}$ — граничное значение плотности газа, выше которого зависимость (10) не применима ($\rho_{г0} = 2,353$ кг/м³).

Формулы (6)–(10) проверялись на опытных данных. При этом проверка выражения (7), дающего определение базового для объемных характеристик нефтей коэффициента B_n , осуществлялась наиболее тщательно и осуществлялась на двух различным образом полученных сериях экспериментальных данных. Основную серию составляли данные по нефтям 30 месторождений 9 различных географически удаленных друг от друга регионов России и ближнего зарубежья [10]. В нее входили нефти, которые по ключевым для газонасыщенных

нефтей параметрам охватывали практически все возможные для этих нефтей диапазоны: $\rho_o = 778 \div 919 \text{ кг/м}^3$; $\rho_r = 0,690 \div 1,992 \text{ кг/м}^3$; $V = 5,0 \div 295 \text{ м}^3/\text{м}^3$; $B_n = 1,017 \div 1,75$; $t = 15 \div 78 \text{ }^\circ\text{C}$.

Данные диапазоны включают как пластовые условия, так и условия внутрипромыслового сбора и подготовки нефти, а также условия трубопроводного транспорта газонасыщенных нефтей.

Вторая серия экспериментальных данных для проверки (7) была получена в ходе специальных исследований, целью которых являлось выявление особенностей физических свойств газонасыщенных нефтей в условиях, соответствующих работе конечных звеньев технологических цепочек по подготовке нефти на промыслах, и в условиях трубопроводного транспорта нефти. Эта серия была получена на установке УИПН-2 в результате контактного разгазирования 7 глубинных проб нефтей 4 месторождений Западной Сибири. Контактное разгазирование осуществлялось для моделирования реальных процессов сепарации нефти от газа в промысловых условиях.

Для получения наиболее представительного экспериментального материала две пробы из семи, составляющих вторую серию экспериментальных данных, были разделены на две части каждая. Полученные таким образом четыре пробы подвергались ступенчатому разгазированию, каждая по своей схеме и со своими параметрами сепарации на каждой ступени.

Результаты проверки (7) на двух различным образом полученных сериях экспериментальных данных показали, что погрешность (7) составляет до 2,8 % (для трех значений B_n по первой серии погрешность составила 4÷8 %).

Формула (8), а в ее составе (9) и (10), проверялась на данных [10] по нефтям 35 месторождений 8 различных регионов страны. Проверка показала, что погрешность (8) находится в пределах 15 %. С учетом математической структуры (6) и численных значений содержащихся в этом выражении параметров это способно привести в итоговую погрешность определяемого по (6) объемного коэффициента B погрешность не более 1 %, что можно считать приемлемым.

Основное в рассматриваемом отношении выражение (6) (основное, поскольку коэффициент B определяет как в целом объемные характеристики газонасыщенных нефтей, так и плотность этих жидкостей) подвергалось проверке по данным для нефтей 35 месторождений 8 географически удаленных друг от друга регионов России с диапазоном физических свойств, характерных для большинства существующих газонасыщенных нефтей. По итогам проверки погрешность (6) составляет порядка 3,5 %.

Таким образом, количественная оценка (6)–(10) на достаточно представительном экспериментальном материале показывает, что данные зависимости приемлемы для широкого круга нефтей и условий их нахождения и позволяют производить расчеты с допустимой для практических расчетов погрешностью.

Данное заключение позволяет использовать (6) для определения плотности газонасыщенных нефтей, которая находится по формуле (11), отражающей материальный баланс таких нефтей:

$$\rho_n = \frac{\rho_o + \rho_r \cdot V}{B}. \quad (11)$$

Анализ результатов исследований. Выводы

Полученные на основе предлагаемой модели зависимости (6)–(10) обладают рядом отличительных качеств, в том числе такими качествами, как:

- аналитический вид, допускающий их использование для решения инженерных задач в общем виде;
- теоретическая обоснованность с четко обозначенным физическим содержанием;
- наличие основных факторов, влияющих на определяемые параметры;
- соответствие граничным условиям;
- большая область применения, включающая широкий спектр различных по физическим свойствам нефтей и условий их нахождения, таких условий, как пластовые условия и условия, характерные для объектов подготовки и трубопроводного транспорта нефти;
- приемлемая для практических расчетов погрешность.

Данные качества существенно отличают полученные зависимости от существующих аналогичных выражений, отличают в лучшую сторону. Источником такого отличия является их базирование на предлагаемой модели молекулярной структуры капельных жидкостей и газонасыщенных нефтей, что является объективным доказательством правомерности предлагаемой модели. Еще одним свидетельством правомерности предлагаемой модели является объяснение с ее помощью ряда раскрытых выше понятий, составляющих физическое содержание газонасыщенных нефтей — понятия «условно сжиженное состояние газа в нефти» и понятия «кажущаяся плотность газа в нефти».

Все отмеченное позволяет сделать заключение, что предлагаемая модель подтверждается фактическими данными и достаточно результативна. Поэтому может рассматриваться в качестве одного из альтернативных взглядов на физическую природу капельных жидкостей, а также дегазированных и газонасыщенных нефтей.

Библиографический список

1. Берчик, Э. Д. Свойства пластовых жидкостей / Э. Д. Берчик ; перевод с английского М. А. Геймана. – Москва : Гостоптехиздат, 1960. – 179 с. – Текст : непосредственный.
2. Цветков, В. И. О производительности трубопроводов, перекачивающих газонасыщенную нефть / В. И. Цветков, В. М. Афанасьев. – Текст : непосредственный // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1971. – № 11. – С. 3–4.
3. Перовошиков, С. И. Расчет объемного коэффициента газонасыщенных нефтей / С. И. Перовошиков. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-1-72-81. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 1. – С. 72–81.
4. Гиматулинов, Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта : учебник / Ш. К. Гиматулинов. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Недра, 1971. – 312 с.
5. Балакирев, Ю. А. Термодинамические свойства нефти и газа / Ю. А. Балакирев. – Москва : Недра, 1972. – 189 с.
6. Антипов, В. Н. Утилизация нефтяного газа / В. Н. Антипов. – Москва : Недра, 1983. – 157 с. – (Экономия топлива и электроэнергии). – Текст : непосредственный.
7. Перовошиков, С. И. К определению объемного коэффициента газонасыщенных нефтей / С. И. Перовошиков. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-2-86-96. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 2. – С. 86–96.

8. Перевоицков, С. И. Определение коэффициента сжимаемости газонасыщенных нефтей / С. И. Перевоицков. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-2-86-96. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 3. – С. 64–76.
9. Курс физики. Т. 1. / Б. М. Яворский, А. А. Детлаф, Л. Е. Милковская, Г. П. Сергеев. – 3-е изд. – Москва : Высшая школа, 1965. – 376 с. – Текст : непосредственный.
10. Требин, Г. Ф. Нефти месторождений Советского Союза / Г. Ф. Требин, Н. В. Чарыгин, Т. М. Обухова. – Москва : Недра, 1974. – 423 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Burcik, E. J. (1957). Properties of petroleum reservoir fluids. New York, John Wiley. (In English).
2. Tsvetkov, V. I., & Afanas'ev, V. M. (1971). O proizvoditel'nosti truboprovodov, perekachivayushchikh gazonasyshchennuyu neft'. Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons, (11), pp. 3-4. (In Russian).
3. Perevoschikov, S. I. (2019). Calculating the volume coefficient of gas-saturated oils. Oil and Gas Studies, (3), pp. 72-81. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-1-72-81
4. Gimatudinov, Sh. K. (1971). Fizika neftyanogo i gazovogo plasta. 2nd edition, revised and expanded. Moscow, Nedra Publ., 312 p. (In Russian).
5. Balakirev, Yu. A. (1972). Termodinamicheskie svoystva nefti i gaza. Moscow, Nedra Publ., 189 p. (In Russian).
6. Antip'ev, V. N. (1983). Utilizatsiya neftyanogo gaza. Moscow, Nedra Publ., 157 p. (In Russian).
7. Perevoschikov, S. I. (2019). Determining of volume coefficient of gas-saturated oils. Oil and Gas Studies, (2), pp. 86-96. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-2-86-96
8. Perevoschikov, S. I. (2019). Calculation of the compressibility factor of gas-saturated oils. Oil and Gas Studies, (3), pp. 64-76. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-3-64-76
9. Yavorskiy, B. M., Detlaf, A. A., Milkovskaya, L. B., & Sergeev, G. P. (1965). Kurs fiziki. Tom 1. 3rd edition. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 376 p. (In Russian).
10. Trebin, G. F., Charygin, N. V., & Obukhova, T. M. (1974). Nefti mestorozhdeniy Sovetskogo Soyuza. Moscow, Nedra Publ., 312 p. (In Russian).

Сведения об авторе

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

Information about the author

Sergey I. Perevoschikov, Doctor of Engineering, Consultant at the Department of Applied Mechanics, Industrial University of Tyumen, e-mail: perevoschikovsi@tyuiu.ru

Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта

Designing, construction and operation of pipeline transport system

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

DOI: 10.31660/0445-0108-2020-4-77-87

УДК 532.542:547.21

Теоретический расчет объемного расхода углеводородной жидкости по степенному и логарифмическому выражениям

В. Н. Манжай^{1*}, А. А. Мильке², Д. А. Зубарев³

¹Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

²Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

³Томский государственный университет, г. Томск, Россия

*e-mail: mang@ipc.tsc.ru

Аннотация. Предложена новая формула для расчета объемного расхода потока жидкости в соответствии с гидродинамическими параметрами течения и физико-химическими характеристиками перекачиваемой жидкости. Формула была получена на основе модельного представления о потоке жидкости как непрерывной последовательности деформаций — поворотов фрагментов жидкости под действием напряжения сдвига. Лабораторное тестирование зависимости объемной скорости течения от гидродинамических параметров течения и физико-химических свойств жидкостей проведено на турбулентном реометре и в качестве рабочих жидкостей использованы этиловый спирт и бензин. Степенная и логарифмическая зависимости объемной скорости также проверялись с использованием реальных данных эксплуатации промысловых трубопроводов. Полученные результаты удовлетворительно согласуются с расчетными данными.

Ключевые слова: нефть; нефтепродукты; цилиндрический канал; число Рейнольдса; ламинарный и турбулентный режимы; вязкость

Calculation of the rate of bulk fluid flow by exponential and logarithmic expressions

Vladimir N. Manzhai^{1*}, Aleksandr A. Milke², Daniil A. Zubarev³

¹Institute of Petroleum Chemistry of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Tomsk, Russia

²Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

³Tomsk State University, Tomsk, Russia

*e-mail: mang@ipc.tsc.ru

Abstract. A formula is presented to calculate the rate of bulk fluid flow in accord with hydrodynamic flow parameters and physical-chemical characteristics of pumping fluids. The formula was derived based on a model knowledge of fluid flow as a continuous sequence of strains — rotations of fluid fragments by the action of shear stress. Laboratory testing of volumetric flow rate depending on the hydrodynamic flow parameters and physical-chemical properties of liquids performed on a turbulent rheometer and as working fluids used ethanol and gasoline. The power and logarithmic dependences of the volume velocity were also checked using real data from the operation of oilfield pipelines. The results obtained satisfactory agree with the calculated data.

Key words: oil; petroleum product; cylindrical conduit; Reynolds number; laminar and turbulent flows; viscosity

Введение

При промысловом сборе продукции добывающих скважин месторождений и доставке ее к узлам подготовки нефти, а также при последующем транспорте товарной нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам перемещение углеводородных жидкостей осуществляется по цилиндрическим каналам [1, 2]. Для строгого учета объемов перекачиваемой жидкости, а также для технологически грамотной эксплуатации действующих трубопроводов и проектирования новых нефтепроводов еще со времен В. Г. Шухова [3] требуются теоретические формулы для расчета величины объемного расхода в зависимости от гидродинамических параметров течения, геометрических размеров трубы и физико-химических характеристик транспортируемой среды.

При движении жидкости в трубе могут реализоваться два различных режима течения: ламинарный или турбулентный [4–6]. Структура потока определяется соотношением сил инерции и сил межмолекулярного взаимодействия (вязкости). Режим течения зависит от числа Рейнольдса (Re), величина которого прямо пропорциональна произведению среднерасходной скорости ($\bar{U}$) и радиуса трубы (R_W) и обратно пропорциональна кинематической вязкости ($\nu = \eta/\rho$)

$$Re = (\bar{U} \cdot 2R_W \cdot \rho)/\eta = 2Q/(\pi R \cdot \nu),$$

где ρ — плотность жидкости; η — коэффициент динамической вязкости; $Q = \pi R_W^2 \cdot \bar{U}$ — объемный расход.

Экспериментально установлено и согласно классификации зон течения Е. З. Рабиновича [7] при значении числа Рейнольдса $Re < 2\,000$ реализуется ламинарный режим течения, а при $Re > 3\,000$ — турбулентный режим. В переходной области от $Re \approx 2\,000$ до $Re \approx 3\,000$ происходит смена режимов течения, которая сопровождается резким увеличением коэффициента гидродинамического сопротивления (λ) уравнения Дарси — Вейсбаха и переходом его с кривой Пуазейля на эмпирическую кривую Блазиуса.

Для ламинарного режима, при котором наблюдается слоистое перемещение частиц жидкости вдоль оси потока с параболическим профилем скоростей, существует достаточно строгое теоретическое описание, следствием которого является формула Пуазейля. Турбулентное течение с хаотическим перемешиванием частиц до настоящего времени не имеет глубокого и логичного объяснения. Поэтому при наличии турбулентности ($Re \geq 3\,000$) для расчета величин

ны объемного расхода на практике пользуются различными аналитическими выражениями эмпирического происхождения, полученными после обработки большого массива экспериментальных результатов, в частности обобщенной (степенной) формулой Лейбензона $Q = \left(\frac{\pi \cdot D^k \cdot \Delta P}{A \cdot \nu^n \cdot \rho \cdot L} \right)^{1/m}$.

В этой формуле $D = 2R_W$ и L — диаметр и длина трубы соответственно; ΔP — перепад давления между концами трубы; A, k, m, n — эмпирические коэффициенты [7], которые зависят от режима течения и представлены в таблице 1 для гидравлически гладких труб.

Таблица 1

Коэффициенты обобщенной формулы Лейбензона [7]

Режим течения	A	m	n	k
Ламинарный	128	1,00	1,00	4,00
Турбулентный	0,757	1,75	0,25	4,75

После подстановки в обобщенную формулу Лейбензона соответствующих коэффициентов таблицы 1 для ламинарного режима течения получается уравнение Пуазейля

$$Q_{\text{ЛАМ.}} = \frac{\pi \cdot R_W^4}{8\eta \cdot L} \cdot \Delta P, \quad (1)$$

а для турбулентного режима — степенное выражение (2) для расчета объемного расхода

$$Q_{\text{СТ.}} = 14,8 \cdot \left(\frac{\Delta P}{L \cdot \rho} \right)^{0,571} \cdot \left(\frac{R^{2,714}}{\nu^{0,143}} \right). \quad (2)$$

Справедливость и «дееспособность» степенной формулы (2) для проведения технологических расчетов турбулентного течения многократно проверена экспериментально на ньютоновских жидкостях различной физико-химической природы и в настоящее время у гидромехаников не вызывает сомнений. Но необходимость использовать эмпирические коэффициенты из таблицы 1 для расчета величины объемного расхода ($Q_{\text{СТ.}}$) свидетельствует об отсутствии рациональной теории турбулентного течения, что делает обоснованным поиск других аналитических выражений, при выводе которых использовались бы определенные модельные представления о поведении частиц жидкости в турбулентном потоке.

Теоретическая часть

Частицы жидкости (молекулы или их ассоциаты), находясь в произвольном слое потока на любом расстоянии от стенки цилиндрического канала, двигаются не только поступательно вдоль оси потока (или стенки трубы) с некоторой своей линейной скоростью, но также участвуют и во вращательном движении. Неподвижная стенка трубы оказывает тормозящее действие и тем самым дифференцирует поток на слои, движущиеся с разными скоростями. Вращение частиц, находящихся в одном слое, происходит под действием силы трения со стороны обтекающих соседних слоев (отстающих и обгоняющих).

Вращение реализуется через качение сферических частиц одного слоя по поверхности смежного с ним слоя, но лежащего ближе к стенке. Такое качение частиц обуславливает слоистый характер течения жидкости с возрастающей линейной скоростью слоев по мере их удаления от внутренней поверхности трубы, что позволяет изображать картину течения в виде профиля скоростей. Такая гипотетическая картина независимо от режима течения после проведения некоторых математических операций позволяет получить обобщенное выражение для описания зависимости объемного расхода [м³/с] от физико-химических характеристик жидкости и гидродинамических параметров течения

$$Q = \pi R_W^2 \cdot U_* \cdot e^\alpha \cdot \left[\ln \left(1 + \frac{R_W \cdot U_*}{\nu \cdot e^\alpha} \right) - \frac{3R_W \cdot U_*}{4\nu} + \alpha \cdot \left(1 + \frac{3R_W \cdot U_*}{4\nu} \right) \right], \quad (3)$$

где $U_* = \sqrt{\frac{\tau_W}{\rho}}$ — динамическая скорость, [м/с]; ρ — плотность жидкости, [кг/м³]; $\tau_W = \frac{\Delta P \cdot R_W}{2L}$ — напряжение сдвига на стенке трубы, [Па]; ΔP — перепад давления между концами трубы, [Па]; R_W и L — радиус и длина трубы, [м]; $\nu = \frac{\eta}{\rho}$ — коэффициент кинематической вязкости, [м²/с]; η — коэффициент динамической вязкости, [Па·с]; $e = 2,72$ — основание экспоненты.

Показатель экспоненциальной функции (α) в переходной области чисел Рейнольдса от 2 000 до 3 000 изменяется от $\alpha = 0$ — для ламинарного течения до $\alpha = 1$ — для турбулентного режима течения.

При малых значениях радиуса трубки (R_W) и динамической скорости (напряжения сдвига — τ_W), а также большой кинематической вязкости (ν) жидкости реализуется ламинарное течение. Но поскольку имеет место соотношение $\frac{R_W \cdot U_*}{\nu} \ll 1$, и при ламинарном режиме величина показателя $\alpha = 0$, то выражение (3) преобразуется в формулу Пуазейля (1).

В случае турбулентного течения ($\alpha = 1$) в трубах большого радиуса при высоких значениях динамической скорости (напряжения сдвига) соотношение $\frac{R_W \cdot U_*}{\nu} \gg 1$, и, следовательно, выражение (3) можно упростить и преобразовать к виду (4), позволяющему рассчитывать величину объемного расхода жидкости при турбулентном режиме течения по логарифмической формуле

$$Q_{\text{ЛОГ.}} = \pi R_W^2 \cdot U_* \cdot e \cdot \ln \left(\frac{R_W \cdot U_*}{\nu} \right). \quad (4)$$

Экспериментальная часть

В лабораторных условиях текучесть жидкостей исследуют при помощи реометров различных конструкций [8–12]. Экспериментальную проверку достоверности выражения (4) проводили на турбулентном реометре, изображенном на рисунке 1. Основным рабочим элементом нашего турбореометра является легко демонтируемая трубка, что позволяет проводить эксперименты при различных геометрических параметрах $D = 2R_W$ и L . Верхний открытый конец трубки сообщается с рабочей камерой реометра, в которую заливается исследуемая жидкость. Через другой конец, снабженный краном, жидкость имеет выход во внешнюю среду и далее в приемную измерительную ячейку. Трубка и камера находятся в термостатируемой рубашке, в которую от термостата (криостата) подается теплоноситель. Скорость вытеснения жидкости из рабочей камеры под действием избыточного давления (ΔP) задается и регулируется

при помощи газовой системы (газовый баллон и ресивер), работающей на азоте или инертном газе. Измерение интервала времени (t) истечения фиксированного объема (V) жидкости производится при помощи электронного секундомера, после чего находится объемный расход жидкости $Q_{ЭКСП.} = V/t$ и рассчитываются следующие параметры течения: напряжение сдвига, среднерасходная скорость, число Re и другие величины, приведенные в таблицах 2 и 3.

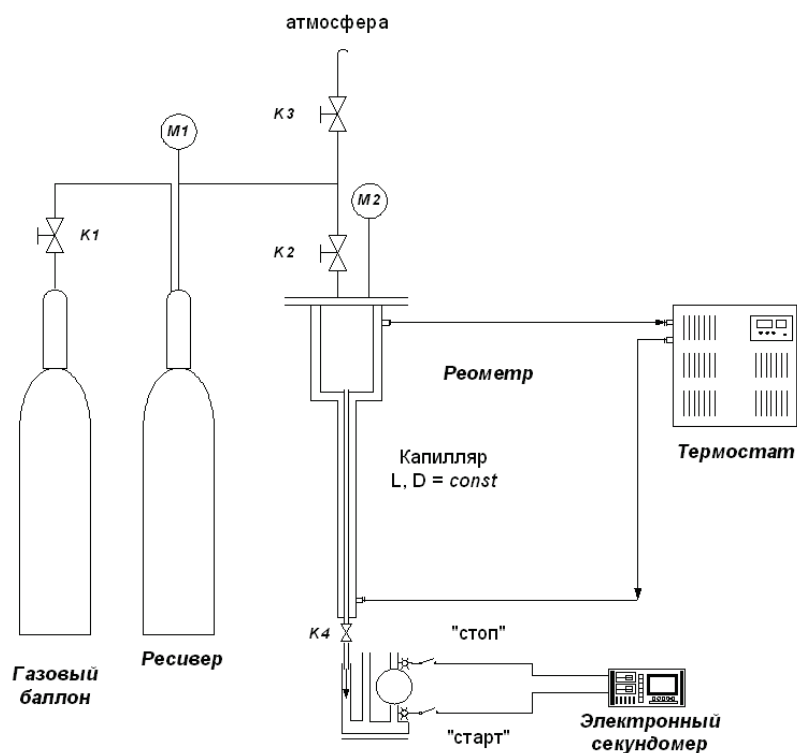


Рис. 1. Турбулентный реометр

В таблицах 2 и 3 приведены результаты тестирования текучести этанола и бензина в турбулентном режиме, проведенного на турбулентном реометре.

Таблица 2

Течение этанола ($\rho = 790 \text{ кг/м}^3$; $\nu = 1,66 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$) в трубке ($L = 0,80 \text{ м}$; $R_w = 1,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}$)

№	ΔP , Па	τ_w , Па	U_s , м/с	Re	$Q_{лог.} \cdot 10^6, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{ЭКСП.} \cdot 10^6, \text{ м}^3/\text{с}$	ε , %
1	37 000	27,75	0,187	3 590	10,41	11,24	7,4
2	47 000	35,25	0,211	4 100	12,08	12,83	5,8
3	57 000	42,75	0,233	4 610	13,65	14,42	5,3

Таблица 3

Течение бензина ($\rho = 710 \text{ кг/м}^3$; $\nu = 0,525 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$) в трубке ($L = 0,80 \text{ м}$; $R_w = 1,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}$)

№	ΔP , Па	τ_w , Па	U_s , м/с	Re	$Q_{\text{лог.}} \cdot 10^6$, м ³ /с	$Q_{\text{эсп.}} \cdot 10^6$, м ³ /с	ε , %
1	6 550	4,91	0,083	5 410	5,01	5,35	6,8
2	16 260	12,20	0,131	8 950	8,69	8,85	1,8

Из таблиц 2 и 3 следует, что между $Q_{\text{эсп.}}$ и $Q_{\text{лог.}}$ имеется вполне удовлетворительное соответствие. Как видно из таблиц, результаты теоретических расчетов объемного расхода оказались несколько заниженными по сравнению с опытными данными. Но с ростом напряжения сдвига между экспериментальными и расчетными данными уменьшается относительное расхождение, вычисляемое по формуле $\varepsilon = \frac{|Q_{\text{эсп.}} - Q_{\text{лог.}}|}{Q_{\text{эсп.}}} \cdot 100\%$. Известно, что увеличе-

ние напряжения сдвига сопровождается ростом числа Рейнольдса. Следовательно, точность расчета объемной скорости по логарифмической формуле (4) возрастает с увеличением числа Рейнольдса (степени турбулентности потока).

Результаты турбореометрического тестирования жидкостей другой физико-химической природы (вода, нефть, толуол и гептан), проведенного нами в лабораторных условиях, были опубликованы ранее в работе [13], и они также, но с еще большей достоверностью, подтверждают справедливость логарифмической формулы (4).

Таблица 4

Геометрические размеры промышленных трубопроводов, гидродинамические параметры течения в них и физико-химические характеристики перекачиваемых жидкостей

Номер трубы	L , м	D , м	$Q_{\text{эсп.}} \cdot 10^3$, м ³ /с	$\Delta P \cdot 10^6$, Па	T , °C	η , Па·с	ρ , кг/м ³	Жидкость
1	19 745	0,203	27,66	0,81	40	0,0069	858	Нефть А
2	34 728	0,203	24,31	0,87	35	0,0029	809	Нефть В
3	59 482	0,203	11,71	0,62	20	0,0097	840	Нефть С
4	3 717	0,203	28,36	0,12	25	0,001	1012	Вода сеноманская

Интерес также представляет сравнительная «дееспособность» формул (2) и (4) для расчета объемного расхода жидкостей при их турбулентном течении в промышленных трубопроводах [13]. В таблице 4 приведены реальные нефте-промысловые данные для четырех трубопроводов различной длины и одинакового диаметра $D = 0,203 \text{ м}$, по которым перекачивали различные жидкости

(три разные нефти и сеноманскую воду). Эти данные являются достаточным набором технической информации, включающей геометрические размеры промышленных трубопроводов, гидродинамические параметры течения в них и физико-химические характеристики перекачиваемых жидкостей, которые необходимы для проведения технологических расчетов. Используя информацию, представленную в таблице 4 для промышленных (внутрипромысловых) труб среднего диаметра, проведены соответствующие расчеты, результаты которых отображены в таблице 5.

Таблица 5

Рассчитанные гидродинамические результаты турбулентного течения трех сортов нефти различной кинематической вязкости и воды в промышленных трубопроводах

Номер трубы	$\tau_{\text{нв}}$, Па	U_{*} , м/с	Re	$\nu \cdot 10^6$, м ² /с	$Q_{\text{СТ.}} \cdot 10^3$, м ³ /с	$Q_{\text{ЛОГ.}} \cdot 10^3$, м ³ /с	$Q_{\text{ЭКСП.}} \cdot 10^3$, м ³ /с	Жидкость
1	2,08	0,049	21 580	8,04	28,08	27,89	27,66	Нефть А
2	1,27	0,040	42 540	3,58	24,59	24,51	24,31	Нефть В
3	0,53	0,025	6 360	11,5	12,34	11,92	11,71	Нефть С
4	1,64	0,040	179 950	0,99	30,08	29,49	28,36	Вода

Сравнивая результаты объемных расходов $Q_{\text{СТ.}}$, $Q_{\text{ЛОГ.}}$ и $Q_{\text{ЭКСП.}}$, представленные в таблице 5, можно сделать вывод, что при расчете $Q_{\text{ЛОГ.}}$ по теоретически выведенной формуле (4) получены величины с более близкими значениями к экспериментально измеренному объемному расходу $Q_{\text{ЭКСП.}}$ по сравнению с данными, которые получены при расчете объемной скорости $Q_{\text{СТ.}}$ по эмпирической формуле Лейбензона (2).

Относительное расхождение экспериментальных и теоретических результатов, вычисленных по формулам $\varepsilon_{\text{ЛОГ.}} = \frac{|Q_{\text{ЭКСП.}} - Q_{\text{ЛОГ.}}|}{Q_{\text{ЭКСП.}}} \cdot 100\%$ и

$\varepsilon_{\text{СТ.}} = \frac{|Q_{\text{ЭКСП.}} - Q_{\text{СТ.}}|}{Q_{\text{ЭКСП.}}} \cdot 100\%$, представлено в таблице 6, результаты которой

свидетельствуют о лучшем прогностическом потенциале логарифмической формулы (4) по сравнению со степенной формулой (2), имеющей эмпирическую «родословную».

Таблица 6

Расхождение экспериментальных и теоретических результатов

Относительное расхождение результатов	№ 1 Нефть А	№ 2 Нефть В	№ 3 Нефть С	№ 4 Вода
$\varepsilon_{\text{ЛОГ.}}$, %	0,83	0,82	1,79	3,98
$\varepsilon_{\text{СТ.}}$, %	1,52	1,15	5,38	6,06

Проверка достоверности формулы (4), проведенная с использованием эксплуатационных данных магистрального трубопровода Александровское — Анжеро — Судженск, по одному из участков ($L = 69 \cdot 10^3$ м; $D = 1,22$ м) которого перекачивали товарную нефть [14–18] с кинематической вязкостью $\nu = 5,5 \cdot 10^{-6}$ м²/с и плотностью $\rho = 830$ кг/м³ при перепаде давления $\Delta P = 6,5$ кг/см² (0,65 МПа) и числе Рейнольдса $Re \approx 350\,000$, дала близкие значения рассчитанного объемного расхода $Q_{\text{лог.}} = 1,65$ м³/с с экспериментально контролируемой величиной $Q_{\text{эсп.}} = 1,68$ м³/с.

Практическое совпадение результатов $Q_{\text{лог.}}$ и $Q_{\text{эсп.}}$ позволяет рекомендовать формулу (4) для прогнозирования величины объемного расхода также и в магистральных трубопроводах большого диаметра и при достаточно больших числах Рейнольдса.

Выводы

1. Предложена формула (3), которая в общем виде достоверна для ламинарного и турбулентного режимов течения и описывает зависимость объемного расхода жидкости от гидродинамических параметров течения и физико-химических характеристик жидкостей.

2. Частными следствиями обобщенной формулы (3) являются либо формула Пуазейля (1) для ламинарного режима течения, либо логарифмическая формула (4) для расчета объемного расхода при турбулентном режиме течения.

3. Сравнивая результаты расчетов объемных расходов турбулентного течения жидкостей по степенной формуле Лейбензона (2) и по логарифмической формуле (4), следует отдать предпочтение последней вследствие значительно меньшего отклонения результатов расчетов от экспериментально полученных данных для труб разного размера, по которым перекачиваются жидкости различной физико-химической природы.

Работа выполнена в рамках проекта V.46.2.3. Физическая химия и реология нефти и полидисперсных нефтесодержащих систем в процессах увеличения нефтеотдачи пластов и транспорта нефти

Библиографический список

1. Тетельмин, В. В. Нефтегазовое дело : полный курс / В. В. Тетельмин, В. А. Язев. – Москва : Интеллект, 2009. – 799 с. – (Нефтегазовая инженерия). – Текст : непосредственный.
2. Трубопроводный транспорт нефти и газа : учебник для вузов / Р. А. Алиев, В. Д. Белоусов, А. Г. Немудров [и др.]. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Недра, 1988. – 368 с. – Текст : непосредственный.
3. Развитие мировой системы нефтепроводного транспорта / Р. Н. Бахтизин, Б. Н. Мастобаев, А. Е. Сощенко, О. А. Макаренко. – Текст : непосредственный // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – Т. 9, № 1. – С. 107–117.
4. Лойцянский, Л. Г. Механика жидкости и газа : учебник / Л. Г. Лойцянский. – 5-е изд., перераб. – Москва : Наука, 1978. – 736 с. – Текст : непосредственный.
5. Штеренлихт, Д. В. Гидравлика : учебник / Д. В. Штеренлихт. – Москва : Энергоатомиздат, 1984. – 639 с. – Текст : непосредственный.

6. Фукс, Г. И. Вязкость и пластичность нефтепродуктов / Г. И. Фукс. – Москва–Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2003. – 328 с. – Текст : непосредственный.
7. Рабинович, Е. З. Гидравлика : учебное пособие / Е. З. Рабинович. – Москва : Недра, 1980. – 278 с. – Текст : непосредственный.
8. Нанотехнологии для снижения гидравлического сопротивления трубопроводов / Р. Н. Бахтизин, М. М. Гареев, Ю. В. Лисин [и др.]; Министерство образования и науки Российской Федерации, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Институт дополнительного профессионального образования. – Санкт-Петербург : Недра, 2018. – 347 с. – Текст: непосредственный.
9. A method for monitoring polymer reactions in very dilute solutions / A. Ya. Malkin, G. V. Nesyn, A. V. Ilyusnikov, V. N. Manzhai. – DOI 10.1016/S0377-0257(00)00225-1. – Текст : непосредственный // Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics. – 2001. – Vol. 97, Issue 2–3. – P. 195–206.
10. Drag reduction in transportation of hydrocarbon liquids: From fundamentals to engineering applications / G. V. Nesyn, R. Z. Sunagatullin, V. P. Shibaev, A. Ya. Malkin. – DOI 10.1016/j.petrol.2017.10.092. – Текст : непосредственный // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 161. – P. 715–725.
11. Манжай, В. Н. Турбулентное течение нефти, нефтепродуктов и сжиженного природного газа с полимерными добавками / В. Н. Манжай. – DOI 10.28999/2541-9595-2019-9-1-92-97. – Текст: непосредственный // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – Т. 9, № 1. – С. 92–97.
12. Physico-chemical concept of drag reduction nature in dilute polymer solutions (the Toms effect) / Manzhai V. N., Nasibullina Yu. R., Kuchevskaya A. S., Filimoshkin A. G. – DOI 10.1016/j.cep.2014.04.003. – Текст : непосредственный // Chemical Engineering and Processing : Process Intensification. – 2014. – Vol. 80. – P. 38–42.
13. Манжай, В. Н. Объемный расход ньютоновской жидкости при турбулентном течении в цилиндрическом канале / В. Н. Манжай, А. В. Илюшников. – Текст : непосредственный // Инженерно-физический журнал. – 2008. – Т. 81, № 5. – С. 856–859.
14. Гареев, М. М. Результаты введения в поток нефти присадки для снижения сопротивления / М. М. Гареев, Г. В. Несын, В. Н. Манжай. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 10. – С. 30–31.
15. Лабораторные исследования и промышленные испытания полимерной добавки для снижения энергетических затрат на магистральном нефтепроводе / В. Н. Манжай, А. В. Илюшников, М. М. Гареев, Г. В. Несын. – Текст : непосредственный // Инженерно-физический журнал. – 1993. – Т. 65, № 5. – С. 515–517.
16. Кутуков, С. Е. Повышение эффективности последовательной перекачки оптимизацией компонентного состава смеси нефтей / С. Е. Кутуков, С. Г. Бажайкин, А. И. Гольянов. – DOI 10.24887/0028-2448-2018-1-88-91. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 1. – С. 88–91.
17. Burger, E. D. Flow Increase in the Trans Alaska Pipeline Through Use of a Polymeric Drag-Reducing Additive Munk / E. D. Burger, W. R. Munk, H. A. Wahl. – DOI 10.2118/9419-pa. – Текст : непосредственный // Journal of Petroleum Technology. – 1982. – Vol. 34, Issue 2. – P. 377–386.
18. Практика увеличения объемов транспортировки нефтепродуктов магистральными трубопроводами / Я. М. Фридлянд, М. Н. Казанцев, Ф. В. Тимофеев, С. Н. Замаев. – DOI 10.24887/0028-2448-2018-4-100-103. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 4. – С. 100–103.

References

1. Tetel'min, V. V. & Yazev, V. A. (2009). *Neftegazovoe delo: polnyy kurs*. Moscow, Intellekt Publ., 799 p. (In Russian).
2. Aliev, R. A., Belousov, V. D., Nemudrov, A. G., Yufin, V. A., & Yakovlev, E. I. (1988). *Truboprovodnyy transport nefti i gaza*. 2nd edition, revised and advanced. Moscow, Nedra Publ., 368 p. (In Russian).
3. Bakhtizin, R. N., Mastobaev, B. N., Soshchenko, A. E., & Makarenko, O. A. (2019). Development of the global oil pipeline transportation system. *Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 9(1), pp. 107-117. (In Russian).
4. Lojtsyanskij, L. G. (1978). *Mekhanika zhidkosti i gaza*. 5th edition, revised. Moscow, Nauka Publ., 736 p. (In Russian).
5. Shterenlikht, D. V. (1984). *Gidravlika*. Moscow, Energoatomizdat Publ., 639 p. (In Russian).
6. Fuks, G. I. (2003). *Vyazkost' i plastichnost' nefteproduktov*. Moscow - Izhevsk, Institut komp'yuternykh issledovaniy Publ., 328 p. (In Russian).
7. Rabinovich, E. Z. (1980). *Gidravlika*. Moscow, Nedra Publ., 278 p. (In Russian).
8. Bakhtizin, R. N., Gareev, M. M., Lisin, Yu. V., Manzhay, V. N., Mastobaev, B. N., Nesyn, V. G., & Sunagatullin, R. Z. (2018). *Nanotekhnologii dlya snizheniya gidravlicheskogo soprotivleniya truboprovodov*. St. Petersburg, Nedra Publ., 347 p. (In Russian).
9. Malkin, A. Ya., Nesyn, G. V., Ilyusnikov, A. V., & Manzhai, V. N. (2001). A method for monitoring polymer reactions in very dilute solutions. *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics*, 97(2-3), pp. 195-206. (In English). DOI: 10.1016/S0377-0257(00)00225-1
10. Nesyn, G. V., Sunagatullin, R. Z., Shibaev, V. P., & Malkin, A. Ya. (2018). Drag reduction in transportation of hydrocarbon liquids: From fundamentals to engineering applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 161, pp. 715-725. (In English). DOI: 10.1016/j.petrol.2017.10.092
11. Manzhai, V. N. (2019). Turbulent flow of oil, oil products and liquefied natural gas with polymer additives. *Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 9(1), pp. 92-97. (In English). DOI: 10.28999/2541-9595-2019-9-1-92-97
12. Manzhai, V. N., Nasibullina, Yu. R., Kuchevskaya, A. S., & Filimoshkin, A. G. (2014). Physico-chemical concept of drag reduction nature in dilute polymer solutions (the Toms effect). *Chemical Engineering and Processing: Process Intensification*, 80, pp. 38-42. (In English).
13. Manzhai, V. N., & Ilyushnikov, A. V. (2008). Volumetric rate of a turbulent newtonian fluid flow in a cylindrical channel. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 81(5), pp. 893-896. (In English).
14. Gareev, M. M., Nesyn, G. V., & Manzhai, V. N. (1992). Rezul'taty vvedeniya v potok nefti prisadki dlya snizheniya soprotivleniya. *Oil industry*, (10), pp. 30-31. (In Russian).
15. Manzhai, V. N., Ilyushnikov, A. V., Gareev, M. M., & Nesyn, G. V. (1993). Laboratory studies and commercial tests of a polymeric agent for reduction of the power consumption on an oil pipeline. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 65(5), pp. 1041-1043. (In English).
16. Kutukov, S. E., Bazhaykin, S. G., & Golianov, A. I. (2018). Improving the efficiency of batching by optimization of the oil mixture composition. *Oil industry*, (1), pp. 88-91. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2018-1-88-91
17. Burger, E. D., Munk, W. R. & Wahl, H. A. (1982). Flow Increase in the Trans Alaska Pipeline Through Use of a Polymeric Drag-Reducing Additive. *Journal of Petroleum Technology*, 34(2), pp. 377-386. (In English). DOI: 10.2118/9419-pa

18. Fridlyand, Ya. M., Kazantsev, M. N., Timofeev, F. V., & Zamalaev, S. N. (2018). The practice of increasing the volume of the transportation of oil products by major pipeline transport. Oil industry, (4), pp. 100-103. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2018-4-100-103

Сведения об авторах

Манжай Владимир Николаевич, д. х. н., старший научный сотрудник, Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, e-mail: mang@ipc.tsc.ru

Мильке Александр Андреевич, аспирант кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений, Томский политехнический университет, сотрудник компании ООО «Газпромнефть-Восток», г. Томск

Зубарев Даниил Андреевич, студент кафедры высокомолекулярных соединений и нефтехимии, Томский государственный университет, г. Томск

Information about the authors

Vladimir N. Manzhai, Doctor of Chemistry, Senior Researcher, Institute of Petroleum Chemistry of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Tomsk, e-mail: mang@ipc.tsc.ru

Aleksandr A. Milke, Postgraduate at the Department of Geology and Oil Field Development, Tomsk Polytechnic University, Employee of "Gazpromneft-Vostok" LLC, Tomsk

Daniil A. Zubarev, Student at the Department of Macromolecular Compounds and Petrochemistry, Tomsk State University

УДК 621.644.073

К вопросу о применении труб термопластовых армированных для сооружения нефтегазопроводов в Арктике

А. А. Толмачев*, В. А. Иванов, Т. Г. Пономарева

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: chuga92@gmail.com

Аннотация. Обеспечение безопасности объектов нефтегазовой промышленности и увеличение срока их эксплуатации являются сегодня одними из важнейших задач. Чрезвычайные ситуации, связанные с разрывом и повреждением стальных трубопроводов в результате их износа и влияния внешних факторов, все еще остаются наиболее частой причиной возникновения аварий при транспортировке углеводородов. Для расширения топливно-энергетического комплекса на север, в сторону Заполярья, потребуется альтернатива стальным трубам, которая решит задачи по сокращению энерго- и трудозатрат в нефтегазодобывающих компаниях, снизит риск возникновения экологических бедствий вследствие разгерметизации трубопроводов в ходе транспортировки углеводородов. Термопластовые трубы, армированные при помощи волокон, могут стать такой альтернативой. В данной работе проводится сравнительный анализ материалов композиционной системы, состоящей из термопластовой трубы (внутренний слой) и армирующих волокон (внешний слой); выносятся на обсуждение конструкция композиционной системы, состоящей из сшитого полиэтилена (внутренний слой) и арамидных волокон (внешний армирующий слой).

Ключевые слова: Арктика; трубопроводы; композиционная система; армирующий слой; труба термопластовая армированная

To the issue of application of thermoplastic reinforced pipes for the construction of oil and gas pipelines in the Arctic

Artyom A. Tolmachev*, Vadim A. Ivanov, Tatyana G. Ponomareva

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: chuga92@gmail.com

Abstract. Ensuring the safety of oil and gas facilities and increasing their facility life are today one of the most important tasks. Emergencies related to rupture and damage of steel pipelines because of their wear and tear and external factors are still the most frequent cases of emergencies during the transportation of hydrocarbons. To expand the fuel and energy complex in the north, in the direction of the Arctic, alternative types of pipelines are needed that solve the problems of reducing energy and labor costs in oil and gas companies, reducing the risk of environmental disasters and depressurization of pipelines during hydrocarbon production. Fiber-reinforced thermoplastic pipes can be such an alternative. This article is devoted to a comparative analysis of the materials of a composite system consisting of a thermoplastic pipe (inner layer) and reinforcing fibers (outer layer); we are discussing the design of the structural system consisting of polyethylene (inner layer) and aramid fibers (outer reinforcing layer).

Key words: the Arctic; pipelines; structural system; reinforcing layer; reinforced thermoplastic pipe

Введение

Объемы строительства объектов нефтегазовой промышленности в Арктике растут с каждым годом [1]. Для их освоения необходима постоянная разработка инновационных решений: применение новых материалов, усовершенствование технологий строительства, обновление нормативно-технической документации и т. д. [2]. Сейчас монтажные работы в районах Крайнего Севера, в условиях повсеместного распространения многолетнемерзлых грунтов и низких температур окружающей среды характеризуются значительными затратами при обустройстве месторождений.

Трубопроводы всегда были источником повышенной опасности в связи со значительным количеством сварных и фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры, условий работы и большого количества объема транспортируемых веществ. Наиболее распространенными причинами аварий стальных трубопроводов являются разрывы и повреждения труб в результате эксплуатационного износа и воздействия внешних факторов (коррозия, перенапряжение труб вследствие нарушения проектных требований при монтаже, физический износ, механические повреждения, температурная деформация и т. д.). Для минимизации вероятности возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации магистральных или промышленных трубопроводов, которые будут размещаться в Арктике, необходимо пересмотреть материалы, используемые для изготовления труб [3].

Несмотря на то, что расчетный срок службы труб из термопластов составляет более 60 лет, ограничивающими факторами их более широкого применения являются низкое рабочее давление, зависимость прочности от температурно-временного фактора и большая материалоемкость. Повышение несущей способности термопластовых труб при одновременном снижении материалоемкости позволит значительно расширить их область применения. Потребуется разработка новых конструкций труб с комбинацией в них различных материалов, внутренняя и наружная поверхности которых будут выполнены из химически стойкого материала (термопласта), а несущие элементы будут укреплены при помощи армирующего волокна или металлического каркаса. Основным преимуществом таких труб будет их повышенная прочность на разрыв в сочетании с гибкостью и коррозионной стойкостью.

Применение армированных термопластовых труб, которые позволят более эффективно эксплуатировать магистральные и промысловые нефтегазопроводы с учетом природно-климатических особенностей региона и понизить стоимость разработки месторождений Крайнего Севера, может стать многообещающим направлением для решения этой задачи [4].

Объект и методы исследования

В работе использованы общенаучные методы познания, такие как системный, формально-логический. Кроме того, были использованы и специальные методы познания (сравнительно-аналитический, эмпирический), которые позволили выявить проблематику исследования и предложить пути решения анализируемых проблем.

Добыча природных ресурсов в Арктике достаточно сложна и может быть опасна. Огромные территории покрыты ледниками и многолетнемерзлыми грунтами (ММГ). Вероятность возникновения аварийных ситуаций при таких геоморфологических особенностях крайне высока.

Многолетнемерзлые грунты обладают значительными особенностями, которые осложняют любые строительные работы. Это касается в том числе и строительства трубопроводов. Главным недостатком ММГ при процессе строительства является их несущая способность, так как ее значение варьируется в достаточно широких пределах. Уже при отрицательных значениях температуры грунты могут воспринимать большие нагрузки без заметных деформаций. Если говорить о нулевых или положительных значениях температуры, то можно отметить, что при них ММГ теряют несущую способность и «плывут». При повторном замерзании происходят «пучение» и растрескивание грунта, что может привести к активной деформации и разрушению подземных трубопроводных конструкций. Чтобы этого не происходило, необходимо выполнить ряд специальных защитных мер. Стоит также отметить, что существенное влияние на изменения физико-механических характеристик ММГ оказывает температура перекачиваемого продукта в процессе эксплуатации трубопровода. Если температура продукта при перекачке имеет отрицательные значения, то растепление ММГ вокруг трубы не произойдет. И, следовательно, несущая способность по этой причине не будет уменьшаться. Однако если температура продукта будет выше 0 °С, то грунт начнет оттаивать. При этом вокруг трубы образуется ореол оттаявшего грунта, то есть грунт начнет «плыть». Несущая способность такого грунта очень низкая. Трубопровод может потерять устойчивость и разрушиться. И при повторном замерзании такого грунта есть риск развития пучения, что также грозит разрушением секций труб. Так как трубопровод является линейным сооружением, то условия его работы на всем протяжении будут различаться даже при однородном типе ММГ. Известно, что температура трубопровода изменяется на всем протяжении за счет теплопередачи от трубопровода в грунт. Так, температура транспортируемой нефти и, следовательно, трубопровода снижается по мере удаления от насосной станции. Как известно, согласно существующей классификации, все участки трубопровода делятся на горячие, теплые и холодные. И уже при определении принадлежности участка трубопровода к одному из перечисленных типов можно также предсказать его поведение в ММГ. На горячих участках будет происходить только оттаивание грунта. На теплых — периодическое оттаивание, потом замерзание с последующим пучением. На холодных участках оттаивания происходить не будет.

Так как ММГ обладают большой несущей способностью при отрицательных температурных значениях, то наиболее благоприятные условия для трубопровода можно создать, обеспечив такой режим его эксплуатации, при котором температура перекачиваемого продукта будет минусовой. При транспортировке газа это возможно. Однако охлаждение нефти в нефтепроводах, к примеру, до -3 °С недопустимо, поскольку это увеличивает вязкость нефти, и, как следствие, ее транспортировка по трубопроводу становится невозможной. Также следует отметить, что нефть, найденная в зоне распространения вечной мерзлоты, высоковязкая. Для транспортировки такой нефти требуется подогревать ее до температуры от +30 до +40 °С (в зависимости от химического состава).

На ММГ применяют все существующие в настоящее время конструктивные схемы укладки трубопроводов — подземную, наземную и надземную. Однако при наличии сложных геокриологических условий рекомендуется применять только надземный тип прокладки трубопроводов с применением свайных фундаментов. Так, например, в северных регионах трубопроводы

преимущественно возводят надземного типа, с применением свайных фундаментов. Причиной таких проектных решений являются вышеописанные сложные геокриологические условия региона.

С учетом природно-климатических особенностей региона и возрастающих объемов нефтегазового освоения для обустройства месторождений в районах Арктики необходимо разработать и успешно внедрить новые проектные решения, конструкции и технологии изготовления труб из термопластов, их теплогидроизоляционных покрытий, которые будут обеспечивать при оптимальных затратах надежность, устойчивость и промышленно-экологическую безопасность с увеличением их срока эксплуатации.

Повышение прочности труб из термопластов, применяемых в трубопроводных системах высокого давления, осуществляется при помощи укрепляющих элементов. Так, повышение прочности термопластовых труб укрепляющими элементами может осуществляться несколькими способами:

- укрепление при помощи обмотки труб металлической проволокой или металлической лентой;
- протаскивание труб через отдельные металлические катушки;
- нанесение на наружную поверхность термопластовой трубы стеклопластиковой оболочки;
- формирование внутри матрицы термопластовой трубы проволоочной полимерной сетки;
- нанесение на наружную поверхность термопластовой трубы арамидных (кевларовых) волокон.

Оценив варианты укрепления термопластовых труб, мы сделали вывод о том, что наиболее оптимальным вариантом будет использование укрепляющих волокон в качестве армирующего слоя.

Термопластовые армированные трубы представляют собой композиционную систему, состоящую из армирующих волокон (внешний слой) и термопластовой трубы (внутренний слой) (рисунок). В композиционной системе все слои выполняют определенную роль [5]. Поэтому материалы, используемые в качестве слоев, должны обеспечивать на протяжении всего срока эксплуатации работоспособность системы.

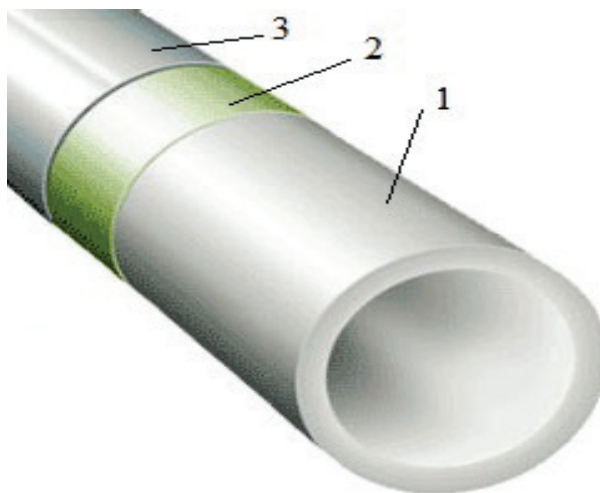


Рисунок. **Композиционная система:**

- 1 — внутренний слой (термопластовая труба);
- 2 — клеевой состав;
- 3 — внешний слой (армирующий каркас)

Главные задачи внутреннего термопластового слоя в композиционной системе — это обеспечение герметичности при транспортировке жидких или газообразных углеводородов, а также устойчивость к изгибающим нагрузкам при пучении грунтов¹. Для этого материалу внутреннего слоя необходимо быть коррозионно-стойким, иметь высокую термостабильность, быть достаточно эластичным для обеспечения гибкости трубы [6]. Кроме того, при монтаже армированных термопластовых труб с помощью фасонных изделий во внутреннем слое могут возникнуть значительные локальные перенапряжения — это также необходимо учитывать при подборе материала внутреннего слоя [7, 8]. Обобщив вышеописанные требования, мы делаем вывод, что выбор материала внутреннего слоя преимущественно должен базироваться на его физико-механических свойствах.

Результаты и обсуждение

В таблице 1 представлены физико-механические свойства некоторых термопластов, используемых для изготовления труб.

Таблица 1

Физико-механические свойства термопластов

Тип термопласта	Плотность, г/см ³	Модуль упругости при растяжении, ГПа	Предел прочности, МПа	Удлинение при разрыве, %	Температура размягчения по Вика, °С
Полиэтилен повышенной термостойкости	0,933	0,58	34	800	122
Сшитый полиэтилен	0,94	0,9	38	500	122
Полипропилен	0,9	0,92	0,9	0,92	0,92
Полибутен	0,89–0,92	0,9	35	700	135
Хлорированный поливинилхлорид	1,5	2,5	54	5	123
Поливинилиденфторид	1,78	1,7–2	50	20–50	147

Поливинилиденфторид — наиболее теплостойкий материал, но, как и хлорированный поливинилхлорид, имеет самую большую жесткость, что не позволяет использовать их для труб средних и больших диаметров, вследствие утраты ими гибкости [9]. Полибутен обладает высокими теплофизическими и физико-механическими характеристиками. Однако у труб из термопластов типа полибутена отмечается низкая стойкость к хлорным соединениям, вследствие чего происходит неконтролируемое хрупкое разрушение таких изделий². Термопласты типа полипропилена обладают преимуществом перед сшитым

¹ СП 42-103-2003. Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов: утв. решением Межведомственного координационного совета по вопросам технического совершенствования газораспределительных систем и других инженерных коммуникаций от 26.11.2003. [Электронный ресурс]. – Введ. 2003-11-27. – М.: ЗАО «Полимергаз», ФГУП ЦПП, 2004. – 90 с. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200034119>.

² ВСН 003-88. Строительство и проектирование трубопроводов из пластмассовых труб: утв. приказом Главного технического управления Миннефтегазстроя от 15.07.1988 [Электронный ресурс]. – М.: Всесоюзный научно-исследовательский ин-т по строительству магистральных трубопроводов, 1990. – 107 с. – Режим доступа: <http://www.gostrf.com/normadata/1/4294849/4294849644.pdf>.

полиэтиленом и полиэтиленом повышенной термостойкости вследствие повышенного температурного интервала плавления и модуля упругости. Но трубные марки из полипропилена имеют склонность к хрупкому разрушению, и, кроме того, как показывает практика, при долговременном воздействии отрицательных температур у труб из полипропилена наблюдается резкое снижение показателей прочности [10]. Ввиду этих факторов применение данного материала для труб термопластовых армированных исключается. Трубы из полиэтилена повышенной термостойкости почти не уступают трубам из сшитого полиэтилена по прочностным характеристикам [11]. У трубы и того и другого типа термопластов не наблюдается хрупкое разрушение при повышенных температурах. Кроме того, они обладают достаточно высоким показателем гибкости.

После сравнительного анализа представленных термопластов мы пришли к выводу, что для применения в качестве внутреннего слоя в композиционной системе и эксплуатации при переменных температурно-временных режимах наиболее перспективными являются термопластовые трубы из полиэтиленов повышенной термостойкости и сшитых полиэтиленов, с учетом их физико-механических, теплофизических свойств [12].

Главная задача наружного слоя — это защита от механических повреждений при транспортировке и монтаже композиционной системы, а также защита от воздействий внешней агрессивной среды. Таким образом, при выборе материала наружного армирующего слоя главными критериями будут хладостойкость, устойчивость к механическим повреждениям, свариваемость с материалом внутреннего слоя [13].

На сегодняшний день среди армирующих материалов высокопрочные волокна, использование которых позволяет создавать легкие композиционные материалы с высокими физико-механическими характеристиками, выглядят наиболее многообещающими [14]. Волокна, используемые для создания материалов конструкционного назначения, должны отвечать ряду эксплуатационных требований: требованиям по жесткости, прочности, плотности, химической стойкости, стабильности свойств волокон в заданном температурном интервале и т. д. [15]. Армирующий слой — основной элемент, обеспечивающий прочность композиционной системы, в связи с чем основной характеристикой материала являются его прочностные характеристики при длительной эксплуатации. Так, например, себя положительно зарекомендовало стекловолокно.

Механические характеристики стекловолокна напрямую зависят от метода производства, химического состава стекла, температуры и окружающей среды. Самую большую прочность имеют непрерывные стекловолокна из бесщелочного и кварцевого магнезиоалюмосиликатного стекла. Повышенное же содержание щелочей в исходном стекле значительно снижает прочность волокон. Все стекловолокна можно условно разделить на два больших класса: волокна общего применения и волокна специального применения. Около 90 % всего стекловолокна, которое выпускается на сегодняшний день в мире, — стекловолокно с низкой электропроводимостью (стекловолокно марки Е). Остальные 10 % — волокна специального назначения (высокопрочные, с высокой щелочестойкостью, низкой диэлектрической проницаемостью, термостойкие, с высоким модулем упругости и т. д.)

Ранее мы уже обсуждали возможность использования стеклопластиковых волокон специального назначения в качестве внешнего армирующего слоя для создания в купе с термопластовыми трубами композиционной системы, которая могла бы использоваться при экстремально низких температурах (ниже -80°C) окружающей среды и внутритрубом давлении свыше 4,0 МПа [16, 17].

Однако в ходе проведения сравнительного анализа материалов для повышения несущей способности труб на основе термопластов, нами была выдвинута следующая гипотеза: использование арамидных волокон в качестве армирующего слоя термопластовых труб вместо стеклопластиковых повысит прочностные характеристики композиционной системы и позволит создать образец комбинированной трубы, способной эффективно работать в условиях экстремально низких температур окружающей среды.

В таблице 2 представлены основные физико-механические свойства некоторых волокон, проанализированных нами.

Таблица 2

Физико-механические свойства некоторых волокон

Тип волокна	Марка	Плотность, г/см ³	Прочность на разрыв, ГПа	Модуль упругости, ГПа	Удлинение при разрыве, %
Арамидное	Kevlar K-29	1,44	2,92	70,5	3,6
	Армос	1,44	4,7	140	4
	СВМ	1,44	4,0	125	4
Углеводородное	УКП-5000	1,72	2	210	—
	УКН-М	1,75	3,2	225	—
	УКН-П	1,73	2,8	235	—
	УКН-3	1,72	3	250	—
Базальтовое	БС 11-100-КВ 12	2,67	1,9	93	3,5
ПЭ	Dyneema SK-66	0,97	3,1	100	3,5

Как видно из табличных данных (см. табл. 2), ПЭ-волокна обладают высокими прочностными и физико-механическими характеристиками. Однако их применение будет ограничиваться низкой теплостойкостью, что делает невозможным применение данного материала при строительстве арктических нефтепроводов, которым требуется перекачка «горячего» продукта. Что касается базальтовых волокон, то по физико-механическим, термическим и прочностным характеристикам, а также химической стойкости они превосходят стекловолокна [18] (но существенно дороже последних, согласно исследованию рынка). Анализируя же неорганические синтетические волокна, можно выделить волокна из углерода, поскольку среди остальных волокон этого класса они выделяются самыми высокими модулем упругости, прочностью, температурой эксплуатации и химической стойкостью. Но их основными недостатками являются высокая хрупкость и низкая стойкость к фрикционному взаимодействию. Арамидные волокна обладают лучшими характеристиками, чем стеклянные и базальтовые, и даже способны соперничать по прочности с углеродными. Кроме того, арамидное волокно — единственное высокопрочное волокно, не требующее пропитки для предотвращения повреждений, проявляющихся при трении волокон. Характерной чертой арамидных волокон является их температурно-временная зависимость прочности, о которой нужно помнить при проектировании изделий с использованием арамидного волокна в качестве армирующего элемента.

Таким образом, сравнив физико-механические характеристики, а также учитывая некоторые особенности в поведении материалов, мы пришли к выводу, что самыми многообещающими волокнами для использования в качестве армирующего слоя для композиционной системы сетей являются арамидные, в частности кевларовые волокна. Конечно, если сравнивать физико-механические характеристики кевлара с остальными арамидными волокнами, то Kevlar K-29 уступает им. Однако кевлар сохраняет прочность и эластичность при низких температурах. Например, при температуре внешней среды $-46\text{ }^{\circ}\text{C}$ растяжимость кевлара не меняется [19]. В таблице 3 представлены свойства кевлара марки Kevlar K-29 при растяжении, при комнатной и низкой температурах.

Таблица 3

Свойства Kevlar K-29 при растяжении

Свойства	Единица измерения	Температура испытаний, $^{\circ}\text{C}$	
		24	-46
Цепкость	cN/tex	169	175
Предел прочности	МПа	2,43	2,51
Относительное удлинение при разрыве	%	4,1	3,9
Модуль	МПа	53,9	60,8

Что касается поведения кевлара при экстремально низких температурах, то при $-196\text{ }^{\circ}\text{C}$ кевлар почти не подвержен охрупчиванию или разложению³. Именно эти особенности кевларового волокна делают его наиболее перспективным для использования в будущих разработках композиционной системы, с возможностью ее эксплуатации в районах Крайнего Севера.

Выводы

Подводя итоги, мы сформулировали следующие задачи для будущих исследований:

- необходимо провести исследования комплекса физико-механических и теплофизических характеристик полиэтиленов повышенной термостойкости и сшитых полиэтиленов при отрицательных температурах (при $-80\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ниже) и их значений для расчета композиционной системы;
- смоделировать гидравлические испытания образцов комплексных систем с использованием современного программного обеспечения;
- вывести зависимость прочности кевларовых волокон, работающих в армирующем каркасе труб, от температурно-временных показателей;
- провести сравнительный анализ марок кевларовых волокон Kevlar K-29, K-49, K-119, AP и XP;

³ Technical Guide for Kevlar® Aramid Fiber. – Available at: https://www.r-g.de/w/images/b/bd/Kevlar_Technical_Guide.pdf (Accessed: 23.03.2020).

- разработать алгоритм прогнозирования и вычисления эксплуатационных характеристик трубопровода из труб термопластовых армированных при изменяющихся условиях эксплуатации.

Библиографический список

1. Селин, В. С. Третья парадигма развития российской Арктики / В. С. Селин. – Текст : непосредственный // Региональная экономика : теория и практика. – 2013. – № 21 (300). – С. 17–25.
2. Лайпанова, А. Д. Зоны национальных интересов нефтегазовых компаний в Арктике и их привлекательность / А. Д. Лайпанова, Э. А. Крайнова. – Текст : непосредственный // Инновации и инвестиции. – 2018. – № 3. – С. 178–186.
3. Волков, А. С. Применение композитных трубопроводов в нефтяных компаниях / А. С. Волков. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 5 (198). – С. 44–47.
4. Новые отечественные технологии при изготовлении и монтаже трубопроводных систем нефтегазовой инфраструктуры из комбинированных труб на основе термопластов / А. К. Рашепкин, Е. В. Салагаева, Н. М. Черкасов, И. Ф. Гладких. – Текст : электронный // Нефтегазовое дело. – 2005. – № 2. – С. [1–6]. – URL: <http://ogbus.ru/article/view/novye-otechestvennye-tehnologii-pri-izgotovlenii-i-montazhe-truboprovodnykh-sistem-neftegazovoj-infrastruktury-iz-kombinirovannykh-trub-na-osnove-termoplastov>.
5. Агапчев, В. И. Трубопроводы из полимерных и композитных материалов : учебник / В. И. Агапчев, Виноградов, Д. А. – Москва : Интер, 2004. – 228 с. – Текст : непосредственный.
6. Серебренников, А. А. Обоснование метода определения допустимого изгиба полиэтиленовой трубы при низких температурах / А. А. Серебренников, И. Г. Лавров. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов «Мегапаскаль». – Тюмень : ООО «Компания Феникс», 2006. – № 1. – С. 25–26.
7. Якубовская, С. В. Теоретические основы повышения надежности полимерных газораспределительных и сборных сетей : 25.00.19 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Якубовская Светлана Васильевна ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2005. – 306 с. – Текст : непосредственный.
8. Ялышко, Г. Ф. Сварка и монтаж трубопроводов из полимерных материалов / Г. Ф. Ялышко. – Москва : Стройиздат, 1990. – 222 с. – Текст : непосредственный.
9. Серебренников, Д. А. К вопросу расчета полиэтиленовых труб при бестраншейной прокладке / Д. А. Серебренников. – Текст : непосредственный // Вопросы состояния и перспективы развития нефтегазовых объектов Западной Сибири : сборник научных трудов. – Тюмень : Изд-во «Нефтегазовый университет», 2005. – С. 17–19.
10. Лавров, И. Г. Анализ применения полиэтиленовых труб в условиях отрицательных температур / И. Г. Лавров. – Текст : непосредственный // Геотехнические и эксплуатационные проблемы нефтегазовой отрасли : материалы Международной научно-технической конференции. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2007. – С. 123–127.
11. Рашепкин, А. К. Применение комбинированных труб из термопластов при строительстве трубопровода / А. К. Рашепкин. – Текст : непосредственный // Проблемы строительного комплекса России : материалы 19-й Международной научно-технической конференции (Уфа, 10–12 марта 2015 г.). – Уфа, 2015. – С. 358–359.

12. Толмачев, А. А. Перспективы использования стеклопластиковых и полимерно-металлических труб в нефтегазовой отрасли / А. А. Толмачев, В. А. Иванов. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-6-132-139. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 6. – С. 132–139.
13. Гвоздев, И. В. Армированные трубы с повышенной теплостойкостью / И. В. Гвоздев, С. В. Шаляпин, С. В. Самойлов. – Текст : непосредственный // Полимергаз. – 2011. – № 3. – С. 28–32.
14. Ягубов, Э. З. Стеклопластиковые трубы : проблемы и перспективы применения в нефтегазовой промышленности / Э. З. Ягубов. – Текст : непосредственный // Технологии нефти и газа. – 2006. – № 5 (46). – С. 61–67.
15. Иванов, С. В. Стеклопластик — композиционный материал для труб / С. В. Иванов. – Текст : непосредственный // Трубопроводы и экология. – 2001. – № 2. – С. 7.
16. Толмачев, А. А. Применение альтернативы стальным трубам в нефтегазовой отрасли / А. А. Толмачев, Л. А. Толмачева, В. А. Иванов. – Текст: непосредственный // Нефтегазовый терминал : материалы международной научно-технической конференции «Транспорт и хранение углеводородного сырья» / Под редакцией С. Ю. Подорожникова. – Тюмень: ТИУ, 2019. – С. 306–311.
17. Толмачев, А. А. К вопросу о проектировании трубопроводов в арктической зоне / А. А. Толмачев, В. А. Иванов. – Текст: непосредственный // Водные ресурсы — основа устойчивого развития поселений Сибири и Арктики в XXI веке : материалы XXI Международной научно-практической конференции. – Тюмень, 2019. – С. 502–505.
18. Цхадая, Н. Д. Стеклопластиковые трубы повышенной герметичности для нефтегазовой промышленности / Н. Д. Цхадая, Е. З. Ягубов, З. Х. Ягубов. – Текст : непосредственный // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – № 4 (47). – С. 35.
19. The role of temperature on impact properties of Kevlar/fiberglass composite laminates / A. Salehi-Khojin, R. Bashirzadeh, M. Mahinfalah, R. Nakhaei-Jazar. – DOI 10.1016/j.compositesb.2006.03.009. – Текст : непосредственный // Composites Part B: Engineering. – 2006. – Vol. 37, Issue 7–8. – P. 593–602.

References

1. Selin, V. S. (2013). Tret'ya paradigma razvitiya rossiyskoy Arktiki. Regional Economics: Theory and Practice, (21(300)), pp. 17-25. (In Russian).
2. Laypanova, A. D., & Krainova, E. A. (2018). Areas of national interest of oil companies in the Arctic and their appeal. Innovation & Investment, (3), pp. 178-186. (In Russian).
3. Volkov, A. S. (2017). Primenenie kompozitnykh truboprovodov v neftyanykh kompaniyakh. Neft. Gas. Novacii, (5(198)), pp. 44-47. (In Russian).
4. Rashhepkin, A. K., Salagaeva, E. V., Cherkasov, N. M., & Gladkih, I. F. (2005). Novye otechestvennye tehnologii pri izgotovlenii i montazhe truboprovodnykh sistem neftegazovoy infrastruktury iz kombinirovannykh trub na osnove termoplastov. Neftegazovoe delo, (2), pp. 1-6. (In Russian). Available at: <http://ogbus.ru/article/view/novye-otechestvennye-tehnologii-pri-izgotovlenii-i-montazhe-truboprovodnykh-sistem-neftgazovoy-infrastruktury-iz-kombinirovannykh-trub-na-osnove-termoplastov>
5. Agapchev, V. I., & Vinogradov, D. A. (2004). Truboprovody iz polimernykh i kompozitnykh materialov. Moscow, Inter Publ., 228 p. (In Russian).
6. Serebrennikov, A. A., Lavrov, I. G. (2006). Obosnovanie metoda opredeleniya dopustimogo izgiba polietilenovoy truby pri nizkikh temperaturakh. Sbornik nauchnykh trudov "Megapaskal' ". Issue 1. Tyumen, Kompaniya Feniks Publ., pp. 25-26. (In Russian).

7. Yakubovskaya, S. V. (2005). Teoreticheskie osnovy povysheniya nadezhnosti polimernykh gazoraspredeletel'nykh i sbornykh setey. Diss. dokt. tekhn. nauk. Tyumen, 306 p. (In Russian).
8. Yalyshko, G. F. (1990). Svarka i montazh truboprovodov iz polimernykh materialov. Moscow, Stroyizdat Publ., 222 p. (In Russian).
9. Serebrennikov, D. A. (2005). K voprosu rascheta polietilenovykh trub pri bestransheynoy prokladke. Voprosy sostoyaniya i perspektivy razvitiya neftegazovykh ob"ektov Zapadnoy Sibiri : sbornik nauchnykh trudov. Tyumen, Neftegazovyy universitet Publ., pp. 17-19. (In Russian).
10. Lavrov, I. G. (2007). Analiz primeneniya polietilenovykh trub v usloviyakh otritsatel'nykh temperatur. Geotekhnicheskie i ekspluatatsionnye problemy neftegazovoy otrasli: Geotekhnicheskie i ekspluatatsionnye problemy neftegazovoy otrasli: materialy Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii. Tyumen, Tyumen State University Publ., pp. 123-127. (In Russian).
11. Rashchepkin, A. K. Primenenie kombinirovannykh trub iz termoplastov pri stroitel'stve truboprovoda. Problemy stroitel'nogo kompleksa Rossii: materialy 19th Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii (Ufa, March, 10-12, 2015). Ufa, pp. 358-359. (In Russian).
12. Tolmachev, A. A., & Ivanov, V. A. (2019). Prospects of using fiberglass and polymer-metal pipes in the oil and gas industry. Oil and Gas Studies, (6), pp. 132-139. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-6-132-139
13. Gvozdev, I. V., Shalyapin, S. V., & Samoylov, S. V. (2011). Armirovannye truby s povyshennoy teplostoykost'yu. Polimergaz, (3), pp. 28-32. (In Russian).
14. Yagubov, E. Z. (2006). Stekloplastikovye truby: problemy i perspektivy primeneniya v neftegazovoy promyshlennosti. Oil and Gas Technologies, (5(46)), pp. 61-67. (In Russian).
15. Ivanov, S. B. (2001). Stekloplastik - kompozitsionnyy material dlya trub. Truboprovody i ekologiya, (2), p. 7. (In Russian).
16. Tolmachev, A. A., Tolmacheva, L. A., & Ivanov, V. A. (2019). Primenenie al'ternativy stal'nym trubam v neftegazovoy otrasli. Neftegazovyy terminal: materialy mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii "Transport i khraneniye uglevodorodnogo syr'ya". Tyumen, Tyumen Oil and State University Publ., pp. 306-311. (In Russian).
17. Tolmachev, A. A., & Ivanov, V. A. (2019). K voprosu o proektirovaniy truboprovodov v arkticheskoy zone. Vodnye resursy - osnova ustoychivogo razvitiya poseleniy Sibiri i Arktiki v XXI veke: materialy XXI Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Tyumen, pp. 502-505. (In Russian).
18. 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).
19. Salehi-Khojin, A., Bashirzadeh, R., Mahinfalah, M., & Nakhaei-Jazar, R. (2006). The role of temperature on impact properties of Kevlar/fiberglass composite laminates. Composites Part B: Engineering, 37(7-8), pp. 593-602. (In English). DOI: 10.1016/j.compositesb.2006.03.009

Сведения об авторах

Толмачев Артем Алексеевич, аспирант кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: chuga92@gmail.com

Information about the authors

Artyom A. Tolmachev, Postgraduate at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, e-mail: chuga92@gmail.com

Иванов Вадим Андреевич, д. т. н.,
профессор кафедры транспорта углево-
дородных ресурсов, Тюменский индустри-
альный университет, г. Тюмень

Пономарева Татьяна Георгиевна,
к. т. н., доцент кафедры транспорта
углеводородных ресурсов, Тюменский ин-
дустриальный университет, г. Тюмень

Vadim A. Ivanov, Doctor of Engineer-
ing, Professor at the Department of Trans-
portation of Hydrocarbon Resources, Indus-
trial University of Tyumen

Tatyana G. Ponomareva, Candidate of
Engineering, Associate Professor at the De-
partment of Transportation of Hydrocarbon
Resources, Industrial University of Tyumen

**Проблемы диагностики и прогнозирования ресурса
талевых канатов буровых установок**

В. В. Пивень*, Е. Ю. Москвина, В. В. Пивдяблык

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: pivenvv@yandex.ru*

Аннотация. Для эффективного использования ресурса талевого каната буровой установки необходим непрерывный мониторинг его технического состояния. Составлена классификация стальных канатов, применяемых в промышленности. Приведены характеристики талевых канатов для силовых полиспастов буровых установок. Проведен анализ рекомендаций по выбору и эксплуатации талевых канатов. Рассмотрены причины возникновения сложных напряженно-деформированных состояний каната при его работе. Дан анализ методик расчета несущей способности талевого каната, определения усталостной прочности. Приведены сравнительные данные о фактической нормативной наработке талевого каната. Аналитически исследована научная проблема прогнозирования остаточного ресурса талевого каната. Для оперативного контроля дефектов стальных канатов рассмотрена перспективность применения методов магнитной дефектоскопии. Для более полного использования ресурса талевого каната буровой установки, увеличения его срока службы сформулированы выводы о необходимости реализации следующих научных, технических и технологических решений: совершенствование конструкций талевой системы буровых установок; повышение достоверности диагноза технического состояния и прогноза ресурса канатов; совершенствование технического обслуживания талевого каната.

Ключевые слова: талевый канат; диагностика; остаточный ресурс

**Problems in diagnostics and forecasting for the resource
of wire ropes in drilling rigs**

Valeriy V. Piven*, Elena Yu. Moskvina, Vladimir V. Pivdiablyk

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: pivenvv@yandex.ru*

Abstract. Continuous monitoring of the rig's technical condition is necessary for efficient use of the rig's wire rope resource. A classification of steel ropes used

in the industry has been compiled. The characteristics of the pulley-block rope pulley to power drilling rigs are given. The analysis of recommendations for the selection and operation of rope hoists is carried out. The reasons for the occurrence of complex stress-strain states of the rope during its operation are considered. The analysis of methods for calculating the load-bearing capacity of wire rope and determining the fatigue strength is given. Comparative data on the actual standard operating time of wire rope are given. The scientific problem of predicting the residual resource of wire rope is analytically investigated. For operational control of defects in steel ropes, the prospects of using magnetic flaw detection methods are considered. The article draws our attention to the need to implement the following scientific, technical, and technological solutions, such as improving the design of pulley-block system of drilling rigs; accuracy increase of diagnosis of technical condition and forecasting of resource strings; maintenance of wire rope; this will contribute to a more complete use of wire rope in drilling rig.

Key words: wire rope; diagnostics; residual resource

Введение

Стальные канаты являются одними из самых нагруженных элементов в конструкциях грузоподъемных машин и оборудования и, в частности, буровых установок. Стальной талевый канат используется в качестве силового элемента в многократном полиспасте буровой установки, которые применяются для решения различных инженерных, изыскательских, геофизических, структурно-поисковых, геолого-разведочных и нефтегазодобывающих задач. От технического состояния каната зависят своевременность и качество проведения технологических операций, работа оборудования с максимальной нагрузкой, безопасность проводимых работ. Максимальное использование ресурса каната возможно только при эффективном мониторинге его технического состояния и объективной оценке остаточного ресурса.

Объект и методы исследования

Отраслевое применение стальных канатов определяется предъявляемыми к ним требованиями по гибкости, выносливости, долговечности при различных видах прилагаемых нагрузок. В зависимости от этих требований и выбирается конструктивное исполнение стальных канатов.

Классификация основных типов изготавливаемых промышленностью стальных канатов с учетом аналитической работы [1] представлена на рисунке 1.

Талевые канаты буровых установок обеспечивают выполнение спуско-подъемных операций и удержание бурильной колонны при бурении. Режимы работы талевых канатов характеризуются высоким уровнем удельных динамических нагрузок, высокой скоростью движения на барабане лебедки при многослойной навивке. Конструкция полиспаста обуславливает большое число перегибов каната на блоках. Тяжелые режимы работы усложняются неблагоприятными погодными условиями, характерными для большинства нефтегазодобывающих территорий.

Основные параметры и размеры талевых канатов для буровых установок определяются стандартом ГОСТ 16853-88 «Канаты стальные талевые для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения»¹.

¹ГОСТ 16853-88. Канаты стальные талевые для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения. Технические условия [Электронный ресурс]. – Введ. 1989-07-01. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2003. – 13 с. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/gost-16853-88>.

Согласно данному стандарту, талевые канаты должны изготавливаться типа ЛК-РО конструкции 6×31 (1+6+6/6+12) с металлическим сердечником конструкции 7×7 или органическим сердечником. Обозначение ЛК-РО означает линейное касание проволок между слоями, а пряди имеют слои с проволоками разных диаметров и слои с проволоками одинакового диаметра.

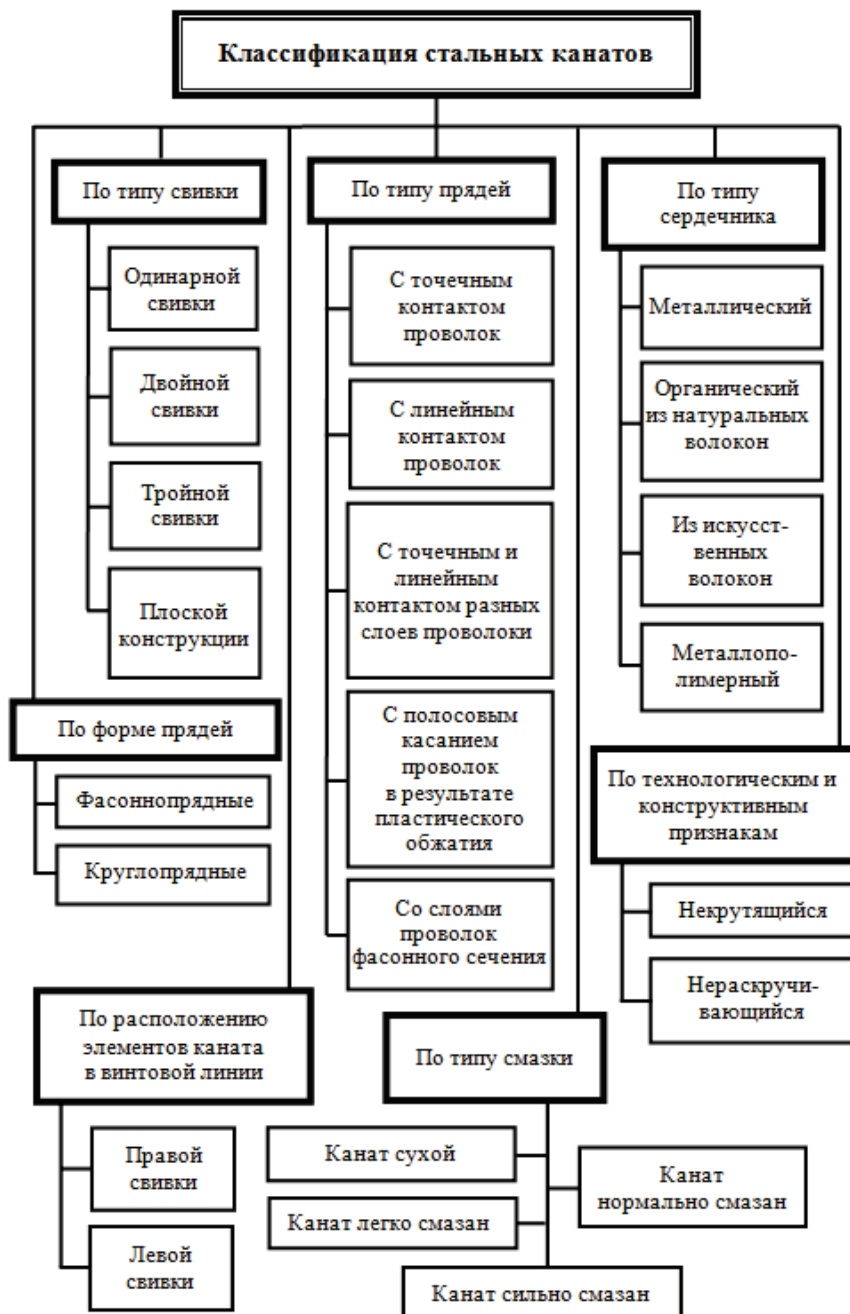


Рис. 1. Классификация стальных канатов

Канаты должны изготавливаться правой крестовой свивки. Направление свивки проволок в прядях каната должно быть противоположным направлению свивки каната. Допускается изготавливать канаты левой крестовой свивки. Каждому диаметру каната (25–38 мм) регламентируется три маркировочные группы по временному сопротивлению разрыву².

Рекомендации по выбору и эксплуатации стальных канатов с учетом международных стандартов ISO на примере компании Union International изложены в работе³. Дана характеристика условий работы стальных канатов для их использования в качестве талевого каната в установках для бурения, тартальных канатов, канатов для подъема вышки, канатов для оттяжки вышки и блоков. Приводятся конструктивные характеристики канатов для обеспечения усталостной прочности, устойчивости к истиранию, прочности, устойчивости, гибкости, сопротивляемости раздавливанию. Приведены технические характеристики изготавливаемых компанией стальных канатов.

Несмотря на то, что в процессе эксплуатации талевые канаты подвержены воздействию различных нагрузок, в большинстве случаев (50–80 %) предельное состояние канатов определяется усталостным разрушением [2].

Основными критериями отбраковки канатов являются потеря механического сечения и количество обрывов проволок на определенной длине каната^{4,5}.

Фактическая наработка талевого каната может в несколько раз отличаться от нормативной. Известны случаи, когда при гарантийной наработке 19 т·км/м талевого каната марки В с диаметром 28 мм фактическая наработка составила всего 3 804 т·км при глубине скважины 2 936 м [3].

Проводимые мониторинги технического состояния талевых канатов показывают, что до 25 % обследованных канатов могут быть непригодными к дальнейшей эксплуатации [4], при этом также наблюдаются случаи безосновательной замены канатов без достижения ими предельного состояния.

Недостатками широко применяемого метода визуально-инструментального контроля являются большие затраты времени обслуживающего персонала, невозможность определить фактическое сечение каната, обрыв проволок внутри каната, небезопасные условия труда при диагностике.

В связи с этим прогнозирование остаточного ресурса талевого каната является актуальной проблемой, решение которой позволит повысить эффективность использования канатов, исключить случаи аварийных ситуаций.

Основными факторами, определяющими долговечность талевого каната, являются нестационарный циклический характер возникновения нормальных растягивающих напряжений, циклические изгибные напряжения в канате при прохождении через шкивы и навивке на барабан, динамические нагрузки при разгоне и замедлении, колебательный характер режима работы при бурении и спускоподъемных операциях, абразивный и фрикционный износ каната при эксплуатации [5]. Навивка каната на барабан, которая сопровождается различной степенью натяжения при проведении спускоподъемных операций, может привести к его раздавливанию или защемлению расположенными ниже слоями каната.

² ГОСТ 16853-88.

³ Нефтегазовое буровое оборудование — руководство пользователя [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.euro-lift.net/site/upload/file/rukovodstvo-union-int.pdf> (дата обращения: 8.01.2020).

⁴ Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения: Федеральные нормы и правила в области промбезопасности. Сер. 10. Вып. 81. — М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2018. — 314 с.

⁵ SO 4309:2017.8. Cranes-Wire Ropes-Care, Maintenance, Installation, Examination and Discard. Berlin: BeuthVerlag, 2017.

Для снижения динамических нагрузок в талевом канате и других деталях и механизмах целесообразно применение для привода лебедки электродвигателей с гибкой характеристикой или двигателей постоянного тока [5]. Необходимо также разработка конструкций и устройств, обеспечивающих благоприятные условия при навивке каната на барабан лебедки.

Определение предельного состояния расчетным методом не позволяет получить объективные данные для сроков замены канатов. При преждевременной замене канатов не вырабатывается их ресурс, что приводит к повышению себестоимости проводимых работ. При доведении каната до предельного состояния возможны аварийные ситуации, которые потребуют существенных материальных затрат на их ликвидацию.

При прогнозировании остаточного ресурса оборудования по изменению параметров его технического состояния уровень доверительной вероятности может составлять 0,8. Выведение из эксплуатации каната при гарантированном расчетном ресурсе в большинстве случаев не позволит полностью выработать его фактический ресурс⁶.

Одним из перспективных направлений оценки технического ресурса талевого каната является расчет полезной работы при спускоподъемных операциях [6]. Известные методики определения полезной работы позволяют дать общую оценку ресурса талевого каната. Для учета полезной работы, нагруженности каната на локальных участках при перегибах на шкивах, навивке на барабан данные методики требуют дальнейшего уточнения.

Разработка механической модели оценки прочности и ресурса стальных канатов [7] по истории изменения текущего коэффициента запаса прочности каната позволяет для конкретного каната рекомендовать сроки его очередной проверки и прогнозировать индивидуальный ресурс.

В методологии прогнозирования остаточного ресурса стальных канатов наибольшую сложность вызывает необходимость учета совместного воздействия на ресурс потери сечения проволок и количества их обрывов. Из-за недостаточной изученности данной проблемы при расчете показателей относительного снижения прочности каната вычисляют независимые оценки математических ожиданий коэффициентов запаса прочности с распределенной потерей сечения и обрывами проволоки [7].

Независимые показатели относительного снижения прочности каната от потери сечения ($\chi_{\Delta A}$) и числа обрывов проволок ($\chi_{\Delta B}$) определяются по следующим зависимостям [7]:

$$\chi_{\Delta A} = 1 - \frac{n_{\Delta A}(x)}{n}; \quad (1)$$

$$\chi_{\Delta B} = 1 - \frac{n_{\Delta B}(x)}{n}, \quad (2)$$

где n — коэффициент запаса прочности нового стального каната; $n_{\Delta A}$, $n_{\Delta B}$ — коэффициенты запаса с распределенной потерей сечения и обрывами. Остаточная несущая способность каната по потере сечения в процентах определяется по формуле

$$\eta_{\Delta A} = 100(1 - \chi_{\Delta A}). \quad (3)$$

⁶ РД 26.260.004-91. Методические указания. Прогнозирование остаточного ресурса оборудования по изменению параметров его технического состояния при эксплуатации [Электронный ресурс]. — Введ. 1992-01-01. — Режим доступа: <https://internet-law.ru/stroyka/doc/9239/>.

Экспериментальные данные, полученные в работе [7], в виде гистограммы распределения остаточной несущей способности стального каната представлены на рисунке 2. Данные получены для каната, изготовленного по ГОСТ 3077-80⁷, при заданной потере сечения $\Delta A = 16\%$. Число реализаций распределения износа проволок равно 500 при доверительной вероятности 0,997.



Рис. 2. Гистограмма несущей способности стального каната при различных исходных вероятностях разрушения проволок: а) $P_i = 1/N$; б) $P_i \sim A_i$; в) $P_i \sim 1/A_i$

В подрисуночной подписи на рисунке 2 за N принято общее число проволок целого каната; A_i — площадь сечения i -й проволоки. Результаты исследований установлено, что наименьшая несущая способность имеет место тогда, когда модель учитывает масштабный эффект прочности (см. рис. 2 б). Вышеприведенный пример статистического моделирования позволяет установить наиболее благоприятное расположение фрагментов с потерей металла по сечению, а также типичную картину износа [7].

Более точное значение остаточного ресурса⁸ может быть получено при применении для оперативного контроля дефектов методов магнитной дефектоскопии [8–16]. Сущность такого метода заключается в намагничивании каната и контроле магнитного поля вокруг каната. Перераспределение магнитного поля вокруг каната регистрируется чувствительными датчиками и свидетельствует о наличии дефектов. Использование для мониторинга технического состояния стальных канатов магнитного неразрушающего контроля регламентировано соответствующими указаниями⁹.

Применение магнитной дефектоскопии позволяет проводить входной контроль нового каната, периодический объективный мониторинг состояния каната в процессе работы, что в конечном итоге продлевает срок службы каната, обеспечивает надежную работу оборудования на предельно возможных нагрузках.

⁷ ГОСТ 3077-80. Канат двойной свивки типа ЛК-О конструкции $6 \times 19(1+9+9)+1$ о.с. Сортамент [Электронный ресурс]. – Введ. 1982-01-01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/gost-3077-80>.

⁸ Автоматизированный дефектоскоп для мониторинга талевых канатов буровых установок. Интрос-авто [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.ndtassociation.kz (дата обращения: 8.01.2020).

⁹ РД 03-348-00. Методические указания по магнитной дефектоскопии стальных канатов. Основные положения. Сер. 10. Вып. 7 [Электронный ресурс]. – Введ. 2000-04-20. – М.: ЗАО НТЦПБ, 2017. – С. 14–35. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/901786599>.

Наиболее перспективным методом технической диагностики стальных канатов являются разработка и применение автоматизированной системы мониторинга с помощью приборов магнитной дефектоскопии [17, 18]. Прочностной расчет каната и калибровка для конкретных канатов в совокупности с автоматизированной системой мониторинга позволяет определять текущее значение коэффициента запаса прочности каната¹⁰, что в конечном итоге обеспечит безопасное проведение спускоподъемных операций.

Результаты и обсуждение

Проведенный анализ результатов научных исследований по диагностике, прогнозированию ресурса талевых канатов буровых установок, а также современных технических решений данной проблемы показал, что наиболее перспективным направлением являются развитие методов магнитной дефектоскопии и прогнозирование ресурса канатов на основе статистических характеристик, накапливаемых в процессе мониторинга. Задачей научных исследований является определение границ возможного развития событий при определении ресурса с учетом полезной работы и динамических нагрузок.

Выводы

Для более полного использования ресурса талевого каната буровой установки, увеличения его срока службы необходима реализация следующих научных, технических и технологических решений.

В направлении совершенствования конструкции талевой системы буровых установок:

- разработка и совершенствование стабилизирующих устройств для обеспечения равномерной навивки каната на барабан;
- разработка приводного устройства барабана лебедки с гибкой характеристикой, обеспечивающей плавность хода при пуске и остановке.

В направлении совершенствования диагностики технического состояния и прогнозирования ресурса канатов:

- дальнейшее совершенствование методов магнитной дефектоскопии с непрерывным контролем технического состояния;
- разработка систем автоматического мониторинга и прогнозирования ресурса с учетом контроля развивающихся зон локальной потери несущей способности;
- научное и методическое обеспечение автоматического мониторинга состояния талевого каната, направленного на повышение точности прогноза.

В направлении повышения качества технологического процесса технического обслуживания талевого каната:

- совершенствование методики перетяжки талевого каната на основе оперативных данных мониторинга его состояния.

Библиографический список

1. Малиновский, В. А. Стальные канаты : аналитический справочник / В. А. Малиновский. – Одесса : Астропринт, 2016. – 252 с. – Текст : непосредственный.

¹⁰ Там же.

2. Сунгуров, Е. В. Подготовка к прогнозированию ресурса стальных канатов карьерных экскаваторов / Е. В. Сунгуров. – Текст : непосредственный // Россия молодая : сборник материалов VII Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых с международным участием. – Кемерово : КузГТУ, 2015. – С. 138–141.
3. Ильиных, А. И. Анализ использования стальных канатов на буровых установках фирмы ЗАО «Уралмаш – Буровое оборудование» / А. И. Ильиных, Д. А. Алексеев, А. П. Гарейс. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2007. – № 6. – С. 34–37.
4. Мониторинг технического состояния талевых канатов буровых установок эксплуатационного и разведочного бурения нефтяных и газовых скважин: технология, эффективность, перспективы / Д. А. Слесарев, О. П. Потехин, И. И. Шпаков [и др.]. – DOI 10.24000/0409-2961-2018-6-13-22. – Текст : непосредственный // Безопасность труда в промышленности. – 2018. – № 6. – С. 13–22.
5. Ефимченко, С. И. Расчеты ресурса несущих элементов буровых установок : учебное пособие / С. И. Ефимченко. – Москва : РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2001. – 171 с. – Текст : непосредственный.
6. Воробель, С. В. Определение удельной работы талевого каната / С. В. Воробель, Г. Д. Трифанов, В. Г. Островский. – DOI 10.30713/0130-3872-2019-5-44-48. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – № 5. – С. 44–48.
7. Воронцов, А. Н. Механическая модель оценки прочности и ресурса стальных канатов грузоподъемных машин по данным диагностики / А. Н. Воронцов, В. Ю. Волоховский. – Текст : непосредственный // Справочник. Инженерный журнал с приложением. – 2012. – № 10 (187). – С. 37–43.
8. Dubuisson, J. Study on mechanical conditions of looseness of outer wires of ropeway haulage ropes / J. Dubuisson, M. Cantin. – Текст : непосредственный // OIPEEC Conference, Johannesburg, 2007. – P. 175–193.
9. Воронцов, А. Н. Оценка остаточного ресурса стальных канатов по результатам магнитной дефектоскопии / А. Н. Воронцов, В. Ю. Волоховский, В. В. Сухоруков. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы повышения эффективности и безопасности эксплуатации горношахтного и нефтепромыслового оборудования. – 2014. – Т. 1, № 1. – С. 33–40.
10. Сухоруков В. В. Техническая диагностика стальных канатов добывающей промышленности : от дефектоскопии к автоматизированному мониторингу / В. В. Сухоруков. – DOI 10.12737/article_5d5fcca11f3624.52556014. – Текст : непосредственный // В мире неразрушающего контроля. – 2019. – Т. 22. – С. 4–8.
11. Sukhorukov, V. Steel wire ropes NDT : new instruments / V. Sukhorukov. – Текст : непосредственный // Proceedings of the 6th International Conference of the Slovenian Society for Non-destructive Testing. – Portoro, 2001. – P. 225–230.
12. Vorontsov, A. Combined approach to damaged wire ropes life-time assessment based on NDT results and rope mechanics / A. Vorontsov, V. Volokhovsky, D. Slesarev. – DOI 10.1088/1742-6596/305/1/012114. – Текст : непосредственный // Journal of Physics: Conference series. – 2011. – Vol. 305. – P. [1–9].
13. Sukhorukov, V. V. Electromagnetic inspection and diagnostics of steel ropes: technology, effectiveness and problems / V. V. Sukhorukov, D. A. Slesarev, A. N. Vorontsov. – Текст : непосредственный // Materials Evaluation. – 2014. – Vol. 72, № 8. – P. 1019–1027.
14. Slesarev D., Sukhorukov D., Shpakov I. Automated magnetic rope condition monitoring: concept and practical experience. – Текст : непосредственный // Proceedings of the OIPEEC Conference. – La Rochelle, 2017. – P. 295–300.

15. Monitoring of Mine Hoist Ropes at the Norilsk Nickel Company / V. Sukhorukov, A. Mironenko, A. Perepelitsyn, A. Saplin. – Текст : непосредственный // Proceedings of the International Conference "Mining Transport" (Szczyrk, Poland, September, 24–26, 2003). – P. 111–118.
16. Потехин, О. П. Мониторинг технического состояния талевых канатов с применением магнитных дефектоскопов как средство безопасности эксплуатации буровых установок / О. П. Потехин, И. И. Шпаков. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2016. – № 1. – С. 52–59.
17. Gronau, O. NDT of Steel Ropes with Magnetic Flaw Detectors: Documentation and Interpretation of Test Results / O. Gronau, S. Belitsky, V. Sukhorukov. – Текст : непосредственный // Proceedings of the 15th WCNDT (October, 16–21). – Rome, 2000.
18. Marias, J. Holistic Approach to Continuous Rope Monitoring / J. Marias, N. A. Bester. – Текст : непосредственный // OIPEEC Conference Proceedings (Texas, USA, March, 2011). – 2011.

References

1. Malinovskiy, V. A. (2016). *Stal'nye kanaty: analiticheskiy spravochnik*. Odessa, Astroprint Publ., 252 p. (In Russian).
2. Sungurov, E. V. (2015). Podgotovka k prognozirovaniyu resursa stal'nykh kanatov kar'ernykh ekskavatorov. Rossiya molodaya: sbornik materialov VII Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii molodykh uchenykh s mezhdunarodnym uchastiem. Kemerovo, T. F. Gorbachev Kuzbass State Technical University Publ., pp. 138-141. (In Russian).
3. Ilinyh A., Alekseev D., & Gareys A. (2007). Analysis of the steel ropes using in "Uralmash - Drilling equipment" drilling rigs. *Burenie i nef't*, (6), pp. 34-37. (In Russian).
4. Slesarev, D. A., Potekhin, O. P., Shpakov, I. I., Volokhovskiy, V. Yu., & Vorontsov, A. N. (2018). Monitoring of Technical Condition of the Wire Ropes of Drilling Rigs for Production and Exploratory Drilling of Oil and Gas Wells: Technology, Efficiency, Prospects. *Occupational Safety in Industry*, (6), pp. 13-22. (In Russian). DOI: 10.24000/0409-2961-2018-6-13-22
5. Efimchenko, S. I. (2001). *Raschety resursa nesushchikh elementov burovyykh ustanovok*. Moscow, Gubkin University Publ., 171 p. (In Russian).
6. Vorobel, S. V., Trifanov, G. D., & Ostrovsky, V. G. (2019). Determination of the drill rope specific work. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, (5), pp. 44-48. (In Russian). DOI: 10.30713/0130-3872-2019-5-44-48
7. Vorontsov, A. N., & Volokhovskiy, V. Yu. (2012). Mechanical model for strength and life-time assessment of tested hoisting ropes. *Handbook. An Engineering Journal with appendix*, (10(187)), pp. 37-43. (In Russian).
8. Dubuisson, J., & Cantin, M. (2007). Study on mechanical conditions of looseness of outer wires of ropeway haulage ropes. OIPEEC Conference, Johannesburg, pp. 175-193. (In English).
9. Vorontsov, A. N., Volokhovskii, V. Ju., & Sukhorukov, V. V. (2014). Residual life assessment of wire rope on the results of magnetic testing. *Aktual'nye problemy povysheniya effektivnosti i bezopasnosti ekspluatatsii gorno-shakhtnogo i neftepromyslovogo oborudovaniya*, 1(1), pp. 33-40. (In Russian).
10. Sukhorukov, V. (2019). Technical Diagnostics of Steel Ropes in Extractive Industry: from Flaw Detection to Automated Monitoring. *NDT World*, 22, pp. 4-8. (In Russian). DOI: 0.12737/article_5d5fcca11f3624.52556014

11. Sukhorukov, V. (2001). Steel wire ropes NDT: new instruments. Proceedings of the 6th International Conference of the Slovenian Society for Non-destructive Testing. Portoro, pp. 225-230. (In English).
12. Vorontsov, A., Volokhovskiy, V., & Slesarev, D. (2011). Combined approach to damaged wire ropes life-time assessment based on NDT results and rope mechanics. Journal of Physics: Conference series, 305, pp. 1-9. (In English). DOI: 10.1088/1742-6596/305/1/012114
13. Sukhorukov, V. V., Slesarev, D. A., & Vorontsov, A. N. (2014). Electromagnetic inspection and diagnostics of steel ropes: technology, effectiveness and problems. Materials Evaluation, 72(8), pp. 1019-1027 (In English).
14. Slesarev, D., Sukhorukov, D., & Shpakov, I. (2017). Automated magnetic rope condition monitoring: concept and practical experience. Proceedings of the OIPEEC Conference. La Rochelle, pp. 295-300. (In English).
15. Sukhorukov, V., Mironenko, A., Perepelitsyn, A., & Saplin, A. (2003). Monitoring of Mine Hoist Ropes at the Norilsk Nickel Company. Proceedings of the International Conference "Mining Transport" (Szczyrk, Poland, September, 24-26, 2003). pp. 111-118. (In English).
16. Potekhin, O. P., Shpakov, I. I. (2016). Monitoring hoist ropes technical condition with the use of magnetic flaw detectors as a means of safe operation of drilling rigs. Burenie i nef', (1), pp. 52-59. (In Russian).
17. Gronau, O., Belitsky, S., & Sukhorukov, V. (2000). NDT of Steel Ropes with Magnetic Flaw Detectors: Documentation and Interpretation of Test Results. Proceedings of the 15th WCNDT (October, 16-21). Rome. (In English).
18. Marias, J. (2011). Holistic Approach to Continuous Rope Monitoring. OIPEEC Conference Proceedings (Texas, USA, March, 2011). (In English).

Сведения об авторах

Пивень Валерий Васильевич, д. т. н., профессор кафедры машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: pivenvv@yandex.ru

Москвина Елена Юрьевна, к. т. н., доцент кафедры машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Пивдяблык Владимир Вячеславович, магистрант кафедры машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Valeriy V. Piven, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Machinery and Equipment of the Oil and Gas Industry, Industrial University of Tyumen, e-mail: pivenvv@yandex.ru

Elena Yu. Moskvina, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Machinery and Equipment of the Oil and Gas Industry, Industrial University of Tyumen

Vladimir V. Pivdiablyk, Master's Student at the Department of Machinery and Equipment of the Oil and Gas Industry, Industrial University of Tyumen

Организация производства и обеспечение безопасности и экологичности производственных процессов в нефтегазовой отрасли

Organization of production and ensuring the safety and environmental friendliness of production processes in the oil and gas industry

05.02.22 Организация производства (по отраслям) (технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2020-4-110-118

УДК 001.18

Стратегические направления по освоению природно-ресурсного потенциала российской Арктики и формированию доктрины ее развития

А. М. Брехунцов, Ю. В. Петров*, О. А. Прыкова

ООО «МНП «ГЕОДАТА», г. Тюмень

*e-mail: ntc@mnprgeodata.ru

Аннотация. В работе выполнены систематизация, обработка и формулирование современных приоритетов комплексного стратегического развития российской Арктики на основе анализа современных международных и внутренних вызовов, стоящих перед нашей страной в данном регионе. Осуществлено моделирование развития хозяйственной деятельности на среднесрочную перспективу, сформулированы доктринальные направления по всем точкам сбалансированного развития в современных концептах экономического роста. Представлены структура современного управления в отечественной Арктике и ее уязвимые стороны, потенциальные точки роста, а также отражен диссонанс в государственной политике, сталкивающейся с многофакторностью территориального арктического развития. Заданы точки дивергенции отраслей промышленности, социальной сферы, экологической безопасности в пользу государственного управления на современном технологическом мышлении. Результаты данного исследования могут представлять интерес для арктических исследователей, государственных институтов стратегического планирования и менеджмента крупнейших корпораций, участвующих в освоении природно-ресурсного потенциала, а также для представителей научного сообщества, область интересов которых находится в спектре поиска оптимальных путей освоения природно-ресурсного потенциала Арктики.

Ключевые слова: Арктика; природно-ресурсный потенциал; стратегия развития; региональная политика; коренные малочисленные народы Севера

Strategic directions for the development of the natural resource potential of the Russian Arctic and the creation of a doctrine for the development of the Arctic territories

Anatoliy M. Brekhuntsov, Yuriy V. Petrov*, Olga A. Prykova

Abstract. In the article, we systematized, processed, and formulated modern priorities for the integrated strategic development of the Russian Arctic based on the analysis of modern international and domestic challenges facing our country in this region. The modeling of economic development for the medium term was carried out; doctrinal directions were formulated for all points of balanced development in modern concepts of economic growth. The structure of modern governance in the Russian Arctic and its vulnerabilities, potential growth points are presented, as well as the dissonance in public policy, which is confronted with the multifactorial nature of territorial Arctic development, is reflected. The points of divergence of industries, social sphere, and environmental safety in favor of public administration on modern technological thinking are given. The results of this study may be of interest to Arctic researchers, state institutes of strategic planning and management of the largest corporations involved in the development of natural resource potential, as well as to representatives of the scientific community, whose area of interest is in the spectrum of searching for optimal ways to develop the natural resource potential of the Arctic.

Key words: the Arctic; natural resources potential; development strategy; regional policy; indigenous small-numbered peoples of the North

Введение

На сегодняшний день во всем мире проявляется повышенный интерес к Арктике. Ее нефтегазовые запасы в будущем станут основой экономического развития не только России, но и всего мира [1], так как традиционные и наиболее доступные источники сырья постепенно истощаются. Стратегические направления по освоению российской Арктики выходят за пределы национальной экономики, становясь объектом исследования ученых [2, 3], прежде всего, из приарктических государств. Особое место в арктической повестке занимает сохранение традиционного природопользования и культуры коренных народов, что, например, напрямую отражено в Арктической стратегии Норвегии¹.

Международно-правовой статус Арктики окончательно не урегулирован. В отличие от сухопутных участков побережья и островов, арктический шельф, простирающийся до Северного полюса, не принадлежит ни одному из государств — на него претендуют Россия, Норвегия, Дания, Канада, США [4], заявку в ООН на расширение континентального шельфа оформили только Россия и Дания².

Таким образом, в связи с глобальными перспективами и национальными приоритетами Арктика с каждым годом привлекает все большее количество исследователей и представителей глобального бизнеса, что предопределяет необходимость создания регулирующих национальных и наднациональных документов, обеспечивающих баланс сил и стратегические интересы России в регионе.

¹ Norwegian Ministries Norway's Arctic Strategy – between geopolitics and social development [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.regjeringen.no> (дата обращения: 02.12.2019).

² Подкомиссия ООН подтвердила принадлежность территорий по заявке России на шельф в Арктике [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://tass.ru/mezhdunarodnaya-panorama/6290153> (дата обращения: 02.12.2019).

Текущее отечественное нормативное правовое регулирование деятельности в Арктике и основные направления по его развитию

Согласно проектам федеральных законов^{3,4}, под Арктической зоной «понимаются сухопутные территории и примыкающие к ним акватории, а также арктический континентальный шельф». На сегодняшний день развитие этих геотерий [5] имеет большое значение как в экономическом, так и в социальном плане. При современном развитии технологий добыча природных ресурсов в условиях Арктики уже не представляется невыполнимой, такие работы ведутся не одно десятилетие.



Рис. 1. Месторождения твердых полезных ископаемых на территории Арктической зоны РФ

В производственном плане на данной территории располагаются не только нефть и газ, как принято считать, но и уголь, медно-никелевые руды, олово, редкие металлы и редкоземельные элементы, золото, платиноиды, вольфрам, хром, титан и многое другое (рис. 1), что в современном мире жизненно необходимо для эффективности и развития технологий. Вместе с тем за этот период сформировался ряд экологических проблем: загрязнение отходами окружающей среды, нарушение естественного покрова на суше, ледового покрова на море и т. д. [6, 7].

Для государственного управления развитием Арктической зоны РФ 02.05.2014 был издан Указ Президента № 296 «О сухопутных территориях Арктической зоны Российской Федерации»⁵. За короткий промежуток времени в данный указ дважды вносились существенные изменения — расширение

³ Проект Федерального закона «О государственной поддержке инвестиционной деятельности в Арктической зоне Российской Федерации» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=PRJ;n=183373#07602869252610334> (дата обращения: 02.12.2019).

⁴ Проект Федерального закона «О государственной поддержке предпринимательской деятельности в Арктической зоне Российской Федерации» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=PRJ;n=186523#0680882035005494> (дата обращения: 02.12.2019).

⁵ Указ Президента Российской Федерации от 02.05.2014 № 296 «О сухопутных территориях Арктической зоны Российской Федерации» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/38377>.

зоны за счет включения муниципалитетов Карелии⁶ и Сахи (Якутии)⁷. Генеральной целью указа была реализация Основ государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2020 года и дальнейшую перспективу⁸. Исходя из этого, госпрограммы и планы мероприятий по развитию Арктики⁹ заканчиваются в 2020 году. А перерыв в изучении и освоении может негативно сказываться на территории.

27 февраля 2019 г. прошло совещание с членами Правительства РФ по вопросу развития Арктических территорий РФ, итогом стали перечень поручений¹⁰ и сроки, в которые должен быть разработан и предоставлен проект стратегии развития Арктической зоны. Но работы уже ведутся в условиях цейтнота.

На наш взгляд, текущую схему организации госуправления территориями Арктической зоны РФ можно представить в виде концептуальной схемы (рис. 2). Одним из элементов управления позиционируется управленцами информационная платформа «Арктика 2035» — экспертно-аналитическая площадка^{11,12}, целью которой являются повышение качества жизни людей, увеличение объемов грузоперевозок по Северному морскому пути.

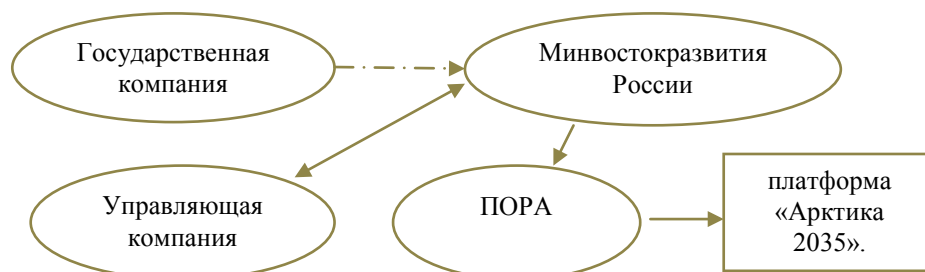


Рис. 2. Концептуальная схема организации госуправления Арктической зоной РФ, по материалам [18–22]

⁶ Указ Президента Российской Федерации от 27.06.2017 № 287 «О внесении изменений в Указ Президента Российской Федерации от 2 мая 2014 г. № 296 «О сухопутных территориях Арктической зоны Российской Федерации» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/42021>.

⁷ Указ Президента Российской Федерации от 13.05.2019 № 220 «О внесении изменений в Указ Президента Российской Федерации от 2 мая 2014 г. № 296 «О сухопутных территориях Арктической зоны Российской Федерации» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://kremlin.ru/acts/bank/44231>.

⁸ Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2020 года и дальнейшую перспективу (утв. Президентом РФ 18.09.2008 Пр-1969) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_119442/.

⁹ План мероприятий по реализации Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года (утв. Председателем Правительства РФ Д. А. Медведевым 30.06.2016) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/456048637>.

¹⁰ Перечень поручений Пр-528 по итогам совещания 27 марта 2019 г. с членами Правительства РФ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://kremlin.ru/acts/assignments/orders/60163> (дата обращения: 02.12.2019).

¹¹ ПОРА обсудить стратегию развития Арктики до 2035 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minvr.ru/press-center/news/23000> (дата обращения: 02.12.2019).

¹² Северный форум по устойчивому развитию [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.arctic2035.ru/c/events/severnoy-forum-po-ustoychivomu-razvitiyu> (дата обращения: 02.12.2019).

Оценка текущей организации природопользования в российской Арктике

Арктика — это природные зоны арктических пустынь, тундры, лесотундры и тайги¹³. С одной стороны — суровые условия, с другой — ранимая экосистема с длительным периодом восстановления. Вместе с тем изученность природных и, особенно природно-антропогенных процессов, крайне низка — свидетельством чему выступает стремительное непрогнозируемое образование термокарстовых воронок на полуострове Ямал, предположительно появившихся в результате газовых выбросов¹⁴.

Особый колорит и антураж имеет широко представленное здесь традиционное природопользование [8]. Для гармоничного развития коренных малочисленных народов Севера уже сейчас ООН зафиксирован ряд проблем: сохранение культур и языков, использование достижений современного общества и модернизации [7].

Вместе с тем после распада СССР в Арктической зоне произошли серьезные демографические трансформации. Произошло упразднение значительного числа населенных пунктов. Например, в 1989 г. в с. Нумги Ямало-Ненецкого автономного округа по результатам переписи населения проживало 1 863 чел.¹⁵, а в 2001 г. село было упразднено¹⁶.

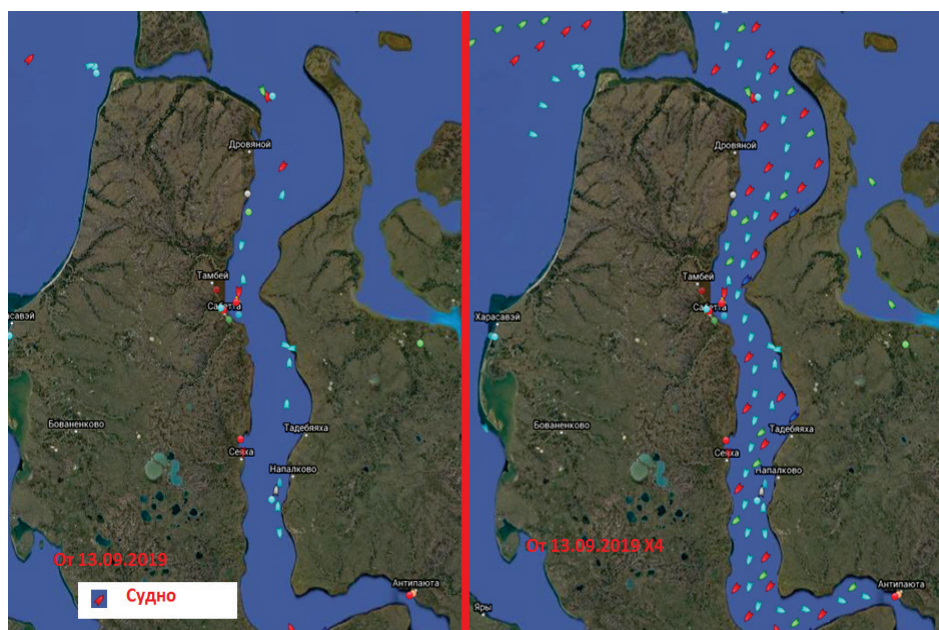


Рис. 3. Количество судов в Обской губе 13.09.2019 (слева) и расчетная модель с четырехкратным увеличением нагрузки

¹³ Природные зоны Арктики и Субарктики [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://xn----8sbbmfaxaqb7dzafb4g.xn--p1ai/prirodnye-zony-arktiki-subarktiki/> (дата обращения: 02.12.2019).

¹⁴ На Ямале увеличиваются образовавшиеся при выбросе газа гигантские воронки [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ria.ru/20171017/1506978978.html> (дата обращения: 02.12.2019).

¹⁵ Итоги Всероссийской переписи населения – 2002: статистический сб.: в 11 частях / Госкомстат России, Тюменский обл. ком гос. статистики. – Тюмень, 2004.

¹⁶ Закон Ямало-Ненецкого автономного округа от 25.06.2001 № 42-ЗАО «О закрытии (упразднении) поселка Нумги Ныдинского сельсовета Надымского района Ямало-Ненецкого автономного округа» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/800101711>.

Для постоянного непрерывного развития необходимо обеспечение бесперебойной перевозки грузов, независящей от времени года [9, 10]. Проблема транспорта потенциально заключается в том, что, увеличив объемы добычи и производства, пропорционально увеличатся и перевозки, а возможно, увеличение будет и более экстенсивным, так как потребуются дополнительная обслуживающая инфраструктура. На интернет-ресурсе Marine Traffic¹⁷ (рис. 3) уже сегодня можно зафиксировать значительный трафик морских судов в Обской губе. Если же мы примем во внимание планы НОВАТЭК по увеличению производства сжиженного природного газа в 4 раза уже к 2030 г.¹⁸, то антропогенное давление на экосистемы Обской губы существенно возрастет (см. рис. 3, справа). Данная интенсификация по планам одной корпорации приведет к усложнению навигации, необходимости соотношения параметров безопасности, экономической выгоды и учета взаимных интересов. В этом же ряду государственных задач находится дилемма сохранения традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера, так как отдельные оленеводы осуществляют калашение оленей непосредственно по льду Обской губы, а также осуществляют «поиск жен» на другом берегу.

Выводы

В целом в Арктике произошли и происходят существенные технологические, социальные и экологические трансформации, которые несут с собой источник не только экономической выгоды, но и социально-экономических угроз. При этом сами темпы и направления трансформаций носят случайный характер, что является неоправданной роскошью для государства на фоне существующих рисков.

Доктринальные направления

Для достижения результата в стратегическом развитии Арктики необходима долгосрочная доктрина до 2050 г. либо на более отдаленную перспективу. Выделим следующие доктринальные направления:

- становление Северного морского пути в качестве всесезонного международного транспортного коридора;
- привлекательность проживания молодежи и специалистов в арктических регионах;
- сохранение традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера;
- сохранение безопасной окружающей природной среды;
- международное взаимовыгодное партнерство.

Чтобы учесть все факторы развития Арктики, необходимо спроектировать государственную систему с применением современных информационных тех-

¹⁷ MarineTraffic – Worldwide Ship and yacht tracking in realtime. Shiptracker.live. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://shiptracker.live> (дата обращения: 02.12.2019).

¹⁸ Встреча с председателем правления компании «НОВАТЭК» Леонидом Михельсоном [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://kremlin.ru/events/president/news/59894> (дата обращения: 02.12.2019).

нологий, по аналогии с существующими в западных экономиках¹⁹. Примером реализации такого мониторинга может выступать формирование сети речных створов для мониторинга трансграничного загрязнения речных экосистем. Получение фактографической информации позволяет расставить все точки над «i» относительно вклада каждой из российских рек в этот процесс [11].

Уже на уровне доктрины должны быть обозначены направления по кардинально новому подходу в освоении природно-ресурсного потенциала, прежде всего, в части строительства [12, 13]. Также должны быть определены приоритеты по организации системы морских маршрутов, вкупе с ее совмещением, соотносением и гармонизацией с сухопутной транспортной магистралью. Любой региональный и локальный транспортный проект должен соотноситься с ее совмещением, соотносением и гармонизацией с сухопутной транспортной магистралью. Любой региональный и локальный транспортный проект должен соотноситься с государственной доктриной, приводить к достижению результата не только через призму локальных интересов, а через цепочку взаимодействий внутри комплекса задач [14].

Механизм реализации доктринальных ценностей уже апробирован, но не озвучен применительно к Арктической зоне, — национальный проект, который возможно реализовывать в несколько этапов, по принципу пятилеток. При этом здесь можно наглядно отслеживать достижение результатов по другим направлениям, таким как «Экология»²⁰, «Международная кооперация и экспорт»²¹. Реализация доктрины эффективна при всестороннем внедрении, на федеральном, региональном и местном уровнях на всей территории Арктической зоны, на уровне современных технологий информационных и геоинформационных систем. Потенциал накоплен, прорывные направления заданы. Необходимо реализация на современной технологической основе ради долгосрочного сбалансированного развития в роли хозяина Арктики.

Библиографический список

1. Lindholt, L. The Role of the Arctic in Future Global Petroleum Supply / L. Lindholt, S. Glomsrød. — Текст : электронный // Statistics Norway, Research Department, Discussion Papers № 645, February 2011. — P. 4–8. — URL: <https://www.econstor.eu/handle/10419/192627>.
2. Staun, J. Russia's Strategy in the Arctic / J. Staun ; Royal Danish Defence College. — Copenhagen, 2015. — 38 с. — Текст : непосредственный.
3. Tischhauser, Maj N. J. A Strategic partnership? Canadian and Russian relations in the Arctic / Maj N. J. Tischhauser. — URL: <https://www.cfc.forces.gc.ca/259/290/301/305/tischhauser.pdf> (дата обращения: 02.12.2019). — Текст : электронный.

¹⁹ INFODATA System Innovative Solution Provider. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.infodataacc.com> (дата обращения: 02.12.2019).

²⁰ Паспорт национального проекта «Экология» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://static.government.ru/media/files/pgU5Ccz2iVew3Aoel5vDGSBjbDn4t7FI.pdf> (дата обращения: 02.12.2019).

²¹ Паспорт «Международная кооперация и экспорт в промышленности» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://government.ru/info/35564/>.

4. Петухов, С. Арктику поделят между собой только сильные / Петухов С. ; РИА Новости : сайт. – URL: <https://ria.ru/20131212/983678977.html> (дата обращения: 02.12.2019). – Текст : электронный.
5. Алаев, Э. Б. Социально-экономическая география : понятийно-терминологический словарь / Э. Б. Алаев. – Москва : Мысль, 1983. – 350 с. – Текст : непосредственный.
6. Пилясов, А. Н. Прогнозное развитие российской Арктики : трансформация пространства, внешние связи, уроки зарубежных стратегий / А. Н. Пилясов. – Текст : непосредственный // Арктика : экология и экономика. – 2011. – № 2. – С. 10–17.
7. Самсонова, И. В. Российский и международный опыт возмещения ущерба коренным малочисленным народом при ресурсном освоении территории / И. В. Самсонова, М. Б. Павлова. – Текст : непосредственный // Арктика. XXI век. Гуманитарные науки. – 2017. – № 3 (13). – С. 52–61.
8. Российская Арктика : коренные народы и промышленное освоение / В. А. Тишков, О. П. Коломиец, Е. П. Мартынова [и др.] ; под редакцией В. А. Тишкова ; Российская академия наук, Институт этнологии и антропологии им. Н. Н. Миклухо-Маклая. – Москва ; Санкт-Петербург : Нестор-История, 2016. – 272 с. – Текст : непосредственный.
9. Сценарии развития арктического региона (2020–2035 гг.) / К. С. Зайков, Н. А. Кондратов, Е. В. Кудряшева [и др.]. – DOI 10.17238/issn2221-2698.2019.35.5. – Текст : непосредственный // Арктика и север. – 2019. – № 35. – С. 5–24.
10. Веретенников, Н. П. Формирование и развитие логической инфраструктуры в регионах Арктики / Н. П. Веретенников. – DOI 10.25702/KSC.2220-802X.1.2019.63.89-98 – Текст : непосредственный // Север и рынок : формирование экономического порядка. – 2019. – № 1 (63). – С. 89–98.
11. Брехунцов, А. М., Есть ли жизнь после нефти : природопользование в границах Обь-Иртышского бассейна / А. М. Брехунцов, Ю. В. Петров. – Текст : непосредственный // Водные ресурсы – основа устойчивого развития поселений Сибири и Арктики в XXI веке : сборник докладов XXI Международной научно-практической конференции. – Тюмень : ТИУ, 2019. – Том I. – С. 63–69.
12. Савинова, В. Особенности проектирования и строительства в арктическом регионе / В. Савинова, М. Бродач. – Текст : электронный // Здания высоких технологий. – 2018. – № 4. – URL : <http://zvt.abok.ru/articles/521> (дата обращения: 02.12.2019).
13. Селин, В. С. Северные регионы России : экономическая динамика и проблемы развития / В. С. Селин. – Текст : непосредственный // Регион : экономика и социология. – 2011. – № 4. – С. 3–18.
14. Банько, Ю. Интенсивное развитие или пробуксовка? / Ю. Банько. – Текст : непосредственный // Нефть России. – 2018. – № 11–12. – С. 42–47.

References

1. Lindholt, L., Glomsrød, S. (2011). The Role of the Arctic in Future Global Petroleum Supply. Statistics Norway, Research Department, Discussion Papers No. 645, pp. 4-8. (In English). Available at: <https://www.econstor.eu/handle/10419/192627>
2. Staun, J. (2015). Russia's Strategy in the Arctic. Copenhagen, Royal Danish Defence College Publishing House, 38 p. (In English).
3. Tischhauser, Maj N. J. (2016). A Strategic partnership? Canadian and Russian relations in the Arctic. (In English). Available at: <https://www.cfc.forces.gc.ca/259/290/301/305/tischhauser.pdf>
4. Petukhov, S. (2013). Arktiku podelyat mezhdu soboy tol'ko sil'nye. (In Russian). Available at: <https://ria.ru/20131212/983678977.html>

5. Alaev, E. B. (1983). Sotsial'no-ekonomicheskaya geografiya: Ponyatiyno-terminologicheskii slovar'. Moscow, Mysl' Publ., 350 p. (In Russian).
6. Pilyasov, A. N. (2011). Prognoznoe razvitie rossiyskoy Arktiki : transformatsiya prostranstva, vneshnie svyazi, uroki zarubezhnykh strategiy. Arktika: ekologiya i ekonomika, (2), pp. 10-17. (In Russian).
7. Samsonova, I. V., & Pavlova, M. V. (2017). The Russian and international experience of compensation of damage to indigenous ethnic groups at resource development of territories. Arctic XXI century. Humanities, (3(13)), pp. 52-61. (In Russian).
8. Tishkov, V. A., Kolomiets, O. P., Martynova, E. P., Novikova, N. I., Pineva, E. A., & Terekhina, A. N. (2016). Rossiyskaya Arktika: korennye narody i promyshlennoe osvoenie. Moscow, St. Petersburg, Nestor-Istoriya Publ., 272 p. (In Russian).
9. Zaikov, K. S., Kondratov, N. A., Kudryashova, E. V., Lipina, S. A., & Chistobaev, A. I. (2019). Scenarios for the development of the Arctic region (2020-2035). Arctic and North, (35), pp. 5-24. (In Russian). DOI: 10.17238/issn2221-2698.2019.35.5
10. Veretennikov, N. P. (2019). Formation and development of logistics infrastructure in the Arctic regions. The North and the Market: Forming the Economic Order, (1), pp.89-99. (In Russian).
11. Brekhuntsov, A. M., Petrov, Yu. V. (2019). Est' li zhizn' posle nefi : prirodopol'zovanie v granitsakh Ob'-Irtyskogo basseyna. Vodnye resursy - osnova ustoychivogo razvitiya poseleniy Sibiri i Arktiki v XXI veke: sbornik dokladov XXI Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 63-69. (In Russian).
12. Savinova, V., & Brodach M. (2018). Osobennosti proektirovaniya i stroitel'stva v arkticheskom regione. Sustainable Building Technologies, (4). (In Russian). Available at : <http://zvt.abok.ru/articles/521>.
13. Selin, V. S. (2011). Northern Regions of Russia: Economic Dynamics and Development Problems. Region: Economics and Sociology, (4), pp. 3-18. (In Russian).
14. Ban'ko, Yu. (2018). Intensivnoe razvitie ili probuksovka? Oil of Russia, (11-12), pp. 42-47. (In Russian).

Сведения об авторах

Брехунцов Анатолий Михайлович, д. г.-м. н., директор Научно-технического центра ООО «МНП «ГЕОДАТА», г. Тюмень

Петров Юрий Владимирович, к. г.-м. н., заместитель директора департамента ИТ Научно-технического центра ООО «МНП «ГЕОДАТА», г. Тюмень, e-mail: ntc@mnpgeodata.ru

Прыкова Ольга Анатольевна, инженер отдела БД по природопользованию и социально-экономической информации Научно-технического центра ООО «МНП «ГЕОДАТА», г. Тюмень

Information about the authors

Anatoliy M. Brekhuntsov, Doctor of Geology and Mineralogy, Director of "MNP "GEODATA" LLC, Tyumen

Yuriy V. Petrov, Candidate of Geology and Mineralogy, Deputy Director of IT Department, "MNP "GEODATA" LLC, Tyumen, e-mail: ntc@mnpgeodata.ru

Olga A. Prykova, Engineer of the Department of Environmental Management and Social and Economic Information Databases, "MNP "GEODATA" LLC, Tyumen

Правила подготовки рукописи

1. К предоставляемой рукописи должны быть приложены следующие документы:

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

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

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

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

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

- Ввод формул и символов, используемых в тексте, необходимо производить только в редакторе формул Math Type/Microsoft Equation.

Гарнитура шрифта формул выбирается с начертанием, максимально близким к Times New Roman. Символы в формулах статьи набирают: обычный — 12 пт; крупный индекс — 8 пт; мелкий индекс — 7 пт; крупный символ — 12 пт; мелкий символ — 8 пт.

- Иллюстрации выполняются на компьютере и вставляются в файл статьи после указания на них в тексте. Рисунки должны быть четкими, контрастными, с хорошей проработкой деталей. Подрисовочные подписи обязательны. Желательно дополнительно отправить рисунки отдельным файлом.

В таблицах все наименования проставляются полностью, без сокращения слов. Объем иллюстративных материалов (таблиц и графических материалов) не должен превышать $\frac{1}{3}$ общего объема рукописи.

5. Единицы измерения даются в системе СИ. Употребление в статье сокращений, аббревиатур не допускается без расшифровки. Узкоспециальные научные термины также должны быть расшифрованы. Необходимо избегать применения громоздкого математического аппарата. Сведения, приводимые в статье, должны содержать необходимый минимум формул.

6. Если автор направляет более одной статьи для публикации, то каждая статья и информация к ней должны быть представлены по отдельности.

7. Предоставляемая рукопись включает в себя:

- индекс УДК, заглавие статьи (10–12 слов), инициалы и фамилии авторов, наименование учреждения, откуда исходит рукопись;
- ключевые слова (не более 10 слов; отражают специфику темы, объект и результаты исследования) — на русском и английском языках;
- реферат объемом от 120 слов. Включает актуальность темы исследования, постановку проблемы, цели исследования, методы исследования, результаты и ключевые выводы — на русском и английском языках;
- сведения об авторах (полные ФИО, должность, ученая степень, звание, место работы, телефон, e-mail) — на русском и английском языках.

8. **Структура статьи** должна включать следующие рубрики (согласно стандарту IMRAD): введение (Introduction); объект и методы исследования (Methods); экспериментальная часть/постановка эксперимента (Experiment); результаты (Results and Discussion); обсуждение (Discussion); выводы (Conclusion); приложения (Acknowledgement); библиографический список (References). Объем текста статьи (без учета таблиц, графического материала и библиографического списка) — от 5 до 10 страниц.

• **Введение.** Включает актуальность темы исследования, обзор литературы по теме исследования, постановку проблемы исследования, формулирование цели и задач исследования.

• **Объект и методы исследования.** Включает детальное описание методов и схемы экспериментов/наблюдений, позволяющих воспроизвести их результаты, пользуясь только текстом статьи; материалы, приборы, оборудование и другие условия проведения экспериментов/наблюдений.

• **Экспериментальная часть/постановка эксперимента.** Необязательный раздел. Может включать подробную информацию о стадиях реализации эксперимента, включающую графические материалы для наиболее полного раскрытия методики и условий проведения опытов.

• **Результаты.** Результаты рекомендуется представлять преимущественно в виде таблиц, графиков и иных наглядных формах. Этот раздел включает анализ полученных результатов, их интерпретацию, сравнение с результатами других авторов.

• **Обсуждение.** Содержит интерпретацию полученных результатов исследования, включая соответствие полученных результатов гипотезе исследования; ограничения исследования и обобщения его результатов; предложения по практическому применению; предложения по направлению будущих исследований.

• **Выводы.** Подводятся итоги научного исследования. Заключение содержит выводы, кратко формулирующие основные научные результаты статьи. Выводы должны логически соответствовать поставленным в начале статьи задачам, содержать краткие итоги разделов статьи без повторения формулировок, приведенных в них.

- **Приложения.** Необязательный раздел. Может включать информацию о грантовой поддержке, при которой было реализовано исследование, а также содержать благодарности в адрес других ученых и/или предприятий, оказавших содействие в реализации исследования.

Библиографический список. Авторы несут ответственность за достоверность каждой ссылки. Все источники должны быть последовательно пронумерованы. Ссылки на литературу заключаются в квадратные скобки (например, «как описано в [9, 10]»). Библиографический список должен быть представлен на русском (Библиографический список, оформляется согласно ГОСТ Р 7.0.100–2018) и английском (References, оформляется в соответствии с APA 6th Edition) языках. Библиографический список и References необходимо разделить на две независимые части, расположенные друг под другом.

Количество литературных ссылок — от 20 источников и более, не считая ссылок на труднодоступные и нормативные источники, а также интернет-ресурсы.

В числе источников должно быть не менее 5 иностранных. Ссылаться нужно в первую очередь на оригинальные источники из научных журналов, включенных в глобальные индексы цитирования. Состав источников должен быть актуальным. В числе источников не должно быть более 10 наименований, автором либо соавтором которых является автор статьи.

9. Редакция имеет право производить сокращения и редакционные изменения текста рукописей.

10. Исправленные статьи авторам не предоставляются. Рукописи, не удовлетворяющие перечисленным требованиям, к рассмотрению не принимаются и авторам не возвращаются.

11. Редакция направляет копии рецензий в ВАК Министерства науки и высшего образования Российской Федерации при поступлении в редакцию соответствующего запроса.

12. Плата за опубликование рукописей не взимается.

**Перепечатка материалов или их фрагментов возможна
только с письменного разрешения редакции.**

**Ссылка на научно-технический журнал
«ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ»
обязательна!**

Manuscripts presentation requirements

1. The manuscript presented to the editorial staff must have:
 - a cover letter from the management of organization, from where the manuscript comes; a recommendation from the relevant department of the higher education institution (a certified abstract of minutes of the department meeting);
 - an expert judgment about a possibility of publication in the open press (it is issued in the organization, from where the manuscript comes);
 - the author's statement about the publication of the work and the transfer of exclusive rights to the editorial office of the journal;
 - an accompanying letter from the author to the editor-in-chief of the journal, where it is confirmed that the article has not published anywhere before.
2. In order to ensure the quality of published materials and the observance of copyrights, all manuscripts entering the editorial staff are checked for matching content and only then they are sent for review. Articles containing less than 75 % of the original text are not published in the journal.
3. All manuscripts coming to the editorial staff and corresponding to the subject area go through the reviewing procedure for their evaluation by experts. All reviewers are respected specialists in the subject matter of the materials to be reviewed. The reviews are stored at the editorial staff during 5 years.
4. **Technical requirements.** Authors have to send manuscripts to the editorial staff through the journal's website (tumng.tyuiu.ru); they can also duplicate documents, which are submitted for publication, through e-mail (shuvaevanv@tyuiu.ru).
 - Margins: top — 2,8 cm; bottom — 5,07 cm; left — 4,2 cm; right — 4,2 cm; cover — 0. From the edge to the headline: top — 1,25 cm; bottom — 4,1 cm. 11 pt size (Times New Roman), interline interval — 1, paragraph indentation — 0,5 cm.
 - The input of formulas and symbols used in the text is to be made only in Math Type or Microsoft Equation formulas editor. Type style of the formulas has to be close to Times New Roman. Symbols in the article's formulas are typed: regular — 12 pt; large index — 8 pt; small index — 7 pt; large symbol — 12 pt; small symbol — 8 pt.
 - Figures are carried out on computer and are inserted into article file after the reference in the text. They must be clean, clear and accurate. Captions are necessary. It is advisable to send figures in a separate file. In tables all names are put down in full, without abbreviation of words. The illustrative materials (tables and figures) should not exceed $\frac{1}{3}$ of the total volume of the manuscript.
5. To apply the physical quantities in accordance with CMEA 1052-78 (Construction standard 528-80). Usage of abbreviations in the article is not allowed without deciphering. Narrow special scientific terms should also be deciphered. The information given in the article must contain the necessary minimum of formulas.
6. If the author directs more than one article for publication, each article and information to it should be presented separately.
7. The presented manuscript contains:
 - The UDC code, the title of the article (10–12 words), author's name and surname, the name of organization, from where the manuscript comes.
 - Key words (no more than 10 words; they reflect the specifics of the topic, the object and the results of the research) — in Russian and English.

- The abstract (no less than 120 words). It includes the relevance of the research topic, the statement of the problem, the research objectives, research methods, results and key findings — in Russian and English.

- Information about the authors (author's name and surname; the position and academic title of the author; the name of organization, where he works; phone; e-mail) — in Russian and English.

8. **The article's structure** should contain the following headings (according to the IMRAD standard): Introduction; Methods; Experiment; Results and Discussion; Discussion; Conclusion; Acknowledgment; References. The volume of the article (excluding tables, graphics, and references) is 5–10 pages.

- **Introduction.** It contains the relevance of the research topic, a review of the literature

on the topic, the formulation of the problem, the goal and objectives.

- **Methods.** It contains a detailed description of methods and schemes of experiments/observations that allow reproducing their results, using only the text of the article; materials, instruments, equipment and other conditions for conducting experiments/observations.

- **Experiment.** An optional section. It can include detailed information on the stages of the experiment, including graphic materials for the most complete disclosure of the methodology and conditions for conducting the experiments.

- **Results and Discussion.** The results should preferably be presented in the form of tables, graphs and other visual forms. This section includes analysis of the results obtained, their interpretation and comparison with the results of other authors.

- **Discussion.** It contains interpretation of the obtained research results, including the correspondence of the results to the hypothesis of the study; the limitations of research and the generalization of its results; proposals for practical application; proposals for the direction of future researches.

- **Conclusion.** It contains conclusions summarizing the main scientific results of the article. Conclusions should logically correspond to the tasks set at the beginning of the article, contain brief summaries of the sections of the article without repeating the formulations given in them.

- **Acknowledgment.** An optional section. It can include information about grant support, in which the research was carried out, and also contain gratitude to other scientists and/or enterprises that assisted in the implementation of the study.

- **References.** The authors are responsible for the reliability of each link. All sources must be sequentially numbered. References are presented in the text in square brackets (for example "as mentioned in [9, 10]"). References should be presented in Russian (they must be arranged in accordance with Russian National Standard R 7.0.100–2018) and English (they must be arranged in accordance with APA 6th Edition). Both versions of references should be divided into two independent parts, which are located under each other.

The number of references is from 20 sources or more, not counting references to hard-to-reach and normative sources, as well as Internet resources.

Among the references must be at least 5 foreign. It would be desirable to refer to papers published in indexed journals with impact factor.

References must be relevant. Among the sources there should not be more than 10 titles, published by the author or co-author.

9. The editorial staff has a right to make reductions and editorial changes of the manuscript's text.

10. The article proofreading for nonresident authors is not provided. The manuscripts which do not meet the above listed requirements are not accepted to consideration and are sent back to the authors.

11. The editorial staff submits the copies of the reviews to the Higher Certifying Commission of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation on receipt of the corresponding inquiry.

12. The payment for publication of manuscripts is not collected.

**Reprinting or fragments thereof may be only with the written
permission of the publisher.**

**Reference to the scientific and technical journal
"OIL AND GAS STUDIES" is obligatory!**