ТРАНСНЕФТЬ

ISSN 2221-2701
eISSN 2541-9595

НАУКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Том/Vol. 11
№ 1, 2021

Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

304
305

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595

НАУКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Научно-технический журнал

Том 11, № 1/2021

SCIENCE & TECHNOLOGIES: OIL AND OIL PRODUCTS PIPELINE TRANSPORTATION

Scientific and Technical Journal

Vol. 11, No. 1/2021

pipeline-science.ru

ОРГАНИЗАТОР ИЗДАНИЯ ЖУРНАЛА
ПАО «Транснефть»

УЧРЕДИТЕЛЬ
ООО «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта» (ООО «НИИ Транснефть»)
117186, г. Москва, Севастопольский проспект, 47а
Тел.: (495) 950-8295, факс: (495) 950-8297
www.niitnn.transneft.ru
niitnn@niitnn.transneft.ru

ИЗДАТЕЛЬ
ООО «Транснефть – Медиа»
123112, г. Москва, Пресненская набережная, 4, стр. 2
Тел.: (495) 950-8074, факс: (495) 950-8726
www.media.transneft.ru
transpress@ttn.transneft.ru

PUBLISHED ON BEHALF OF
Transneft

FOUNDER
Pipeline Transport Institute, LLC (Transneft R&D, LLC)
47a Sevastopolsky Prospect, Moscow, 117186, Russian Federation
Tel.: (495) 950-8295, fax: (495) 950-8297
www.niitnn.transneft.ru
niitnn@niitnn.transneft.ru

PUBLISHER
Transneft Media, LLC
4, bldg 2 Presnenskaya Embankment, Moscow, 123112, Russian Federation
Tel.: (495) 950-8074, fax: (495) 950-8726
www.media.transneft.ru
transpress@ttn.transneft.ru

DOI: 10.28999/2541-9595-2021-11-1

Сведения о журнале

«Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов» – научный журнал в области магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.

ЦЕЛЬ ЖУРНАЛА
Публикация оригинальных научных статей, имеющих международное значение для ученых и специалистов в области трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.

ТЕМАТИКА ЖУРНАЛА
В журнале публикуются статьи по следующим направлениям исследований:
- Прочность, надежность, долговечность
- Проектирование, строительство и эксплуатация
- Ремонт трубопроводов
- Сварка
- Материалы и оборудование
- Автоматика, телемеханика и связь
- Защита от коррозии
- Товарно-транспортные операции и метрологическое обеспечение
- Энергетика и электрооборудование
- Пожарная и промышленная безопасность
- Экология
- Экономика и управление
- Правоприменение и безопасность
- Техническое регулирование (стандартизация, оценка соответствия)
- Инновационное развитие
- Профессиональное образование
- Материально-техническое обеспечение

НОРМЫ И ПРАВИЛА РЕДАКЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ
В своей работе редакция журнала следует следующим нормам и правилам:
– обеспечивает рецензирование принятых к рассмотрению статей, привлекая для этого авторитетных российских и зарубежных специалистов и ученых;
– придерживается процедуры коллегиального обсуждения статей редакционным советом, сформированным по принципу географического разнообразия и принадлежности участников к различным организациям;
– руководствуется международными этическими нормами и издательскими стандартами в отношении научных публикаций.

ИНДЕКСИРОВАНИЕ И СОХРАНЕНИЕ ИНФОРМАЦИИ
Журнал включен в следующие базы данных: Российский индекс научного цитирования (учитывается в ядре РИНЦ), Web of Science (ESCI, RSCI), Chemical Abstracts Service (CAS), Norwegian Centre for Research Data (NSD), Ulrich's Periodicals Directory.
Приоритетом редакционной политики является обеспечение сохранности научной информации путем архивации выпусков журнала и статей:
– статьи и метаданные размещаются в Научной электронной библиотеке России;
– обязательные бесплатные печатные и электронные экземпляры передаются в Российскую книжную палату (филиал ИТАР-ТАСС) с целью распределения между крупнейшими библиотечно-информационными организациями России;
– печатные и электронные выпуски журнала направляются в Chemical Abstracts Service;
– архив печатных и электронных выпусков хранится в научно-технической библиотеке ООО «НИИ Транснефть» и в редакции журнала.

ПРИСУТСТВИЕ В ПЕРЕЧНЕ ВАК
Журнал входит в Перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук (Перечень ВАК). Публикуются статьи по следующим научным специальностям и соответствующим им отраслям науки:
05.02.10 – Сварка, родственные процессы и технологии (технические науки);
05.02.13 – Машины, агрегаты и процессы (по отраслям) (технические науки);
05.02.22 – Организация производства (по отраслям) (технические науки);
08.00.05 – Экономика и управление народным хозяйством (по отраслям и сферам деятельности) (экономические науки);
25.00.19 – Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ (технические науки).

АВТОРСКИЕ ПРАВА И ПЕРСОНАЛЬНЫЕ ДАННЫЕ
Редакционная политика журнала основывается на юридических требованиях в отношении авторского права и смежных прав, недопущения плагиата, изложенных в законодательстве Российской Федерации. Редакция обеспечивает обработку и сохранение конфиденциальности персональных данных авторов в соответствии с Федеральным законом РФ № 152-ФЗ «О персональных данных».

Учредитель журнала является участником профессионального сообщества «Ассоциация научных редакторов и издателей» (АНРИ)

РЕДАКЦИЯ ЖУРНАЛА
В. Н. Комарица, к. т. н.
Н. Н. Сухорукова
А. М. Цыбулов
С. Е. Подгорнова
В. Н. Малинина

Верстка и дизайн:
Д. П. Васильев

КОНТАКТЫ РЕДАКЦИИ
Тел.: (495) 950-8295, доб. 2230
Факс: (495) 950-8297
www.pipeline-science.ru
mag@niitnn.transneft.ru

Свидетельство о регистрации СМИ:
ПИ № ФС77-60207
от 17.12.2014 г.
ISSN 2221-2701
eISSN 2541-9595
Периодичность выхода:
6 раз в год

Двухлетний импакт-фактор журнала, рассчитываемый Российским индексом научного цитирования (РИНЦ) с учетом цитирования из всех источников за 2019 год, – 0,727.

Перепечатка и иное коммерческое использование материалов допускается только с разрешения редакции.
Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях.

В номере использованы фотографии из архива ООО «Транснефть – Медиа», а также фотографии, предоставленные авторами статей.
Перевод выполнен ООО «Прима Виста»
Отпечатано в типографии «АРС-ПРЕСС»
Тираж: 4050 экз.
Отправлено в печать:
26 февраля 2021 года

© «Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов», © ООО «Транснефть – Медиа»

Aims & Scope

Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation is a scientific journal in the field of main pipeline transport of oil and oil products.

THE JOURNAL'S PURPOSE
Publication of original research papers of international importance for scientists and specialists in the field of oil and oil products pipeline transportation.

THE JOURNAL'S THEMES
The journal covers the following thematic research trends in the field of oil and oil products pipeline transportation:
• Strength, reliability, durability
• Design, construction and operation
• Pipeline repair
• Welding
• Materials and equipment
• Automatics, telecom engineering and communication
• Corrosion protection
• Commodity-transport operations and metrological support
• Power industry and electrical equipment
• Fire and industrial safety
• Ecology
• Economics and management
• Safety and administration of law
• Technical regulation (standardization, compliance assessment)
• Innovative development
• Vocational education
• Inventory and logistics management

THE RULES AND REGULATIONS OF EDITORIAL ACTIVITIES
The editorial staff of the journal in its work is guided by the following principles:
– provide peer review of all articles involving authoritative Russian and foreign experts and scientists;
– adhere to the procedure of collective discussion of articles by the Editorial Board, formed on the principle of geographic diversity and membership of various organizations;
– abide by the international ethical norms and publishing standards for scientific articles.

INDEXING AND STORAGE OF INFORMATION
The journal is included in the databases: Russian Science Citation Index (RSCI), Web of Science (ESCI, RSCI), Chemical Abstracts Service (CAS), Norwegian Centre for Research Data (NSD), Ulrich's Periodicals Directory.
The priority of the editorial policy is to ensure international scientific information communication and the storage of scientific information by archiving journal issues and articles:
– articles and metadata are placed in the Scientific Electronic Library of Russia;
– mandatory free printed and electronic copies are transferred to the Russian Book Chamber (ITAR-TASS branch) with the aim of distributing publications among the largest library and information organizations in Russia;
– printed issues of the journal are sent to Chemical Abstracts Service – acs.org;
– archive of print and electronic issues is stored in the scientific and technical library of Transneft R&D, LLC and in the journal's editorial office.

PRESENCE ON THE LIST OF HIGHER ATTESTATION COMMISSION
The journal is included in the List of peer-reviewed scientific journals (the List of Higher Attestation Commission of the Ministry of Education and Science of Russian Federation), in which the main scientific results of dissertations for the degrees of Candidate of Sciences and Doctor of Science should be published.
The journal publishes articles on the following scientific specialties and related fields of study:
05.02.10 – Welding, related processes and technologies (technical sciences);
05.02.13 – Machines, units and processes (on branches) (technical sciences);
05.02.22 – Industrial engineering (on branches) (technical sciences);
08.00.05 – Economics national economy management (on branches and fields) (economic sciences);
25.00.19 – Construction and operation of oil and gas pipelines, oil depots and storage facilities (technical sciences).

COPYRIGHT AND PERSONAL DATA
The editorial policy of the journal is based on the legal requirements in relation to copyright and allied rights, non-admission of plagiarism, set forth in the legislation of the Russian Federation. The editors ensure the processing and preservation of the author personal data privacy in accordance with the Federal Law of the Russian Federation No. 152-FZ "On Personal Data".

A member of Association of scientific editors and publishers (ASEP) – rasep.ru

EDITORIAL OFFICE
V. N. Komaritsa, Cand. Sci. (Eng.)
N. N. Sukhorukova
A. M. Tsybulov
S. E. Podgornova
V. N. Malinina

Layout and design:
D. P. Vasilyev

CONTACT INFO:
Phone: (495) 950-8295, ext. 2230
Fax: (495) 950-8297
www.pipeline-science.ru
mag@niitnn.transneft.ru

Statement of mass media registration:
ПИ № ФС77-60207
dated 17.12.2014
ISSN 2221-2701
eISSN 2541-9595
Publication frequency:
6 issues per year

A two-year impact factor of the Journal calculated by the Russian Science Citation Index (RSCI) with taking into account citation from all sources for 2019 is 0.727.

Republication and other commercial use of materials are allowed only with the permission of the editorial board.
The editors are not responsible for the accuracy of the information published in advertisements.
There are photos from the archive of Transneft – Media, LLC used in the issue, as well as photos provided by the authors of the articles.
The translation is made by Prima Vista, LLC
Printed at ARS-PRESS printing office
Circulation: 4050 copies
Sent to print: February 26, 2021

© «Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation», © Transneft – Media, LLC

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

ПРЕДСЕДАТЕЛЬ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА, ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР ЖУРНАЛА

Сощенко Анатолий Евгеньевич

д. т. н., профессор, консультант управления инновационного и научно-технического развития ПАО «Транснефть», Москва, Россия

РОССИЙСКИЙ СОСТАВ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

Бурков Петр Владимирович, д. т. н., профессор, отделение нефтегазового дела, кафедра транспорта и хранения нефти и газа Национального исследовательского Томского политехнического университета, Томск

Васильева Зоя Андреевна, д. э. н., профессор, директор Института управления бизнес-процессами и экономики Сибирского федерального университета, Красноярск

Жолобов Владимир Васильевич, д. ф.-м. н., ведущий научный сотрудник лаборатории сопровождения программных комплексов ООО «НИИ Транснефть», Москва

Конторович Алексей Эмильевич, д. геол.-минерал. н., академик РАН, научный руководитель Института нефтегазовой геологии и геофизики имени А. А. Трофимука Сибирского отделения РАН, Новосибирск

Королёнок Анатолий Михайлович, д. т. н., профессор, декан факультета «Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта» Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, Москва

Кузнецов Владимир Васильевич, д. ф.-м. н., профессор, заведующий лабораторией прикладной и вычислительной гидродинамики Института гидродинамики имени М. А. Лаврентьева Сибирского отделения Российской академии наук, Новосибирск

Лисин Юрий Викторович, д. т. н., Москва

Манжай Владимир Николаевич, д. х. н., профессор Национального исследовательского Томского государственного университета, кафедра высокомолекулярных соединений и нефтехимии, старший научный сотрудник лаборатории коллоидной химии нефти Института химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, Томск

Мастобаев Борис Николаевич, д. т. н., профессор, факультет трубопроводного транспорта, кафедра «Транспорт и хранение нефти и газа» Уфимского государственного нефтяного технического университета, Уфа

Матвиенко Юрий Григорьевич, д. т. н., профессор, заведующий отделом прочности, живучести и безопасности машин, ФГБУН «Институт машиноведения имени А. А. Благонравова» РАН, Москва

Махутов Николай Андреевич, д. т. н., член-корреспондент РАН, профессор, главный научный сотрудник центра стали и сварки, прочностных расчетов ООО «НИИ Транснефть», Москва

Молчанова Ольга Петровна, д. э. н., профессор, Московский государственный университет имени М. В. Ломоносова, экономический факультет, кафедра управления организацией, Москва

Несын Георгий Викторович, д. х. н., ведущий научный сотрудник лаборатории химических реагентов ООО «НИИ Транснефть», Москва

Сериков Павел Юрьевич, д. э. н., заместитель вице-президента – директор департамента экономики ПАО «Транснефть», Москва

Черепанов Анатолий Николаевич, д. ф.-м. н., профессор, главный научный сотрудник лаборатории термомеханики и прочности новых материалов Института теоретической и прикладной механики имени С. А. Христиановича Сибирского отделения Российской академии наук, Новосибирск

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ЗАДАЧИ РОССИЙСКОГО СОСТАВА РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА:
обеспечение актуальности, высокого уровня и научно-технической ценности публикаций в журнале; проведение рецензирования статей; определение тематических направлений и обеспечение публикации в журнале статей наиболее цитируемых авторов; формирование годовых и текущих планов выпусков журнала; анализ результатов и выработка рекомендаций по организации, развитию и совершенствованию журнала

МЕЖДУНАРОДНЫЙ СОСТАВ РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

Адиб Самер, Ph. D., доцент кафедры гражданского и экономического строительства, Университет Альберты, Эдмонтон, Канада

Ариаратнам Самуэль, Ph. D., Член Канадской инженерной академии, член Национальной академии строительства США, профессор, руководитель программы гражданского строительства Школы устойчивого проектирования и застройки окружающей среды, Аризонский государственный университет, США

Джонсон Клифф, магистр наук, президент Международного комитета по исследованиям трубопроводов, Вашингтон, США

Караманос Спирос, Ph. D., профессор факультета машиностроения, Университет Фессалии, Греция

Каруппанан Сараванан, Ph. D., доцент, заместитель декана кафедры машиностроения, Технологический университет PETRONAS, Перак Дарул Риджуан, Малайзия

Кумар Яант, Ph. D., профессор инженерно-строительного факультета, Индийский институт науки, Бангалор, Индия

Кумар Джиант, Ph. D., профессор кафедры гражданского строительства, Индийский научный институт, Бангалор, Индия

Линь Юанхуа, Ph. D., профессор и советник по науке Школы материаловедения и технологий, Юго-Западный нефтяной университет, Чэнду, провинция Сычуань, Китай

Махмотов Ербол Сахитович, д. х. н., академик Казахстанской национальной академии естественных наук, иностранный член Российской академии естественных наук, главный менеджер департамента технической политики АО «КазТрансОйл», Астана, Казахстан

Мохани Атеф, Ph. D., доцент, заведующий кафедрой автоматизации, механики и машиностроения факультета инженерных и прикладных наук, Технологический Институт Университета Онтарио, Ошава, Канада

Павлоу Димитриос, Ph. D., профессор кафедры механики деформируемого твердого тела, научный руководитель группы в области машиностроения и материаловедения кафедры механической и структурной инженерии и материаловедения, Университет Ставангера, Ставангер, Норвегия

Паолаччи Фабрицио, Ph. D., профессор, доцент кафедры машиностроения, Третий Университет Рима, Рим, Италия

Плювинаж Ги, Ph. D., почетный профессор, Университет Лотарингии, Нанси, Франция

Раджив Патманатан, Ph. D., профессор, старший преподаватель кафедры гражданского и инженерного проектирования, Технологический университет Суинберна, Мельбурн, Австралия

Рейс Луис, Ph. D., профессор Высшего технического института, Технический университет Лиссабона, Лиссабон, Португалия

Саяхов Берик Картанбаевич, к. т. н., профессор, Казахский национально-технический университет имени К. Сатпаева, директор департамента технической политики АО «КазТрансОйл», Астана, Казахстан

Хадж-Мелиани Мохаммед, Ph. D., адъюнкт-профессор лаборатории теоретической физики и физики материалов, Университет Хассиба Бен Боуали, Шлеф, Алжир

Щербаков Сергей Сергеевич, д. ф.-м. н., профессор, заместитель председателя Государственного комитета по науке и технологиям Республики Беларусь, Минск, Беларусь

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ЗАДАЧИ МЕЖДУНАРОДНОГО РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА:
взаимодействие с зарубежными авторами по вопросам, связанным с публикацией статей в журнале; рецензирование статей зарубежных авторов; подготовка рекомендаций по тематической направленности и популяризации журнала за рубежом

EDITORIAL BOARD

CHAIRMAN OF THE EDITORIAL BOARD, EDITOR-IN-CHIEF OF THE JOURNAL

Soshchenko, Anatoly Eugenievich

Dr Sci. (Eng.), Professor, Adviser of the Department of Innovation and Scientific and Technical Development, Transneft, Moscow, Russian Federation

RUSSIAN EDITORIAL BOARD

Burkov, Petr Vladimirovich, Dr Sci. (Eng.), Professor, Division for Oil and Gas Engineering, Department of Oil and Gas Storage and Transportation, National Researcher Tomsk Polytechnic University, Tomsk

Vasilyeva, Zoya Andreyevna, Dr Sci. (Econ.), Professor, Director of the Institute of Business Process Management and Economics of The Siberian Federal University, Krasnoyarsk

Zholobov, Vladimir Vasilyevich, Dr Sci. (Phys. and Math.), Lead Researcher of the Laboratory of Software Systems Maintenance, Transneft R&D, LLC, Moscow

Kontorovich, Alexey Emilyevich, Dr Sci. (Geology and Mineralogy), Academician of Russian Academy of Sciences, Science Advisor of the Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk

Korolyonok, Anatoly Mikhailovich, Dr Sci. (Eng.), Professor, Dean of the Faculty of Design, Construction and Exploitation of Pipeline Transport Systems of Gubkin Russian State University of Oil and Gas (NRU), Moscow

Kuznetsov, Vladimir Vasilyevich, Dr Sci. (Phys. and Math.), Professor, Head of the Laboratory of Applied and Computational Fluid Dynamics, Lavrentyev Institute of Hydrodynamics of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk

Lisin, Yury Victorovich, Dr Sci. (Eng.), Moscow

Manzhai, Vladimir Nikolaevich, Dr Sci. (Chem.), Professor of the National Research Tomsk Polytechnic University, Department of high-molecular compounds and petroleum chemistry, Senior Researcher at the Laboratory of Colloidal Oil Chemistry, Institute of Petroleum Chemistry of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk

Mastobaev, Boris Nikolaevich, Dr Sci. (Eng.), Professor, Pipeline Transportation Faculty, Oil and Gas Storage and Transportation Department, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa

Matvienko, Yury Grigorievich, Dr Sci. (Eng.), Professor, Head of Department of Strength, Survivability and Safety of Machines, Mechanical Engineering Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow

Makhutov, Nikolay Andreevich, Dr Sci. (Eng.), Associate Member of the Russian Academy of Sciences, Professor, Chief Researcher of the Centre of Steel and Welding, Strength Analysis, Transneft R&D, LLC, Moscow

Molchanova, Olga Petrovna, Dr Sci. (Econ.), Professor, Moscow State University, Faculty of Economics, Department of Organization Management, Moscow

Nesyn, Georgy Victorovich, Dr Sci. (Chem.), Lead Researcher of the Laboratory of Chemical Reagents, Transneft R&D, LLC, Moscow

Serikov, Pavel Yurievich, Dr Sci. (Econ.), Deputy Vice President, Head of Department of Economics, Transneft, Moscow

Cherepanov, Anatoly Nikolaevich, Dr Sci. (Phys. and Math.), Professor, Chief Researcher of the Laboratory of Thermomechanics and Strength of New Materials, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences Khristianovich Institute of the Theoretical and Applied Mechanics, Novosibirsk

FUNCTIONAL TASKS OF THE RUSSIAN EDITORIAL BOARD:
ensure publications in the Journal are up-to-date, have a high level and scientific and technical value; review articles submitted for publication; define thematic directions and to ensure the most quoted authors are published in the Journal; create annual and current plans of the Journal issues; analyze results and provide recommendations on the organization, development and improvement of the Journal activity

INTERNATIONAL EDITORIAL BOARD

Adeeb, Samer M., Ph. D. (Eng.), Professor, Department of Civil & Environmental Construction, University of Alberta, Edmonton, Canada

Ariaratnam, Samuel, Ph. D. (Eng.), Fellow of the Canadian Academy of Engineering, Member of the U.S. National Academy of Construction, Professor and Chair of Construction Engineering, School of Sustainable Engineering & Built Environment, Arizona State University, Tempe, USA.

Johnson, Cliff, President of Pipeline Research Council International, Washington, USA

Karamanos, Spyros A., Ph. D. (Eng.), Professor, Department of Mechanical Engineering, University of Thessaly, Greece

Karuppanan, Saravanan, Ph. D. (Eng.), Deputy Head of Mechanical Engineering Department, Associate Professor of Petronas Technology University, Perak Darul Ridzuan, Malaysia

Kumar, Jyant, Ph. D. (Eng.), Professor, Department of Civil Engineering, Indian Institute of Science, Bangalore, India

Lin, Yuanhua, Ph. D. (Eng.), Professor, PHD advisor, School of Material Science and Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu City, Sichuan Province, China

Makhmotov, Erbol Sahituly, Dr Sci. (Chem.), Academician of the Kazakhstan National Academy of Natural Sciences, Foreign Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Head Manager of Technical Policy Department of KazTransOil, JSC, Astana, Kazakhstan

Mohany, Atef, Ph. D. (Eng.), Chair and Associate Professor, Head of Department of Automotive, Mechanical and Manufacturing Engineering, Faculty of Engineering and Applied Science, University of Ontario Institute of Technology, Ontario, Canada

Pavlou, Dimitrios, Ph. D. (Eng.), Professor of Solid Mechanics, Research Group Leader for Mechanical Engineering & Material Sciences, Department of Mechanical & Structural Engineering and Materials Science, University of Stavanger, Stavanger, Norway

Paolacci, Fabrizio, Ph. D. (Eng.), Assistant Professor, Structural Engineering Department, University Roma Tre, Rome, Italy

Pluvinage, Guy, Ph. D. (Eng.), Emeritus Professor, University of Lorraine, Nancy Cadex, France

Rajeev, Pathmanathan, Ph. D. (Eng.), Professor, Senior Lecturer, Department of Civil & Construction Engineering, Swinburne University of Technology, Melbourne, Australia

Reis, Luis, Ph. D. (Eng.), Associate Professor, Higher Technical Institute (Instituto Superior Técnico), University of Lisbon, Lisbon, Portugal

Sayakhov, Berik Kartanbaevich, Cand. Sci. (Eng.), Professor of Satpaev Kazakh National Technical University, Director of Technical Policy Department of KazTransOil, JSC, Astana, Kazakhstan

Hadj-Meliani, Mohammed, Ph. D. (Eng., Materials Science), Associate Professor, Laboratory of Theoretical Physics and Materials Physics, University Hassiba Ben Bouali of Chlef, Algeria

Sherbakov, Sergei Sergeevich, Dr Sci. (Phys. and Math.), Professor, Vice Chairman of the State Committee on Science and Technology of the Republic of Belarus, Minsk, Belarus

FUNCTIONAL TASKS OF THE INTERNATIONAL EDITORIAL BOARD:
communicate with foreign authors on issues related to articles publication in the Journal; review articles of foreign authors; prepare recommendations on the topical direction and the Journal promotion abroad

СОДЕРЖАНИЕ

ПРОЧНОСТЬ, НАДЕЖНОСТЬ, ДОЛГОВЕЧНОСТЬ

8 Оценка влияния поверхностных трещиноподобных концентраторов напряжений на работоспособность магистральных трубопроводов
Д. А. Неганов, Е. Е. Зорин, Н. Е. Зорин
Для оценки возможности эксплуатации в междиагностический период трубопровода с дефектом типа «риска» были проведены циклические испытания по критериям механики разрушений крупномасштабных образцов с искусственным поверхностным трещиноподобным концентратором напряжений в зоне вышлифовки.

16 Разработка методики прокладки подземных трубопроводов с учетом опасности оползневых процессов
Х. М. Насиров, Т. И. Сулейманов, Р. А. Эминов
Определено условие, при котором подверженность трубопровода утечкам и разрывам в результате воздействия оползневых процессов может достигать максимальных значений.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ

21 Масштабирование при прогнозировании путевой механической деградации противотурбулентной присадки
В. В. Жолобов, Ф. С. Зверев, Г. В. Несын, Д. О. Лысенко
Получены расчетные зависимости для определения интегральной гидравлической эффективности присадки в промышленных условиях по данным стендовых гидравлических испытаний, учитывающие путевую механическую деградацию полимерных добавок.

32 Гидравлическая характеристика трубопровода на высоковязкой нефти
С. Е. Кутуков, О. В. Четверткова, А. И. Гольянов
Предложен метод определения гидравлической характеристики трубопровода, перекачивающего неньютоновские реологически сложные нефти в диапазоне малых скоростей сдвига, исключающий погрешности аппроксимации кривой течения реологической моделью и осреднения параметра вязкости.

40 Способ контроля баланса нефти при квазинестационарных режимах работы участка нефтепровода с безнапорным течением
Р. З. Сунагатуллин, А. М. Чионов, С. В. Петренко
Разработан алгоритм вычисления скорости изменения запаса нефти на участке трубопровода при медленном изменении размера самотечной полости, на основании которого предложен способ корректировки уравнения баланса вещества.

46 Анализ подходов к организации систем молниезащиты и заземления по стандартам ПАО «Транснефть» и зарубежным стандартам
Л. Ю. Могильнер, А. В. Рудоманов, Н. Н. Скуридин, Н. А. Власов, И. В. Немчиков
Проведено сравнение требований стандартов России, США и стран ЕС по проектированию и эксплуатации систем молниезащиты и заземления резервуарных парков. Обоснована актуальность и преимущества подхода к проектированию систем молниезащиты и заземления, применяемого на объектах ПАО «Транснефть».

56 Обеспечение надежной эксплуатации резервуаров применением системы контроля утечек: инновации и экономика
М. В. Лиховцев, Е. В. Щурова, А. Е. Сощенко
Представлены результаты исследования, проведенного с целью оценки целесообразности разработки автоматизированной системы контроля утечек из резервуаров.

65 Исследование проницаемости фторированного полиэтилена высокого давления для складов временного хранения топлива
Ю. Н. Рыбаков, А. В. Дедов, Р. И. Кюннап, С. В. Ларионов
Исследована кинетика изменения коэффициента проницаемости полиэтилена в течение возможного срока хранения топлив.

РЕМОНТ ТРУБОПРОВОДОВ

70 Определение параметров ремонта трубопровода с начальной кривизной
В. М. Варшицкий, И. Б. Лебеденко, Э. Н. Фигаров
Разработана методика определения технологических параметров ремонта участков подземного трубопровода с начальной кривизной оси.

ТОВАРНО-ТРАНСПОРТНЫЕ ОПЕРАЦИИ И МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

78 Влияние реологических свойств рабочей среды на показатели турбинных преобразователей расхода
О. В. Аралов, В. О. Ломакин, Н. В. Чувиков, И. В. Буянов, Н. В. Бережанский
Проведены экспериментальные исследования по оценке зависимости относительного отклонения коэффициентов преобразования турбинных преобразователей расхода от физико-химических свойств рабочей среды и условий перекачки.

ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

88 Исследование коррозионной активности атмосферы на нефтеперекачивающих станциях с резервуарными парками
П. О. Ревин, А. В. Макаренко, А. А. Губенков, И. О. Осина
Представлены результаты испытаний по определению скорости коррозии стальных конструкций в различных климатических районах.

ЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ

93 Разработка электропривода прямоходного для запорно-регулирующей арматуры
Д. А. Дворников, В. И. Воронов, И. А. Флегентов, Р. М. Гиниятов
Представлены результаты выполнения ОКР по разработке типоразмерного ряда электроприводов прямоходных, применяемых для управления клапанами запорно-регулирующими.

ДИСКУССИЯ

100 Современные представления о естественных монополиях и их тарифном регулировании. Часть 1. Естественные монополии
П. Ю. Сериков, Н. В. Гончарова, И. П. Серикова
Рассмотрено становление отечественного института естественных монополий, проанализированы подходы экономистов к регулированию деятельности естественных монополий.

CONTENT

STRENGTH, RELIABILITY, DURABILITY

8 Assessment of influence of surface crack-like stress concentrators on main pipeline operability
Dmitry A. Neganov, Eugeny E. Zorin, Nikolay E. Zorin
To assess the possibility of operation in interdiagnostic period of pipeline with a "notch" type defect, cyclic tests were carried out according to the fracture mechanics criteria for large-scale specimens.

16 Method for laying underground pipelines taking into account the danger of landslide processes
Habib M. Nasirov, Tofik I. Suleymanov, Ramiz A. Eminov
The authors determined the condition under which pipeline susceptibility to leaks and ruptures as a result of landslide impact can reach maximum values.

DESIGN, CONSTRUCTION AND OPERATION

21 Scaling and forecast of drag reducing additive mechanical degradation along the pipeline
Vladimir V. Zholobov, Fedor S. Zverev, Georgy V. Nesyn, Dmitry O. Lysenko
The authors obtained calculation dependencies for determining the integrated hydraulic efficiency of additives in industrial conditions based on bench hydraulic tests data, which take into account the pathway mechanical degradation of polymer additives.

32 Q – H characteristics for heavy crude oil pipeline
Sergey E. Kutukov, Olga V. Chetvertkova, Andrey I. Golyanov
A method is proposed for determining the hydraulic characteristics of a pipeline at steady state operation, pumping non-Newtonian rheologically complex oils in the range of low shear rates, which excluding errors in approximating the flow curve by a rheological model and averaging the viscosity parameter.

40 Method for oil balance control under quasi-stationary modes of operation of an oil pipeline section with free flow
Rustam Z. Sunagatullin, Anton M. Chionov, Semyon V. Petrenko
An algorithm was developed for calculating the oil reserve change rate in the pipeline section with a slow change in gravity cavity size, on the basis of which a method for correcting substance balance equation was proposed.

46 Analysis of approaches to the organisation of lightning protection and grounding systems according to PJSC "Transneft" standards and foreign standards
Leonid Yu. Mogilner, Andrey V. Rudomanov, Nikolay N. Skuridin, Nikolay A. Vlasov, Igor V. Nemchikov
Requirements of Russian standards, as well as the basic standards of the USA and EU countries for design and operation of lightning protection and grounding systems for tank farms were compared.

56 Ensuring the reliable operation of tanks using leakage control systems: innovation and economics
Mikhail V. Likhovtsev, Elena V. Shchurova, Anatoly E. Soshchenko
The results of the study are presented, the purpose of which was to assess the feasibility of developing an automated system for monitoring leaks from tanks.

65 Study of the permeability of fluorinated high-pressure polyethylene for temporary fuel storage
Yury N. Rybakov, Alexander V. Dedov, Roman I. Kyunnap, Sergey V. Larionov
Kinetics of original and modified polyethylene permeability coefficient alteration during the possible fuel storage period has been studied. It was established that fluoridation of polyethylene decreases the permeability coefficient, but does not affect the transfer of hydrocarbon fraction with the minimum molecular weight.

PIPELINE REPAIR

70 Determination of parameters of pipeline repair with initial curvature
Victor M. Varshitsky, Igor B. Lebedenko, Eldar N. Figarov
A method has been developed for determining the technological parameters of repairing sections of an underground pipeline with initial axis curvature.

COMMODITY-TRANSPORT OPERATIONS AND METROLOGICAL SUPPORT

78 Influence of rheological properties of the working medium on indicators of turbine flow converters
Oleg V. Aralov, Vladimir O. Lomakin, Nikolay V. Chuvikov, Ivan V. Buyanov, Nikita V. Berezhansky
The purpose of the article is to conduct and analyse the results of experimental studies to assess the dependence of relative deviation of conversion coefficients of turbine flow converter on the physical and chemical properties of the working medium and pumping conditions.

CORROSION PROTECTION

88 Research of atmospheric corrosion activity on oil pumping stations with tank farms
Pavel O. Revin, Alexey V. Makarenko, Andrey A. Gubenkov, Irina O. Osina
In order to determine the corrosion rate of steel structures in various climatic regions, where Transneft facilities are situated, a series of tests was performed. The modeling of the climatic impact on external anti-corrosion coatings of tanks, overhead pipelines and metal structures was performed.

POWER INDUSTRY AND ELECTRICAL EQUIPMENT

93 Development of an electric linear actuator for shut-off and control valves
Dmitry A. Dvornikov, Vladimir I. Voronov, Ilya A. Flegentov, Radik M. Giniyatov
The article presents the results of design project on developing a standard-size range of linear electric drives used to control shut-off and control valves in order to organize their serial production.

DISCUSSION

100 Modern ideas about natural monopolies and their tariff regulation. Part 1. Natural monopolies
Pavel Y. Serikov, Nadezhda V. Goncharova, Irina P. Serikova
Formation of the national institute of natural monopolies is considered, the "evolution" of "natural monopoly" concept is investigated, approaches of economists to regulate natural monopoly activities are analysed.

Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов 2021 11(1):8–15 ISSN Print 2221-2701 eISSN 2541-9595

УДК 620.179.16 DOI: 10.28999/2541-9595-2021-11-1-8-15

Оценка влияния поверхностных трещиноподобных концентраторов напряжений на работоспособность магистральных трубопроводов

Д. А. Неганов[a], Е. Е. Зорин[a], Н. Е. Зорин[a]

[a] ООО «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта» (ООО «НИИ Транснефть»), Севастопольский проспект, 47а, 117186, Москва, Россия

Аннотация

Устранение поверхностных трещиноподобных дефектов типа «риска» на участках подводных переходов магистральных трубопроводов возможно методом вышлифовки на глубину до 20 % толщины трубы. Ранее было подтверждено, что в подводных условиях все основные методы неразрушающего контроля позволяют стабильно выявлять имеющиеся в зоне вышлифовки произвольно ориентированные поверхностные дефекты протяженностью от 20 мм и глубиной от 1,5 мм. Однако при меньших геометрических параметрах дефектов имеется вероятность их неполного устранения либо необнаружения. Для оценки возможности эксплуатации трубопровода с поверхностным дефектом с учетом принятых режимов диагностики проведены циклические испытания по критериям механики разрушений полноразмерных образцов с нанесенными в зоне вышлифовки поверхностными трещиноподобными концентраторами напряжений указанных размеров. Все группы образцов показали более чем двукратное превышение длительности инкубационного периода развития трещины по сравнению с количеством циклов нагружения, которое может испытать трубопровод за средний межинспекционный период эксплуатации. По результатам испытаний подтверждена возможность проведения ремонта поверхностных трещиноподобных дефектов типа «риска» на подводных переходах магистральных трубопроводов с различным сроком эксплуатации методом вышлифовки без установки кессона на ремонтируемый участок.

Ключевые слова: трещиноподобные дефекты, поверхностные дефекты, вышлифовка дефектов, устранение дефектов, циклические испытания, подводный переход, магистральный трубопровод

Для цитирования

Неганов Д. А., Зорин Е. Е., Зорин Н. Е. Оценка влияния поверхностных трещиноподобных концентраторов напряжений на работоспособность магистральных трубопроводов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. Т. 11. № 1. С. 8–15.

Автор для связи: Е. Е. Зорин, e-mail: ZorinEE@niitnn.transneft.ru
Corresponding author: Eugeny E. Zorin, e-mail: ZorinEE@niitnn.transneft.ru

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):8–15
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

Assessment of influence of surface crack-like stress concentrators on main pipeline operability

Dmitry A. Neganov[a], Eugeny E. Zorin[a], Nikolay E. Zorin[a]

[a] Pipeline Transport Institute, LLC (Transneft R&D, LLC), 47a Sevastopolsky Prospect, Moscow, 117186, Russian Federation

Abstract

Elimination of surface crack-like defects of the "risk" type on underwater crossing sections of trunk pipelines is possible by grinding to a depth of up to 20 % of pipe thickness. Previously, it was confirmed that in underwater conditions, all main non-destructive testing methods make it possible to stably identify randomly oriented surface defects in the grinding zone with a length of 20 mm and a depth of 1.5 mm. However, with smaller geometric parameters of defects, there is a possibility of their incomplete elimination or non-detection. To assess the possibility of operating a pipeline with surface defect, taking into account the accepted diagnostic modes, cyclic tests were carried out according to the fracture mechanics criteria of full-size specimens with surface crack-like stress concentrators of the indicated sizes applied in the grinding zone. All groups of samples showed more than a twofold excess of the duration of crack development incubation period in comparison with the number of loading cycles that the pipeline can experience during the average inter-inspection period of operation. Based on the test results, the possibility of repairing surface crack-like defects of the "risk" type at trunk pipeline underwater crossings with different service life by grinding without installing a caisson on the repaired section was confirmed.

Keywords: crack-like defects, surface defects, polishing of defects, elimination of defects, cyclic tests, underwater crossing, main pipeline

For citation

Neganov D. A., Zorin E. E., Zorin N. E. Assessment of influence of surface crack-like stress concentrators on main pipeline operability. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov–Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2021;11(1):8–15.

Введение

В настоящее время внутритрубная диагностика является надежным и достоверным методом получения информации о наличии поверхностных трещиноподобных дефектов типа «риска» как на теле трубы, так и в зоне сварных соединений [1, 2]. Устранение указанных дефектов возможно методом вышлифовки на глубину до 20 % толщины трубы.

Традиционно проведение такого рода ремонта на подводных переходах магистральных трубопроводов требует установки на дефектный участок герметизирующей камеры (кессона). Однако современные технологии позволяют провести весь цикл работ без монтажа кессона, тем самым существенно уменьшив затраты на реализацию ремонтных мероприятий при сохранении требуемой надежности трубопровода [3].

Исследования ООО «НИИ Транснефть» показали, что в подводных условиях основные методы неразрушающего контроля (ультразвуковой, вихретоковый, магнитный) позволяют стабильно выявлять имеющиеся в зоне вышлифовки произвольно ориентированные поверхностные дефекты протяженностью от 20 мм и глубиной от 1,5 мм. Однако если параметры дефектов находятся за пределами разрешающей способности указанных методов, существует вероятность их неполного устранения либо необнаружения.

В этой связи с целью оценки возможности эксплуатации в междиагностический период трубопровода при наличии дефекта типа «риска» протяженностью 20 мм и глубиной 1,5 мм были проведены циклические испытания по критериям механики разрушений крупномасштабных образцов с искусственным поверхностным трещиноподобным концентратором напряжений в зоне вышлифовки в соответствии с ранее апробированными методиками [4–9].

Характеристика объектов исследования

Образцы для испытаний вырезались из сегментов трубных секций (рис. 1):

– DN 720 из стали 17Г1С в состоянии поставки с толщиной стенки 8 мм;

– DN 720 из стали 17Г1С-У в состоянии поставки с толщиной стенки 9 мм;

– DN 500 из стали 17ГС с толщиной стенки 8 мм после 49 лет эксплуатации;

– DN 500 из стали Ц с толщиной стенки 9 мм после 55 лет эксплуатации;

– DN 800 из стали 19Г с толщиной стенки 9 мм после 53 лет эксплуатации.

На вырезанных образцах в рабочей части (во всех случаях она имела размер 250×55 мм) делали вышлифовку глубиной 20 % толщины трубы и фрезой 0,2 мм наносили в центре поверхност-

Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов 2021 11(1):8–15 ISSN Print 2221-2701 eISSN 2541-9595

Рис. 1. Сегменты труб в состоянии поставки и после длительной эксплуатации, из которых вырезались образцы для циклических испытаний
Fig. 1. Pipe segments as delivered and after long-term operation, from which samples for cyclic tests were cut

Рис. 2. Образец для испытаний на циклическую трещиностойкость по критериям механики разрушений
Fig. 2. Testing sample for cyclic crack resistance according to the criteria of fracture mechanics

ный трещиноподобный концентратор напряжений протяженностью 20 мм и глубиной 1,5 мм. Шероховатость поверхности вышлифовки образцов соответствовала той, которую может оставить водолаз при проведении ремонтных работ по устранению дефекта на участке подводного перехода трубопровода без установки герметизирующей камеры. Общий вид образца, подготовленного для проведения испытаний, представлен на рис. 2.

Моделирование реальных режимов нагружения

Поскольку целью исследования являлась оценка опасности поверхностных трещиноподобных концентраторов напряжений для несущей способности магистральных трубопроводов, достоверность и практическую ценность результатов обеспечивала точность воссоздания в процессе испытаний реальных условий нагружения.

Так, выбор конструкции и размеров рабочей части образцов был обусловлен необходимостью воспроизведения двухосного напряженно-деформированного состояния (НДС), возникающего в стенке трубопровода при нагружении внутренним давлением. Для создания поперечных напряжений при одноосном растяжении в условиях испытаний был использован эффект стесненности поперечной деформации сжатия, который проявляется при растяжении пластин с отношением ширины к толщине не менее 6. Это позволило реализовать в центральной части образца двухосное НДС, соответствующее распределению продольных и кольцевых напряжений в нагруженном внутренним давлением трубопроводе, как это было показано в работах [4, 9].

Использование крупномасштабных полнотолщинных образцов также позволяет без проведения трудоемких испытаний натурных моделей учесть следующие аспекты влияния масштабного фактора (абсолютных размеров конструкции) на характеристики прочности и долговечности: особенности металлургического и технологического передела, определяющие исходные структуру и свойства материала, и концентрацию упругой потенциальной энергии деформации в металле, обусловленную для трубопровода эквивалентными напряжениями $\sigma_э$ ($\sigma_{IV} = 0{,}87\sigma_1$ в соответствии с энергетической теорией прочности) и объемом нагруженного металла V [10]:

$$E = \sigma_э V = 0{,}87\sigma_1 \cdot \pi D \delta L,$$

где δ, D, L – толщина стенки, диаметр и длина трубопровода (абсолютные размеры), мм;
σ_1 – первое главное напряжение в стенке трубопровода, определяемое по формуле:

$$\sigma_1 = \frac{p}{2}\left(\frac{D}{\delta}\right),$$

где p – давление перекачиваемой среды согласно СП 36.13330.2012[1], МПа.

С целью учета фактической нестационарности нагружения в ходе испытаний использовалась обработка трендов давлений реального участка магистрального нефтепровода Куйбышев – Унеча 2 по методу «дождя». Анализ результатов обработки показал следующие области пиковых значений: по максимальным напряжениям в цикле – $\sigma_{max} = 150...240$ МПа, по размаху напряжений в цикле – $\sigma_{max} - \sigma_{min} = 0...120$ МПа, по коэффициенту асимметрии циклов R – 0,3...0,9.

[1] СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменениями № 1, 2).

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):8–15
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

Поскольку установленные механические характеристики металла труб, фрагменты которых использовались в исследовании, отличались от характеристик стали нефтепровода Куйбышев – Унеча 2, вышеуказанные напряжения были переведены из абсолютных значений в относительные (в сравнении с пределом текучести $\sigma_т$ = 410 МПа для сталей 17ГС и 17Г1С нефтепровода Куйбышев – Унеча 2). После пересчета показатели составили:

– диапазон максимальных напряжений в цикле $\sigma_{max} = 0{,}37 \ldots 0{,}59\sigma_т$;

– диапазон размахов напряжений в цикле $\sigma_{max} - \sigma_{min} = 0 \ldots 0{,}29\sigma_т$.

Для компенсации отсутствия дополнительных параметров реального циклического нагружения (двухчастотное нагружение, переходные режимы, гидроудары) при проведении испытаний были скорректированы – примерно на 20 % – размах напряжений и асимметрия цикла нагружения *R*, что позволило обеспечить более жесткие режимы нагружения [4, 5, 7, 9].

Ввиду того что образцы вырезались из полномасштабных трубных сегментов вдоль образующей и, следовательно, имели поперечную овальность, соответствующую диаметру исходной трубы, для фиксации в плоских захватах испытательной машины проводили их правку и калибровку до плоскости захватных частей с последующей фрезеровкой с двух сторон на глубину до 0,8 мм.

Поверхностные трещиноподобные концентраторы напряжений наносились с использованием специально изготовленной оснастки, а в качестве режущего инструмента применялись отрезные фрезы (40×0,2 и 35×0,2 мм), которые закреплялись на консольной оправке. Глубина концентраторов контролировалась путем погружения в них специального тонкого щупа с засечками.

Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов 2021 11(1):8–15 ISSN Print 2221-2701 eISSN 2541-9595

Методы

Для проведения испытания образцы были разбиты на три группы:

– изготовленные из фрагментов труб в состоянии поставки;

– подвергнутые предварительному циклическому нагружению (имитационному старению), соответствующему 20–25 годам эксплуатации;

– изготовленные из фрагментов труб, срок эксплуатации которых составлял 49 лет и более.

Металл образцов комплексно исследовали с целью установления основных механических и структурных характеристик. Химический состав, стандартные прочностные и пластические свойства исследуемых сталей соответствовали сертификатам качества. Для всех образцов была характерна ферритно-перлитная структура с размером зерен 20–40 мкм. Видимые изменения структуры вследствие длительной эксплуатации и внесения повреждений отсутствовали.

Оценка трещиностойкости выполнялась по результатам построения кинетической диаграммы усталостного разрушения (КДУР). Для этой цели был реализован метод «меток», адаптированный для циклических испытаний феррито-перлитных высокопрочных трубных сталей [4, 9].

В ходе испытаний через каждые 20 000 циклов нагружения без остановки гидропульсатора универсальной разрывной машины проводили снижение максимального усилия за цикл на 40 % с сохранением асимметрии нагружения, а через $5 \cdot 10^3$ циклов рабочую нагрузку восстанавливали. Подобные изменения отражаются на величине подрастания усталостной трещины за цикл и, как следствие, меняют шероховатость поверхности усталостного излома, позволяя оценить скорость развития трещины за определенное количество циклов (на поверхности излома остаются границы – метки фронта развивающейся трещины после очередной смены режимов нагружения). Таким образом, определив динамику и величину подрастания усталостной трещины за фиксированное количество циклов, можно подсчитать текущее значение коэффициента интенсивности напряжений K (КИН) в вершине развивающейся трещины.

При построении КДУР главным информативным параметром является КИН. Для определения КИН в вершине усталостной поверхностной трещины образца использовано выражение [9]:

$$K = \sigma\sqrt{\pi l} \cdot M,$$

где σ – номинальное напряжение в сечении образца, МПа;

l – глубина трещины, мм;

M – поправочный коэффициент.

Поправочный коэффициент M берется из номограммы (рис. 3), полученной в [9] для трубных сталей феррито-перлитного класса.

Рис. 3. Изменение поправочного коэффициента M в зависимости от формы и глубины поверхностной трещины [9]: l – глубина усталостной трещины в данный момент; t – толщина образца, в котором рассматривается развитие усталостной трещины при циклическом нагружении; $2C$ – длина поверхностной усталостной трещины в данный момент

Fig. 3. Change in the correction factor M depending on the shape and depth of the surface crack [9]: l – depth of fatigue crack at the moment; t – thickness of specimen in which development of fatigue crack is considered under cyclic loading; $2C$ – surface fatigue crack length at the moment

Для работы с номограммой необходимо определить геометрические параметры усталостной трещины на различных стадиях ее развития. Это позволяет сделать постановка меток при циклическом нагружении, представляющих собой границы различной шероховатости поверхности усталостного разрушения, возникающие при изменении параметров нагружения испытуемого образца. Метки имеют вид «линий» (рис. 4) [9], описывающих фронт развития поверхностной усталостной трещины.

Для выявления механизмов повреждения металла, участков вязкого и хрупкого разрушения были проанализированы поверхности усталостного излома образцов с метками. Анализ проводился на макро- и микроуровнях с использованием электронного сканирующего микроскопа Sigma 700.

Определение инкубационного периода образования трещины (зарождения после нанесения поверхностного трещиноподобного концентратора напряжений) и динамики ее развития до наступления предельного состояния (перехода поверхностной трещины в сквозную) осуществлялось по следующему алгоритму:

– построение КДУР для каждого образца и получение аппроксимирующей экспоненциальной кривой, описываемой соответствующим выражением;

– определение на аппроксимирующих кривых значения скорости подрастания трещины Y, соответствующего начальным параметрам нагружения (ΔK);

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):8–15
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

Рис. 4. Зафиксированная на изломе с помощью меток форма и глубина развивающейся усталостной поверхностной трещины, по которым по номограмме (рис. 3) определяется текущее значение коэффициента *M*
Fig. 4. Shape and depth of the developing surface fatigue crack fixed at the fracture with the help of marks, according to which the current value of coefficient *M* is determined from the nomogram (fig. 3)

– определение количества циклов до первой обнаруженной метки, исходя из теоретической начальной скорости роста трещины и динамики ее развития по установленной аппроксимирующей кривой;

– определение разности между найденным значением и реальным количеством циклов до первой метки, соответствующей интенсивности развития трещины.

Результаты

В таблице представлены результаты циклических испытаний образцов при различных режимах нагружения.

Установлено, что для стали 17Г1С в состоянии поставки средний инкубационный период образования трещин составил 20,7 тыс. циклов. Имитационное старение привело к сокращению инкубационного периода до 14,9 тыс. циклов, что в 1,4 раза больше, чем для образцов, вырезанных из труб 17ГС с 49-летним и более сроком эксплуатации. Сталь 17Г1С-У показала меньшее сокращение длительности инкубационного периода зарождения усталостной трещины от поверхностного концентратора напряжений на образцах в состоянии поставки и после имитационного воздействия. При этом было отмечено, что длительность инкубационного периода у всех испытанных образцов минимум в два раза превышает количество циклов нагружения, которое может испытать трубопровод за средний межинспекционный период эксплуатации (около 850 циклов в год согласно действующим нормативам).

2021 11(1):8–15
ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595

Таблица. Результаты испытаний образцов с нормативной нагрузкой
Table. Test results of specimens with standard load

№ группы | Group No.	Марка стали | Steel grade	№ образца | Sample No.	Инкубационный период, количество циклов Incubation period, number of cycles	Долговечность, количество циклов Durability, number of cycles	Протяженность паза, мм Slot length, mm	Этап нагружения, в котором произошло разрушение Loading stage in which failure occurred
1	17Г1С	1	18 796	87 540	30	5
		2	24 616	104 220	20	6
		3	16 088	74 600	30	4
		4	20 172	92 960	30	5
		5	27 460	108 110	20	6
		6	17 323	79 830	30	4
	17Г1С-У	1	24 836	114 450	20	6
		2	33 204	139 190	20	7
		3	21 381	98 300	30	5
		4	25 178	122 480	20	7
		5	23 206	106 940	20	6
		6	24 950	110 370	20	6
2	17Г1С	1	15 623	81 210	20	5
		2	12 649	62 900	30	4
		3	12 660	58 340	30	3
		4	14 741	67 930	30	4
		5	18 288	79 670	20	4
		6	15 396	70 950	20	4
	17Г1С-У	1	19 903	91 720	30	5
		2	28 438	103 400	20	6
		3	23 195	106 890	20	6
		4	18 212	84 110	30	5
		5	18 894	86 700	30	5
		6	21 292	98 120	20	5
3	17ГС	1	7086	41 870	30	2
		2	13 955	59 700	20	3
	Ц	1	9134	42 370	30	3
		2	11 620	53 550	20	2
	19Г	1	13 771	61 340	20	4
		2	10 097	46 970	30	2

dl/dN – скорость роста трещины за цикл
dl/dN – crack growth rate per cycle

Δ*K* – изменение КИН в цикле
Δ*K* – change in stress intensity factor in the cycle

Рис. 5. Совмещенная КДУР образцов стали в состоянии поставки: **a)** 17Г1С; **b)** 17Г1С-У
Fig. 5. Combined kinetic diagram of fatigue fracture of steel samples as delivered: **a)** 17Г1С; **b)** 17Г1С-У

На основе полученных результатов были построены совмещенные КДУР по каждой группе образцов. В качестве примера на рис. 5 представлены совмещенные КДУР образцов стали первой группы.

Выводы

Проведенные циклические испытания позволили установить следующее:

– все испытанные образцы показали удовлетворительную циклическую трещиностойкость, развитие трещин во всех случаях носило вязкий характер с локальными зонами квазихрупкого разрушения;

– внесение предварительной поврежденности в образцы, вырезанные из труб аварийного запаса, привело к снижению их трещиностойкости по сравнению с образцами из труб в состоянии поставки: на 10–20 % для стали 17Г1С-У, на 30–40 % для стали 17Г1С;

– циклическая трещиностойкость образцов стали 17ГС, вырезанных из труб после длительной эксплуатации, оказалась вдвое ниже, чем у образцов из стали 17Г1С в состоянии поставки;

– все группы образцов показали более чем двукратное превышение длительности инку-

бационного периода зарождения трещины от поверхностного концентратора напряжений по сравнению с количеством циклов нагружения, которое может испытать трубопровод за средний межинспекционный период эксплуатации.

Таким образом, по результатам испытаний подтверждена возможность проведения ремонта поверхностных трещиноподобных дефектов типа «риска» на подводных переходах магистральных трубопроводов с различным сроком эксплуатации методом вышлифовки без установки кессона на ремонтируемый участок.

Список литературы

[1] Научно-технические, социально-экономические и правовые аспекты надежности транспорта нефти и нефтепродуктов / С. Г. Радионова [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 5. С. 20–31.

[2] Гейт А. В., Михайлов И. И., Зорин Е. Е. Применение систем автоматизированного ультразвукового контроля для оценки качества кольцевых сварных соединений магистральных трубопроводов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. Т. 8. № 3. С. 264–272.

[3] Неганов Д. А., Махутов Н. А., Зорин Н. Е. Формирование требований к надежности и безопасности эксплуатируемых участков линейной части магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов // Нефтяное хозяйство. 2019. № 6. С. 106–112.

[4] Зорин Н. Е. Экспериментальная оценка работоспособности труб магистральных газопроводов при циклическом нагружении : дис. … канд. техн. наук. М. : Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий, 2010. 149 с.

[5] Зорин Е. Е. Прогнозирование остаточного ресурса сварных конструкций // Деформация и разрушение материалов. 2005. № 7. С. 37–41.

[6] Зорин Е. Е., Ланчаков Г. А., Шибнев А. В. Работоспособность трубопроводов. Часть 1. Расчетная и эксплуатационная надежность. М. : Недра, 2000. 267 с.

[7] Работоспособность трубопроводов. Часть 2. Сопротивляемость разрушению / Г. А. Ланчаков [и др.]. М. : Недра, 2001. 350 с.

[8] Ланчаков Г. А., Зорин Е. Е., Степаненко А. И. Работоспособность трубопроводов. Часть 3. Диагностика и прогнозирование ресурса. М. : Недра, 2003. 315 с.

[9] Зорин Е. Е. Разработка основ прогнозирования работоспособности сварных трубопроводов из феррито-перлитных сталей с учетом условий эксплуатации: автореф. … дис. д-ра техн. наук. Москва: Государственная академия нефти и газа имени И. М. Губкина, 1993. 37 с.

[10] Учет масштабного эффекта при обосновании прочности магистральных трубопроводов / Ю. В. Лисин [и др.] // Нефтяное хозяйство. 2017. № 6. С. 112–116.

References

[1] Radionova S. G., Revel-Muroz P. A., Lisin Y. V., Neganov D. A., Makhutov N. A., Zorin N. E. Cientific-technical, socio-economic and legal aspects of oil and oil products transport reliability. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov – Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2016(5):20–31. (In Russ.)

[2] Geit A. V., Mikhailov I. I., Zorin E. E. Application of automated ultrasonic inspection systems in assessing the quality of girth welds of main pipelines. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov – Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2018;8(3):264–272. (In Russ.)

[3] Neganov D. A., Makhutov N. A., Zorin N. E. Formation of requirements to reliability and security of the exploited sections of the linear part of trunk pipelines transportation of oil and oil products. Neftyanoe Khozaystvo=Oil Industry Journal. 2019(6):106–112. (In Russ.)

[4] Zorin N. E. Experimental assessment of trunk gas line pipe performance under cyclic loading [dissertation of Cand. Sci. (Eng.)]. [Moscow]: Scientific Research Institute of Natural Gases and Gas Technologies; 2010. 149 p. (In Russ.)

[5] Zorin E. E. Prediction of the residual life of welded structures. Deformation and Destruction of Materials. 2005(7):135–147. (In Russ.)

[6] Zorin E. E., Lanchakov G. A., Shibnev A. V. Serviceability of pipelines. Part 1. Design and operational reliability. Moscow: Nedra Publ.; 2000. 267 p. (In Russ.)

[7] Lanchakov G. A., Zorin E. E., Pashkov Y. I., Stepanenko A. I. Serviceability of pipelines. Part 2. Impact strength. Moscow: Nedra Publ.; 2001. 350 p. (In Russ.)

[8] Lanchakov G. A., Zorin E. E., Stepanenko A. I. Serviceability of Pipelines. Part 3. Diagnostics and service life forecasting. Moscow: Nedra Publ.; 2003. 315 p. (In Russ.)

[9] Zorin E. E. Development of performance forecasting basis for welded pipelines made of ferrite-pearlitic steels, taking into account the operating conditions [dissertation abstract]. [Moscow]: Gubkin State Academy of Oil and Gas, 1993. 37 p. (In Russ.)

[10] Lisin Y. V., Neganov D. A., Makhutov N. A., Zorin N. E. Application of size-scale effect for main pipeline strength foundation. Neftyanoe Khozaystvo=Oil Industry Journal. 2017(6):112–116. (In Russ.)

Статья получена редакцией 04.02.2020,
принята к опубликованию 21.12.2020
Received February 04, 2020; in final form, December 21, 2020

Сведения об авторах | Author credentials

Д. А. Неганов, к. т. н., генеральный директор, первый заместитель генерального директора ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

Dmitry A. Neganov, Cand. Sci. (Eng.), Director General, First Deputy Director General, Transneft R&D, LLC, Moscow, Russian Federation

NeganovDA@niitnn.transneft.ru

Е. Е. Зорин, д. т. н., главный научный сотрудник отдела сварки и резервуаров ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

Eugeny E. Zorin, Dr Sci. (Eng.), Chief Researcher of the Welding and Tanks Department, Transneft R&D, LLC, Moscow, Russian Federation

ZorinEE@niitnn.transneft.ru

Н. Е. Зорин, к. т. н., заведующий лабораторией оценки надежности объектов трубопроводного транспорта ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

Nikolay E. Zorin, Cand. Sci. (Eng.), Head of the Laboratory for Pipeline Transportation Facilities Reliability Assessment, Transneft R&D, LLC, Moscow, Russian Federation

ZorinNE@niitnn.transneft.ru

Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов 2021 11(1):16–20 ISSN Print 2221-2701 eISSN 2541-9595

УДК 539.3+539.4:622.692.4 DOI: 10.28999/2541-9595-2021-11-1-16-20

Разработка методики прокладки подземных трубопроводов с учетом опасности оползневых процессов

Х. М. Насиров[a], Т. И. Сулейманов[b], Р. А. Эминов[c]

[a] Государственная нефтяная компания Азербайджанской Республики, проспект Нефтяников, 73, AZ1000, Баку, Азербайджанская Республика
[b] Национальное аэрокосмическое агентство, ул. Сулеймана Сани Ахундова, 1, AZ1115, Баку, Азербайджанская Республика
[c] Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, проспект Азадлыг, 20, AZ1010, Баку, Азербайджанская Республика

Аннотация

Известная расчетная методика оценки риска воздействия оползневых процессов на подземный трубопровод позволяет вычислить количество возможных утечек и поломок, исходно приняв данный риск равным для всех равноразмерных отрезков трубопровода. Однако на практике равная степень подверженности оползневой опасности участков трубопровода является исключением. Таким образом, возникает необходимость разработки новой методики расчета, предусматривающей реальные условия проектирования и эксплуатации трубопровода. Авторами определено условие, при котором подверженность трубопровода утечкам и разрывам в результате воздействия оползневых процессов может достигать максимальных значений. Сделан вывод о том, что для обеспечения разумной низкой величины риска следует избегать выполнения полученной зависимости. При этом должны быть соблюдены следующие условия: трасса разделена на неравные отрезки, с увеличением длины отрезка пиковая скорость грунта убывает (то есть более протяженные участки трубопровода следует располагать вдали от зон возможной активности оползневых процессов).

Ключевые слова: горизонтальное смещение, разрыв трубопровода, утечка нефти, разрушение трубопровода, оползневая опасность

Для цитирования

Насиров Х. М., Сулейманов Т. И., Эминов Р. А. Разработка методики прокладки подземных трубопроводов с учетом опасности оползневых процессов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. Т. 11. № 1. С. 16–20.

Method for laying underground pipelines taking into account the danger of landslide processes

Habib M. Nasirov[a], Tofik I. Suleymanov[b], Ramiz A. Eminov[c]

[a] State Oil Company of the Azerbaijan Republic, 73 Neftyanikov Prospect, Baku, AZ1000, Azerbaijan Republic
[b] National Aerospace Agency, 1 Suleymana S. Akhundova Str., Baku, AZ1115, Azerbaijan Republic
[c] Azerbaijan State Oil and Industry University, 20 Azadlig Prospect, Baku, AZ1010, Azerbaijan Republic

Abstract

The well-known calculation method for assessing the risk of landslide impact on an underground pipeline makes it possible to calculate the number of possible leaks and breakdowns, initially assuming an equal risk for all equally sized pipeline sections. However, in practice, equal exposure to landslide hazard of pipeline sections is an exception. Thus, there is a need to develop a new calculation method that provides for real conditions for pipeline design and operation. The authors determined the condition under which pipeline susceptibility to leaks and ruptures as a result of landslide impact can reach maximum values. It is concluded that in order to ensure a reasonably low risk value, the implementation of the resulting dependence should be avoided. In this case, the following conditions must be met: the route is divided into unequal segments, with an increase in segment length, the peak soil velocity decreases (that is, longer pipeline sections should be located away from possible landslide activity zones).

Keywords: horizontal displacement, pipeline rupture, oil leakage, pipeline collapse, landslide hazard

For citation

Nasirov H. M., Suleymanov T. I., Eminov R. A. Method for laying underground pipelines taking into account the danger of landslide processes. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov–Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2021;11(1):16–20.

Автор для связи: Х. М. Насиров, e-mail: NasirovHabib@mail.ru
Corresponding author: Habib M. Nasirov, e-mail: NasirovHabib@mail.ru

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):16–20
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

Введение

Проектирование, строительство, эксплуатация магистральных трубопроводов в районах с неустойчивыми грунтами требует особых подходов, основанных на неукоснительном выполнении принципов экологической безопасности, технической надежности и экономической целесообразности. Наибольшую экологическую опасность при эксплуатации трубопровода представляют участки (склоны гор, речных долин, борта оврагов), где развиваются оползневые процессы, причинами которых могут являться строительные работы, землетрясения и т. д. [1–3].

Объем грунта, который смещается во время оползня со склонов гор, может составлять от сотен до миллионов кубометров, а скорость колебаться от нескольких метров в год до нескольких метров в секунду. Меры по предотвращению разрушения подземного трубопровода на опасных участках трассы включают определение основных характеристик оползня, оценку напряженно-деформированного состояния трубы, проведение комплекса мероприятий по предупреждению аварийных ситуаций.

Как отмечается в работе [4], горизонтальное перемещение трубопровода в результате воздействия оползневых процессов приводит к появлению аксиальной напряженности растяжения, нарастающего по экспоненциальному закону.

С целью избежания рисков оползневой опасности распространенным решением является отказ от строительства трубопроводов в зонах, которые подвержены возникновению оползней. Такой подход обосновывается, в частности, тем, что организация и проведение стабилизационных работ на участках после схода оползней, вызвавших аварийную ситуацию на трубопроводе, невыгодно из-за значительных временных и финансовых затрат [5].

На этапе проектирования трубопровода важнейшим мероприятием является выбор трассы с учетом в том числе оценки рисков оползневой опасности. В случае невозможности исключения оползневых склонов из маршрута прокладки необходимо детальное изучение участка с целью принятия мер по минимизации рисков.

Известная методика оценки риска воздействия оползня на подземный трубопровод заключается в дискретизации, то есть разбиении трассы на гомогенные сегменты равной длины L [6]. Для исследования топографических, геологических и геотехнических особенностей участков пролегания трубопровода необходимы цифровая карта местности, карта склонов, карта скоростей поперечной волны в тридцатиметровой верхней прослойке грунта, геолитологическая карта и т. д. Для разработки противооползневых мер создается модель опасности, включающая такие показатели, как пиковое смещение грунта (PGD), пиковое ускорение грунта (PGA), пиковая скорость колебаний грунта (PGV). При этом, согласно [6], между этими показателями имеется следующая зависимость:

$$\ln \mathrm{PGD} = a_1 + a_2\left(\frac{a_c}{\mathrm{PGA}}\right) + a_3\left(\frac{a_c}{\mathrm{PGA}}\right)^2 + a_4\left(\frac{a_c}{\mathrm{PGA}}\right)^3 + a_5\left(\frac{a_c}{\mathrm{PGA}}\right)^4 + a_6 \ln \mathrm{PGA} + a_7 \ln \mathrm{PGV},$$

где a_i, $i = \overline{1,7} = \mathrm{const}$;
a_c – пороговая величина ускорения, определяемая как:

$$a_c = (\mathrm{SF} - 1) g \sin\alpha,$$

где SF – фактор безопасности, вычисляемый для оползней по известным методикам [6];
g – ускорение силы тяжести;
α – угол склона.

Техническое руководство HAZUS MR4 для оценки потерь из-за сейсмических воздействий[1] рассматривает два вида повреждений трубопровода: утечку и поломку. Данные повреждения могут быть вызваны следующими событиями: сильная тряска грунта (Strong Ground Shaking – SGS) и разрыв грунта (Ground Failure – GF). Если повреждения возникли из-за разрыва грунта, то весовые коэффициенты учета повреждений типа утечки и поломки составляют соответственно 20 и 80 %. В случае возникновения повреждений из-за сильной тряски весовые коэффициенты распределяются в обратном порядке – 80 и 20 %.

В отчете [7] содержится предписание использовать для подземных трубопроводов функции поврежденности с учетом показателей SGS и GF, позволяющие определить частоту восстановительных работ R и степень подверженности трубопровода опасностям утечек и поломок:

$$R_{\mathrm{SGS}} = k_1 \cdot 0{,}00241 \cdot \mathrm{PGV}, \quad (1)$$

$$R_{\mathrm{GF}} = k_2 \cdot 11{,}223 \cdot \mathrm{PGV}^{0{,}319}, \quad (2)$$

где k_1 и k_2 – поправочные коэффициенты (для труб из стали $k_1 = k_2 = 0{,}15$).

Таким образом, ожидаемое количество утечек и поломок N_1 по всей трассе трубопровода в случае разрыва и сильной тряски грунта может быть определено по следующему выражению:

$$N_1 = \sum_i (0{,}2 R_{\mathrm{SGS}_i} + 0{,}8 R_{\mathrm{GF}_i}) L_i. \quad (3)$$

Вышеизложенная методика позволяет вычислить общее количество утечек и поломок, исходно приняв равный риск для всех равноразмерных отрезков трубопровода. Вместе с тем

[1] Multi-hazard loss estimation methodology-earthquake model : HAZUS MR4 technical manual. Washington : FEMA; 2004.

2021 11(1):16–20
ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595

равный риск, то есть равная степень подверженности оползневой опасности всех участков трубопровода, является скорее исключением, чем правилом: по мере протяженности трасса может как приближаться к зонам высокого риска, так и удаляться от них. Таким образом, возникает необходимость разработки новой методики расчета, предусматривающей все указанные факторы и позволяющей определить оптимальный маршрут пролегания трубопровода с учетом некоторых ограничительных условий.

Методика расчета

Предлагаемая методика расчета заключается в следующем.

Длина трассы трубопровода L_0 разбивается на неравные отрезки l_i, где:

$$l_i = l_{i-1} + \Delta l,\ \Delta l = \text{const},$$

$$i = \overline{1,n};\ l_0 = 0.$$

Следовательно, существует множество $L = \{l_i\}$, элементы которого упорядочены по возрастанию на величину Δl с увеличением i.

Учитывается, что отрезки трубопровода неодинаково подвержены опасности оползневых процессов, что соответствует реальным условиям проектирования и эксплуатации. На основе данного предположения применяется принцип уменьшения размерности [9, 10], предполагающий последовательное выполнение следующих действий:

– уменьшение размерности путем ввода функции связи между некоторыми двумя показателями рассматриваемой системы;

– наложение интегрального ограничительного условия на вводимую функцию связи;

– формирование основного функционала оптимизации с применением аппарата безусловной вариационной оптимизации.

Следуя вышеизложенному принципу, функцию связи установим в виде:

$$\text{PGV} = f(l_i). \tag{4}$$

С учетом (1) и (4) имеем:

$$R_{\text{SGS}} = k_1 \cdot 0{,}00241 \cdot f(l_i). \tag{5}$$

С учетом (2) и (4) запишем:

$$R_{\text{GF}} = k_2 \cdot 11{,}223 \cdot f(l_i)^{0{,}319}. \tag{6}$$

Учитывая выражения (3), (5), (6), получим:

$$N_1 = \sum_i (0{,}2k_1 \cdot 0{,}00241 \cdot f(l_i) + 0{,}8k_2 \cdot 11{,}223 \cdot f(l_i)^{0{,}319})\, l_i. \tag{7}$$

Для формирования основного функционала оптимизации выражения (7) примем условное предположение, что l – непрерывная величина. В этом случае (7) принимает следующий вид:

$$N = \frac{1}{l_{\max}} \int_0^{l_{\max}} (a_1 f(l) + a_2 f(l)^{a_3})\, l\, dl, \tag{8}$$

где

$$\begin{cases} a_1 = 0{,}2 \cdot k_1 \cdot 0{,}00241; \\ a_2 = 0{,}8 \cdot k_2 \cdot 11{,}223; \\ a_3 = 0{,}319. \end{cases}$$

На функцию связи $f(l)$ налагается ограничительное условие:

$$\int_0^{l_{\max}} f(l)\, dl = C;\ C = \text{const}. \tag{9}$$

Математический смысл ограничения (9) заключается в сужении пространства функций, пригодных для использования в качестве $f(l)$ – рис. 1. Физический смысл ограничения (9) состоит в том, что проектируемый трубопровод должен пройти через все ($i = \overline{1,n}$) геологические участки, в которых зависимость (5) действительна, а сумма $\sum_{i=1}^{n} \text{PGV}_i$ постоянна.

Полный функционал N_0 безусловной вариационной оптимизации с учетом (8) и (9) приобретает следующий вид:

$$N_0 = \frac{1}{l_{\max}} \int_0^{l_{\max}} (a_1 f(l) + a_2 f(l)^{a_3})\, l\, dl - \lambda \left[\int_0^{l_{\max}} f(l)\, dl - C \right], \tag{10}$$

где λ – множитель Лагранжа.

Таким образом, предлагаемая новая методика подсчета и оценки риска утечек и разрывов заключается в решении оптимизационной за-

Рис. 1. Графическое представление некоторых видов функций, удовлетворяющих условию (9)
Fig. 1. Graphical representation of some types of functions that satisfy condition (9)

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):16–20
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

дачи (10) и нахождении оптимальной функции $f_{opt}(l)$, реализация которой необходима для достижения экстремальной оценки N_0. В случае если экстремум окажется максимумом, то значения $f_{opt}(l)$ следует всячески избегать на практике, а в случае минимума экстремума – стремиться к ней.

Приведем решение оптимизационной задачи.

Согласно условию уравнения Эйлера – Лагранжа, решение задачи (10) должно удовлетворять условию:

$$\frac{d\{(a_1 f(l) + a_2 f(l)^{a_3})l - \lambda(f(l) - C)\}}{df(l)} = 0. \quad (11)$$

Из выражения (11) получим:

$$(a_1 + a_2 a_3 f(l)^{a_3 - 1})l - \lambda = 0. \quad (12)$$

Из выражения (12) находим:

$$f(l) = \sqrt[a_3 - 1]{\frac{\lambda - a_1}{a_2 a_3 l}}. \quad (13)$$

Так как $a_3 = 0{,}319$, а множитель Лагранжа по определению является постоянной величиной, PGV прямо пропорционально l. Знак производной (12) по $f(l)$ показывает, что решение (13) обеспечивает максимум значения функционала (10).

Модельное исследование

Рассмотрим упрощенный случай прямолинейной трассы, разбитой на три неодинаковых по длине участка – l_1, l_2, l_3 (рис. 2).

Расходы на устранение одного случая утечки, возникшей вследствие оползня, обозначим C_1, а одного случая поломки – C_2.

С учетом (7)–(9) определим суммарные расходы на ремонтно-восстановительные работы (PBP):

$$\text{PBP} = \sum_{i=1}^{3} [a_1 f(l_i) C_1 + a_2 f(l_i) C_2 a_3].$$

Для случая, когда PGV уменьшается с ростом l_i (ломаная 1 на рис. 2), PBP составят:

$$\begin{aligned} \text{PBP}(1) &= a_1(\text{PGV}_0 + \Delta\text{PGV})C_1 l_1 + \\ &+ a_2(\text{PGV}_0 + \Delta\text{PGV})^{a_3} C_2 l_1 + a_1 \text{PGV}_0 C_1 l_2 + \\ &+ a_2 \text{PGV}_0^{a_3} C_2 l_2 + (\text{PGV}_0 - \Delta\text{PGV})C_1 l_3 a_1 + \\ &+ a_2(\text{PGV}_0 - \Delta\text{PGV})^{a_3} a_3 C_2 l_3. \end{aligned} \quad (14)$$

Для случая, когда PGV увеличивается с ростом l_i (ломаная 2 на рис. 3), PBP составят:

$$\begin{aligned} \text{PBP}(2) &= a_1(\text{PGV}_0 - \Delta\text{PGV})C_1 l_1 + \\ &+ a_2(\text{PGV}_0 - \Delta\text{PGV})^{a_3} C_2 l_1 + a_1 \text{PGV}_0 C_1 l_2 + \\ &+ a_2 \text{PGV}_0^{a_3} C_2 l_2 + (\text{PGV}_0 + \Delta\text{PGV})C_1 l_3 + \\ &+ a_2(\text{PGV}_0 + \Delta\text{PGV})^{a_3} C_2 l_3. \end{aligned} \quad (15)$$

Рис. 2. Геометрическое представление модельного исследования: 1 – рекомендуемый порядок пролегания трубопровода (происходит уменьшение PGV по трассе, разбитой на участки $l_1 < l_2 < l_3$); 2 – неоптимальный вариант пролегания трубопровода (происходит увеличение PGV по трассе); PGV_0 – условная средняя величина PGV; ΔPGV – приращения PGV

Fig. 2. Geometric representation of the model study: 1 – recommended order of pipeline laying (there is a decrease in PGV along the route, divided into sections $l_1 < l_2 < l_3$); 2 – non-optimal pipeline route variant (there is an increase in PGV along the route); PGV_0 – conditional average value of PGV; ΔPGV – PGV increments

Разницу суммарных расходов при рекомендуемом варианте пролегания трассы по сравнению с неоптимальным вариантом определим следующим образом:

$$\Delta\text{PBP} = |\text{PBP}(1) - \text{PBP}(2)|. \quad (16)$$

С учетом (14)–(16), обозначив

$$m = [(\text{PGV}_0 + \Delta\text{PGV})^{a_3} - (\text{PGV}_0 - \Delta\text{PGV})^{a_3}],$$

получим:

$$\Delta\text{PBP} = \Delta l(2a_1 \Delta\text{PGV} \cdot l_1 + m a_2 C_2),$$

где m – промежуточная переменная, введенная для сокращения математической записи.

2021 11(1):16–20
ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595

Таким образом, достигаемая разница на РВР линейно зависит от величины Δl, что подтверждает правомочность применения в расчетах предложенного принципа, предусматривающего разделение трубопровода на участки неравной длины с неравной подверженностью опасности оползневых процессов.

Выводы

Получено условие, при котором подверженность трубопровода утечкам и разрывам в результате воздействия оползневых процессов может достигать максимальных значений. Следовательно, для обеспечения разумной низкой величины риска следует избегать выполнения зависимости (13) при проектировании трубопровода. При этом должны выполняться следующие условия: трасса разделена на неравные отрезки l_i, с увеличением длины отрезка значение PGV убывает (то есть более протяженные участки трубопровода следует располагать вдали от зон возможной активности оползневых процессов). Предложенная методика расчета позволяет минимизировать риски разрушения трубопровода в результате схода оползней.

Список литературы

[1] Landslide geohazard for pipelines of natural gas transport / V. Marinos [et al.] // Bulletin of the Geological Society of Greece. 2016. Vol. 50. No. 2. P. 845–853.

[2] Earthquake – induced landslide risk assessment: an example from Sakhalin Island, Russia / A. Konovalov [et al.] // Geosciences. 2019. Vol. 9. No. 5. P. 305.

[3] Froude M. J., Petley D. N. Global fatal landslide occurrence from 2004 to 2016 // Natural Hazards and Earth System Sciences. 2018. Vol. 18. Is. 8. P. 2161–2181.

[4] Large-scale field trial to explore landslide and pipeline interaction / F. Wenkai [et al.] // The Japanese Geotechnical. 2015. Vol. 55. Issue 6. P. 1466–1473.

[5] Terrain and geohazard challenges facing onshore oil gas pipelines / M. Sweeney, editor. London : Thomas Telford, 2005. 758 p.

[6] Scenario-based seismic risk assessment for buried transmission gas pipelines at regional scale / Risi de R. [et al.] // Journal of Pipeline Systems Engineering and Practice. 2018. Vol. 9(4):04018018.

[7] Seismic fragility formulations for water systems. Part 1 – Guideline. April 2001. https://www.americanlifelinesalliance.com/pdf/Part_1_Guideline.pdf (дата обращения: 05.02.2020).

[8] Асадов Х. Г. Синтез оптимальных подсистем обработки измерительной информации на базе параллельных и параллельно-последовательных преобразователей // Измерительная техника. 2002. № 2. С. 19–21.

[9] Асадов Х. Г. Применение принципа параметрического уменьшения размерности для синтеза одного подкласса информационных систем и планирования измерительного эксперимента // Измерительная техника. 2003. № 6. С. 3–6.

References

[1] Marinos V., Stoumpos G., Papathanassiou G., Grendas N., Papouli D., Papazachos K. Landslide geohazard for pipelines of natural gas transport. Bulletin of the Geological Society of Greece. 2016;50(2):845–853.

[2] Konovalov A., Gensiorovskiy Y., Lobkina V., Muzychenko A., Stepnova Y., Muzychenko L., Stepnov A., Mikhalyov M. Earthquake – induced landslide risk assessment: an example from Sakhalin Island, Russia. Geosciences. 2019;9(5):305.

[3] Froude M. J., Petley D. N. Global fatal landslide occurrence from 2004 to 2016. Natural Hazards and Earth System Sciences. 2018;18(8):2161–2181.

[4] Wenkai F., Runqiu H., Jintao L., Xiangtao X., Min L. Large-scale field trial to explore landslide and pipeline interaction. The Japanese Geotechnical. 2015;55:1466–1473.

[5] Terrain and geohazard challenges facing onshore oil gas pipelines. M. Sweeney, editor. London: Thomas Telford; 2005. 758 p.

[6] Risi de R., Luca de F., Kwon Oh-S., Asce M., Sextos A., Asce M. Scenario-based seismic risk assessment for buried transmission gas pipelines at regional scale. Journal of Pipeline Systems Engineering and Practice. 2018. Vol. 9(4):04018018.

[7] Seismic fragility formulations for water systems. Part 1 – Guideline. April 2001 [accessed 2020 February 05]. https://www.americanlifelinesalliance.com/pdf/Part_1_Guideline.pdf.

[8] Asadov H. G. Synthesis of optimal measurement information processing subsystems based on parallel and parallel-serial converters. Measuring Technology. 2002(2):19–21. (In Russ.)

[9] Asadov H. G. Application of the principle of parametric dimensionality reduction for the synthesis of one subclass of information systems and measurement experiment planning. Measuring Technology. 2003(6):3–6. (In Russ.)

Статья получена редакцией 18.05.2020,
принята к опубликованию 21.12.2020
Received May 18, 2020; in final form, December 21, 2020

Сведения об авторах | Author credentials

Х. М. Насиров, ведущий специалист Государственной нефтяной компании Азербайджанской Республики, Баку, Азербайджанская Республика

Habib M. Nasirov, Leading Specialist, State Oil Company of the Azerbaijan Republic, Baku, Azerbaijan Republic

NasirovHabib@mail.ru

Т. И. Сулейманов, профессор, первый заместитель генерального директора Национального аэрокосмического агентства, Баку, Азербайджанская Республика

Tofik I. Suleymanov, Professor, Deputy Director, National Aerospace Agency, Baku, Azerbaijan Republic

Р. А. Эминов, к. т. н., доцент Азербайджанского государственного университета нефти и промышленности, Баку, Азербайджанская Республика

Ramiz A. Eminov, Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor of Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, Azerbaijan Republic

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):21–31
Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов

УДК 622.692.4:532.529.5
DOI: 10.28999/2541-9595-2021-11-1-21-31

Масштабирование при прогнозировании путевой механической деградации противотурбулентной присадки

В. В. Жолобов[a], Ф. С. Зверев[a], Г. В. Несын[a], Д. О. Лысенко[a]

[a] ООО «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта» (ООО «НИИ Транснефть»), Севастопольский проспект, 47а, 117186, Москва, Россия

Аннотация

Введение. Целесообразным является применение стендовых и численных экспериментов с целью определения интегральной гидравлической эффективности присадки при малой добавке высокомолекулярного полимера в трубопроводы большого диаметра. Однако проблема прогнозирования в промышленных условиях неразрывно связана с необходимостью учета деградации присадки. Цель статьи – построение такой математической модели путевой деградации присадки, чтобы ее свободные параметры могли быть идентифицированы на основе как опытно-промышленных, так и стендовых испытаний.

Методы. На основе положений теории распространения примесей и тепла в осевых турбулентных потоках сформулирован одномерный вариант математической модели неизотермического течения раствора. С использованием аналогии уравнений распространения тепла и примесей и аналогии в граничных и начальных условиях записано решение для распределения концентрации активной части присадки в виде аналога формулы Шухова для тепловых задач.

Результаты. Предложена расчетная процедура для прогнозирования распределения гидравлической эффективности присадки на основе «диффузионного» аналога формулы Шухова с учетом механической деградации. С этой целью разработан алгоритм идентификации входящих параметров.

Обсуждение. Определена система соотношений для расчета локальной и интегральной гидравлической эффективности присадки по длине трубопровода. Замыкающие соотношения могут быть получены путем обработки данных опытно-промышленных либо стендовых гидравлических экспериментов. Сформулированы некоторые требования к процедурам проведения и обработки данных экспериментов.

Выводы. Прогнозирование гидравлической эффективности присадки целесообразно проводить путем предварительного расчета распределения концентрации активной части полимерной добавки с использованием «диффузионного» аналога формулы Шухова и известных зависимостей гидравлической эффективности от концентрации и других параметров.

Ключевые слова: противотурбулентная присадка, полимерная присадка, полимерная добавка, гидравлическая эффективность, эффективность присадки, механическая деградация

Для цитирования
Масштабирование при прогнозировании путевой механической деградации противотурбулентной присадки / В. В. Жолобов [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. Т. 11. № 1. С. 21–31.

Автор для связи: В. В. Жолобов, e-mail: ZholobovVV@niitnn.transneft.ru
Corresponding author: Vladimir V. Zholobov, e-mail: ZholobovVV@niitnn.transneft.ru

Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов 2021 11(1):21–31 ISSN Print 2221-2701 eISSN 2541-9595

Scaling and forecast of drag reducing additive mechanical degradation along the pipeline

Vladimir V. Zholobov[a], Fedor S. Zverev[a], Georgy V. Nesyn[a], Dmitry O. Lysenko[a]

[a] Pipeline Transport Institute, LLC (Transneft R&D, LLC), 47a Sevastopolsky Prospect, Moscow, 117186, Russian Federation

Abstract

Introduction. To go before the field tests of drag reducing agents (DRA) in the trunk lines they do laboratory experiments and numerical simulations. A forecasting effort in DRA behavior includes taking account of their degradation. That is why a mathematical model of running degradation where free variables can be determined both in laboratory or full-scale experiment is an actual problem.

Methods. One-dimension mathematical model of non-isothermal flow was formulated on the base of corresponding heat and ingredients transfer in the axial turbulent flow. According to correspondence equations as well as boundary conditions of DRA concentration distribution we've got a solution in a form of Shukhov's equation for heat transfer.

Results. Forecasting of DRA effectiveness distribution was suggested on the base of "diffusive" analogue of Shukhov's equation for heat transfer including the degradation effect. Characteristics' identification procedure was made up.

Discussion. Set of correlations was derived for local and cumulative DRA effectiveness along the pipeline while closing relations were evaluated both from laboratory and full-scale experiments. The way of data handling is also suggested.

Conclusion. Drag reducing effectiveness forecast should be based on concentration distribution estimation according to "diffusive" analogue of Shukhov's equation for heat transfer with taking in account of concentration dependence of drag reduction.

Keywords: drag reducing additive (DRA), polymer additive, DRA effectiveness, mechanical degradation

For citation

Zholobov V. V., Zverev F. S., Nesyn G. V., Lysenko D. O. Scaling and forecast of drag reducing additive mechanical degradation along the pipeline. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov – Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2021;11(1):21–31.

Введение

Информацию по гидравлической эффективности высокополимерных присадок, как правило, получают на малых диаметрах труб в процессе лабораторных или стендовых испытаний. При этом подразумевается, что эффективность добавок, каждая из которых проверена индивидуально на конкретных тестах, не может быть воспроизведена в случаях, когда они входят в состав «смесей» добавок к жидкости, транспортируемой в промышленных условиях. Мало что известно о взаимодействии присадок между собой, то есть о синергетическом воздействии смесей, используемых в трубопроводном транспорте тяжелой нефти. Между тем такие эффекты могут повысить или уменьшить гидравлическую эффективность каждой добавки, а также вызвать нежелательные последствия из-за снижения других показателей качества нефти.

В гидравлике большую роль играет эксперимент, позволяющий проверить зависимости, полученные теоретическим путем. Существует и обратная связь: во многих случаях только экспериментально можно обнаружить зависимости, которые на настоящем этапе развития науки не удается определить теоретически. Опытным путем установлено, что гидравлическое сопротивление слабого раствора полимера в трубопроводах зависит не только от числа Рейнольдса и относительной шероховатости, но и от диаметра труб – так называемый эффект диаметра, который имеет важное значение и должен учитываться при прогнозировании снижения гидравлического сопротивления.

Оценка эффективности присадки для снижения гидравлического сопротивления в трубопроводах большого диаметра на основе данных лабораторных или стендовых испытаний относится к задаче масштабирования. Несмотря на то что имеется ряд эмпирических корреляций и феноменологических моделей масштабирования, ни одна из них при текущем уровне знаний не может применяться ко всем жидкостям в разных условиях – в первую очередь из-за сложного характера реализации эффекта Томса в трубе.

В отличие от эмпирических корреляций феноменологические приемы («волевые» по своей сути) при составлении критериев подобия модели/натуры и выборе масштабов подобия могут приводить к противоречиям и ошибкам в моделировании, что не позволяет увязать их в функциональную систему уравнений, описывающих изучаемый процесс. Это обстоятельство не дает

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):21–31
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

возможности разобраться, каким критериям следует отдать предпочтение для достоверного прогнозирования.

Таким образом, для экспериментальной оценки гидравлической эффективности присадки физическое моделирование должно быть научно обосновано и направлено на получение и обработку опытных данных, позволяющих сформулировать замкнутую математическую модель путевой деградации.

Опытно-промышленные испытания на реальных трубопроводах требуют значительных затрат, кроме того, относятся к категории пассивных экспериментов. Обсуждаемый эксперимент целесообразно выполнять на лабораторных и стендовых моделях, где возможно применение методов активного эксперимента. При этом должна быть научно обоснована методика его проведения и обработки данных с тем, чтобы полученные результаты можно было с большой достоверностью перенести на натурные условия.

Цель настоящей работы – получить расчетные зависимости для определения интегральной гидравлической эффективности присадки в промышленных условиях (с учетом механической деградации на линейной части магистрального нефтепровода) по данным специальных стендовых гидравлических испытаний.

Методы

Основной недостаток высокомолекулярных полимерных добавок (противотурбулентных присадок – ПТП) состоит в том, что они могут изменять свои свойства в зависимости от внешних условий. В литературе уделяется много внимания изучению различных факторов, влияющих на этот процесс. Установлено, что диаметр трубы, концентрация добавки, интенсивность касательных напряжений в пристенной области и повышенная температура среды являются критическими параметрами, воздействующими на механизм деградации полимера. Снижение гидравлической эффективности прямым образом связано с уменьшением концентрации активной части присадки в выделенном объеме, состоящем из одних и тех же частиц раствора (контрольный объем в переменных Лагранжа). Это обстоятельство позволяет свести задачу о механической деградации присадки на линейной части трубопровода к вспомогательной задаче описания снижения концентрации активной части присадки по мере продвижения контрольного объема ПТП по трубопроводу.

Систему балансовых уравнений нестационарного напорного движения жидкости, обработанной ПТП, (раствора) в упругом профильном трубопроводе представим в переменных Эйлера:

$$\frac{\partial}{\partial t}\rho S + \frac{\partial}{\partial x}\rho u S = 0,$$

$$\frac{\partial}{\partial t}\Theta_A \rho S + \frac{\partial}{\partial x}\Theta_A \rho u S = -\phi \rho S,$$

$$\frac{\partial}{\partial t}\rho u S + \frac{\partial}{\partial x}\rho u |u| S = \tag{1}$$

$$= -S\frac{\partial \mathcal{P}}{\partial x} - \frac{1}{4}\lambda(x, \Theta_p, \Theta_A, \mathrm{Re}, \varepsilon, ...)\rho u |u| \sqrt{\pi S},$$

$$\frac{\partial}{\partial t}e\rho S + \frac{\partial}{\partial x}e\rho u S = -q\rho S,$$

$$\rho S = \rho^o S^o \exp[\beta(\mathcal{P} - \mathcal{P}^o)],\ \mathcal{P} = p + \rho g Z,\ e = c_P T,$$

где ρ – плотность раствора, кг/м^3;
S – площадь живого сечения трубы, м^2;
u – скорость раствора, м/с;
Θ_A – концентрация гидравлически активной части полимерной присадки;
ϕ – наблюдаемая макроскопическая скорость снижения концентрации за счет деградации (разрыва) активных макромолекул присадки, с$^{-1}$;
$\mathcal{P}$ – полное (приведенное) давление в растворе, н/м^2;
λ – коэффициент гидравлического сопротивления раствора;
Θ_p – массовая концентрация деструктированной части присадки, обладающая остаточной гидравлической активностью по типу ПАВ;
Re – число Рейнольдса;
ε – относительная шероховатость внутренней поверхности труб;
e – удельная внутренняя энергия жидкости;
q – удельное количество тепла, отведенного в единицу времени от данного сечения во внешнюю среду (грунт);
ρ^o, S^o – соответственно, плотность раствора и площадь живого сечения трубы при полном давлении $\mathcal{P} = \mathcal{P}^o$;
β – коэффициент, который характеризует упругие свойства раствора и материала стенки, м^2/н;
p – давление в растворе, н/м^2;
g – ускорение свободного падения, м/с^2;
Z – высотная отметка гидравлической оси трубопровода, м;
c_P – удельная теплоемкость при постоянном давлении;
T – температура среды.

Для замыкания системы (1) необходима конкретизация функций ϕ, q и λ. Согласно определению функции локальной гидравлической эффективности присадки $\psi(C, C_A, \mathrm{Re}, \varepsilon, ...)$, коэффициент гидравлического сопротивления λ может быть представлен в виде:

$$\psi(x, \Theta, \Theta_A, \mathrm{Re}, \varepsilon ...) = \frac{\lambda^s(x, \mathrm{Re}^s, \varepsilon) - \lambda^p(x, \Theta, \Theta_A, \mathrm{Re}, \varepsilon ...)}{\lambda^s(x, \mathrm{Re}^s, \varepsilon)},$$

$$\lambda^p = \lambda^s(1 - \psi),$$

где λ^s, λ^p – относятся, соответственно, к жидкости без присадки ($\Theta = \Theta_A = 0$) и с присадкой на расстоянии x от точки ввода.

Интегральная гидравлическая эффективность определена соотношениями:

2021 11(1):21–31
ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595

$$\psi(x,\Theta,\Theta_A,\mathrm{Re},\varepsilon...) = \frac{\Delta p^s_{\text{тр}}(x,\mathrm{Re}^s,\varepsilon) - \Delta p^p_{\text{тр}}(x,\Theta,\Theta_A,\mathrm{Re}^p,\varepsilon...)}{\Delta p^s_{\text{тр}}(x,\mathrm{Re}^s,\varepsilon)},$$

$$\Delta p^p_{\text{тр}} = \Delta p^s_{\text{тр}}(1-\Psi),$$

где $\Delta p^s_{\text{тр}}$ и $\Delta p^p_{\text{тр}}$ – потери давления на трение без присадки и с присадкой на участке $[0, x]$.

Связь между интегральной и локальной функциями гидравлической эффективности является следствием стационарных уравнений количества движения жидкости с присадкой и без присадки:

$$\frac{d}{dx}(x\Psi) = \psi.$$

Уравнения, отражающие законы молекулярного и турбулентного переноса импульса, тепла и вещества, имеют аналогичную форму записи (тройная аналогия). При этом существенным для реализации аналогии является соответствие граничных условий в задаче переноса тепла и диффузии условию прилипания в гидродинамической задаче. Аналогия часто применяется в определении коэффициента теплоотдачи путем пересчета результатов исследования гидравлического сопротивления и массообмена на модели. Исходя из предпосылки, что вблизи твердой стенки может иметь место только молекулярный обмен, связь между коэффициентом температуропроводности α и коэффициентом кинематической вязкости ν дает молекулярное число Прандтля $\mathrm{Pr} = \nu/\alpha$, с помощью которого можно из поля скорости получить температурное поле и наоборот. Общепризнано, что при $\mathrm{Pr} > 10$ в степенных соотношениях $\mathrm{Nu} = \mathrm{Nu}(\mathrm{Re}^m, \mathrm{Pr}^n)$ следует принимать $n = 1/3$. Надо иметь в виду, что число Нуссельта определяется не только числами Re и Pr, но также зависит от влияния температуры на физические константы жидкости. Наиболее известная эмпирическая зависимость имеет вид:

$$\mathrm{Nu}\,\mathrm{Pr}^{-1/3}\left(\frac{\nu_f}{\nu_w}\right)^{-0,14} = 0,12(\mathrm{Re}^{2/3} - 125),$$

$$2,3\cdot 10^3 < \mathrm{Re} \le 1,5\cdot 10^5,$$

где все константы, кроме кинематической вязкости ν_w, отнесены к средней температуре жидкости, а ν_w – к температуре стенки.

Большинство зависимостей с безразмерным коэффициентом теплоотдачи $\mathrm{Nu} = \alpha D/\lambda_g$ и коэффициентом сопротивления λ, которые получены на основе приближенной теории теплогидравлической аналогии при $\mathrm{Pr} \ne 1$, могут быть представлены следующим образом:

$$\mathrm{Nu} = \frac{\alpha D}{\lambda_g} = \lambda\phi(\mathrm{Re},\mathrm{Pr}), \qquad (2)$$

где α – внутренний коэффициент теплоотдачи жидкости;
D – внутренний диаметр трубы;
λ_g – коэффициент теплопроводности жидкости.

Естественно ожидать аналогии типа (2) и при воздействии ПТП на перенос импульса, тепла и вещества. Давно установлено, что присадки, снижающие гидравлическое сопротивление, еще более влияют на теплопередачу к стенке трубы, что согласуется с (2). Кроме того, характер влияния присадки зависит от вида теплообмена. Так, присадка увеличивает теплоотдачу в процессе пристеночного кипения, но снижает ее при вынужденной конвекции в напорных трубопроводах без пристеночного кипения (как бы формирует эффективное термическое сопротивление).

Прямые измерения профилей скорости и температуры в турбулентных течениях слабо концентрированного раствора полимеров показали их приближенное подобие. Оказалось, что отношения тепловой и гидравлической эффективности, определяемые общепринятым образом [1], слабо зависят от числа Рейнольдса и для $\mathrm{Re} > 10^4$ стабилизируются на величине 1,14 [2]. Несколько модифицированные параметры эффективности [3] приводят к асимптотически постоянной величине ≈1,06.

В [4] показано, что влияние полимерных добавок на теплообмен можно учесть с помощью эмпирического критериального уравнения вида:

$$\mathrm{Nu} = \mathrm{const}\cdot\mathrm{Re}^m\cdot\mathrm{Pr}^n\cdot\epsilon_{cT}.$$

где ϵ_{cT} – коэффициент, учитывающий влияние присадки на процесс теплоотдачи, который зависит от концентрации и марки присадки;
T – индекс, указывающий на принадлежность к тепловому процессу (используемый далее индекс P относится к гидравлическому процессу).

Существование аналогичной эмпирической зависимости естественно предположить и для коэффициента гидравлического сопротивления:

$$\lambda = \mathrm{const}\cdot\mathrm{Re}^k\cdot\mathrm{Pr}^l\cdot\epsilon_{cP}.$$

Если гидравлические и тепловые эксперименты проведены автономно в геометрически идентичных установках и с идентичными числами Re и Pr (Re = idem, Pr = idem), то обработка результатов в координатах $(\epsilon_{cT}, \epsilon_{cP})$ даст эмпирическую зависимость, позволяющую судить о применимости аналогии для гладких труб. Очевидно, что для исключения дополнительных погрешностей целесообразно проведение единого теплогидравлического эксперимента.

Предположение о применимости результатов [2] вне зависимости от диаметра трубы измерительной линии стенда позволяет записать:

$$\frac{\mathrm{HTR}^D}{\mathrm{HTR}^d} \approx \frac{\psi^D_Q}{\psi^d_Q},\ \mathrm{Nu}_p = (1-\mathrm{HTR})\mathrm{Nu}_s. \qquad (3)$$

То есть вместо точного равенства, следующего из аналогии Рейнольдса, приходим к равенству асимптотическому. Использование модифицированных безразмерных параметров из работы [3] дает аналогичный результат. Применение соотношения (3) приводит задачу масштабирования

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):21–31
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

теплового эффекта к задаче масштабирования эффекта Томса, которая неоднократно рассматривалась в научно-технической литературе.

Установлено [5], что для корректного сопоставления результатов, полученных в различных условиях, следует ввести линейный масштаб l, который будет характеризовать раствор того же полимера и той же концентрации независимо от геометрии и объема пространства, в котором он находится. Использование дополнительного линейного масштаба при переходе от трубы диаметром d к трубе диаметром D в условиях $l = \text{idem}$ позволяет получить критерий подобия, а при наличии функциональной связи определяющих параметров – и явные формулы пересчета.

В научно-технической литературе предложено несколько методов масштабирования гидравлической эффективности присадки (аналитический обзор некоторых из них представлен в публикациях [1, 6]). В основу этих методов положен эмпирический закон Дарси–Вейсбаха, одна из форм представления которого имеет вид:

$$\tau_{wi}^{j} = \frac{1}{8}\lambda_i^j \rho (V_i^j)^2,\ i = s, p,\ \ j = D, d, \tag{4}$$

где τ_w – касательное напряжение на стенке трубопровода;

V – среднемассовая скорость;

i – индекс, указывающий на принадлежность параметра к «чистому» растворителю ($i = s$) либо раствору ($i = p$);

j – индекс, указывающий на принадлежность параметра к трубопроводу диаметром D либо d.

Задача масштабирования гидравлической эффективности ПТП заключается в установлении функциональной связи:

$$F(\tau_{wp}^{D}, V_p^D, \lambda_p^D, D, \tau_{wp}^{d}, V_p^d, \lambda_p^d, d) = 0. \tag{5}$$

Совместно с формулой (4) соотношение (5) позволяет определить зависимость между коэффициентами гидравлических сопротивлений λ_p^D и λ_p^d в трубопроводах диаметров D и d соответственно. Затем эту зависимость можно выразить в виде критерия подобия эффективности присадки в трубопроводах разного диаметра или в виде соотношения для прямого расчета эффективности присадки в одном из трубопроводов по экспериментальным данным для другого трубопровода. В зависимости от принимаемых предпосылок относительно связи (5) методы масштабного прогноза гидравлической эффективности ПТП условно разделены на три группы (см. таблицу), каждой из которых соответствуют свое определение гидравлической эффективно-

Таблица. Критерии подобия при масштабировании гидравлической эффективности присадки
Table. Similarity criteria for scaling the hydraulic efficiency of the additive

Допущение Assumption	**Обозначения** Designation	**Ссылка на источник** Reference source	**Критерий подобия** Similarity criteria	**Формула масштабного пересчета** Scale conversion formula
Группа 1 | Group 1: $F = F_1(\tau_{wp}^D, \tau_{wp}^d)$				
$\psi_Q^D = f(\tau_{w,p})$	$\tau_{w,p}$, $\tau_{w,s}$ – касательное напряжение в течениях раствора и растворителя соответственно $\tau_{w,p}$, $\tau_{w,s}$ – shear stress in solution and solvent flows, respectively	[7, 15]	$K^D = \frac{l}{D}\sqrt{\lambda^D}\,\mathrm{Re}^D$	$\psi_Q^D(\mathrm{Re}_s^D) = \psi_Q^d\left(\frac{d}{D}\sqrt{\frac{\lambda_s^D}{\lambda_s^d}}\mathrm{Re}_s^D\right)$
$\psi_Q^D = f(\tau_{w,s})$		[8–11]	$K^D = \frac{l}{D}\mathrm{Re}^D$	$\psi_Q^D(\mathrm{Re}_s^D) = \psi_Q^d\left(\frac{d}{D}\mathrm{Re}_s^D\right)$
Группа 2 | Group 2: $F = F_2(V_p^D, V_p^d)$				
$\psi_p^D = f(V)$	V – среднемассовая скорость V – mass-averaged velocity	[6, 12, 13]	$K^D = \frac{l}{D}\mathrm{Re}^D$	$\psi_p^D(\mathrm{Re}^D) = \psi_p^d\left(\frac{d}{D}\mathrm{Re}^D\right)$
$\mathrm{Deg}^D = F(x, V)$	x – продольная координата x – longitudinal coordinate Deg – относительное ухудшение способности присадки снижать гидравлическое сопротивление раствора Deg – relative deterioration of additive ability to reduce hydraulic resistance of solution		$K^D = \frac{x}{D}$	$\mathrm{Deg}^D(\mathrm{Re}^D, x^D/D) = \mathrm{Deg}^D\left(\frac{d}{D}\mathrm{Re}^D, x^D/D\right)$
Группа 3 | Group 3: $F = F_3(\lambda_p^D, \lambda_p^d)$				
$\psi^D = f(N)$	N – «отрицательная» шероховатость N – «negative» roughness	[5, 16]	$K^D = \frac{l}{D}\sqrt{\lambda^D}\,\mathrm{Re}^D$	$\varphi^D = \frac{D}{d}\varphi^d + 10^{0,5\varphi^d}$ $\varphi^D = [\lambda_s^D(1-\psi^D)]^{-0,5}$
$\psi^D = f(W)$	$W(\Theta, \mathrm{Re}^D)$ – функция Ламберта $W(\Theta, \mathrm{Re}^D)$ – Lambert's function	[14, 17]	Прямой расчет Direct calculation	$1-\psi^D = \left\{\frac{W[c(\mathrm{A}(0))^d\,\mathrm{Re}_s^D]}{W[c(\mathrm{A}(\Theta))^d\,\mathrm{Re}^D]}\right\}^2$, $c = 0{,}016209$

сти присадки (ψ_Q, ψ_P, ψ) и специальные условия проведения эксперимента. По каждой группе представлены установленные авторами наиболее простые критерии подобия K^D и расчетные зависимости для масштабного пересчета на трубопровод диаметра D гидравлической эффективности присадки ψ и ее вариантов – гидравлической эффективности присадки при постоянном расходе ψ_Q и постоянном давлении ψ_P, полученные в трубопроводе диаметром d как функции числа Re_s^d.

Так, в [12] показано, что представление результатов экспериментов в форме $\psi_p^D = f(V)$ дало максимальное абсолютное отклонение 5 % для отношения диаметров труб, равного 25. Третья группа методов основана на использовании соотношений, полученных с помощью полуэмпирических моделей турбулентности. С применением данных моделей предлагается описывать влияние присадки на сопротивление трения путем различных модификаций: констант турбулентности, шероховатости, длины пути смешения и т. п. Согласно такому подходу, в соотношения для определения коэффициента гидравлического сопротивления «чистого растворителя» феноменологически вводятся дополнительные универсальные параметры, отражающие действие ПТП [1, 5, 14, 16, 17]. Критерием подобия в масштабировании эффективности присадки является соотношение, вытекающее из условия равенства введенных параметров для труб разного диаметра. Как и для первых двух групп, проведение экспериментов (опытно-промышленных, стендовых или лабораторных испытаний) в этом случае осуществляется с целью определения феноменологических параметров, характеризующих систему «растворитель – полимер». Для вычисления коэффициента гидравлического сопротивления с учетом шероховатости стенки трубы в работе [17] предложена следующая зависимость:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 0{,}88 \ln \frac{K_1(\theta)\mathrm{Re}\sqrt{\lambda}}{1+\varepsilon K_2(\theta)\mathrm{Re}\sqrt{\lambda}} - 3{,}745,$$

$$K_1(0) = 28,\ K_2(0) = 11,$$

где K_1, K_2 – функции, зависящие только от аргумента θ, подлежащие идентификации по результатам стендовых экспериментов.

Разрешая представленную неявную трансцендентную зависимость коэффициентов λ_p^D, λ_s^D, получим выражение для прямого расчета гидравлической эффективности ψ^D:

$$1-\psi^D = \left\{\frac{0{,}88W\left[z(0,\mathrm{Re}_s^D) - \varepsilon^D \mathrm{Re}_s^D K_2(0)\right]}{0{,}88W\left[z(\Theta,\mathrm{Re}_p^D) - \varepsilon^D \mathrm{Re}_p^D K_2(0)\right]}\right\}^2,$$

$$z(\Theta,\mathrm{Re}_p^D) = \frac{K_1(\theta)\mathrm{Re}_p^D}{0{,}88}\exp\left\{\frac{1}{0{,}88}\left[\varepsilon^D \mathrm{Re}_p^D K_2(\theta) - 3{,}745\right]\right\}. \quad (6)$$

Несомненным достоинством зависимостей (6), как и других феноменологических моделей третьей группы, является то, что они позволяют исключить масштабирование. В качестве основного недостатка указывается их трансцендентность. Однако в большинстве случаев данные соотношения легко разрешаются при использовании функции Ламберта [18].

Имеющиеся в литературе данные по гидравлической эффективности присадки на трубчатых установках получены, как правило, в специальных режимных условиях проведения эксперимента (при постоянном расходе ψ_Q или постоянном перепаде давления ψ_P). При отсутствии регулирования связь между общей гидравлической эффективностью ψ и ее частными вариантами ψ_Q и ψ_P зависит от характеристик насосного оборудования, обеспечивающего напорное течение (отражает условия применения в конкретном трубопроводе). Таким образом, эмпирические зависимости, полученные экспериментально без регулирования расхода или напора, включают индивидуальные конструктивные особенности испытательной установки, что приводит к необходимости масштабирования дополнительного фактора в виде $Q-H$ характеристики насосного оборудования. Этого затруднения можно избежать, если перед масштабированием будет проведен пересчет эффективности ψ^d на эффективность ψ_Q^d или ψ_P^d с последующим масштабным переходом к эффективности ψ_Q^D или ψ_P^D и восстановлением ψ^D на заключительном этапе [19].

При сравнении данных, полученных в разных условиях, возникает задача приведения их к «эталону». В качестве базового варианта целесообразно рассматривать прямолинейный горизонтальный трубопровод без местных сопротивлений. Для приведения гидравлической эффективности ψ к варианту ψ_Q предлагается использовать следующие зависимости:

$$1-\psi_P = \frac{\mathrm{A}_0 + \mathrm{A}_1 Q_p + \mathrm{A}_2 Q_p^2}{\mathrm{A}_0 + \mathrm{A}_1 Q_0 + \mathrm{A}_2 Q_0^2}, \quad \left(\frac{Q_p}{Q_0}\right)^2 = \frac{1-\psi_Q}{1-\psi}, \quad (7)$$

где A_0, A_1, A_2 – константы расходно-напорной ($Q-H$) характеристики насосного оборудования.

Применение различных определений понятия «гидравлическая эффективность присадки» [20] подразумевает наличие информации об условиях проведения эксперимента и формул пересчета к другим условиям. В частности, для приведения ψ_Q к ψ_P (7) и наоборот могут быть использованы зависимости, полученные в [20].

Еще одной проблемой при масштабировании гидравлической эффективности присадки на прямолинейных трубопроводах является путевая механическая деградация ПТП, которая наиболее сильно проявляется на различных местных сопротивлениях. Попадая в зоны интенсивных касательных напряжений, часть полимеров необратимо разрушается. Отсюда следует вывод, что добавление ПТП для снижения гидравличе-

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):21–31
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

ского сопротивления максимально эффективно в основном на прямолинейных участках трубопроводов. Учет данного факта обязателен при практическом использовании эффекта Томса в реальных турбулентных потоках жидкостей во избежание ошибок, связанных с неправильным выбором марки и концентрации присадки по итогам прогнозирования на основе данных стендового эксперимента.

Деструкция макромолекул характерна для циркуляционных систем в целом (ввиду многократного прохождения раствора присадки через насосы, фильтры и т. д.) и стендов кольцевого типа в частности. Это обстоятельство может повлечь некорректное применение процедур масштабирования гидравлической эффективности, полученной в условиях относительно большого количества местных сопротивлений на стендовых установках в промышленных трубопроводах.

Известно, что стойкость полимеров к механической деструкции зависит прежде всего от их химической структуры, молекулярной массы и природы дисперсионной среды [21]. С учетом того, что все марки высокомолекулярных полимерных добавок в той или иной степени подвержены деструкции, промышленное применение ПТП [22] на протяженных участках трубопроводов приводит к необходимости организации дополнительных точек ввода присадки. В итоге при комплексной оценке экономического эффекта от применения ПТП требуется информация о функциональной зависимости деградации конкретной присадки в условиях конкретного трубопровода. Адекватный прогноз на основе результатов стендовых испытаний в этом случае имеет большое практическое значение.

В работах [23, 24] экспериментально установлено, что полная деградация полимерных добавок происходит при скоростях больше критической, которая является возрастающей функцией диаметра трубы. При скоростях меньше критической возникает «частичная» деградация, после которой действие присадок реализуется на больших расстояниях без дальнейшей деструкции.

В исследовании [25] было определено, что гидравлическая эффективность ПТП при продолжительном времени циркуляции в замкнутом контуре стремится к нулю, что свидетельствует о том, что испытания проводились при скоростях больше критической.

Эксперименты, проведенные на стендовой установке НТЦ ООО «НИИ Транснефть» (Уфа), также показали, что гидравлическая эффективность ПТП с постоянной исходной дозировкой 100 ppm при циркуляции в замкнутом контуре в течение 3600 секунд асимптотически стремится к некоторой постоянной ψ_p^*, величина которой зависит от расхода (числа Re) (рис. 1).

Это обстоятельство будет использовано далее при моделировании путевой деградации в опытно-промышленных условиях.

Рис. 1. Динамика эффективности присадки в дизельном топливе при различном расходе (— – 22 м³/ч; — – 16 м³/ч; — – 8 м³/ч; — – 4 м³/ч) по результатам испытаний на установке петлевого типа (диаметр трубопровода – 30 мм, длина трубопровода – 20 м)

Fig. 1. Dynamics of additive efficiency in diesel fuel at different consumption rates (— – 22 m³/h; — – 16 m³/h; — – 8 m³/h; — – 4 m³/h) based on the test results of the loop-type installation (pipeline diameter – 30 mm, pipeline length – 20 m)

Для обеспечения корректности масштабирования данные, полученные на стендовых установках, должны быть приведены к условиям, которые сопоставимы с условиями, характерными для линейной части реального трубопровода, где преобладают прямолинейные участки. Таким образом, из состава данных по суммарной деградации присадки по результатам испытаний на стендовых установках должно быть исключено влияние деградации на отводящих и подводящих линиях (включая насос), а также учтена переменность деградации во времени (или в зависимости от количества циклов – рис. 2).

Рис. 2. Масштабирование (прогноз) деградации (Deg) присадки в дизельном топливе по данным испытаний на стендовой установке с измерительными линиями номинального диаметра 30 и 50 мм в зависимости от количества циклов: – 80-линейный фильтр (Deg_{30}); – 10-линейный фильтр (Deg_{50}); – 14-линейный фильтр (Deg_{50} – прогноз)

Fig. 2. Scaling (forecast) of additive degradation (Deg) in diesel fuel according to test data from the stand installation with measuring lines of nominal diameter 30 and 50 mm depending on the number of cycles: – 80-linear filter (Deg_{30}); – 10-linear filter (Deg_{50}); – 14-linear filter (Deg_{50} – forecast)

2021 11(1):21–31
ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595

На рис. 2 показан пример применения расчетной процедуры масштабирования гидравлической эффективности ψ_p системы «растворитель – полимер» (эквивалентной прогнозу деградации) на основе эмпирических данных, полученных на стенде с измерительными линиями номинального диаметра 30 и 50 мм. При этом использованы зависимости для масштабного прогноза, соответствующие группе 2 (см. таблицу). Среднеквадратичная погрешность аналитического прогноза по экспериментальным данным для линии диаметром 30 мм на линию диаметром 50 мм в данном варианте составила 7,2 %.

Результаты

Расчетная процедура масштабирования осевой (путевой) деградации на реальный трубопровод может быть получена, если использовать следующую из (1) аналогию уравнений переноса тепла и примеси (присадки). В простейшем случае эти уравнения могут быть переписаны в виде:

$$\begin{gathered}\frac{d}{dt}\Theta_{\text{А}} = -\Pi\frac{u}{L}(\Theta_{\text{А}} - \Theta_{\text{А}}^*),\\ \Pi = \frac{\pi L}{Q\Theta_{\text{А}}^{\text{o}}}\alpha_{\text{диф}},\\ \frac{d}{dt}T = -\text{Шу}\frac{u}{L}(T - T_{\text{вн}}),\\ \text{Шу} = \frac{\pi\alpha_\Sigma DL}{Gc_P},\quad \frac{1}{\alpha_\Sigma D} = \frac{1}{\alpha_1 D} + \sum_{j=1}^{n}\frac{1}{2\lambda_j}\ln\frac{D_j}{D_{j-1}} + \frac{1}{\alpha_2 D_{\text{н}}},\end{gathered} \tag{8}$$

где L – длина участка;
Q – объемный расход перекачки;
$\Theta_{\text{А}}^* = \Theta_{\text{А}}^*(\text{Re}_p^d)$ – предельная концентрация гидравлически активной части полимера при длительном времени циркуляции с заданной скоростью u в замкнутом контуре стендовой установки постоянного диаметра d;
$\Theta_{\text{А}}^{\text{o}}$ – начальная концентрация активной части присадки (в свежеприготовленном растворе);
$\alpha_{\text{диф}}$ – эффективный коэффициент диффузии примеси гидравлически активных молекул ПТП;
Шу – число Шухова;
$T_{\text{вн}}$ – температура внешней среды;
α_Σ – полный коэффициент теплоотдачи;
G – массовый расход перекачки;
α_1, α_2 – внутренний и внешний коэффициенты теплоотдачи;
λ_j – коэффициент теплопроводности j-го слоя изоляции.

По аналогии с формулой Шухова распределение концентрации вдоль трубопровода диаметром D может быть записано в виде:

$$\Theta_{\text{А}}(x) = \Theta_{\text{А}}^*(\text{Re}_p^D) + (\Theta_{\text{А}}^{\text{o}} - \Theta_{\text{А}}^*)\exp\left(-\Pi\frac{x}{L}\right), \tag{9}$$

где параметры $\Theta_{\text{А}}^*(\text{Re}_p^D)$, $\alpha_{\text{диф}}(\text{Re}_p^D)$ определяются либо по результатам опытно-промышленных испытаний, либо масштабированием результатов стендового эксперимента.

Обсуждение

Вне зависимости от рода эксперимента зададимся следующей структурной зависимостью эффективности присадки от концентрации $\Theta_{\text{А}}$ [26]:

$$\psi_p^d = \frac{\alpha\Theta_{\text{А}}}{1+\alpha\Theta_{\text{А}}}\psi_{p\max}^d. \tag{10}$$

В случае опытно-промышленных испытаний параметры α и $\psi_{p\max}^D$ определяются с помощью стандартной процедуры, описанной в [26]. При этом из (9) и (10) следует:

$$\Theta_{\text{А}}^* = \frac{1}{\alpha}\left(\frac{\psi_{p\max}^D}{1-\psi_p^*} - 1\right),$$

$$\alpha_{\text{диф}} = \frac{Q\Theta_{\text{А}}^{\text{o}}}{\pi L}\ln\left[\frac{\Theta_{\text{А}}^{\text{o}} - \Theta_{\text{А}}^*}{\Theta_{\text{А}}^{\text{к}} - \Theta_{\text{А}}^*}\right],\quad \Theta_{\text{А}}^{\text{к}} = \Theta_{\text{А}}\big|_{x=L}.$$

Параметр ψ_p^* можно определять как асимптотическое значение в экспоненциальной аппроксимации данных опытно-промышленного эксперимента, в котором естественным образом учитывается путевая деградация. Зададим, например, аналитическую зависимость для описания путевого снижения гидравлической эффективности ψ_p в виде [19]:

$$\begin{gathered}\psi_P^D = \psi_{p\max}^D[1 - \text{Deg}],\\ \text{Deg} = \left\{1 + \Omega\left[1 - \exp\left(-\frac{b}{V}|x - x^{\text{o}}|\right)\right]\right\}^{-1},\end{gathered} \tag{11}$$

где b, Ω – эмпирические коэффициенты, зависящие от свойств пары «полимер – растворитель» и гидродинамических условий перекачки со среднемассовой скоростью V;
x^{o} – протяженность участка активации ПТП.

Параметр ψ_p^* в этом случае будет определен соотношением:

$$\psi_p^* = \psi_{p\max}^D\frac{\Omega}{1+\Omega}.$$

Эффективным также является применение аппроксимации Паде [27]. Масштабирование эффекта путевой деградации Deg по (11) с учетом параметров b, Ω, x^{o}, полученных по результатам опытно-промышленных испытаний, проводится пересчетом продольной координаты и числа Re (см. таблицу). Благоприятным для масштабирования фактором в этом случае является то, что отношение диаметров трубопроводов здесь существенно меньше, чем при переносе результатов стендовых экспериментов.

Параметры $\Theta_{\text{А}}^*(\text{Re}_p^d)$, $\alpha^d(\Theta, \text{Re}_p^d)$, $\psi_{p\max}^d$ могут быть определены путем обработки результатов стендового гидравлического эксперимента. Последующее масштабирование на промышленные условия будем осуществлять в соответствии с зависимостями группы 2 (см. таблицу):

$$\psi_p^D(\text{Re}_p^D) = \psi_p^d\left(\frac{d}{D}\text{Re}_p^D\right). \tag{12}$$

Тогда соотношение (12) после подстановки в него (9) дает распределение локальной гидравлической эффективности присадки с учетом путевой деградации.

Величина путевого снижения локальной гидравлической эффективности по определению задается зависимостью:

$$\mathrm{Deg}^D = 1 - \frac{\psi_P^D}{(\psi_P^D)^0} = \frac{1}{1+\alpha^D\Theta_A}.$$

Параметры α^d и $\psi_{p\,\max}^d$, присутствующие в зависимости (10) для ψ_P^D, определяются с помощью той же процедуры [26] и масштабируются на промышленный трубопровод с помощью (12) для $(\psi_P^D)^0$. При этом необходимо учитывать снижение эффективности присадки в обвязке стендовой установки, то есть результаты измерения на установке должны быть приведены непосредственно к измерительным линиям (учтены потери в обвязке) [19].

Для определения функции $\psi_p^*(\mathrm{Re}_p^d)$ используется идея частично деструктурированного стабильного раствора [24] (его стабилизированной гидравлически активной части Θ_A^* [28]). Длительная циркуляция жидкости в стендовой установке с известной начальной концентрацией и регулируемой скоростью потока позволяет получить на измерительной линии величину параметра ψ_p^*, которая масштабируется по (12), после чего с помощью (10) находится Θ_A^*. На рис. 3 представлены значения ψ_p^*, соответствующие опытным данным, приведенным на рис. 1.

Параметр $\alpha_{\text{диф}}^d$ определяется следующим образом. Полагая, что $x = ut$, из (8) и (9) находим:

$$\Theta_A(t) = \Theta_A^*(\mathrm{Re}_p^d) + (\Theta_A^0 - \Theta_A^*)\exp\left(-\frac{4\alpha_{\text{диф}}^d}{d^2}t\right).$$

Обозначим через $t^{0,5}$ и $\Theta_A^{0,5}$ время и концентрацию, соответствующие полуэффекту «частичной» деградации, то есть гидравлической эффективности $\psi_p^{0,5}$, вычисляемой по формуле:

$$\psi_p^{0,5} = 0{,}5(\psi_{p\,\max}^d - \psi_p^*).$$

Рис. 3. Стабилизированная эффективность присадки после частичной деградации при заданной скорости циркуляции
Fig. 3. Stabilized additive efficiency after partial degradation at specified circulation rate

С учетом введенных вспомогательных параметров для вычисления $\alpha_{\text{диф}}^d$ получим следующие расчетные формулы:

$$\alpha_{\text{диф}}^d = \frac{d^2}{4t^{0,5}}\ln\left(\frac{\Theta_A^0 - \Theta_A^*}{\Theta_A^{0,5} - \Theta_A^*}\right), \quad \Theta_A^{0,5} = \frac{2\psi_p^{0,5}}{\alpha^d(\psi_{p\,\max}^d + \psi_p^*)},$$

$$\alpha_{\text{диф}}^D = \alpha_{\text{диф}}^d\left(\frac{D}{d}\right)^2.$$

Интегральная гидравлическая эффективность присадки определяется соотношениями:

$$\Psi = \frac{1}{L}\int_0^L \psi_p^D dx,$$

$$\psi_p^D = \psi_{p\,\max}^D - \psi_{p\,\max}^D\left\{1+\alpha\left[\Theta_A^* + (\Theta_A^0 - \Theta_A^*)\exp\left(-\Pi\frac{x}{L}\right)\right]\right\}^{-1}.$$

В данной работе для прогноза применено масштабирование на основе метода из группы 2 (см. таблицу). Есть основания полагать, что в случае определенным образом согласованного гидравлического сопротивления в условиях стендовой установки и участка реального трубопровода прогнозирование на основе методов группы 1 (см. таблицу) будет предпочтительнее, так как не понадобится индивидуальный контроль местных сопротивлений.

Выводы

1. Описана процедура масштабирования тепловой и гидравлической эффективности полимерных добавок.

2. Предложен метод прогнозирования гидравлической эффективности присадки в условиях промышленных трубопроводов с учетом эффекта деградации, основанный на применении аналога формулы Шухова для определения концентрации гидравлически активной части присадки, а также на использовании экспериментальных данных, полученных на стендовой установке замкнутого петлевого типа (или при опытно-промышленных испытаниях).

Список литературы

[1] Шагиев Р. Г., Худякова Л. П., Альмухаметова Д. А. Масштабный переход при прогнозе гидравлической эффективности полимерных добавок с учетом деградации // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 4. С. 102–111.

[2] Aguilar G., Gasljevic K., Matthys E. F. Coupling between heat and momentum transfer mechanisms for drag reducing polymer and surfactant solutions // Journal of Heat Transfer. 1999. Vol. 121. No. 4. P. 796–802.

[3] Aguilar G., Gasljevic K., Matthys E. F. Asymptotes of maximum friction and heat transfer reductions for drag-reducing surfactant solutions // International Journal of Heat and Mass Transfer. 2001. № 44. P. 2835–2843.

[4] Жуков В. А., Ратнов А. Е., Жукова Н. П. Критериальные уравнения теплообмена в системах охлаждения ДВС при использовании присадок к охлаждающим жидкостям // Двигатели внутреннего сгорания. 2005. № 2. С. 27–30.

[5] Granville P. S. Scaling-up of pipe flow frictional data for drag reducing polymer solutions // Proceeding of the 2nd International Conference on Drag Reduction, BHRA. Cambridge, 1977. P. 1–12.

[6] Гареев М. М., Альмухаметова Д. А., Ахметвалиева Г. Ф. Обоснование методов прогнозирования эффективности противотурбулентных присадок при перекачке нефти и нефтепродуктов по трубопроводам разного диаметра // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2018. № 1. С. 10–15.

[7] Whitsitt N. F., Harrington L. G., Crawford H. R. Effect of wall shear stress on drag reduction of viscoelastic fluids. Proceedings of the Symposium on Viscous Drag Reduction held at the LTV Research Center; 1968 September 24–25, Dallas, Texas. Dallas, 1968. P. 265–280.

[8] Astarita G., Jr G. G., Nicodemo L. Phenomenological interpretation and correlation of drag reduction // American Institute of Chemical Engineers Journal. 1969. No. 15(4). P. 564–567.

[9] Lee W. K., Vaseleski R. C., Metzner A. B. Turbulent drag reduction in polymeric solution containing suspended // American Institute of Chemical Engineers Journal. 1974. No. 20(1). P. 128–133.

[10] Savins J. G., Seyer F. A. Drag reduction scale up criteria // Physics Fluids. 1977. Vol. 20(10). P. 78–84.

[11] Temperature and diameter effect on hydrodynamic characteristic of surfactant drag-reducing flows / Y. S. Indartono [et al.] // Korea-Australia Rheology Journal. 2005. Vol. 17(4). P. 157–164.

[12] Gasljevic K., Aguilar G., Matthys E. F. An improved diameter scaling correlation for turbulent flow of drag-reducing polymer solutions // Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics. 1999. Vol. 84. No. 2–3. P. 131–148.

[13] Aguilar G., Gasljevic K., Matthys E. F. Reduction of friction in fluid transport: experimental investigation // Revista Mexicana de Física. 2006. Vol. 52(5). P. 444–452.

[14] Ишмухаметов И. Т., Исаев С. Л., Лурье М. В., Макаров С. П. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов. М. : Нефть и газ, 1999. 300 с.

[15] Об одном способе пересчета гидравлической эффективности противотурбулентных присадок на трубопроводах различного диаметра / В. В. Жолобов [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. № 1. С. 12–19.

[16] Hoyt J. W., Sellin R. H. J. Scale effects in polymer solution pipe flow // Experiments in Fluids. 1993. Vol. 15. P. 70–74.

[17] Лурье М. В., Голунов Н. Н. Использование результатов стендовых испытаний малых противотурбулентных добавок для гидравлических расчетов промышленных трубопроводов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 4. С. 32–37.

[18] Дубинов А. Е., Дубинов И. Д., Сайков С. К. W-функция Ламберта и ее применение в математических задачах физики : учеб. пособие для вузов. Саров : РФЯЦ-ВНИИЭФ, 2006. 160 с.

[19] Синельников С. В., Жолобов В. В., Талипов Р. Ф. О масштабировании при прогнозировании гидравлической эффективности высокомолекулярной присадки в трубопроводах // Трубопроводный транспорт углеводородов: материалы III Всероссийской научно-практической конференции. Омск : Изд-во ОмГТУ, 2019. С. 49–57.

[20] Особенности работы магистрального нефтепровода с применением противотурбулентной присадки / А. И. Гольянов [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2013. № 2. С. 36–43.

[21] Барамбойм Н. К. Механохимия высокомолекулярных соединений. М. : Химия, 1978. 383 с.

[22] Использование противотурбулентной присадки при транспортировке дизельного топлива по МНПП «Уфа – Западное направление» / К. Р. Ахмадуллин [и др.] // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2006. № 4. С. 3–6.

[23] Шагиев Р. Г., Гумеров А. Г., Худякова Л. П. Проблема деградации противотурбулентных присадок в трубопроводах углеводородного сырья // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. Т. 7. № 3. С. 41–47.

[24] Лангсхольт М. Экспериментальное исследование полимерных агентов снижения гидродинамического сопротивления в одно- и многофазных потоках. Влияние деградации, диаметра и особенностей трехфазного потока нефть – вода – газ // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2015. № 4. С. 42–51.

[25] Метод оценки эксплуатационных свойств противотурбулентных присадок / А. Д. Прохоров [и др.] // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 1996. № 5. С. 13–15.

[26] Белоусов Ю. П. Противотурбулентные присадки для углеводородных жидкостей. Новосибирск : Наука, 1986. 145 с.

[27] Бейкер Дж., мл., Грейвс-Моррис П. Аппроксимации Паде. М. : Мир, 1986. 502 с.

[28] Жолобов В. В., Варыбок Д. И., Морецкий В. Ю. К вопросу определения функциональной зависимости гидравлической эффективности противотурбулентных присадок от параметров транспортируемой среды // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. № 4. С. 52–57.

References

[1] Shagiev R. G., Khudyakova L. P., Almukhametova D. A. Scale-up in estimating hydraulic efficiency of polymer additives with account for their degradation. Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. 2016(4):102–111. (In Russ.)

[2] Aguilar G., Gasljevic K., Matthys E. F. Coupling between heat and momentum transfer mechanisms for drag reducing polymer and surfactant solutions. Journal of Heat Transfer. 1999;121(4):796–802.

[3] Aguilar G., Gasljevic K., Matthys E. F. Asymptotes of maximum friction and heat transfer reductions for drag-reducing surfactant solutions. International Journal of Heat and Mass Transfer. 2001(44):2835–2843.

[4] Zhukov V. A., Ratnov A. E., Zhukova N. P. Criterion heat transfer equations in cooling installation with cooling liquid containing additives. Internal Combustion Engine. 2005(2):27–30. (In Russ.)

[5] Granville P. S. Scaling-up of pipe flow frictional data for drag reducing polymer solutions. Proceeding of the 2nd International Conference on Drag Reduction, BHRA; 1977 August–September, Cambridge, England; Cambridge, 1977. P. 1–12.

[6] Gareyev M. M., Almukhometova D. A., Akhmetvalieva G. F. Validation of DRA effectiveness forecasting methods for transportation of crude oil and refined products by the pipelines of different diameters. Transportation and Storage of Oil Products and Hidrocarbon Raw Materials. 2018(1):10–15. (In Russ.)

[7] Whitsitt N. F., Harrington L. G., Crawford H. R. Effect of wall shear stress on drag reduction of viscoelastic fluids. Proceedings of the Symposium on Viscous Drag Reduction held at the LTV Research Center; 1968 September 24–25, Dallas, Texas. Dallas, 1968. P. 265–280.

[8] Astarita G., Jr G. G., Nicodemo L. Phenomenological interpretation and correlation of drag reduction. American Institute of Chemical Engineers Journal. 1969;15(4):564–567.

[9] Lee W. K., Vaseleski R. C., Metzner A. B. Turbulent drag reduction in polymeric solution containing suspended. American Institute of Chemical Engineers Journal. 1974;20(1):128–133.

[10] Savins J. G., Seyer F. A. Drag reduction scale up criteria. Physics Fluids. 1977;20(10):78–84.

[11] Indartono Y. S., Usui H., Suzuki H., Komoda Y. Temperature and diameter effect on hydrodynamic characteristic of surfactant drag-reducing flows. Korea-Australia Rheology Journal. 2005;17(4):157–164.

[12] Gasljevic K., Aguilar G., Matthys E. F. An improved diameter scaling correlation for turbulent flow of drag-reducing polymer solutions. Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics. 1999;84(2–3):131–148.

[13] Aguilar G., Gasljevic K., Matthys E. F. Reduction of friction in fluid transport: experimental investigation. Revista Mexicana de Física. 2006;52(5):444–452.

[14] Ishmukhametov I. T., Isaev S. L., Luriye M. B., Makarov S. P. Pipeline transportation of petroleum products. Moscow: Oil and gas Publ.; 1999. 300 p. (In Russ.)

[15] Zholobov V. V., Varybok D. I., Moretskiy V. Y. Savinov S. A., Valiev M. I. About one method of translation of anti-turbulent additives hydraulic efficiency on the pipelines of different diameters. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov – Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2014(1):12–19. (In Russ.)

[16] Hoyt J. W., Sellin R. H. J. Scale effects in polymer solution pipe flow. Experiments in Fluids. 1993(15):70–74.

[17] Lurie M. V., Golunov N. N. Application of bench test results of small anti-turbulent additives for industrial pipeline hydraulic analysis. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov – Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2016(4):32–37. (In Russ.)

[18] Dubinov A. E., Dubinov I. D., Saykov S. K. Application of lambert's W-function in mathematical physics. Manual for Graduate Students. Sarov: Sarov Nuclear Center Publ.; 2006. 160 p. (In Russ.)

[19] Sinelnikov S. V., Zholobov V. V., Talipov R. F. Scaling forecast of DRA effectiveness in the pipelines. Pipeline Transportation of Hidrocarbons. Proceedings of III All-Russian Research and Practice Conference; 2019 October 30; Omsk, Russian Federation. Omsk: Omsk State Technical University Publ.; 2019. P. 49–57. (In Russ.)

[20] Golyanov A. I., Golyanov A. A., Mikhailov D. A., Shiryaev A. M. Trunk oil pipeline work specifics with anti-turbulent additive application. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov – Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2013(2):36–43. (In Russ.)

[21] Baramboim N. K. Mechanochemistry of high polymers. Moscow: Khimiya Publ.; 1978. 383 p. (In Russ.)

[22] Akhmadullin K. R., Khazhiev R. Kh., Matchin V. K., Galeev I. M. DRA application in diesel fuel pumping through the Ufa – West direction oil products trunk line. Transportation and Storage of the Oil Products. 2006(4):3–6. (In Russ.)

[23] Shagiev R. G., Gumerov A. G., Khudyakova L. P. Issue of anti-turbulent additives degradation in pipelines for raw hydrocarbons. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov – Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2017;7(3):41–47. (In Russ.)

[24] Langsholt M. Experimental study of polymeric agents for reducing hydrodynamic resistance in single- and multiphase flows. Impact of degradation, diameter and specifics of three-phase oil-water-gas flow. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov – Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2015(4):42–51. (In Russ.)

[25] Prokhorov A. D., Chelintsev S. N., Harjuhahto H., Suurmaki J. Estimating method of DRA performance. Transportation and Storage of Oil Products and Hidrocarbon Raw Materials. 1996(5):13–15. (In Russ.)

[26] Belousov Y. P. Anti-turbulent additives for hydrocarbon liquids. Novosibirsk: Nauka Publ.; 1986. 144 p. (In Russ.)

[27] Baker J., ir., Graves-Moris P. Pade Approximation. Moscow: Mir Publ.; 1986. 502 p. (In Russ.)

[28] Zholobov V. V., Varybok D. I., Moretsky V. Y. On the issues of determining the functional dependence of the hydraulic efficiency of anti-turbulent additives on the parameters of the medium to be transported. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov – Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2011(4):52–57. (In Russ.)

Статья получена редакцией 30.04.2020,
принята к опубликованию 26.11.2020
Received April 30, 2020; in final form, November 26, 2020

Сведения об авторах | Author credentials

В. В. Жолобов, д. ф.-м. н., ведущий научный сотрудник лаборатории технологических расчетов ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

Vladimir V. Zholobov, Dr Sci. (Phys.-Math.), Lead Researcher at the Laboratory of Process Design, Transneft R&D, LLC, Moscow, Russian Federation

ZholobovVV@niitnn.transneft.ru

Ф. С. Зверев, к. т. н., заведующий лабораторией химических реагентов ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

Fedor S. Zverev, Cand. Sci. (Eng.), Head of the Chemical Reagents Laboratory, Transneft R&D, LLC, Moscow, Russian Federation

ZverevFS@niitnn.transneft.ru

Г. В. Несын, д. х. н., ведущий научный сотрудник лаборатории химических реагентов ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

Georgy V. Nesyn, Dr Sci. (Chem.), Lead Researcher of the Chemical Reagents Laboratory, Transneft R&D, LLC, Moscow, Russian Federation

NesynGV@niitnn.transneft.ru

Д. О. Лысенко, старший научный сотрудник лаборатории технологических расчетов ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

Dmitry O. Lysenko, Senior Researcher at the Laboratory of Process Design, Transneft R&D, LLC, Moscow, Russian Federation

LysenkoDO@niitnn.transneft.ru

Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов 2021 11(1):32–39 ISSN Print 2221-2701 eISSN 2541-9595

УДК 658.5:622.692.4(519.673) DOI: 10.28999/2541-9595-2021-11-1-32-39

Гидравлическая характеристика трубопровода на высоковязкой нефти

С. Е. Кутуков[a], О. В. Четверткова[a], А. И. Гольянов[a]

[a] Научно-технический центр трубопроводного транспорта ООО «НИИ Транснефть» (НТЦ ООО «НИИ Транснефть»), проспект Октября, 144/3, 450055, Уфа, Россия

Аннотация

Проблема повышения точности технологических расчетов нефтепроводов обрела особую остроту на фоне модернизации системы обнаружения утечек и разработки программного обеспечения в области планирования грузопотоков в системе магистральных трубопроводов. Расхождение результатов гидравлических расчетов и фактических параметров перекачки вызвано, в частности, такими факторами, как игнорирование мультифазного характера течения нефти (особенно на недогруженных участках нефтепроводов, проложенных по пересеченной местности), отсутствие актуальных данных по состоянию длительно эксплуатируемых труб, применение методик расчета потерь энергии на трение, базирующихся на постулатах классической гидравлики. В настоящей статье авторами предложен метод определения гидравлической характеристики трубопровода на установившемся режиме эксплуатации, перекачивающего неньютоновские реологически сложные нефти в диапазоне малых скоростей сдвига, который предполагает непосредственную интерпретацию экспериментальных данных вискозиметрии и исключает погрешности аппроксимации кривой течения реологической моделью и осреднения параметра вязкости. С этой целью рассмотрены вопросы аномалии вязкости и тиксотропии неньютоновских нефтей. Дано обоснование предлагаемого метода и представлено практическое приложение излагаемой методики на примере анализа гидравлической характеристики магистрального нефтепровода Атырау – Самара, по которому транспортируется смесь нефтей с частично разрушенной внутренней структурой.

Ключевые слова: гидравлическая характеристика, магистральный нефтепровод, аномалия вязкости, результат вискозиметрии, тиксотропные свойства, высоковязкая нефть

Для цитирования
Кутуков С. Е., Четверткова О. В., Гольянов А. И. Гидравлическая характеристика трубопровода на высоковязкой нефти // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. Т. 11. № 1. С. 32–39.

Автор для связи: С. Е. Кутуков, e-mail: KutukovSE@niitnn.transneft.ru
Corresponding author: Sergey E. Kutukov, e-mail: KutukovSE@niitnn.transneft.ru

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):32–39
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

Q – H characteristics for heavy crude oil pipeline

Sergey E. Kutukov[a], Olga V. Chetvertkova[a], Andrey I. Golyanov[a]

[a] Science & Technology Centre of Pipeline Transportation of Transneft R&D, LLC (STC Transneft R&D, LLC), 144/3 Oktyabrya Prospect, Ufa, 450055, Russian Federation

Abstract

The problem of improving the accuracy of technological calculations for oil pipelines has become especially acute against the background of modernization of the leak detection system and development of software in the field of planning cargo flows in the trunk pipeline system. Discrepancy between hydraulic calculation results and actual pumping parameters is caused, in particular, by such factors as ignoring the multiphase oil flow nature (especially in under-loaded sections of oil pipelines laid over rough terrain), the lack of up-to-date data on the state of long-operating pipes, the use of methods for calculating friction-related energy losses based on the postulates of classical hydraulics. In this article, the authors propose a method for determining the hydraulic characteristics of a pipeline at steady state operation, pumping non-Newtonian rheologically complex oils in the range of low shear rates, which implies a direct interpretation of experimental viscometry data, excluding errors in approximating the flow curve by a rheological model and averaging the viscosity parameter. For this purpose, the anomaly of viscosity and thixotropy of non-Newtonian oils are considered. The article provides a substantiation of the proposed method and presents a practical application of the described technique by the example of the analysis of the hydraulic characteristics of the Atyrau-Samara main oil pipeline, through which an oil blend with partially destroyed internal structure is transported.

Keywords: Q – H characteristics, main oil pipeline, viscosity anomaly, result of viscometry, thixotropic properties, heavy crude oil

For citation

Kutukov S. E., Chetvertkova O. V., Golyanov A. I. Q – H characteristics for heavy crude oil pipeline. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov – Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2021;11(1):32–39.

Введение

Проблема повышения точности технологических расчетов нефтепроводов обрела особую остроту на фоне модернизации системы обнаружения утечек и разработки программного обеспечения в области планирования грузопотоков в сети магистральных трубопроводов ПАО «Транснефть».

Расхождение результатов гидравлических расчетов и фактических параметров перекачки вызвано рядом разноплановых факторов, таких как:

– игнорирование мультифазного характера течения нефти, особенно на недогруженных участках нефтепроводов, проложенных по пересеченной местности;

– отсутствие актуальных данных по состоянию длительно эксплуатируемых труб;

– применение методик расчета потерь энергии на трение, базирующихся на постулатах классической гидравлики.

Традиционно применяемые для расчета потерь на трение в магистральных нефтепроводах уравнения Дарси – Вейсбаха или Лейбензона получены для ньютоновских жидкостей с постоянной вязкостью во всем диапазоне скоростей сдвига. Современные исследования реологии нефтей раскрывают целую гамму нелинейных эффектов. В общем случае неньютоновское течение – вид течения, при котором значение вязкости η изменяется в зависимости как от скорости сдвига γ или напряжения сдвига τ, так и от времени *t*. В подавляющем большинстве случаев вязкость неньютоновских нефтей в диапазоне малых скоростей сдвига изменяется в 10 раз и более. В этих условиях осреднение реологического параметра для уравнений Дарси – Вейсбаха, Лейбензона или Букингама [1] приводит к погрешностям гидравлического расчета более 100 %. Существенно осложняет задачу свойство тиксотропии – зависимость реологических свойств нефти от предыстории ее нагружения. Причем чем меньше значения скорости сдвига, тем большую неопределенность привносит осреднение вязкости.

Многочисленные исследования законов течения тяжелых высоковязких нефтей, смесей, эмульсий и суспензий на их основе (так называемых неньютоновских сред) посвящены обоснованию адекватности различных реологических моделей. Предложены десятки уравнений течения τ(γ) или уравнений вязкости η(γ), в основном эмпирических или полуэмпирических, которые широко используются в практической деятельности [2–9] (примеры представлены в таблице).

Реологические уравнения могут включать от двух до шести коэффициентов (реологических параметров), позволяющих адаптировать модели под любую нефть, но исключить погрешность аппроксимации эмпирических данных избыточностью количества гипотез и теоретических моделей не представляется возможным. Кроме

2021 11(1):32–39
ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595

Таблица. Эволюция реологических моделей в современных требованиях технологических расчетов нефтепроводов
Table. Evolution of rheological models in modern requirements of technological calculations for oil pipelines

Авторство Authorship	Реологическая модель Rheological model
Шведов – Бингам Shvedov – Bingham	$\tau = \tau_B + \eta_B \gamma$
Освальд Oswald	$\tau = \eta_H \gamma^n$
Балкли – Гершель Bulkley – Herschel	$\tau = \tau_H + \eta_H \gamma^n$
Кэссон Casson	$\tau^{1/2} = \tau_C^{1/2} + \eta_C^{1/2} \gamma^{1/2}$
Шульман (m = 1,80...1,92) Schulman (m = 1,80...1,92)	$\tau^{1/m} = \tau_C^{1/m} + (\eta_0 \gamma)^{1/n}$
Иктисанов Iktisanov	$\left(\frac{\tau}{\tau_C}\right)^{1/m} = 1 + \left(\frac{\eta_0}{\tau_C}\gamma\right)^{1/m}$
Сиско Sisko	$\tau = \eta_1 \gamma + \eta_2 \gamma^n$
Кросс ($m \neq 1$); Вильямсон (m = 1) Cross ($m \neq 1$); Williamson (m = 1)	$\eta = \eta_\infty + \frac{\eta(0) - \eta_\infty}{1 + \alpha_0 \gamma^m}$
Ван Вазер Van Waser	$\eta = \eta_\infty + \frac{\eta(0) - \eta_\infty}{1 + \alpha_0 \gamma^m + \alpha_1 \gamma}$
Метер ($m \neq 1$); Кригер – Догерти (m = 1) Meter ($m \neq 1$); Krieger – Doherty (m = 1)	$\eta = \eta_\infty + \frac{\eta(0) - \eta_\infty}{1 + \alpha_0 \tau^m}$
Виноградов – Малкин Vinogradov – Malkin	$\frac{\eta}{\eta(0)} = \frac{\tau}{\tau_0} \operatorname{arcsh}\left(\frac{\tau}{\tau_0}\right)$
Михайлов – Лихтгейм Mikhailov – Lichtheim	$\eta = \eta_\infty + \frac{\tau}{\tau_0} \cdot \frac{\eta(0) - \eta_\infty}{\operatorname{sh}\left(\frac{\tau}{\tau_0}\right)}$
Джиллеспи Gillespie	$\tau = \frac{\tau_B}{1 + \frac{\beta}{\gamma}} + \eta_B \gamma$
Марон – Пирс Maron – Peirce	$\eta = \eta_\infty + (\eta(0) - \eta_\infty) \frac{\operatorname{arcsh}(\beta\gamma)}{\beta\gamma}$
Эйринг Eyring	$\eta = \sum_{i=1}^{N} \frac{x_i \beta_i}{B_i} \cdot \frac{\operatorname{arcsh}(\beta_i \gamma)}{\beta_i \gamma}$
Урьев Uriev	$\frac{\eta}{\eta(0)} = 1 + \frac{1}{\frac{\eta}{\eta_2} + (\gamma t_r)^n}$
Кембловский – Петер Kemblowski – Peter	$\tau(t, \gamma_i) = \tau(\infty, \gamma_i)\left\{1 + e^{-\lambda t}\left[\left(\frac{\gamma_i}{\gamma_{i+1}}\right)^m - 1\right]\right\}$

Примечание: η – динамическая вязкость; τ – напряжение сдвига; γ – скорость сдвига; t_r – время релаксации; m, n, τ_C, τ_B, τ_H, η_∞, η_B, η_H, η_C, a_0, a_1, λ – параметры адаптации реологических моделей по данным вискозиметрии
Note: η – dynamic viscosity; τ – shear stress; γ – shear rate; t_r – relaxation time; m, n, τ_C, τ_B, τ_H, η_∞, η_B, η_H, η_C, a_0, a_1, λ – adaptation parameters of rheological models according to viscometry data

того, подавляющее большинство моделей хорошо описывают область больших скоростей сдвига, исключая из рассмотрения начальный, существенно нелинейный, участок кривой течения реологически сложной жидкости.

Безусловно, наличие адекватного реологического уравнения способно упростить процедуру экстраполяции данных на неисследованные интервалы скоростей сдвига, однако для инженерных расчетов целесообразно использовать непосредственно данные вискозиметрии, характеризующие течение нефтей в практически значимых диапазонах параметров перекачки. Длинная цепочка теоретических допущений и аналитических выводов через аппроксимацию экспериментальных данных какой-либо моделью течения и в конечном счете осреднение параметра вязкости для применения традиционных методик определения потерь энергии на гидравлическое трение накапливает существенную погрешность в расчетах.

Осреднение параметра вязкости в случае его радикального изменения на начальном участке реологической кривой, а также при проявлении тиксотропных свойств (гистерезиса) в традиционных методиках расчета гидравлических потерь (Дарси – Вейсбаха, Лейбензона, Букингама) приводит к существенной погрешности.

С другой стороны, в подавляющем большинстве реологических исследований инструментальным обеспечением служит ротационная вискозиметрия, определяющая эмпирическую зависимость напряжений сдвига от скорости сдвига $\tau = f(\gamma)$ – «кривую течения», что позволяет предложить альтернативный подход для гидравлических расчетов нефтепроводов на достаточном уровне обобщения.

Цель работы – представить метод определения гидравлической характеристики трубопровода на установившемся режиме эксплуатации, перекачивающего неньютоновские реологически сложные нефти в диапазоне малых скоростей сдвига, который предполагает непосредственную интерпретацию экспериментальных данных вискозиметрии и исключает погрешности аппроксимации кривой течения реологической моделью и осреднения параметра вязкости.

Аномалия вязкости и тиксотропия неньютоновских нефтей

У большинства нефтей наблюдаются значительные отклонения от ньютоновского поведения, особенно проявляющиеся в диапазоне температур окружающей среды 0...12 °C, где по факту кристаллизуются тугоплавкие компоненты – парафины и церезины в присутствии асфальтенов и механических примесей [10–14]. Наличие развитой внутренней структуры асфальтосмоло-парафиновых веществ (АСПВ) определяет нелинейный характер кривой течения и, что

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):32–39
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

особенно важно, сверханомалию вязкости при малых скоростях сдвига, а также тиксотропные свойства (гистерезис кривых течения) [14, 15].

Эффективная вязкость как отношение напряжения сдвига к его скорости показывает экстремально аномальное поведение в области малых скоростей сдвига. Конечное значение статического напряжения сдвига при бесконечно малых скоростях сдвига дает бесконечность. Осреднение параметра вязкости для использования классических формул гидравлики в этой области дает непредсказуемую погрешность расчетов.

Более того, характерно, что одной и той же нефти присуще множество кривых течения, полученных при прямом и обратном ходе измерений. Гистерезис течения зависит от природы нефти, степени деструкции внутренней структуры АСПВ, а также от температуры [16]. Практически доказанным является факт, что гистерезис уменьшается до нуля при полном плавлении парафина в нефти. Существенно сложнее связать степень разрушения нативной структуры АСПВ с предысторией нагружения нефти. Для аналитического описания обычно используют положения активационной теории вязкости, в частности уравнение Френкеля – Андраде [17]:

$$\eta = A \exp\left\{\frac{\Delta G}{RT}\right\}, \quad (1)$$

где ΔG – энергия активации вязкого течения.

Формула Френкеля – Андраде помогает оценить вклад структурной вязкости через структурную энергию активации, однако не позволяет делать количественные расчеты в описании течения. Тем не менее наблюдаемые изломы в эмпирических зависимостях логарифма вязкости от обратной температуры хорошо согласуются с фазовыми переходами АСПВ. Следует также отметить, что при стационарном течении высокопарафинистой нефти отсутствует эффект Вайссенберга: вязкоупругие свойства не проявляются, в то время как разрушенную структуру нефть восстанавливает в течение нескольких суток. В этой связи чрезвычайно важно выбрать условия проведения экспериментов на вискозиметре для получения адекватных кривых течения.

Типичные кривые течения высокопарафинистой нефти при прямом и обратном ходах измерений приведены на рис. 1.

Образец нефти исследовался на программируемом ротационном вискозиметре Брукфильда DV2T LV с использованием SSA адаптера для малых образцов с камерой SC4-13RPY и датчиком температуры RTD. Термостатирование осуществлялось жидкостным криотермостатом LOIP FT 311-80.

Анализ семейства кривых течения при обратном ходе измерений (рис. 1) демонстрирует тот факт, что реологические характеристики одной и той же пробы тиксотропной нефти суще-

Рис. 1. Результат вискозиметрии образца смеси нефтей с частично разрушенной внутренней структурой, транспортируемой по нефтепроводу Атырау – Самара при 5 °С: ● – на сдвиге 25 $с^{-1}$ при обратном ходе измерений; ▲ – на сдвиге 50 $с^{-1}$; ◆ – на сдвиге 100 $с^{-1}$; ■ – на сдвиге 150 $с^{-1}$; серая область характеризует реологические свойства нефтей с частично сохраненной структурой АСПВ при прямом ходе измерений (с увеличением скорости сдвига от 1 до 50 $с^{-1}$); С – исходный режим перекачки; В – режим повышенной производительности

Fig. 1. The viscometry result of oil blend sample with a partially destroyed internal structure, transported through the Atyrau – Samara oil pipeline at 5 °C: ● – at 25 s^{-1} shift during the reverse measurement course; ▲ – at 50 s^{-1} shift; ◆ – at 100 s^{-1} shift; ■ – at 150 s^{-1} shift; the gray area characterizes the rheological properties of oils with a partially retained structure of asphalt, resin and paraffin materials during the direct course of measurements (with shear rate increase from 1 to 50 s^{-1}); C – initial pumping mode; B – increased efficiency mode

2021 11(1):32–39
ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595

ственно различаются в зависимости от степени деструкции внутренней структуры нефтяной дисперсной системы (НДС). На этом принципе основан эффект «памяти» предыстории нагружения.

В действующем нефтепроводе внутренняя структура нефти всегда частично разрушена пластическими деформациями сдвига на стенке трубы. Собственно гидравлические потери установившегося режима перекачки – это удельные затраты энергии на поддержание деформационного течения жидкости с частично разрушенной нативной структурой. В случае снижения производительности перекачки и, следовательно, градиента скорости рабочая точка перемещается по кривой течения обратного хода измерений до своего равновесного значения, демонстрируя минимально возможные при данных термодинамических условиях касательные напряжения сдвига и потери на трение. При длительном периоде эксплуатации трубопровода на пониженных режимах происходит частичное восстановление структуры НДС по экспоненциальной временной зависимости до значений напряжений сдвига, определяемых в предельном случае кривой прямого хода вискозиметра на достигнутой скорости сдвига. В ситуации быстрого переключения на повышенную производительность происходит частичное доразрушение структуры НДС, обусловленное градиентом напряжений сдвига форсированного режима перекачки. Градиент давления в этом случае складывается из трех составляющих: потери на трение, инерционный напор и удельная энергия разрушения. Каждая из них имеет собственные релаксационные характеристики. Амплитуду дополнительного перепада давления за счет затрат энергии на разрушение структуры НДС можно оценить по площади S_Δ между кривыми течения обратного хода измерений, обусловленной исходным режимом перекачки (С), кривой течения обратного хода измерений для режима повышенной производительности (В) и кривой течения прямого хода измерений между ними (например, ΔОСВ).

Исследования динамики переключений нефтепровода с тиксотропной нефтью выходят за рамки данной статьи. Задача настоящего исследования скромнее – определение составляющей потерь на трение при установившемся режиме течения тиксотропной нефти в предположении о неизменном уровне разрушения структуры НДС по живому сечению нефтепровода.

Обоснование метода построения гидравлической характеристики нефтепровода

Фундаментальные законы деформационного течения с позиции механики сплошных сред одинаковы и для послойного течения нефти в трубопроводе, и для куэттовского течения между двумя коаксиальными цилиндрами при малом зазоре между цилиндрами, реализуемого в ротационных вискозиметрах.

Полезная удельная работа пластической деформации в единицу времени, необходимая для поддержания течения вископластика с достигнутым уровнем деструкции внутренней структуры, может быть определена выражением:

$$W_{уд} = \tau(\gamma)\gamma, \tag{2}$$

где $\tau(\gamma)$ – напряжение сдвига, Па;
γ – скорость сдвига, $с^{-1}$.

Так как в случае реологически сложных нефтей напряжение сдвига существенно изменяется в зависимости от скорости сдвига, удельную энергию пластической деформации предложено оценивать интегралом (3), с математической точки зрения определяющим площадь под кривой течения:

$$W_{уд} \sim S = \int \tau(\gamma)\, d\gamma. \tag{3}$$

Таким образом, вполне обосновано, что сопоставление энергий активации течения тиксотропной жидкости при различной степени разрушения структуры (1) можно проводить сравнивая площади под кривыми течения.

Учитывая геометрию внутренней полости трубопровода, определим энергию деформационного течения на единице длины трубопровода интегрированием (2) по живому сечению потока:

$$W_\Sigma = \int \tau(\gamma)\, \gamma\, dV, \tag{4}$$

где γ – локальная скорость сдвига в слое нефти dr на расстоянии r от оси трубы, $с^{-1}$;
$dV = 2\pi r L\, dr$ – элементарный объем цилиндрического слоя толщиной dr, коаксиально расположенного по оси трубы.

Анализируя суперпозицию сил трения и давления на элементарном участке трубы:

$$\Delta P \pi r^2 = \tau\, 2\pi r L,$$

приходим к тривиальному выводу о линейном характере распределения касательных напряжений сдвига по сечению вне зависимости от реологии перекачиваемой жидкости:

$$\frac{\tau}{r} = \frac{\Delta P}{2L} = \frac{\tau_w}{r_0}, \tag{5}$$

где τ_w – напряжение сдвига на внутренней стенке трубы радиусом r_0, Па.

Этот вывод позволяет произвести замену переменной интегрирования в (4):

$$\tau = \tau_w \left(\frac{r}{r_0}\right), \rightarrow dr = \frac{r_0}{\tau_w} d\tau.$$

В результате подстановки в (4) после несложных преобразований получим:

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):32–39
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

Рис. 2. Гидравлическая характеристика трубопровода Ду 700 по данным анализа пробы смеси нефти с частично разрушенной внутренней структурой, транспортируемой по нефтепроводу Атырау – Самара при 5 °С:
● – на сдвиге 25 $с^{-1}$; ▲ – на сдвиге 50 $с^{-1}$; ◆ – на сдвиге 100 $с^{-1}$; ■ – на сдвиге 150 $с^{-1}$

Fig. 2. Hydraulic characteristics of the DN 700 pipeline according to the analysis of oil blend sample with a partially destroyed internal structure transported through the Atyrau – Samara oil pipeline at 5 °C:
● – at 25 s^{-1} shift; ▲ – at 50 s^{-1} shift; ◆ – at 100 s^{-1} shift; ■ – at 150 s^{-1} shift

$$W_\Sigma = \int \tau(\gamma)\,\gamma\, 2\pi\, r L\, dr = \frac{2\pi r_0^2 L}{\tau_w^2}\int \tau^2(\gamma)\,\gamma\, d\tau.$$

Учитывая определение гидравлической мощности потока через технологические параметры перекачки $W_\Sigma = \Delta P Q$, выразим расход нефти при приложении давления ΔP (5) зависимостью:

$$Q = \frac{W_\Sigma}{\Delta P} = \frac{\pi r_0^3}{\tau_w^3}\int_0^{\tau_w} \tau^2(\gamma)\,\gamma\, d\tau. \qquad (6)$$

Таким образом, гидравлическая характеристика нефтепровода, перекачивающего высоковязкую реологически сложную жидкость, определяется системой параметрических уравнений:

$$\begin{cases} \dfrac{\Delta P}{L} = 2\dfrac{\tau_w}{r_0} \\ Q = \dfrac{\pi r_0^3}{\tau_w^3}\displaystyle\int_0^{\tau_w} \tau^2(\gamma)\,\gamma\, d\tau \\ \tau = f(\gamma), \end{cases} \qquad (7)$$

где ΔP – перепад давления, необходимый для поддержания движения жидкости с расходом Q; $\tau = f(\gamma)$ – табулированная функция, заданная массивом экспериментальных точек кривой течения $\{\tau, \gamma\}$ (рис. 1).

Интеграл (7) вычислялся методом трапеций.

Анализ гидравлической характеристики нефтепровода

Практическое приложение изложенной методики сводится к построению графика расходов (6) для выбранного радиуса трубы в зависимости от напряжения сдвига на внутренней стенке трубопровода по данным кривой течения нефти и вычислению перепада давлений (7) на единичной длине трубопровода $\Delta P/L$.

В качестве примера на рис. 2 приведены результаты расчета по данным анализа пробы смеси нефтей с частично разрушенной структурой, транспортируемой по магистральному нефтепроводу Атырау – Самара (Ду 700) при температуре 5 °С. Степень деструкции нефти определялась максимальными скоростями сдвига (рис. 1): γ = 25; 50; 100 и 150 $с^{-1}$.

Анализируя результаты исследования, приведенные на рис. 2, приходим к следующим заключениям:

– характеристика нефтепровода в области структурного течения не является линейной и однозначной – для каждого уровня разрушения нативной структуры НДС имеется своя зависимость гидравлических потерь от расхода;

– чем выше уровень разрушения нативной структуры НДС, тем ближе указанная зависимость к линейной; в отсутствие внутренней структуры АСПВ для ньютоновских сред резуль-

2021 11(1):32–39
ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595

таты расчетов совпадают с классическими формулами Гагена – Пуазейля, Дарси – Вейсбаха или Лейбензона [18];

– за счет разрушения внутренней структуры НДС смеси нефтей можно снизить гидравлические потери в 4,5 раза – с 712,4 Па/м (соответствует напряжению сдвига на стенке трубопровода 124 Па) до 155,9 Па/м (τ = 27,5 Па) – на производительности перекачки 0,5 м^3/с (1800 м^3/ч) по трубопроводу Ду 700 [19].

Необходимо отметить, что все выкладки и рассуждения выполнены исходя из предположения о послойном течении нефти в трубопроводе, что ограничивает применение методики в зоне структурного режима течения вязкопластичной нефти, а для ньютоновских нефтей – в зоне ламинарного режима. Феномен «памяти», приводящий к вариативности суммарного напора насосных станций при неизменном технологическом режиме, повсеместно проявляется в практике эксплуатации технологических участков магистральных нефтепроводов [21, 22].

Вопрос об определении границ применимости структурной модели течения нефти недостаточно изучен. Эта работа проводится как отдельными исследователями, так и научно-исследовательскими коллективами в рамках специальных международных программ, в частности координируемых Стэнфордским университетом, Европейским исследовательским советом и Европейским сообществом по течениям, турбулентности и горению (ERCOFTAC). Целью данных программ является выработка конкретных рекомендаций, позволяющих обоснованно выбрать модель течения при решении различных прикладных задач. Значительный вклад в решение указанной выше проблемы внесли конференции (так называемые олимпиады моделей турбулентности), проведенные Стэнфордским университетом в 1968, 1980 и 1990 гг. Аналогичные усилия предпринимаются ERCOFTAC, под эгидой которого регулярно организуются специализированные международные рабочие семинары, посвященные анализу результатов расчетов, полученных участниками в рамках одних и тех же моделей турбулентности для «тестовых течений» [20].

По современным представлениям структурный режим движения вязкопластичной нефти переходит в турбулентный при достижении параметром Рейнольса критического значения с поправкой Е. М. Соловьева [23]:

$$\mathrm{Re} > \mathrm{Re}_{кр} = 2100 + 7{,}3\,\mathrm{He}^{0{,}58},$$

где $\mathrm{Re} = \dfrac{2Q\rho}{\pi r_0 \mu}$ – параметр Рейнольдса;

$\mathrm{He} = \dfrac{4\tau_0 r_0^2}{\mu^2}$ – параметр Хедстрема.

На рис. 2 зона структурного режима течения находится слева от черной пунктирной линии, справа от нее – зона переходных режимов.

Выводы

Предложен метод, который непосредственно по экспериментальным данным вискозиметрии позволяет получить гидравлическую характеристику трубопровода в установившемся режиме эксплуатации, но при этом дает возможность исключить погрешности аппроксимации кривой течения реологической моделью, а также погрешность осреднения параметра вязкости в зоне ее аномальных значений для неньютоновских реологически сложных нефтей.

Список литературы

[1] Сборник задач по гидравлике : учеб. пособие; под ред. Л. Г. Колпакова. Уфа : Нефтегазовое дело, 2007. 120 с.

[2] Бэтчелор Дж. Введение в динамику жидкости / под ред. Р. Ю. Степанова. М. : Мир, 1973. 758 с.

[3] Ребиндер П. А. Физико-химическая механика дисперсных структур // Физико-химическая механика дисперсных структур. М. : Наука, 1966. С. 3 – 16.

[4] Виноградов Г. В., Малкин А. Я. Реология полимеров. М. : Химия, 1977. 440 с.

[5] Кирсанов Е. А., Матвеенко В. Н. Неньютоновское поведение структурированных систем : монография. М. : Техносфера, 2016. 383 с.

[6] Бибик Е. Е. Реология дисперсных систем. Л. : Изд-во ЛГУ, 1981. 171 с.

[7] Урьев Н. Б. Физико-химические основы технологии дисперсных систем и материалов. М. : Химия, 1988. 256 с.

[8] Хан Ч. Д. Реология в процессах переработки полимеров / пер. с англ. / под ред. Г. В. Виноградова, М. Л. Фридмана. М. : Химия, 1979. 368 с.

[9] Бартенев Г. М. Теория структурной вязкости дисперсных систем // Сб. Успехи коллоидной химии. М. : Наука, 1973. С. 174 – 183.

[10] Камьянов В. Ф., Аксенов В. С., Титов В. С. Гетероатомные компоненты нефти. Новосибирск : Наука, 1983. 238 с.

[11] Туманян Б. П. Научные и прикладные аспекты теории нефтяных дисперсных систем. М. : Техника, 2000. 336 с.

[12] Малкин А. Я., Хаджиев С. Н. О реологии нефти (обзор) // Нефтехимия. 2016. Т. 56. № 4. С. 303 – 314.

[13] Черникин В. И. Перекачка вязких и застывающих нефтей. М. : Гостоптехиздат, 1958. 164 с.

[14] Девликамов В. В., Хабибуллин З. А., Кабиров М. М. Аномальные нефти. М. : Недра, 1975. 168 с.

[15] Комплексное исследование реологических и адгезионных свойств нефтей в диапазоне температур кристаллизации / А. М. Шаммазов [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 1998. № 4. С. 63 – 72.

[16] Реологические проблемы нефтегазоотдачи / А. Х. Мирзаджанзаде [и др.] // Обзорная информация. Серия «Нефтепромысловое дело». М. : ВНИИОЭНГ, 1986. Вып. 16. 53 с.

[17] Реологические и теплофизические свойства пластичных смазок / Г. Б. Фройштетер [и др.] / под ред. Г. В. Виноградова. М. : Химия, 1980. 176 с.

[18] Кутуков С. Е., Гольянов А. И., Четверткова О. В. Становление трубной гидравлики: ретроспектива исследований гидравлических сопротивлений в трубах // Нефтяное хозяйство. 2019. № 7. С. 128 – 133.

[19] Кутуков С. Е., Фридлянд Я. М., Шматков А. А. Влияние вязкости нефти на энергоэффективность перекачки по магистральным нефтепроводам // «Трубопроводный транспорт – 2017» : тезисы докладов XII Международной учебно-научно-практической конференции. Уфа : Изд-во УГНТУ, 2017. С. 425 – 429.

[20] Гарбарук А. В., Смирнов Е. М. Конспект лекций дисциплины «Течения вязкой жидкости и модели турбулентности: методы расчета турбулентных течений». Санкт-Петербург, 2010. 127 с.

[21] Оценка гидравлической эффективности нефтепроводов по данным мониторинга технологических режимов эксплуатации / П. А. Ревель-Муроз [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Т. 9. № 1. С. 8–19.

[22] Гидродинамика нефтяных потоков: перспектива исследований гидравлических сопротивлений нефтепроводов / С. Е. Кутуков [и др.] // Нефтяное хозяйство. 2019. № 8. С. 136–140.

[23] Осипов П. Ф. Гидроаэромеханика бурения и крепления скважин : учебное пособие. Ухта : Изд-во УГТУ, 2003. 204 с.

References

[1] Kutukov S. E., Biktashev R. T., Glazyrina V. M., Godovsky D. A., Kolpakov L. G., Novoselova L. P., Baykova L. R., Brot R. A., Garris N. A. Handbook on hydraulics. Study guide. Kolpakov L. G., editor. Ufa: Neftegazovoe delo; 2007. 120 p. (In Russ.)

[2] Batchelor G. K. An introduction to fluid dynamics. Cambridge: University Press; 1970. 778 p.

[3] Rebinder P. A. Physical and chemical mechanics of dispersed structures. Physical and Chemical Mechanics of Dispersed Structures. Moscow: Nauka Publ.; 1966. P. 3–16. (In Russ.)

[4] Vinogradov G. V., Malkin A. Y. Rheology of polymers. Moscow: Khimiya Publ.; 1977. 440 p. (In Russ.)

[5] Kirsanov E. A., Matveenko V. N. Non-Newtonian behaviour of structured systems : monography. Moscow: Tekhnosphera Publ.; 2016. 383 p. (In Russ.)

[6] Bibik E. E. Rheology of dispersed systems. Leningrad: LSU Publ.; 1981. 171 p. (In Russ.)

[7] Uryev N. B. Physical and chemical basis of dispersed system and material technology. Moscow: Khimiya Publ.; 1988. 256 p. (In Russ.)

[8] Han C. D. Rheology in polymer processing. NY: Academic Press; 1976. 366 p.

[9] Bartenev G. M. Theory of structural viscosity of dispersed systems. Coll. Advances in colloidal chemistry. Moscow: Nauka Publ.; 1973. P. 174–183. (In Russ.)

[10] Kamyanov V. F., Aksenov V. S., Titov V. S. Heteroatomic components of oil. Novosibirsk: Nauka Publ.; 1983. 238 p. (In Russ.)

[11] Tumanyan B. P. Scientific and applied aspects of oil dispersed system theory. Moscow: Tekhnika Publ.; 2000. 336 p. (In Russ.)

[12] Malkin A. Y., Hadjiev S. N. On the rheology of oil (review). Petrochemistry. 2016;56(4):303–314. (In Russ.)

[13] Chernikin V. I. Pumping of high-viscosity and congealing oils. Moscow: Gostoptekhizdat Publ.; 1958. 164 p. (In Russ.)

[14] Devlikamov V. V., Habibulin Z. A., Kabirov M. M. Abnormal oils. Moscow: Nedra Publ.; 1975. 168 p. (In Russ.)

[15] Shammazov A. M., Kutukov S. E., Arsenliev A. A., Samigullin G. H., Shmatkov A. A. Complex investigations of crude oils rheological and adhesive properties within their crystallization temperature range. Higher Educational Institutions News. Neft i Gaz. 1998(4):63–72. (In Russ.)

[16] Mirzadzhansade A. H., Ametov I. M., Entov V. M., Rizhik B. M. Rheological problems of oil and gas recovery. Survey information. “Oilfield business” series. Moscow: VNIIOEG Publ.; 1986. Issue 16. 53 p. (In Russ.)

[17] Froyshteter G. B., Trilisky K. K., Ishchuk Y. L., Stupak P. M. Rheological and thermophysical properties of grease lubricants / ed. by G. V. Vinogradova. Moscow: Khimiya Publ.; 1980. 176 p. (In Russ.)

[18] Kutukov S. E., Golianov A. I., Chetvertkova O. V. The establishment of pipeline hydraulics: retrospective of researches of hydraulic losses in pipes. Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry. 2019(7):128–133. (In Russ.)

[19] Kutukov S. E., Fridlyand Y. M., Shmatkov A. A. The effect of oil viscosity on the energy efficiency of pumping through main pipelines. Pipeline Transport 2017: Abstracts of papers presented at the 12th Int. Educational-Scientific-Practical Conference. Ufa: Ufa State Petroleum Technical University Publ.; 2017. P. 425–429. (In Russ.)

[20] Garbaruk A. V., Smirnov E. M. Compendium of lectures on “Viscous fluid flows and turbulence models: methods for calculating turbulent flows”. Saint Petersburg, 2010. 127 p. (In Russ.)

[21] Revel-Muroz P. A., Fridlyand Y. M., Kutukov S. E., Golyanov A. I. Assessing the hydraulic efficiency of oil pipelines according to the monitoring of process operation conditions. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov–Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2019;9(1):8–19. (In Russ.)

[22] Kutukov S. E., Golyanov A. I., Chetvertkova O. V. Fluid dynamics of crude oil flow: the longer-term study of pressure losses in oil pipelines. Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry. 2019(8):136–140. (In Russ.)

[23] Osipov P. F. Hydroaeromechanics of drilling and well casing: Study Guide. Uhta: USTU Publ.; 2003. 204 p. (In Russ.)

Статья получена редакцией 15.04.2020,
принята к опубликованию 25.12.2020
Received April 15, 2020; in final form, December 25, 2020

Сведения об авторах | Author credentials

С. Е. Кутуков, главный научный сотрудник управления математического моделирования и технологий трубопроводного транспорта НТЦ ООО «НИИ Транснефть», Уфа, Россия

Sergey E. Kutukov, Chief Researcher of Department for Mathematical Modeling and Pipeline Transport Technologies, STC Transneft R&D, LLC, Ufa, Russian Federation

KutukovSE@niitnn.transneft.ru

О. В. Четверткова, научный сотрудник управления математического моделирования и технологий трубопроводного транспорта НТЦ ООО «НИИ Транснефть», Уфа, Россия

Olga V. Chetvertkova, Researcher of Department for Mathematical Modeling and Pipeline Transport Technologies, STC Transneft R&D, LLC, Ufa, Russian Federation

ChetvertkovaOV@niitnn.transneft.ru

А. И. Гольянов, ведущий научный сотрудник управления математического моделирования и технологий трубопроводного транспорта НТЦ ООО «НИИ Транснефть», Уфа, Россия

Andrey I. Golyanov, Lead Researcher of Department for Mathematical Modeling and Pipeline Transport Technologies, STC Transneft R&D, LLC, Ufa, Russian Federation

GolyanovAI@niitnn.transneft.ru

Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов 2021 11(1):40–45 ISSN Print 2221-2701 eISSN 2541-9595

УДК 621.643.8+532.5 DOI: 10.28999/2541-9595-2021-11-1-40-45

Способ контроля баланса нефти при квазинестационарных режимах работы участка нефтепровода с безнапорным течением

Р. З. Сунагатуллин[a], А. М. Чионов[a], С. В. Петренко[b]

[a] ООО «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта» (ООО «НИИ Транснефть»), Севастопольский проспект, 47а, 117186, Москва, Россия
[b] Научно-технический центр трубопроводного транспорта ООО «НИИ Транснефть» (НТЦ ООО «НИИ Транснефть»), проспект Октября, 144/3, 450055, Уфа, Россия

Аннотация
Автоматизированные системы управления используются в нефтепроводном транспорте с целью автоматизации технологических процессов транспортировки нефти и нефтепродуктов, при этом основной задачей является обеспечение надежности и безопасности перекачки, что невозможно без контроля целостности трубопровода. В связи с этим актуальной остается тема обнаружения утечек, требуют продолжения исследования в области повышения надежности автоматизированных систем обнаружения утечек (СОУ). При эксплуатации СОУ особую важность представляет описание процессов заполнения и опорожнения участков трубопровода с безнапорным течением. Скорость установления стационарного режима работы таких участков и участков с полным сечением существенно отличается. Слабые возмущения давления могут приводить к значительному дебалансу расхода нефти и, как следствие, вызывать ложные срабатывания СОУ. Авторами представлен алгоритм вычисления скорости изменения запаса нефти на участке трубопровода при медленном изменении размера самотечной полости, на основании которого предложен способ корректировки уравнения баланса вещества. Показано использование разработанного алгоритма для повышения чувствительности СОУ и уменьшения количества ложных срабатываний.

Ключевые слова: безнапорное течение, обнаружение утечек, система обнаружения утечек, алгоритмы принятия решений, магистральный нефтепровод, система контроля режимов

Для цитирования
Сунагатуллин Р. З., Чионов А. М., Петренко С. В. Способ контроля баланса нефти при квазинестационарных режимах работы участка нефтепровода с безнапорным течением // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. Т. 11. № 1. С. 40–45.

Method for oil balance control under quasi-stationary modes of operation of an oil pipeline section with free flow

Rustam Z. Sunagatullin[a], Anton M. Chionov[a], Semyon V. Petrenko[b]

[a] Pipeline Transport Institute, LLC (Transneft R&D, LLC), 47a Sevastopolsky Prospect, Moscow, 117186, Russian Federation
[b] Science & Technology Centre of Pipeline Transportation of Transneft R&D, LLC (STC Transneft R&D, LLC), 144/3 Oktyabrya Prospect, Ufa, 450055, Russian Federation

Abstract
During the operation of leak detection systems (LDS), it is of great importance to describe the processes of filling and emptying pipeline free flow sections. The speed of establishing a stationary operation mode of such sections and full sections is significantly different. Weak pressure perturbations can lead to significant imbalance in the oil flow rate and, as a consequence, cause false LDS positives. The authors present an algorithm for calculating rate of change in oil reserve in the pipeline section with a slow change in the size of gravity cavity, on the basis of which a method for adjusting the substance balance equation is proposed. The use of a developed algorithm is shown to increase the sensitivity of LDS and reduce the number of false alarms.

Keywords: gravity flow, leak detection, leak detection system, decision algorithms, oil trunk pipeline, mode control system

For citation
Sunagatullin R. Z., Chionov A. M., Petrenko S. V. Method for oil balance control under quasi-stationary modes of operation of an oil pipeline section with free flow. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov–Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2021;11(1):40–45.

Автор для связи: А. М. Чионов, e-mail: ChionovAM@niitnn.transneft.ru
Corresponding author: Anton M. Chionov, e-mail: ChionovAM@niitnn.transneft.ru

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):40–45
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

Введение

Автоматизированные системы управления используются в нефтепроводном транспорте с целью автоматизации технологических процессов транспортировки нефти и нефтепродуктов, при этом основной задачей является обеспечение надежности и безопасности перекачки, что невозможно без контроля целостности трубопровода. В связи с этим актуальной остается тема обнаружения утечек, требуют продолжения исследования в области повышения надежности автоматизированных систем обнаружения утечек (СОУ) [1–8].

В настоящей работе рассмотрен один из основных на сегодняшний день параметрических методов обнаружения утечек – метод материального баланса [9–11].

Метод основан на выполнении закона сохранения вещества [12]:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \mathrm{div}(\rho \upsilon) = 0, \qquad (1)$$

где ρ – плотность вещества;
υ – вектор скоростей.

Невязка уравнения (1) традиционно называется небалансом (или дисбалансом) нефти, вопрос ее вычисления подробно рассмотрен в литературе [например, 9–16]. В стационарном приближении достаточно ограничиться суммой всех входящих измеренных расходов, массовых или объемных, приведенных к единым условиям [9, 10].

При переходных процессах запас вещества в трубопроводе уже не может считаться постоянной величиной и, следовательно, разница между входящим и выходящим расходами жидкости может быть обусловлена не утечкой, а изменением запаса нефти.

В отсутствии полостей, заполненных парами нефти или газом, несложно рассчитать изменение запаса вещества на участке трубопровода. Используя модули упругости нефти E_{oil} и металла E_{st} стенки трубы, можно записать для изменения запаса нефти ΔM [13]:

$$\frac{\Delta M}{\rho S L} = \Delta p \left(\frac{d}{E_{\mathrm{st}}\delta} + \frac{1}{E_{\mathrm{oil}}} + \frac{1}{E_{\mathrm{oil}}} \cdot \frac{d}{E_{\mathrm{st}}\delta} \Delta p \right),$$

где S – сечение участка трубопровода;
L – протяженность участка;
δ – толщина стенки;
Δp – изменение среднего давления.

Величиной $\frac{1}{E_{\mathrm{oil}}} \cdot \frac{d}{E_{\mathrm{st}}\delta} \Delta p$ можно пренебречь.

Преобразуя к объемным единицам, можно записать для уравнения баланса:

$$\sum_i Q_{\text{вх}} + V_0 \frac{\Delta \langle p \rangle}{\Delta t} \left(\frac{d}{E_{\mathrm{st}}\delta} + \frac{1}{E_{\mathrm{oil}}} \right) = \sum_i Q_{\text{вых}}, \qquad (2)$$

где $\Delta\langle p \rangle$ – изменение среднего давления на участке трубопровода;
V_0 – номинальный объем участка трубопровода;
$\sum_i Q_{\text{вх}}$ и $\sum_i Q_{\text{вых}}$ – суммарный объемный расход – входящий и выходящий.

Однако на участке с безнапорным течением выражение (2) неприменимо, так как запас нефти изменяется не за счет напрессовки, а в результате заполнения (образования) самотечной полости. При этом на завершающем этапе переходного процесса давление на участке стабилизируется существенно раньше, чем расход, и после завершения быстрых переходных процессов завершающий этап установления стационарного режима проходит почти без видимого изменения давлений. Дебалансы, обусловленные квазистационарным заполнением самотечной полости, достигают величин порядка 100 м^3/ч (для трубопроводов Ду 1000). Без моделирования данного процесса алгоритмы СОУ не смогут отличить возможную утечку такой же интенсивности от заполнения самотечной полости. Без идентификации процесса опорожнения самотечной полости существует риск калибровки традиционных алгоритмов СОУ на этом дебалансе, что впоследствии может привести к ложному срабатыванию.

Построение модели квазистационарного заполнения самотечной полости

В работе [15] рассмотрен алгоритм моделирования нестационарного потока нефти в трубе при неполном сечении, основанный на численном решении системы дифференциальных уравнений. Его реализация требует построения полной гидродинамической модели и не всегда удобна в параметрических СОУ, базирующихся на простых физических принципах. Для случая квазистационарного заполнения самотечной полости можно предложить упрощенный аналитический подход, приближенно описывая участки трубопровода стационарными уравнениями.

Рассмотрим участок трубопровода с постоянным уклоном высотного профиля (рис. 1). Обозначим расход в начале участка Q_0 = const, в конце – Q. Положим, что Q и Q_0 близки, но не равны. Будем считать, что в начале участка – безнапорное течение, а в конце – полнонапорное (напор постоянный). Идет процесс изменения границы области с безнапорным течением, он завершится по достижении равновесного состояния.

В части с напорным течением движение нефти приближенно описывается уравнением Дарси – Вейсбаха [13, 14]:

$$\frac{H}{L} = \lambda \frac{\upsilon^2}{4rg}, \qquad (3)$$

где L – протяженность участка с полнонапорным течением;

2021 11(1):40–45
ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595

Рис. 1. Схема участка трубопровода:
Q_0, Q – расход, соответственно, в начале и в конце участка;
α – уклон высотного профиля
Fig. 1. Pipeline section diagram: Q_0, Q – consumption rate, respectively, at the beginning and at the end of section;
α – slope of the elevation profile

Рис. 2. Зависимость напора (H) от координаты самотека (x):
L – протяженность участка с полнонапорным течением
Fig. 2. Dependence of head (H) on the gravity coordinate (x):
L – length of full-pressure flow section

H – напор на этом участке;
υ – средняя скорость потока;
λ – коэффициент гидравлического сопротивления;
r – внутренний радиус трубы.

Так как $Q_0 \neq Q$, то координата самотека будет изменяться. Тогда изменение протяженности участка с напорным сечением можно выразить:

$$dL = \frac{(Q_0 - Q)dt}{S - S_*}, \tag{4}$$

где S_* – площадь сечения заполненной нефтью трубы на участке с самотеком;
S – площадь внутреннего сечения трубы.

Изменение границы самотечного участка приведет и к изменению перепада напора (рис. 2):

$$dH = \sin\alpha\, dL, \tag{5}$$

где α – уклон высотного профиля.

Тогда из уравнения (3) можно записать:

$$d\frac{H}{L} = \lambda \frac{dQ^2}{4\pi^2 r^5 g}. \tag{6}$$

Преобразуя (6) с учетом (4) и (5), приходим к уравнению:

$$\frac{1}{L}(\sin\alpha - \sin\gamma)\frac{(Q_0 - Q)dt}{S - S_*} = \lambda \frac{Q^2}{4\pi^2 r^5 g}, \tag{7}$$

где введено обозначение $\sin\gamma = \frac{H}{L} = \lambda \frac{dQ^2}{4\pi^2 r^5 g}$.

Уравнения (4) и (7) образуют систему:

$$\begin{cases} (\sin\alpha - \sin\gamma)\dfrac{(Q_0 - Q)}{S - S_*} = \lambda \dfrac{L}{4\pi^2 r^5 g} 2Q \dfrac{dQ}{dt}, \\ \dfrac{(Q_0 - Q)}{S - S_*} = \dfrac{dL}{dt}. \end{cases} \tag{8}$$

Несмотря на не слишком сложный вид системы (8), построение ее точного аналитического решения весьма затруднительно. Для построения приближенного решения воспользуемся следующими соображениями.

Первое уравнение (8) можно записать в виде:

$$(\sin\alpha - \sin\gamma)\frac{(Q_0 - Q)}{S - S_*} = 2L\sin\gamma \frac{1}{Q} \cdot \frac{dQ}{dt}. \tag{9}$$

Так как рассматривается медленный, почти стационарный процесс, примем, что величина $\beta = \frac{\sin\alpha - \sin\gamma}{2L\sin\gamma(S - S_*)}$ изменяется медленно, в связи с чем зависимостью от времени можно пренебречь в первом приближении. Тогда переменные в (9) разделяются:

$$\beta t = \int \frac{1}{Q} \cdot \frac{dQ}{(Q_0 - Q)},$$

откуда следует:

$$\beta t = \frac{1}{Q_0} \ln\left|\frac{Q}{Q_0 - Q}\right|.$$

Зависимость расхода на конце участка от времени имеет вид:

$$Q = \frac{Q_0}{1 + Ce^{-Q_0 \beta t}}, \tag{10}$$

где C – константа интегрирования.

Анализ приближенного решения

При построении аналитического решения использовалось предположение, что β медленно изменяется с течением времени. Для проверки корректности этого приближения была проведена серия вычислительных экспериментов.

По формуле Шези [16] на участке с безнапорным течением можно записать: $\sin\alpha = \frac{H}{L} = \lambda \frac{\upsilon^2}{8gR}$, где гидравлический радиус R определяется из соотношения: $R = \frac{S_*}{P}$ (S_* – площадь живого сечения; P – смоченный периметр).

Для трубы круглого сечения смоченный периметр можно записать как $P = \varphi r$ (угол φ отмечен на рис. 3), а площадь живого сечения как $S_* = \frac{r^2}{2}(\varphi - \sin\varphi)$. Тогда расход Q_0 на самотечном участке будет связан с S_* и высотным профилем следующим соотношением:

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):40–45
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

Рис. 3. Схема течения с неполным сечением
Fig. 3. Flow diagram with incomplete section

$$\sin\alpha = \lambda \frac{Q_0^2}{gr^5\left(1-\frac{\sin\varphi}{\varphi}\right)(\varphi-\sin\varphi)^2}. \qquad (11)$$

Для численного решения системы (8) использовалась неявная разностная схема Эйлера [17]:

$$y^{\tau+1} - y^{\tau} = dtf(y^{\tau+1}), \qquad (12)$$

где $y = \left(\frac{Q}{L}\right)$ – неизвестная вектор-функция;
τ – номер шага по времени;
dt – шаг по времени;

$$f = \begin{pmatrix} \left(\frac{\sin\alpha}{\sin\gamma}-1\right)\frac{Q_0-Q}{S-S_*}\cdot\frac{Q}{2L} \\ \frac{Q_0-Q}{S-S_*} \end{pmatrix}.$$

Разностные уравнения (12) решаются методом простой итерации.

Вычислительный эксперимент

Вычислительные эксперименты были проведены на примере участка действующего трубопровода с безнапорным течением. На рис. 4 показан его высотный профиль после перевальной точки.

Рассмотрены два режима – с максимальной и минимальной производительностью, на которых наблюдалось квазистационарное заполнение самотечной полости. Параметры, использованные при построении численных решений, приведены в таблице. Самотечный участок расположен на расстоянии $L \approx 3000$ м от конца трубопровода, синус угла наклона составляет около $\sin\alpha \approx 0{,}05563$.

Рассмотрим режим течения с производительностью $Q_0 \approx 2500$ м³/ч. Для вычисления коэффициента гидравлического сопротивления использована обобщенная зависимость Исаева [18]. Для указанных параметров угол охвата заполненного сечения на самотечном участке (11) составил $\varphi \approx 1{,}894$, живое сечение $S_* \approx 0{,}15S$, коэффициент $\beta \approx 0{,}0292$. Начальные условия для системы

Рис. 4. Высотный профиль участка трубопровода (● – перевальная точка)
Fig. 4. Height profile of the pipeline section (● – crossing point)

Таблица. Параметры для проведения вычислительных экспериментов
Table. Parameters for conducting computational experiments

Параметр | Parameter	Значение | Value
Кинематическая вязкость, μ, м²/с Kinematic viscosity, μ, m²/s	$11\cdot10^{-6}$
Плотность, ρ, кг/м³ Density, ρ, kg/m³	860
Внутренний радиус трубы, *r*, м Pipe internal radius, *r*, m	0,5·0,997
Шаг по времени, *dt*, с Time step, *dt*, s	10

Рис. 5. Зависимость расхода на конце участка от времени для режима с минимальной производительностью: ● – натурные измерения; —— – численное решение (8); - - - – приближенное аналитическое решение (10)
Fig. 5. Dependence of flow rate at section end on time for mode with minimum productivity: ● – field measurements; —— – numerical solution (8); - - - – approximate analytical solution (10)

уравнений (8): $Q(0) = 2050$ м³/ч, $L(0) = 3000$ м. Постоянная уравнения (10) определяется из начального условия: $C = \frac{Q_0}{Q(0)} - 1$. Результаты вычислительного эксперимента представлены на рис. 5.

2021 11(1):40–45
ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595

Рис. 6. Зависимость расхода на конце участка от времени для режима с максимальной производительностью:
• – натурные измерения; —— – численное решение (8);
- - - – приближенное аналитическое решение (10)
Fig. 6. Dependence of flow at section end on time for mode with the maximum productivity:
• – field measurements; —— – numerical solution (8);
- - - – approximate analytical solution (10)

Рассмотрим режим течения с производительностью $Q_0 \approx 7250$ м³/ч. Для указанных параметров угол охвата заполненного сечения на самотечном участке (11) составил $\varphi \approx 2{,}591$, живое сечение $S_* \approx 0{,}33S$, коэффициент $\beta \approx 0{,}0034$. Начальные условия для системы уравнений (8): $Q(0) = 7050$ м³/ч, $L(0) = 3000$ м. Результаты вычислительного эксперимента представлены на рис. 6.

Для построения аналитических решений (10) постоянная β рассчитывалась исходя из параметров, соответствующих установившемуся расходу: $Q = Q_0$.

Обсуждение

Вычислительные эксперименты продемонстрировали хорошую сходимость численного решения с аналитическим, что подтверждает использованное при построении приближение $\beta \approx \text{const}$. Экспериментальные данные также показывают качественно экспоненциальное поведение расхода после самотечного участка в процессе его квазистационарного заполнения.

Величина $Q_0\beta$ характеризует скорость заполнения самотечной полости. Она зависит от производительности, геометрических характеристик трубопровода и напора в конце участка: чем больше протяженность участка с напорным течением, тем медленнее идет установление стационарного процесса.

Если представить формулу (10) в виде:

$$QCe^{-Q_0\beta t} = Q_0 - Q,$$

то правая часть уравнения определяет дебаланс на самотечном участке на основе измерения расходов до и после данного участка, а левая – его поправку. Таким образом, в каждый момент времени, рассчитывая поправку

$$Q\delta(t), \text{ где } \delta(t) = Ce^{-Q_0\beta t}$$

и корректируя дебаланс на эту величину, можно нивелировать влияние заполнения самотечного участка при использовании балансового метода обнаружения утечек, тем самым предупреждая ложные срабатывания СОУ.

Выводы

Построена модель квазистационарного заполнения самотечного участка трубопровода. Дано приближенное аналитическое решение при условии медленного изменения гидравлического уклона на участке с напорным течением, вызванного сдвигом границы самотечного участка при его заполнении или опорожнении. Корректность аналитического решения подтверждена вычислительными экспериментами. Адекватность модели подтверждена сравнением с результатами натурных измерений.

Список литературы

[1] Davis P. M., Spence M., Larive J-F. Performance of European cross-country oil pipelines. Statistical summary of reported spillages in 2014 and since 1971. Bruxelles : CONCAWE, 2016. 54 p.

[2] Pipeline Leak Detection Expected to See Muted Growth Through 2020 // Pipeline & Gas Journal. November 2016. Vol. 243. No. 11. P. 68–70.

[3] Лурье М. В., Макаров П. С. Гидравлическая локация утечек нефтепродуктов на участке трубопровода // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 1998. № 12. С. 65–69.

[4] Лурье М. В., Зверев Ф. С. Метод зональной локации для обнаружения утечек нефти из трубопровода // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2012. № 1. С. 48–51.

[5] Мамонова Т. Е. Метод определения утечки из нефтепровода, основанный на разности во времени давления // Известия Томского политехнического университета. 2013. Т. 323. № 1. С. 216–219.

[6] Леготкина Т. С., Хижняков Ю. Н. Метод определения места утечки нефти в нефтепроводе // Вестник ИжГТУ. 2014. № 1. С. 112–116.

[7] Стохастическая модель идентификации утечек / М. Г. Сухарев [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2015. № 4. С. 80–84.

[8] Оценка достоверности определения координаты утечки в нефтепроводе / А. М. Чионов [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Т. 9. № 4. С. 378–386.

[9] Шестаков Р. А. К вопросу о методах обнаружения утечек и несанкционированных врезок на магистральных нефтепроводах // Труды РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина. 2014. № 3. С. 85–94.

[10] Гольянов А. А. Анализ методов обнаружений утечек на нефтепроводах // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2002. № 10. С. 5–14.

[11] Сунагатуллин Р. З., Коршунов С. А., Дацов Ю. В. К вопросу технического и методологического сопровождения систем обнаружения утечек // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. Т. 7. № 5. С. 42–50.

[12] Ландау Л. Д., Лифшиц Е. М. Теоретическая физика : в 10 т. Т. 2. Теория поля : учеб. пособие для вузов. 7-е изд., исправленное. М. : Наука, 1988. 512 с.

[13] Трубопроводный транспорт нефти: учебник для вузов в 2-х т. Том 1. / С. М. Вайншток [и др.]. М. : Недра-Бизнесцентр, 2004. 621 с.

[14] Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов : справочное пособие / Б. Н. Мастобаев [и др.] ; ред. Ю. В. Лисин. В 2 т. Т. 1. М. : Недра, 2017. 494 с.

[15] Лурье М. В. Повышение безопасности транспортировки нефти и нефтепродуктов путем внедрения непрерывного мониторинга массы жидкости на участках трубопровода // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. Т. 5. № 7. С. 62–69.

[16] Механика жидкости и газа (гидравлика) : учебник / А. Д. Гиргидов. М. : ИНФРА-М, 2018. 704 с.

[17] Эйлер Л. Интегральное исчисление. Том 1. М. : ГИТТЛ, 1956. 416 с.

[18] Исаев И. А. Экспериментальное определение коэффициентов гидравлических сопротивлений в прямых нефтепроводных трубах и фитингах : В кн. Вопросы транспорта, хранения нефти и машиностроения / Труды Московского нефтяного института им. акад. И. М. Губкина. Вып. 17. М. : Гостоптехиздат, 1956. С. 112–168.

References

[1] Davis P. M., Spence M., Larive J.-F. Performance of European cross-country oil pipelines. Statistical summary of reported spillages in 2014 and since 1971. Bruxelles: CONCAWE, 2016. 54 p.

[2] Pipeline Leak Detection Expected to See Muted Growth Through 2020. Pipeline & Gas Journal. 2016;243(11):68–70.

[3] Lurie M. V., Makarov P. S. Hydraulic location of oil product leaks on the pipeline section. Transport and Storage of Oil Products. 1998(12):65–69. (In Russ.)

[4] Lurie M. V., Zverev F. S. Method of zonal location to detect oil leaks. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov–Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2012(1):48–51. (In Russ.)

[5] Mamonova T. E. The method of determining the oil pipeline leakage based on pressure difference in time. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. 2013;323(1):216–219. (In Russ.)

[6] Legotkina T. S., Khizhnyakov Y. N. Method of determining the oil leak in pipelines. Bulletin of Izhevsk State Technical University. 2014(1):112–116. (In Russ.)

[7] Sukharev M. G., Kosova K. O., Titov B. A., Chudina M. Y. Stochastic leaks identification model. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov–Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2015(4):80–84. (In Russ.)

[8] Chionov A. M., Amerkhanov A. A., Simonov I. S., Petrenko S. V. Assessing the certainty of determining the pipeline leakage position. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov–Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2019;9(4):378–386. (In Russ.)

[9] Shestakov R. A. Concerning methods of leakage and tapping detection on main oil pipelines. Works of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas. 2014(3):85–94. (In Russ.)

[10] Golyanov A. A. Analysis of oil pipeline leak detection methods. Transport and Storage of Oil Products. 2002(10):5–14. (In Russ.)

[11] Sunagatullin R. Z., Korshunov S. A., Datsov Y. V. Concerning technical and methodological support of leakage detection systems at facilities. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov–Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2017;7(5):42–50. (In Russ.)

[12] Landau L. D., Lifshits E. M. Course of theoretical physics: 10 volume series. Vol. 2. The field theory. 7th edition, revised. Moscow: Nauka Publ.; 1988. 512 p. (In Russ.)

[13] Vainshtok S. M., Novoselov V. V., Prokhorov A. D., Shammazov A. M. Oil pipeline transport: Textbook for high schools in 2 volumes. Vol. 1. Moscow: Nedra-Biznestsentr Publ.; 2004. 621 p. (In Russ.)

[14] Mastobaev B. N. Oil and oil products pipeline transport. Y. V. Lisin, editor. Handbook: in 2 vol. Vol. 1. Moscow: Nedra Publ.; 2017. 494 p. (In Russ.)

[15] Lurie M. V. Improvement of oil and oil products transport safety through introduction of continuous monitoring of liquid weight in pipeline sections. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov–Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2017;7(5):62–69. (In Russ.)

[16] Mechanics of liquid and gas (hydraulics). Textbook / A. D. Girgidov. Moscow: INFRA-M Publ.; 2018. 704 p. (In Russ.)

[17] Euler L. Integral calculus. Vol. 1. Moscow: SPOTTL Publ.; 1956. 416 p. (In Russ.)

[18] Isaev I. A. Experimental determination of hydraulic resistance coefficients in straight oil pipelines and fittings: In: Issues of transport, storage of oil and mechanical engineering. Proceedings of the Moscow Petroleum Institute named after acad. I. M. Gubkin. Vol. 17. Moscow: Gostoptekhizdat Publ.; 1956. P. 112–168. (In Russ.)

Статья получена редакцией 16.01.2020,
принята к опубликованию 25.11.2020
Received January 16, 2020; in final form, November 25, 2020

Сведения об авторах | Author credentials

Р. З. Сунагатуллин, директор центра исследований гидравлики трубопроводного транспорта ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

Rustam Z. Sunagatullin, Director of the Pipeline Transport Hydraulics Research Centre, Transneft R&D, LLC, Moscow, Russian Federation

SunagatullinRZ@niitnn.transneft.ru

А. М. Чионов, к. т. н., ведущий научный сотрудник лаборатории разработки программного обеспечения ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

Anton M. Chionov, Cand. Sci. (Eng.), Lead Researcher at the Software Development Laboratory, Transneft R&D, LLC, Moscow, Russian Federation

ChionovAM@niitnn.transneft.ru

С. В. Петренко, к. т. н., заместитель заведующего лабораторией математического моделирования и разработки программного обеспечения, НТЦ ООО «НИИ Транснефть», Уфа, Россия

Semyon V. Petrenko, Cand. Sci. (Eng.), Deputy Head of the Laboratory of Mathematical Modeling and Software Development, STC Transneft R&D, LLC, Ufa, Russian Federation

PetrenkoSV@niitnn.transneft.ru

Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов 2021 11(1):46–55 ISSN Print 2221-2701 eISSN 2541-9595

УДК 621.316.9 DOI: 10.28999/2541-9595-2021-11-1-46-55

Анализ подходов к организации систем молниезащиты и заземления по стандартам ПАО «Транснефть» и зарубежным стандартам

Л. Ю. Могильнер[a], А. В. Рудоманов[b], Н. Н. Скуридин[a], Н. А. Власов[a], И. В. Немчиков[c]

[a] ООО «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта» (ООО «НИИ Транснефть»), Севастопольский проспект, 47а, 117186, Москва, Россия
[b] ПАО «Транснефть», Пресненская набережная, д. 4, стр. 2, 123112, г. Москва, Россия
[c] Научно-технический центр трубопроводного транспорта ООО «НИИ Транснефть» (НТЦ ООО «НИИ Транснефть»), проспект Октября, 144/3, 450055, Уфа, Россия

Аннотация

Совершенствование мер по защите объектов трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов от опасного воздействия молний – актуальная научно-практическая задача во всем мире. На основании опыта разработки нормативных документов в области защиты резервуаров и резервуарных парков, других объектов от опасного воздействия молнии, а также практических результатов обследования систем молниезащиты и заземления проведено сравнение требований российских стандартов (в том числе отраслевых стандартов ПАО «Транснефть») и основных стандартов США и стран ЕС по проектированию и эксплуатации систем молниезащиты и заземления резервуарных парков. Установлено, что все стандарты одинаково трактуют назначение систем молниезащиты и заземления, предписывают проводить визуальные осмотры надземной части заземляющих устройств, измерения переходного сопротивления контактов и сопротивления заземляющих устройств, содержат обязательные требования по обеспечению безопасности персонала. В то же время выявлены принципиальные отличия стандартов в России и за рубежом, в том числе в объемах обследования подземной части заземляющих устройств, в использовании изолированных систем молниезащиты резервуаров, а также в применяемых уровнях защиты, методиках расчета зон защиты объектов, периодичности проведения обследований. Сделан вывод о том, что требования к проектированию систем молниезащиты и заземления на объектах ПАО «Транснефть» жестче, а состав работ по обследованию шире, чем установлено зарубежными стандартами. При этом обоснована актуальность данного подхода и его преимущества.

Ключевые слова: молниезащита, заземление, прямой удар молнии, молниеотвод, молниеприемник, защита резервуаров, защита расстоянием, резервуары для хранения нефти, нефтепродуктов и нефтяных газов

Для цитирования
Анализ подходов к организации систем молниезащиты и заземления по стандартам ПАО «Транснефть» и зарубежным стандартам / Л. Ю. Могильнер [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. Т. 11. № 1. С. 46–55.

Автор для связи: Л. Ю. Могильнер, e-mail: MogilnerLY@niitnn.transneft.ru
Corresponding author: Leonid Yu. Mogilner, e-mail: MogilnerLY@niitnn.transneft.ru

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):46–55
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

Analysis of approaches to the organisation of lightning protection and grounding systems according to PJSC "Transneft" standards and foreign standards

Leonid Yu. Mogilner[a], Andrey V. Rudomanov[b], Nikolay N. Skuridin[a], Nikolay A. Vlasov[a], Igor V. Nemchikov[c]

[a] Pipeline Transport Institute, LLC (Transneft R&D, LLC), 47a Sevastopolsky Prospect, Moscow, 117186, Russian Federation
[b] Transneft, 4, bldg 2 Presnenskaya Embankment, Moscow, 123112, Russian Federation
[c] Science & Technology Centre of Pipeline Transportation of Transneft R&D, LLC (STC Transneft R&D, LLC), 144/3 Oktyabrya Prospect, Ufa, 450055, Russian Federation

Abstract

Based on experience in the development of regulatory documents of tanks and tank farms, other facilities protection from the dangerous lightning effects, as well as the practical results of lightning protection and grounding system survey, a comparison was made between the requirements of Russian standards (including PJSC Transneft industry standards) and main US and EU standards on the design and operation of lightning protection and grounding systems for tank farms. It has been established that all standards treat the purpose of lightning protection and grounding systems in the same way, prescribe visual inspections of above-ground part of grounding devices, measurements of contact resistance and resistance of grounding devices, and contain mandatory requirements for ensuring personnel safety. At the same time, fundamental differences between Russian and foreign standards were revealed, including the scope of inspection of the underground part of grounding devices, in the use of isolated lightning protection systems for tanks, as well as the applied protection levels, methods for calculating protection zones, and the surveys frequency. It is concluded that design requirements for lightning protection and grounding systems at PJSC “Transneft” facilities are stricter, and scope of survey work is wider than established by foreign standards. At the same time, the relevance of this approach and its advantages are substantiated.

Keywords: lightning protection, grounding, direct lightning strike, lightning rod, tank protection, distance protection, storage tanks for oil, oil products and petroleum gases

For citation

Mogilner L. Yu., Rudomanov A. V., Skuridin N. N., Vlasov N. A., Nemchikov I. V. Analysis of approaches to the organisation of lightning protection and grounding systems according to PJSC “Transneft” standards and foreign standards. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov–Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2021;11(1):46–55.

Введение

Магистральные трубопроводы для транспортировки нефти и нефтепродуктов (МТ) относятся к опасным производственным объектам. Высокая концентрация больших объемов горючих и легковоспламеняющихся жидкостей в резервуарных парках и на линейной части МТ влечет за собой повышенные риски возникновения крупных пожаров и взрывов с тяжелыми последствиями, включая значительные материальные и экономические потери, ущерб окружающей среде, иногда человеческие жертвы. Во многих исследованиях подчеркивается, что одной из основных причин пожаров на объектах МТ является прямой удар молнии. Также имеется опасность незавершенных разрядов, способных поджигать взрывоопасные газы при их накоплении вблизи резервуаров [1–4]. Поэтому совершенствование мер по защите объектов от опасного воздействия молний – актуальная научно-практическая задача во всем мире.

ПАО «Транснефть» и ООО «НИИ Транснефть» накоплен большой опыт обследования систем защиты от молний объектов МТ, в том числе резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов объемом до 50 000 м^3. В настоящее время данный опыт имеет практическое применение не только в нашей стране, но и за рубежом. Выполненные работы позволяют провести сравнение некоторых важнейших положений российских и международных стандартов в рассматриваемой области, что и является целью настоящей статьи.

В табл. 1 перечислены этапы жизненного цикла систем молниезащиты и заземления объектов. Видно, что в едином контексте представлены, в сущности, две разные системы: молниезащита объектов и их заземление.

Вообще говоря, системы заземления предназначены для решения более широкого круга задач, чем рассматривается в данной статье. Помимо защиты оборудования при эксплуатации энергоустановок любого типа, они обеспечивают защиту персонала от опасных напряжений

2021 11(1):46–55
ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595

Табл. 1. Этапы жизненного цикла систем молниезащиты и заземления объектов
Table 1. Stages of lightning protection and grounding system life cycle

Этап Milestone	Исполнитель Developer	Основная цель Key objective
Проектирование Design	Специализированная проектная организация Specialized design organization	Расчет и разработка проекта молниезащиты и заземления на основе требований заказчика с учетом действующих регламентов и отраслевых стандартов Calculation and development of lightning protection and grounding project based on customer requirements, taking into account the current regulations and industry standards
Эксплуатация Operation	Эксплуатирующая организация Operating organization	Выполнение требований национальных и отраслевых стандартов по эксплуатации Compliance with national and industry operating standards
Диагностирование Diagnosis	Специализированная организация, выполняющая работы по диагностированию систем молниезащиты и заземления Specialized diagnostic organization performing work on diagnostics of lightning protection and grounding systems	Периодическое диагностирование систем молниезащиты и заземления, включая измерения и контроль параметров скрытых элементов Periodic diagnostics of lightning protection and grounding systems, including measurements and control of hidden element parameters

Табл. 2. Сводные данные по видам защиты от опасного воздействия молнии
Table 2. Summary data on types of protection against dangerous lightning effects

Тип воздействия Impact type	Проявление воздействия Impact appearance	Метод предотвращения аварии Accident prevention method
Прямой удар Direct impact	Непосредственное попадание молнии в резервуары, сооружения, металлические конструкции Direct lightning strike into tanks, metal and other structures	Установка изолированной системы молниезащиты, защита расстоянием, заземление сооружений, конструкций Installation of isolated lightning protection system, distance protection, grounding of facilities and structures
Косвенное воздействие Indirect impact	Воздействие молнии на кабельные линии, эстакады, металлические конструкции через электрические цепи Impact of lightning on cable lines, overpasses, metal structures through electrical circuits Воздействие электромагнитных полей, наведенных молнией, на электронные системы Effect of electromagnetic fields induced by lightning on electronic systems	Заземление сооружений, конструкций и оборудования, шунтирование контактов, экранирование электронных систем, защита расстоянием Grounding of facilities, structures and equipment, bridging of contacts, shielding of electronic systems, and protection by distance

прикосновения и шага в случаях повреждения изоляции. Однако ниже речь пойдет только о той функции систем заземления, которая необходима для отвода в грунт токов, индуцируемых молниевыми разрядами.

Объекты, подверженные опасному влиянию молнии

Применительно к системе магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов возможно опасное воздействие молнии на следующие объекты:

– резервуары, резервуарные парки;
– здания, оборудование;
– трубопроводы, кабельные линии, эстакады, металлические конструкции.

В связи с этим в табл. 2 приведены сводные данные по видам защиты от опасного воздействия молнии и методам предотвращения возможных аварий, которые регламентированы нормативными документами ПАО «Транснефть» (уточненная табл. 1 из [2]).

Примеры отличий требований российских и зарубежных стандартов

В целом описанный подход характерен как для отечественных, так и для зарубежных стандартов в области молниезащиты. Однако уже в требованиях к проектированию выявлены существенные отличия нормативных документов Российской Федерации, в том числе отраслевых стандартов ПАО «Транснефть», от их зарубежных аналогов. На примере наиболее характерных стандартов, применяемых в США и странах ЕС, эти отличия подчеркнуты в табл. 3.

Одно из основных отличий заключается в том, что зарубежные нормативные документы допускают использование в качестве молниеприемника корпуса и кровли вертикальных стальных резервуаров (РВС), если толщина металла достаточно велика (см. табл. 3, данные NFPA 780) и при условии уравнивания потенциалов металлических частей резервуара и установленного на нем технологического оборудования. При этом предполагается, что масса и электропроводящие

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):46–55
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

Табл. 3. Требования основных стандартов в области молниезащиты в России, США и странах ЕС
Table 3. Requirements of basic standards in the field of lightning protection in Russia, USA and EU countries

Страна Country	Основные стандарты / нормативы Main standards / norms	Содержание требования Content of requirement
Россия Russia	РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений RD 34.21.122-87. Instructions for lightning protection of buildings and structures СО 153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций SO 153-34.21.122-2003. Guidelines for installation of lightning arresters at buildings, structures and industrial utilities	Для резервуаров необходимо использовать изолированную систему молниезащиты Tanks must use insulated lightning protection system
США USA	NFPA 780. Standard for the Installation of Lightning Protection Systems, National Fire Protection Association, 2017 (Стандарт Национальной ассоциации по защите от пожаров: Устройство систем молниезащиты) API RP 545. Recommended Practice for Lightning Protection of Aboveground Storage Tanks for Flammable or Combustible Liquids, Revision 1, 2012 (Стандарт Американского нефтяного института: Рекомендации по молниезащите резервуаров для хранения горючих и легковоспламеняющихся жидкостей)	Корпус резервуара с толщиной стенки не менее 4,8 мм допускается использовать в качестве молниеприемника Tank body with wall thickness of at least 4.8 mm is allowed to be used as a lightning rod
Страны ЕС EU countries	Стандарты серии IEC 62305-2010. Protection against lightning. Parts 1–4 (Международная энергетическая комиссия: Защита от поражения молнией. Части 1–4)	Корпус резервуара допускается использовать в качестве молниеприемника. Но п. E.5.1.2 IEC 62305-3 предусматривает изолированную систему молниезащиты, если протекание тока молнии по токопроводящим частям защищаемого объекта может вызвать повреждение объекта или его содержимого Tank body is allowed to be used as a lightning rod. But clause E.5.1.2 of IEC 62305-3 provides for insulated lightning protection system if the flow of lightning current through conductive parts of protected object can cause damage to the object or its contents

свойства заземленного корпуса РВС обеспечивают сопротивление, достаточно малое для отвода воздействия молнии в заземлитель.

Однако можно ли рассматривать такие условия как достаточные для обеспечения надежной молниезащиты? Ведь абсолютная герметичность невозможна. Это очевидно, например, для РВС объемом 50 000 м^3 с плавающей крышей, конструкция которых предполагает наличие зазора между плавающей крышей и внутренней поверхностью стенки. Для исключения испарения через этот зазор горючих и легковоспламеняющихся веществ его герметизируют гибкими затворами, дополнительно снабжают шунтами или другими устройствами, обеспечивающими гальваническую связь металлоконструкций. Однако очевидно, что при диаметре резервуара около 60 м возможно наличие зазоров между стенкой и затвором плавающей крыши. Причиной могут быть в том числе локальные отклонения стенки РВС от вертикали или вмятины / выпуклости на стенке, а также механический износ поверхности затвора, его локальная деформация или коррозия. В результате через образовавшиеся несплошности пары горючих веществ проникают на наружную сторону плавающей крыши и накапливаются в пространстве внутри стенки резервуара. Другой пример для таких резервуаров – накопление взрывоопасной газовоздушной смеси возле дыхательных клапанов. При прямом попадании молниевого разряда в такие зоны возможно возгорание газовоздушной смеси.

Известны технические решения для дополнительной защиты от указанных эффектов – они изложены в патентах[1] и научной литературе [5]. Однако эти решения не устраняют указанные выше источники риска. Например, в работе [6] рассмотрена ситуация, когда на объекте выполнены требования IEC 62305-3, однако прямой удар молнии разрушил кровлю резервуара толщиной 6 мм и повредил другой резервуар, находящийся рядом.

Итак, стандарты ПАО «Транснефть», в отличие от зарубежных аналогов, содержат требования об обязательном использовании изолированной системы молниезащиты резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов, включающей в себя, в том числе, отдельно стоящие молниеотводы. На этапе проектирования такая система – универсальное решение задачи обе-

[1] Dissipation array systems for lightning protection : US5043527A / Roy B. Carpenter, Jr. Owner name: Lightning Eliminators & Consultants, Inc. (LEC), B.

2021 11(1):46–55
ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595

спечения заданной надежности защиты резервуара и пространства вокруг него от прямого удара молнии.

Исходя из данных, представленных в табл. 2, необходимо особо отметить, что в отраслевых стандартах ПАО «Транснефть» защита расстоянием является одним из важнейших способов защиты от всех видов опасного воздействия молнии: молниеотводы предписано устанавливать на некотором «безопасном» расстоянии от объектов, и установка молниеприемников на РВС запрещена. При этом за безопасное принимается такое расстояние между молниеотводом и резервуаром, при котором не возникает перекрытие молниевых разрядов на резервуары. Расчет этого расстояния выполняется на основании подходов, изложенных в ПУЭ-7[2] и [7, 8].

В отличие от стандартов серии IEC 62305, нормативы ПАО «Транснефть» содержат требования к расчету зон защиты от прямого удара молнии не только на уровне земли, а на различных уровнях по высоте защищаемого объекта с прорисовкой этих зон на генплане. При этом в расчете учитывается необходимость обеспечения молниезащиты тех участков, где могут накапливаться пары легковоспламеняющихся веществ. Например, над дыхательными клапанами задается дополнительная зона защиты в виде полусфер диаметром примерно 5 м.

Необходимо отметить различия в методиках расчета зон защиты молниеотводов, принятых в отраслевых стандартах ПАО «Транснефть» и стандартах серии IEC 62305.

В расчетные методики, принятые в стандартах серии IEC 62305, заложена электрогеометрическая модель взаимодействия молнии и молниеотводов – так называемый метод катящейся сферы. При этом предполагается, что площадь стягивания (сбора заряда) молниеотвода увеличивается медленнее, чем при ее линейной зависимости от высоты.

Кроме того, к недостаткам электрогеометрического метода относится то, что он не учитывает взаимное влияние молниеотводов, которое неоднократно подтверждалось теоретически и экспериментально [7, 8]. Поскольку из опыта эксплуатации систем молниезащиты действующих объектов известна квадратичная зависимость зоны защиты от высоты молниеотвода [3], то именно такая модель взята за основу расчетной методики в нормативах ПАО «Транснефть».

Следует отметить, что уровень надежности системы молниезащиты по IEC 62305 составляет от 0,840 до 0,990, что в отдельных случаях (крупные нефтебазы, нефтеналивные порты) представляется недостаточным для исключения прорыва молнии через систему молниезащиты в период срока службы объекта. Для обеспечения более высокой степени защиты уровень надежности при проектировании различных систем молниезащиты согласно российским нормативам принимается в диапазоне от 0,900 до 0,999.

С целью снижения затрат на оборудование в ПАО «Транснефть» дополнительно разработаны технические решения по защите резервуарных парков тросовыми молниеприемниками, применение которых позволяет использовать мачты меньшей высоты и сократить их общее количество по сравнению со стержневыми молниеприемниками. Например, при защите каре с двумя РВС объемом 50 000 м^3 вместо семи мачт со стержневыми молниеприемниками (высотой 55 м) можно использовать четыре мачты с тросовыми молниеприемниками (высота крепления троса ~40 м). В отраслевых стандартах определены геометрические характеристики и расположение таких молниеприемников в резервуарном парке, при которых обеспечивается необходимый уровень надежности.

Существенное отличие отраслевых стандартов ПАО «Транснефть» от зарубежных заключается также в требованиях к объему и периодичности обследований систем молниезащиты. Так, работы на объектах ПАО «Транснефть» предусматривают определение фактического расположения магистралей заземляющего устройства, что не предписывается IEC 62305-3. Еще пример: согласно нормативам ПАО «Транснефть» выполняется осмотр заземлителей со вскрытием грунта (на территории резервуарного парка – ежегодно ~20 % от общего количества заземлителей и токоотводов с периодичностью пять лет, а также при очередном обследовании систем). Аналогичное требование в IEC 62305-3 отсутствует.

Принципы проектирования систем молниезащиты в ПАО «Транснефть»

Остановимся на основных требованиях к проектированию систем молниезащиты резервуарных парков согласно отраслевым стандартам ПАО «Транснефть»:

– системы молниезащиты должны быть спроектированы так, чтобы все резервуары, здания, эстакады и другие сооружения, технологические трубопроводы и оборудование МТ находились в зоне защиты;

– для обеспечения безопасной эксплуатации наиболее опасных производственных объектов – резервуаров – каждый из них должен быть защищен изолированной системой молниезащиты;

– для каждого объекта задается уровень надежности защиты – вероятность перехвата молнии элементами системы молниезащиты:

а) для резервуаров – надежность не менее 0,99 (уровни I и II);

[2] ПУЭ-7. Правила устройства электроустановок (издание 7) : утв. приказом Минэнерго РФ № 204 от 8 июля 2002 г.

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):46–55
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

б) для прочих зданий и сооружений – надежность не менее 0,9 (уровень III).

Исходные данные для расчета зон молниезащиты:

– взаимное расположение резервуаров, зданий, сооружений;

– допустимая минимальная вероятность прорыва молнии;

– уровень грозовой активности региона;

– тип молниеприемника:

а) для резервуаров – стержневой, тросовый, комбинированный;

б) для прочих зданий и сооружений – стержневой, тросовый, молниеприемная сетка, металлическая кровля.

Для снижения материалоемкости и стоимости молниезащиты используются решения:

– применяются два и более молниеприемника с уменьшенной высотой *H*;

– применяются тросовые молниеприемники;

– изолированные молниеприемники располагаются на обваловании резервуаров, в некоторых условиях допускается устанавливать их в каре.

Выполнение этих требований необходимо контролировать при обследовании систем молниезащиты и заземления в период эксплуатации объектов. Этот вопрос особенно актуален для объектов, сооруженных на территории России до 2000 года, поскольку перечисленные положения могли не учитываться в действовавших тогда нормативных документах.

За рубежом ситуация иная. Там проектирование рассматриваемых систем могло проводиться по разным стандартам. Поэтому при обследованиях необходимо руководствоваться требованиями, которые указаны в техническом задании. Это могут быть местные нормативы, принятые в стране, где проводится обследование, либо заказчик вправе указать другие требования (например, принятые в стандартах ПАО «Транснефть»).

Рекомендуемый состав работ по обследованию систем молниезащиты

Многолетний опыт обследования систем молниезащиты и заземления на объектах ПАО «Транснефть» позволил оптимизировать состав работ таким образом, чтобы при минимальных необходимых затратах эксплуатирующей организации обеспечить определение фактических параметров действующих систем. Ранее этот вопрос рассматривался в публикациях [2, 9, 10], и совершенствование методик обследования продолжается.

Поскольку данный опыт востребован не только в России, но также за рубежом, предлагается рассмотреть состав работ по обследованию систем молниезащиты и заземления, рекомендуемый ПАО «Транснефть» и ООО «НИИ Транснефть» в настоящее время (табл. 4).

Приведем некоторые важные подробности указанных работ:

– анализ проектной, исполнительной, рабочей документации: определение соответствия проекта нормативам, действовавшим при вводе объекта в эксплуатацию и действующим на период проведения обследования;

– измерение геометрических параметров системы молниезащиты (высоты молниеотводов, расстояний от молниеотводов и молниеприемников до зданий, сооружений, коммуникаций): результаты проводимых измерений используются для построения зон молниезащиты, а также для проверки соответствия обследуемого объекта требованиям проектной и нормативной документации;

– измерение удельного электрического сопротивления грунта: необходимо для выбора нормативных значений параметров систем молниезащиты и заземления;

– определение фактического положения элементов системы заземления, в том числе скрытых в грунте (с использованием трассопоисковых при-

2021 11(1):46–55
ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595

Табл. 4. Состав работ по обследованию систем молниезащиты и заземления, рекомендуемый ПАО «Транснефть» и ООО «НИИ Транснефть»
Table 4. Scope of work on lightning protection and grounding system survey of recommended by Transneft, PJSC and Pipeline Transport Institute, LLC

Анализируемое воздействие Analysed impact	**Состав работ** Scope of work	**Разрабатываемые мероприятия** Developed activities
Прямой удар молнии в резервуар, здание, сооружение Direct lightning strike in tank, building, structure	Осмотр и привязка к генеральному плану объекта элементов системы молниезащиты и заземления Inspection and linking to facility's general layout of lightning protection and grounding system elements Измерение геометрических параметров системы молниезащиты Measurement of geometric parameters of lightning protection system Измерение удельного электрического сопротивления грунта Measurement of specific soil resistivity Измерение сопротивлений заземляющих устройств элементов молниезащиты Measurement of grounding device resistances of lightning protection elements Проверка металлосвязи элементов молниезащиты с заземлителями Checking the metal connection of lightning protection elements with ground electrodes	Оптимизация состава элементов молниезащиты Composition optimization of lightning protection elements Оптимизация конструкции элементов молниезащиты Design optimization of lightning protection elements
	Определение зон защиты от прямого удара молнии Determination of protection zones against direct lightning strike	
	Оценка риска удара молнии и его последствий Risk assessment of lightning strike and its consequences	
Косвенное воздействие молнии Indirect effects of lightning	Определение фактического положения элементов системы заземления Determination of the actual position of grounding system elements Выборочный осмотр заземляющих устройств со вскрытием грунта Selective inspection of grounding devices with soil opening Измерение сопротивлений заземляющих устройств зданий и сооружений Resistance measurement of building and structure grounding devices Проверка металлосвязи заземленного оборудования с заземлителями Checking the metal connection of grounded equipment with grounding conductors Измерение переходного сопротивления контактов заземляющих устройств Contact resistance measurement of grounding devices	Оптимизация схемы заземления и уравнивания потенциалов Optimization of grounding scheme and potential equalization Разработка технических решений по снижению помех: установка устройств защиты от импульсных перенапряжений, экранирование и т. д. Development of technical solutions to reduce interference: installation of surge protection devices, shielding, etc.
	Измерение импульсных разностей потенциалов на входах электронной аппаратуры и кабельных линиях Measurement of impulse potential differences at the inputs of electronic equipment and cable lines	
	Расчет влияния молниевого воздействия на электронную аппаратуру автоматики и сигнализации, а также на кабельные линии Calculation of lightning strike effect on electronic equipment of automation and signalling, as well as on cable lines	
	Расчет уровней импульсных магнитных полей в местах расположения электронного оборудования систем автоматизации и сигнализации Calculation of pulsed magnetic field levels at locations of automation and alarm system electronic equipment	

боров): опыт показывает, что на некоторых, особенно длительно эксплуатируемых, объектах заземлители могут быть смещены от проектного положения в плане и по глубине в результате ремонтных работ, реконструкций, вскрытия шурфов и т. д.;

– выборочный осмотр заземляющих устройств со вскрытием грунта: выполняется для оценки геометрических параметров (типа, площади сечения), коррозионного состояния и качества монтажа скрытых элементов системы заземления и уравнивания потенциалов, а также с целью проверки соответствия проектной и нормативной документации; данный вид работ особенно актуален для зарубежных объектов, на которых в отличие от объектов ПАО «Транснефть» допускается соединение деталей заземлителей не сваркой, а зажимами;

– измерение сопротивления по постоянному току и импульсного сопротивления заземляю-

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):46–55
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

щих устройств: проводится для проверки соответствия величины сопротивления заземляющих устройств требованиям нормативной документации;

– измерение переходного сопротивления контактов заземляющих устройств: проводится для оценки качества контактных соединений и проверки соответствия переходного сопротивления контактов заземляющих устройств требованиям нормативной документации; данный вид работ также особенно актуален для зарубежных объектов в случае, если контакты выполняются не сваркой, а зажимами;

– определение сопротивления металлосвязи электрооборудования с заземляющими устройствами: проводится для проверки целостности электрических цепей между заземляемым оборудованием и заземляющим устройством;

– установление коэффициентов ослабления помех, обеспечиваемых экранами кабелей и кабельными конструкциями: полученные коэффициенты используются для определения импульсных помех на входах электрооборудования и кабельных линий при ударах молнии;

– определение импульсных помех на входах электрооборудования и кабельных линиях при ударах молнии: проводится с целью оценки опасности ударов молнии для электронной аппаратуры и кабельных линий (в первую очередь в условиях близкого расположения электронной аппаратуры и оборудования системы молниезащиты).

На основании выполненных измерений при разработке технического отчета выполняются:

– расчет зон защиты от прямых ударов молнии на разных уровнях по высоте объекта с прорисовкой схемы: выполняется для выявления зданий, сооружений или их частей, не защищенных от прямого удара молнии; при этом, как указывалось, расчет осуществляется с запасом на возможные утечки и накопление горючих паров на отдельных участках объектов (например, вблизи дыхательных клапанов резервуаров);

– разработка схем заземления объекта с привязкой к инженерным сооружениям с учетом фактического положения заземлителей в плане и по глубине;

– расчет уровней импульсных магнитных полей в местах расположения электронного оборудования систем автоматизации и сигнализации: проводится для оценки воздействия импульсного магнитного поля на электронную аппаратуру при разрядах молнии;

– анализ результатов обследования, разработка рекомендаций по приведению обследованных систем в соответствие с нормативами, указанными заказчиком в техническом задании, при этом обязательным условием является соблюдение действующего законодательства страны, на территории которой расположен и эксплуатируется объект.

При разработке рекомендаций учитываются три основные группы дефектов:

– дефекты, влияющие на безопасную эксплуатацию оборудования, систем молниезащиты и заземления, электробезопасность персонала (например, превышение допустимого сопротивления заземляющего устройства, обрывы заземляющих проводников, несоответствие нормативам переходного сопротивления контакта в месте соединения заземлителя и заземляющего проводника в случае использования для соединения зажима): устранение таких дефектов обязательно в кратчайшие сроки (желательно – не позднее десяти рабочих дней с даты обнаружения);

– дефекты, которые представляют угрозу при ударе молнии (например, отсутствие второго пути растекания тока молнии от молниеотвода): продолжение эксплуатации объектов с такими дефектами возможно до наступления очередного грозового сезона;

– дефекты, которые не влияют непосредственно на электробезопасность и безопасную эксплуатацию производственных объектов, но являются отклонением от проекта: такие дефекты могут быть устранены при проведении плановых остановок, ремонтов, реконструкций.

Обсуждение

Обобщая результаты сравнения нормативных документов, регламентирующих проектирование, эксплуатацию и обследование систем молниезащиты и заземления на объектах МТ в России и за рубежом, можно в дополнение к рассмотренным вопросам отметить несколько наиболее важных совпадений и различий.

Указанные стандарты одинаково трактуют назначения систем молниезащиты и заземления. А именно: системы молниезащиты предназначены для защиты от прямого удара и косвенного воздействия молнии на электронное оборудование, системы автоматики и связи; системы заземления предназначены для защиты людей от поражения электрическим током, обеспечения отвода в грунт токов при коротких замыканиях или ударе молнии в защищаемый объект.

При обследованиях и диагностировании систем молниезащиты и заземления все стандарты предписывают проводить:

– визуальные осмотры видимой части заземляющих устройств;

– измерения переходного сопротивления контактов и сопротивления заземляющих устройств.

Также общим признаком являются обязательные требования по обеспечению безопасности персонала (прежде всего от поражения электрическим током) и защиты окружающей среды при выполнении работ по обследованию объектов.

В качестве примера отличий можно отметить обязательное для объектов ПАО «Транснефть» периодическое (один раз в 12 лет) комплексное

2021 11(1):46–55
ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595

обследование систем молниезащиты и заземления в объеме работ, приведенных в табл. 4. В зарубежных стандартах требование об обязательном комплексном обследовании отсутствует.

Что касается обследований по ходу эксплуатации, то, например, согласно IEC 62305-2010 (часть 3, раздел E.7) установлена максимальная периодичность проведения визуального осмотра систем молниезащиты – один год (для систем молниезащиты, применяемых во взрывоопасных зонах, один раз в 6 месяцев). Данное требование совпадает с аналогичным в стандартах ПАО «Транснефть» (проведение визуального осмотра один раз в 6 месяцев). Однако на объектах ПАО «Транснефть» дополнительно ежегодно проводятся измерения сопротивления заземляющих устройств. Согласно IEC 62305-2010, указанные измерения необходимо выполнять только один раз в два года.

Отметим еще несколько важных отличий.

В ПАО «Транснефть» используются собственные расчетные модели, на основании которых строятся зоны защиты объектов на разных уровнях по высоте в зависимости от технических характеристик и условий эксплуатации конкретного объекта. При этом результаты обследования систем молниезащиты и заземления входят в состав исходных данных для расчетов при проектировании.

Выше отмечалось, что нормативными документами ПАО «Транснефть» регламентировано обязательное устройство изолированной системы молниезащиты и заземления наиболее опасных объектов – резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов. При этом на территории резервуарных парков выполняется комплексное заземляющее устройство, включающее контуры заземления резервуаров, оборудования, элементы системы молниезащиты. Обычно в таких системах используются токоотводы и заземлители из полосовой стали.

За рубежом встречаются токоотводы и заземлители из меди, удельное сопротивление которой, как известно, ниже, чем у стали. Но при этом применяются как медный пруток или полоса, так и гибкие многопроволочные проводники, в том числе заземляющие устройства резервуаров могут быть связаны между собой медным кабелем в изоляции.

Этот способ имеет плюсы и минусы. С одной стороны, изолированный кабель позволяет не увеличивать нагрузку на систему электрохимической защиты (на объектах ПАО «Транснефть» для этой цели применяются технические решения, отраженные в статье [11]). Однако с другой, он снижает общую площадь контакта заземлителя с грунтом. В случае удара молнии в РВС с неизолированной системой молниезащиты такой заземлитель не дает существенного снижения уровня импульсного потенциала на заземлении резервуара, и требуются дополнительные меры по защите оборудования [12]. Фактически медный кабель в изоляции обеспечивает только уравнивание потенциалов РВС в резервуарном парке, но не формирует единый контур заземления, и каждый резервуар может быть заземлен только индивидуально, при этом уровень надежности защиты может снижаться.

Выводы

Требования к устройству систем молниезащиты и заземления на объектах ПАО «Транснефть» жестче, а состав работ по их обследованию шире, чем установлено отечественными и зарубежными стандартами, в частности стандартами США и стран ЕС. В ПАО «Транснефть» при проектировании и обследовании данных систем используются более точные расчетные модели, и возможные дополнительные затраты эксплуатирующей организации, связанные с повышением надежности защиты, окупаются за счет более точных оценок технического состояния обследованных объектов. Такой подход позволяет точнее оценивать потенциальную опасность каждого несоответствия системы молниезащиты предъявляемым требованиям и давать общую оценку технического состояния данных систем. В зависимости от параметров и совокупности выявленных несоответствий оптимизируются сроки их устранения при разработке рекомендаций по ремонту и реконструкции объектов. Тем самым обеспечивается возможность привязки ремонтных работ к плановым остановкам оборудования, а также минимизируются издержки, связанные с внеплановыми ремонтами и обслуживанием.

Список литературы

[1] Persson H., Lonnermark A. Tank Fires : Review of fire incidents 1951–2003. Brandforsk Project 513-021 // SP Swedish National Testing and Research Institute, 2004. SP Report 2004:14. https://rib.msb.se/Filer/pdf%5C19108.pdf (дата обращения: 20.05.2020).

[2] Интегральный критерий оценки состояния системы молниезащиты и заземления объектов перекачки нефти / Л. Ю. Могильнер [и др.] // Безопасность труда в промышленности. 2017. № 2. С. 40–46.

[3] Khuzyaganiev I. A., Trusov K. A., Mogilner L. Yu. Standardization of lightning protection in oil and oil products pipeline transport : proceedings of the 34th International Conference on Lightning Protection – ICLP 2018. 12 p.

[4] Петрова Н. В., Чешко И. Д., Галишев М. А. Анализ практики экспертного исследования пожаров на объектах хранения нефти и нефтепродуктов // Вестник Санкт-Петербургского университета государственной противопожарной службы МЧС России. 2016. № 3. С. 40–46.

[5] Sekioka Shozo. Chapter 8 – Lightning protections of renewable energy generation systems / In book: Integration of Distributed Energy Resources in Power Systems. Implementation, Operation and Control. 2016. P. 193–228.

[6] Скрипко А. Н. Результаты исследований и пути совершенствования молниезащиты складов нефтепродуктов // Вестник полоцкого государственного университета. Серия В. Промышленность. Прикладные науки. 2016. № 11. С. 130–137.

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):46–55
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

[7] Черкасов В. Н. Защита взрывоопасных сооружений от молнии и статического электричества. 3-е изд., перераб. и доп. М. : Стройиздат, 1984. 80 с.

[8] Базелян Э. М., Райзер Ю. П. Физика молнии и молниезащиты. М. : Физматлит, 2001. 319 с.

[9] Обследование систем молниезащиты и заземления пожаро- и взрывоопасных объектов: совершенствование технологии / А. Ф. Копысов [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. Т. 8. № 1. С. 84–91.

[10] Mogilner L. Yu., Vlasov N. A., Pankratov A. N. Improvement the testing of grounding and lightning protection systems for ensuring safe operation of oil transportation facilities : proceedings of the 12th ECNDT. 2018.

[11] Разработка технических решений по снижению экранирования катодных токов при электрохимической защите технологических площадок / С. В. Лукьянов [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. Т. 8. № 6. С. 692–709.

[12] Диагностика защищенности подземных трубопроводов от электрохимической коррозии / И. Г. Блинов [и др.]. Уфа : Монография, 2020. 246 с.

References

[1] Persson H., Lonnermark. Tank Fires: Review of fire incidents 1951–2003. Brandforsk Project 513-021. SP Swedish National Testing and Research Institute, 2004. SP Report 2004:14 [accessed 2020 May 20]. https://rib.msb.se/Filer/pdf%5C19108.pdf.

[2] Mogilner L. Yu., Vladova A. Y., Vlasov N. A., Pankratov A. N. Integral criterion for evaluation of the condition of lightning protection and grounding system of oil transfer objects. Occupational Safety in Industry. 2017(2):40–46. (In Russ.)

[3] Khuzyaganiev I. A., Trusov K. A., Mogilner L. Yu. Standardization of lightning protection in oil and oil products pipeline transport. Proceedings of the 34th International Conference on Lightning Protection – ICLP 2018; 2018 September 2–7; Rzeszow, Poland.

[4] Petrova N. V., Cheshko I. D., Galichev M. A. Analysis of expert practice of fire research on oil storage facilities. Bulletin of the St. Petersburg University of the State Fire Service of the EMERCOM of Russia. 2016(3):40–46. (In Russ.)

[5] Sekioka Shozo. Chapter 8 – Lightning protections of renewable energy generation systems. In book: Integration of Distributed Energy Resources in Power Systems. Implementation, Operation and Control. 2016. P. 193–228.

[6] Skripko A. N. Research results and ways of improving of oil stores lightning protection. Herald of Polotsk State University. Series B. Industry. Applied Sciences. 2016(11):130–137. (In Russ.)

[7] Cherkasov V. N. Lightning protection and electrostatic charge protection of explosive installations. 3rd ed., revised and enlarged. Moscow: Stroyizdat Publ.; 1984. 80 p. (In Russ.)

[8] Bazelyan E. M., Raizer Y. P. Lightning physics and lightning protection. Moscow: Physmatlit Publ.; 2001. 319 p. (In Russ.)

[9] Kopysov A. F., Lukyanov S. V., Mogilner L. Yu., Vlasov N. A. Examination of lightning protection and grounding systems for flammable and explosive objects: improvement of technology. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov–Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2018;8(1):84–91. (In Russ.)

[10] Mogilner L. Yu., Vlasov N. A., Pankratov A. N. Improvement the testing of grounding and lightning protection systems for ensuring safe operation of oil transportation facilities. Proceedings of the 12th ECNDT; 2018 June 11–15; Goteborg, Sweden.

[11] Lukyanov S. V., Malyutin E. A., Skuridin N. N., Korzinin V. Y., Valyushok A. V., Trusov K. A. Developing technological solutions for cathodic currents shielding mitigation in the electrochemical protection of processing areas. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov–Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2018;8(6):692–709. (In Russ.)

[12] Blinov I. G., Starochkin A. V., Latypov O. R., Ivashov Ya. D., Valyushok A. V., Fadeev K. Y. Diagnostics of underground pipeline protection from electrochemical corrosion. Ufa: Monografiya Publ.; 2020. 246 p. (In Russ.)

Статья получена редакцией 21.07.2020,
принята к опубликованию 25.12.2020
Received July 21, 2020; in final form, December 25, 2020

Сведения об авторах | Author credentials

Л. Ю. Могильнер, к. т. н., главный научный сотрудник отдела технических обследований ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

Leonid Yu. Mogilner, Cand. Sci. (Eng.), Chief Researcher of Technical Inspections Department, Transneft R&D, LLC, Moscow, Russian Federation

MogilnerLY@niitnn.transneft.ru

А. В. Рудоманов, главный технолог управления главного энергетика ПАО «Транснефть», Москва, Россия

Andrey V. Rudomanov, Chief Technologist of Chief Power Engineer Department, Transneft, Moscow, Russian Federation

Н. Н. Скуридин, директор центра технологии строительства, обследования зданий и сооружений, ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

Nikolay N. Skuridin, Director of the Centre for Construction Technology, Buildings and Structures Inspection, Transneft R&D, LLC, Moscow, Russian Federation

SkuridinNN@niitnn.transneft.ru

Н. А. Власов, заведующий лабораторией обследования энергетического оборудования, ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

Nikolay A. Vlasov, Head of the Power Equipment Inspection Laboratory, Transneft R&D, LLC, Moscow, Russian Federation

VlasovNA@niitnn.transneft.ru

И. В. Немчиков, руководитель группы электротехнической лаборатории НТЦ ООО «НИИ Транснефть», Уфа, Россия

Igor V. Nemchikov, Group Leader of the Electrotechnical Laboratory, STC Transneft R&D, LLC, Ufa, Russian Federation

NemchikovIV@niitnn.transneft.ru

Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов 2021 11(1):56–64 ISSN Print 2221-2701 eISSN 2541-9595

УДК 621.64 DOI: 10.28999/2541-9595-2021-11-1-56-64

Обеспечение надежной эксплуатации резервуаров применением системы контроля утечек: инновации и экономика

М. В. Лиховцев[a], Е. В. Щурова[b], А. Е. Сощенко[b]

[a] ООО «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта» (ООО «НИИ Транснефть»), Севастопольский проспект, 47а, 117186, Москва, Россия
[b] ПАО «Транснефть», Пресненская набережная, 4, стр. 2, 123112, Москва, Россия

Аннотация

Представлены результаты исследования, целью которого являлась оценка целесообразности разработки и внедрения автоматизированной системы контроля утечек из резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов – в дополнение или в качестве альтернативы техническим решениям, реализованным на объектах российской системы магистральных трубопроводов. Проведен анализ отечественных и зарубежных нормативных документов в области проектирования и эксплуатации резервуаров и резервуарных парков, а также мирового опыта практического применения систем и технологий обнаружения утечек из резервуаров. Установлено, что технические решения, реализованные на объектах ПАО «Транснефть» с целью оперативного выявления утечек и защиты от их распространения, обеспечивают требуемый уровень контроля. По расчетам прогнозной стоимости определена экономическая эффективность разработки опытного образца автоматизированной системы контроля герметичности резервуаров и дистанционного выявления утечек, основанной на регистрации источников акустической эмиссии и применении волоконно-оптических датчиков. Сделан вывод об отсутствии оснований для выполнения ОКР по разработке данной системы.

Ключевые слова: система обнаружения утечек, контроль утечек, утечка нефти, стальные резервуары, опытно-конструкторская работа

Для цитирования

Лиховцев М. В., Щурова Е. В., Сощенко А. Е. Обеспечение надежной эксплуатации резервуаров применением системы контроля утечек: инновации и экономика // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. Т. 11. № 1. С. 56–64.

Автор для связи: М. В. Лиховцев, e-mail: LikhovtsevMV@niitnn.transneft.ru
Corresponding author: Mikhail V. Likhovtsev, e-mail: LikhovtsevMV@niitnn.transneft.ru

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):56–64
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

Ensuring the reliable operation of tanks using leakage control systems: innovation and economics

Mikhail V. Likhovtsev[a], Elena V. Shchurova[b], Anatoly E. Soshchenko[b]

[a] Pipeline Transport Institute, LLC (Transneft R&D, LLC), 47a Sevastopolsky Prospect, Moscow, 117186, Russian Federation
[b] Transneft, 4, bldg 2 Presnenskaya Embankment, Moscow, 123112, Russian Federation

Abstract

The article presents results of a study, the purpose of which was to assess the feasibility of developing an automated system for monitoring leaks from oil and oil product storage tanks – additional or alternative technical solutions implemented at the facilities of Russian trunk pipeline system. Domestic and foreign regulatory documents in the field of tank and tank-farm design and operation were analysed, as well as world experience in practical application of systems and technologies for detecting leaks from tanks. It was found that technical solutions implemented at the facilities of PJSC Transneft for the purpose of prompt leak detection and protection from their spread, provide the required level of control. According to predicted cost calculations, the economic efficiency of the development of an automated system prototype for monitoring tank integrity and remote detection of leaks based on the registration of acoustic emission sources and the use of fiber-optic sensors was determined. The conclusion is made that there are no grounds for carrying out the design work on the development of this system.

Keywords: leak detection system, leak control, oil leak, steel tanks, development work

For citation

Likhovtsev M. V., Shchurova E. V., Soshchenko A. E. Ensuring the reliable operation of tanks using leakage control systems: innovation and economics. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov – Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2021;11(1):56–64.

Введение

Данная статья отражает результаты исследований, выполненных по итогам оценки технического и технологического уровня организаций системы «Транснефть» (ОСТ) в сравнении с зарубежными компаниями – мировыми лидерами в области транспортировки нефти и нефтепродуктов, проведенной в 2015–2016 гг. независимой экспертной организацией (международной консалтинговой компанией KPMG) в соответствии с поручениями и директивами Правительства Российской Федерации[1, 2] с целью разработки основных направлений актуализации Программы инновационного развития ПАО «Транснефть».

Технологический аудит показал, что в ОСТ не используются разработки последних лет в области автоматизированных систем мониторинга утечек из резервуаров, которые нашли применение за рубежом [1]. В качестве примера такой технологии можно привести систему обнаружения и локализации утечек TraceTek на основе сенсорных кабелей и зондов, позволяющую не только оперативно определить утечку, но также указать ее источник [2].

Повторный технологический аудит, проведенный ПАО «Транснефть» в соответствии с директивами Правительства Российской Федерации[3] с привлечением независимой экспертной организации (НИУ ВШЭ), подтвердил, что технологии автоматизированного обнаружения утечек из резервуаров с применением оптиковолоконных сенсоров остаются актуальными для зарубежных нефтетранспортных компаний и продолжают развиваться.

Можно ли в этой связи говорить о технологическом отставании российской нефтепроводной компании? «Ценой вопроса» являлось решение о разработке новых, аналогичных зарубежным, систем контроля утечек, что требует значительных финансовых затрат. Ответ дают результаты исследования, проведенного с целью оценки возможности и целесообразности внедрения автоматизированной системы контроля герметичности резервуаров, эксплуатируемых на объектах ПАО «Транснефть», в дополнение или в качестве альтернативы реализованным техническим решениям.

Для достижения указанной цели был проведен анализ отечественных и зарубежных нормативных документов в области проектирования и эксплуатации резервуаров и резервуарных парков, а также мирового опыта практического применения систем и технологий обнаружения утечек из резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов.

[1] Поручения Правительства Российской Федерации № ДМ-П36-7563 от 7 ноября 2015 г.
[2] Директивы Правительства Российской Федерации № 1471п-П13 от 3 марта 2016 г.
[3] Директивы Правительства Российской Федерации № 3262п-П13 от 27 апреля 2018 г.

2021 11(1):56–64
ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595

Рис. 1. Повреждения в стенке и днище резервуаров: **a)** общий вид дефекта; **b)** следы выхода дизельного топлива на отмостку
Fig. 1. Damage to tank wall and bottom: **a)** general view of the defect; **b)** traces of diesel fuel on the scaffolding

Причины возникновения и оценка интенсивности распространения утечек

Причинами возникновения утечек из резервуаров являются сквозные дефекты в стенке и днище, повреждения оборудования, переливы, лавинообразные разрушения стенки [3–5].

Сквозные повреждения в стенке и днище резервуара (рис. 1) могут быть вызваны коррозионными процессами, дефектами основного металла и сварных соединений, преднамеренными противоправными действиями третьих лиц. Повреждениями резервуарного оборудования являются, например, обрыв или разрушение водоспускного устройства (на резервуарах с плавающей крышей), износ сферического или торцевого уплотнений устройства размыва донных отложений, износ сальникового уплотнения сифонного крана и т. д.

Утечки из резервуаров условно можно разделить на «быстрые» и «медленные». К первой категории относятся утечки, возникшие вследствие переливов, лавинообразного разрушения стенки, некоторых видов повреждения резервуарного оборудования (например, обрыва водоспуска). В данном случае за короткий промежуток времени происходит выход значительного объема нефти (нефтепродукта) в каре резервуара. Вторая категория – это утечки через сквозные повреждения в стенке и днище, а также произошедшие в связи с повреждениями оборудования. Будучи расположенными в местах, недоступных для визуального осмотра, «медленные» утечки могут оставаться незамеченными в течение длительного времени – от нескольких месяцев до нескольких лет.

В 1995 году компанией Kinder Morgan на терминале Сан Хосе (Калифорния, США) был проведен эксперимент по определению расстояния и времени миграции утечки, образовавшейся в основании резервуара диаметром 62,5 футов (19,05 м) [6]. В ходе эксперимента имитировалась утечка бензина со скоростью 1 галлон/ч (3,8 л/ч) через отверстие в днище. Основание резервуара, на котором проводились испытания, представляло собой грунтовую подушку. Было установлено, что за 30 дней утечка распространилась в горизонтальном направлении на 14,3 фута (4,36 м), за 180 дней – на 35 футов (10,67 м), за 575 дней – на 62,5 футов (19,05 м). Таким образом, временной период от возникновения данной утечки до ее обнаружения составил 575 дней.

Известно, что распространение потока из точечного источника описывается законом обратных квадратов. В таком случае зависимость расстояния, на которое мигрирует утечка (от источника возникновения до границы распространения), можно представить в виде:

$$x = kt^a,$$

где k – коэффициент пропорциональности;
t – время распространения утечки;
a – показатель степени, в идеальном случае принимает значение 0,5.

При представлении экспериментальных данных рассмотренного эксперимента в виде степенной функции получилась зависимость:

$$x = 0{,}8111t^{0{,}497},$$

что указывает на адекватность применения закона обратных квадратов при моделировании распространения утечки из резервуара.

Зависимость расстояния распространения утечки в основании резервуара от времени приведена на рис. 2. Как видим, на резервуаре объемом 50 000 м^3 (диаметр 60,7 м) утечка была бы выявлена через 1463 дня (4 года).

Разработанная ООО «НИИ Транснефть» методика оценки интенсивности утечек, возникающих при нарушении герметичности днища резервуара, включает:

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):56–64
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

Рис. 2. Зависимость расстояния распространения утечки в основании резервуара от времени:
◆ – экспериментальные данные; ■ – время обнаружения утечки из резервуара диаметром 60,7 м; --- – линия тренда
Fig. 2. Dependence of propagation distance of leakage from the tank base on time: ◆ – experimental data; ■ – time of leak detection from 60.7 m diameter tank; --- – trend line

– консервативную оценку интенсивности утечек через повреждения днища, образовавшиеся в результате воздействия коррозии;

– консервативную оценку интенсивности утечек через трещины сварных соединений днища.

В первом случае в качестве консервативной оценки принят расход утечки при свободном истечении струи через цилиндрическое отверстие диаметром *d*, образовавшееся в днище резервуара. С целью консервативной оценки интенсивности характерных утечек из резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов были проведены расчеты расходов утечек ньютоновских жидкостей с кинематической вязкостью 0,5; 1; 5; 10; 15; 20; 25; 50 сСт через отверстия диаметром от 1 до 10 мм с шагом 1 мм при уровнях взлива от 1 до 20 м. Пример результатов расчетов представлен на рис. 3.

Во втором случае в качестве консервативной оценки принят расход утечки при свободном истечении струи через прямоугольное отверстие длиной *l*, соответствующей длине трещины, и шириной *b*, соответствующей ширине раскрытия трещины. С целью консервативной оценки интенсивности характерных утечек из резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов были проведены расчеты расходов утечек ньютоновских жидкостей с кинематической вязкостью 0,5; 1; 5; 10; 15; 20; 25; 50 сСт через трещины длиной 10 и 20 см с шириной раскрытия 0,1, 0,5 и 1,0 мм. Пример результатов расчетов представлен на рис. 4.

Анализ технических решений по контролю утечек из резервуаров

Контроль утечек из резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов предусматривает:

– предотвращение возникновения утечек;

– обнаружение утечек;

– защиту от распространения утечек.

Оперативное обнаружение утечек необходимо для принятия своевременных мер по их локализации, сокращению нефтяных потерь, недопущению загрязнения окружающей среды.

Рис. 3. Расход утечки жидкости вязкостью 1 сСт через цилиндрическое отверстие диаметром (*d*):
— – 1 мм; — – 2 мм; — – 3 мм; — – 4 мм; — – 5 мм; — – 6 мм; — – 7 мм; — – 8 мм; — – 9 мм; — – 10 мм
Fig. 3. Leakage rate of liquid with a viscosity of 1 cSt through a cylindrical hole of diameter (*d*):
— – 1 mm; — – 2 mm; — – 3 mm; — – 4 mm; — – 5 mm; — – 6 mm; — – 7 mm; — – 8 mm; — – 9 mm; — – 10 mm

Рис. 4. Расход утечки жидкости вязкостью 1 сСт через прямоугольное отверстие длиной (*l*) и шириной (*b*):
— – l = 100 мм, b = 0,1 мм; — – l = 200 мм, b = 0,1 мм; — – l = 100 мм, b = 0,5 мм; — – l = 200 мм, b = 0,5 мм; — – l = 100 мм, b = 1 мм; — – l = 200 мм, b = 1 мм
Fig. 4. Leakage rate of liquid with a viscosity of 1 cSt through a rectangular hole of length (*l*) and width (*b*):
— – l = 100 mm, b = 0.1 mm; — – l = 200 mm, b = 0.1 mm; — – l = 100 mm, b = 0.5 mm; — – l = 200 mm, b = 0.5 mm; — – l = 100 mm, b = 1 mm; — – l = 200 mm, b = 1 mm

В ходе исследования были рассмотрены проблемы обеспечения надежной и безопасной эксплуатации резервуарных конструкций [7], а также проведен анализ нормативных документов, регламентирующих контроль утечек из резервуаров[4–25]. Установлено, что в нормативных документах, действующих в нашей стране и за рубежом, содержатся требования по контролю утечек из резервуаров:

– путем проведения инвентаризации и оперативного учета нефти и нефтепродуктов;

– методами неразрушающего контроля при техническом диагностировании;

– путем применения в конструкциях резервуаров соответствующих технических решений, таких как двойные днища, противофильтрационные экраны, конструкции для сбора вытекшей нефти, скважины на территории резервуарного парка, предназначенные для мониторинга миграции утечки в грунте.

Все приведенные в нормативных документах технические решения направлены на предотвращение попадания разлитой нефти (нефтепродукта) за пределы резервуарного парка, но не обеспечивают оперативность обнаружения утечек, что, в свою очередь, позволяет сделать автоматизация данного процесса.

Однако здесь следует прокомментировать вопрос оперативности выявления утечек из резервуаров применительно к автоматизированной системе контроля и периодическому визуальному осмотру.

Обычно такие утечки происходят из крайне небольших отверстий (трещин, свищей и т. п.) и, соответственно, сопровождаются достаточно малыми объемами вытекаемой нефти (нефтепродуктов). Масштабные утечки, как правило, предполагают большое повреждение резервуара, что, по сути, является аварией, обнаруживающейся немедленно. Малые утечки вызывают незначительное изменение концентрации углеводородов в воздухе, грунте или воде – зачастую оно находится ниже порогового уровня датчиков автоматизированных систем. При этом такая утечка, возникшая, например, на стенке резервуара, быстро и точно выявляется визуальными методами, поскольку даже маленькие черные подтеки нефти явно видны на фоне белого лакокрасочного покрытия. Таким образом, в случаях небольших утечек визуальный контроль может быть более точным и оперативным методом, чем применение автоматизированных систем.

В рамках исследования проведен анализ современных технологий обнаружения утечек из стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов, применяемых на объектах зарубежных трубопроводных компаний ОАО «Гомельтранснефть Дружба» (Беларусь), АО «МЕРО Ч.Р.» (Чехия), АО «ТРАНСПЕТРОЛ» (Словакия), АО «Каспийский трубопроводный консорциум» (Казахстан).

Также рассмотрены автоматизированные системы обнаружения утечек, основанные на использовании датчиков, зондов и кабелей, чувствительных к нефти и нефтепродуктам (таких как датчики Leek Technologies (США), зонды CMR Electrical (Великобритания), SST (Испания)), ко-

[4] ГОСТ 31385. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия (с Поправками).
[5] ГОСТ Р 58362-2019. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования. Основные положения, термины и определения (с Поправкой).
[6] ИТС 46-2019. Сокращение выбросов загрязняющих веществ, сбросов загрязняющих веществ при хранении и складировании товаров (грузов) (с Поправкой).
[7] ВНТП 5-95. Нормы технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз).
[8] ПБ 03-593-03. Правила организации и проведения акустико-эмиссионного контроля сосудов, аппаратов, котлов и технологических трубопроводов.
[9] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов» : Приказ от 7 ноября 2016 г. № 461.
[10] РД-13.110.00-КТН-031-18. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила безопасности при эксплуатации объектов ПАО «Транснефть».
[11] РД-23.020.00-КТН-271-10. Правила технической диагностики резервуаров.
[12] РД-23.020.00-КТН-018-14. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Резервуары стальные вертикальные для хранения нефти и нефтепродуктов объемом 1000–50 000 куб. м. Нормы проектирования.
[13] РД-23.020.00-КТН-003-18. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование резервуаров. Сборник методик выполнения работ.
[14] РД-35.240.50-КТН-109-17. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов. Основные положения.
[15] РД-23.020.00-КТН-053-17. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз.
[16] РМГ 116-2011. Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары магистральных нефтепроводов и нефтебаз. Техническое обслуживание и метрологическое обеспечение в условиях эксплуатации.
[17] СП 155.13130.2014. Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности (с Изменением № 1).
[18] О промышленной безопасности опасных производственных объектов : Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ.
[19] API STANDARD 650. Welded tanks for oil storage.
[20] API STANDARD 2610. Design, construction, operation, maintenance and inspection of terminal & tank facilities.
[21] BS EN 14015. Specification for design and manufacture of site built, vertical, cylindrical, flat-bottomed, above ground, welded, steel tanks for the storage of liquids at ambient temperature and above.
[22] EN 1993-4-2: Eurocode 3: Design of steel structures. Part 2: Tanks.
[23] BS 2654:1989. Specification for manufacture of vertical steel welded non-refrigerated storage tanks with butt-welded shells for the petroleum industry.
[24] JIS B 8501. Welded steel tanks for oil storage.
[25] BS EN 13160-1:2016. Leak detection systems. Part 1: General principles.

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):56–64
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

Таблица. Технологии обнаружения утечек из резервуаров, применяемые за рубежом
Table. Foreign tank leakage detection technologies

Технологии | Technologies	**Параметры** | Parameters		
	Периодичность Period	**Используемые средства** Means used	**Оперативность определения малых утечек** Fast detection of small leaks
Периодический контроль (осмотр резервуара) Periodic control (tank inspection)	1–2 раза в день 1–2 times a day	Визуальный контроль, использование портативных газоанализаторов Visual inspection, use of portable gas analysers	Высокая High
Автоматизированная система контроля утечек из резервуара Automated tank leakage control system	Постоянная Constant	Датчики обнаружения углеводородов в воздухе, грунте, воде, информация о количестве продукта в резервуаре Sensors for detecting hydrocarbons in air, soil, water, information about the product amount in the tank	Низкая Low
Зондирование основания резервуара Tank bottom sounding	Периодическая Periodic	Датчики измерения удельной проводимости или диэлектрической проницаемости Measurement sensors specific conductivity or dielectric constant	При выполнении зондирования When performing sounding

торые востребованы ведущими зарубежными компаниями – операторами магистральных нефтепроводов (таблица).

Установлено, что периодический контроль (визуальный осмотр) остается неотъемлемой частью оценки технического состояния резервуаров, а процедура его проведения фактически одинакова во всех странах.

Выявлено, что наибольшее распространение в зарубежной практике получили системы, основанные на установке дренажных трубок в основание резервуара, а также на применении двойных днищ с автоматизированным контролем относительного разрежения во внутреннем пространстве герметичных секций днища и на использовании защитных стенок с автоматизированным контролем загазованности в пространстве между основной и защитной стенками резервуара.

На нефтебазе «Нелагозевес» АО «МЕРО Ч.Р.» для обнаружения утечек из резервуаров применяется контроль относительного разрежения во внутреннем пространстве секторов двойного днища. Соответствующие показатели выводятся на контрольные приборы. Отбор проб осуществляется с помощью импульсных трубок.

Системы обнаружения утечек с использованием двойных днищ резервуаров применяются на ЛПДС «Мозырь» ОАО «Гомельтранснефть Дружба». Конструкция днища представляет собой две деки, отделенные друг от друга решеткой. Пространство между деками разделено на семь герметичных отсеков. Мониторинг утечек осуществляется путем создания вакуума во внутреннем пространстве двойного днища и контроля относительного разрежения. Из каждого отсека в пространство между стенками и далее через сальниковое уплотнение в защитной стенке вы-

ведены наружу импульсные трубки, через которые осуществляется контроль относительного разрежения.

На НПС «Бучаны» АО «ТРАНСПЕТРОЛ» контроль утечек осуществляется путем проведения визуального осмотра на наличие течей нефти выводов дренажных трубок (перфорированные дренажные трубки уложены в виде «лучей» в песчаной подушке основания резервуаров).

На объектах АО «Каспийский трубопроводный консорциум» эксплуатируются стальные вертикальные резервуары для технологического обеспечения транспортировки нефти, оборудованные системой обнаружения утечек в виде дренажных трубок. Конструкция системы зависит от объема резервуара и отличается количеством дренажных трубок. Дренажные трубки, уложенные в основание резервуара, выходят в смотровые колодцы, находящиеся на его отмостке. Контроль герметичности проводится оперативным персоналом путем осмотра содержимого колодцев при проведении периодических обходов. Автоматическая сигнализация о возникновении утечки отсутствует.

Также надо отметить, что используемые за рубежом системы контроля утечек включают датчики загазованности и датчики измерения удельной проводимости или диэлектрической проницаемости, делая их аналогами, соответственно, автоматизированной системы обнаружения утечек и системы зондирования, применяемых на объектах ПАО «Транснефть».

Волоконно-оптические системы контроля утечек в настоящее время не имеют широкого распространения для автоматизированного контроля герметичности резервуаров на объектах зарубежных трубопроводных компаний.

На объектах ПАО «Транснефть» используются следующие виды контроля утечек из резервуаров:

– периодический: путем визуального осмотра резервуара на предмет наличия отпотин на стенке и следов выхода нефти (нефтепродукта) на отмостку из-под днища резервуара и в технологический колодец;

– постоянный: путем автоматизированного контроля загазованности в дождеприемном колодце с хлопушкой.

Периодический контроль осуществляется в ходе плановых осмотров и технического обслуживания резервуаров. Сюда же можно отнести контроль герметичности во время гидравлического (пневматического) испытания резервуара. У стальных резервуаров с защитной стенкой обследуется также пространство между стенками.

Постоянный контроль проводится при помощи датчиков, информация с которых собирается и обрабатывается автоматизированной системой. Типовыми проектными решениями предусмотрена установка системы обнаружения утечек в основании резервуара и датчика загазованности в дождеприемном колодце с хлопушкой на канализационном трубопроводе каре резервуара. Если возникает разгерметизация, срабатывает датчик загазованности, на АРМ оператора резервуарного парка поступает соответствующая визуальная информация и звуковой сигнал, происходит автоматическое закрытие электроприводной задвижки в колодце за пределами обвалования резервуара на линии после дождеприемного колодца. Все случаи обнаружения утечек нефти, нефтепродуктов и (или) их паров в обваловании резервуаров регистрируются контрольно-измерительными приборами с выводом показаний в помещение управления (операторной) и документируются.

На площадках резервуарных парков хранения светлых нефтепродуктов в районе запорно-регулирующей арматуры узла подключения склада (парка), расположенного за пределами обвалования, устанавливаются приборы обнаружения утечек нефтепродуктов и (или) их паров.

С целью защиты от распространения утечек отечественные типовые проектные решения, применяемые при проектировании и строительстве резервуаров, предусматривают:

– устройство каре;

– укладку противофильтрационного экрана в основании и каре резервуара;

– герметизацию узлов сопряжения противофильтрационного экрана со строительными конструкциями и инженерными коммуникациями;

– установку на выходе из дождеприемного колодца с хлопушкой электроприводной задвижки.

Применяемые в настоящее время технические решения по защите от коррозии предусматривают для строящихся резервуаров нанесение на внутреннюю поверхность днища антикоррозионного покрытия со сроком службы не менее 20 лет: усиленного типа – при хранении нефти 1–3-го классов агрессивности[26] и светлых нефтепродуктов и особо усиленного типа – при хранении нефти 4-го класса агрессивности[27]. Помимо этого, действующими типовыми проектными решениями предусмотрена система электрохимической защиты каждого резервуара, обеспечивающая защиту от коррозии внешней, находящейся в контакте с гидрофобным слоем, поверхности днища.

С применением указанных технических решений обеспечивается эффективное выявление и предотвращение распространения утечек не только при нарушении герметичности днища резервуара, но и в случаях повреждения стенки, фланцевых соединений, присоединительных патрубков и резервуарного оборудования.

[26] ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия (с Изменениями № 1, 2).
[27] Там же.

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):56–64
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

Анализ методов обнаружения утечек

В ходе проведенного исследования были проанализированы следующие методы обнаружения утечек, на основе которых возможно создание автоматизированной системы контроля герметичности резервуаров с целью использования на объектах ПАО «Транснефть»:

– методы, основанные на применении точечных датчиков, зондов и кабелей, чувствительных к нефти и нефтепродуктам;

– методы, основанные на применении датчиков, чувствительных к парам нефти и нефтепродуктов;

– объемный метод;

– акустико-эмиссионные методы;

– методы, основанные на применении волоконно-оптических датчиков;

– геофизические методы;

– методы, основанные на оперативном учете нефти (нефтепродуктов).

По результатам анализа установлено, что наиболее перспективными для применения с указанной целью являются акустико-эмиссионный контроль и использование волоконно-оптических датчиков.

Система, основанная на регистрации источников акустической эмиссии имеет следующие достоинства:

– возможность установки без вывода резервуара из эксплуатации;

– возможность обнаружения утечки в момент возникновения (до выхода нефти или нефтепродукта на отмостку или образования теплового пятна в основании резервуара);

– многократное использование, не требующее восстановления работоспособности;

– возможность обнаружения утечек с разной моделью распространения: как по границе гидрофобного слоя, так и мигрирующих в песчаную подушку в основании резервуара.

Основной недостаток данной системы – высокая чувствительность к шумам.

Основными достоинствами системы, основанной на применении волоконно-оптических датчиков, являются отсутствие необходимости восстановления работоспособности после выявления утечки и возможность мониторинга просадок грунта в основании резервуара.

Недостатки данной системы:

– установка только при проведении работ по устройству основания резервуара;

– невозможность обнаружения утечек, распространение которых происходит по границе гидрофобного слоя (не образующих теплового пятна в основании резервуара);

– для образования «видимого» датчиками теплового пятна может потребоваться выход значительного объема нефти (нефтепродукта) из резервуара.

Оценка целесообразности выполнения ОКР

В рамках технико-экономического обоснования целесообразности выполнения ОКР «Разработка автоматизированной системы контроля герметичности и дистанционного выявления утечек из резервуаров» для определения экономического эффекта внедрения разработки на объектах ПАО «Транснефть» были выполнены расчеты затрат/доходов для резервуаров номинальным объемом 20 тыс. м^3 и диаметром 45,6 м.

В качестве базовых значений для расчета были приняты стоимость оснащения резервуара системой обнаружения и защиты от распространения утечек в соответствии с типовыми проектными решениями, используемыми в настоящее время на объектах ПАО «Транснефть», и стоимость оснащения резервуара автоматизированной системой контроля, разработка которой могла быть осуществлена в рамках ОКР.

Проведенные расчеты прогнозного экономического эффекта и чистого дисконтированного дохода для потребностей ОСТ показали отрицательные результаты.

Пример результатов расчета чистого дисконтированного дохода при разработке и внедрении системы обнаружения утечек из резервуаров, основанной на применении волоконно-оптических датчиков, приведен на рис. 6.

Таким образом, выполнение ОКР, предусматривающей разработку системы обнаружения утечек, основанной на регистрации источников акустической эмиссии и применении волоконно-оптических датчиков, экономически нецелесообразно.

Рис. 6. Результаты расчета чистого дисконтированного дохода (ЧДД) при разработке и внедрении системы обнаружения утечек из резервуаров, основанной на применении волоконно-оптических датчиков
Fig. 6. Results of calculating net present value (NPV) in the development and implementation of tank leak detection system based on use of fibre-optic sensors

Выводы

По результатам анализа технических решений, содержащихся в типовых проектных решениях, применяемых при проектировании и строительстве резервуаров на объектах ПАО «Транснефть», установлено, что они позволяют обеспечить требуемый уровень контроля утечек, предусматривающий: минимизацию их возникновения, своевременное обнаружение, предотвращение распространения за каре резервуара, защиту от загрязнения окружающей среды. С применением указанных технических решений обеспечивается эффективное выявление и предотвращение распространения утечек не только при нарушении герметичности днища резервуара, но и в случаях повреждения стенки, фланцевых соединений, присоединительных патрубков и резервуарного оборудования.

По результатам анализа методов обнаружения утечек, на основе которых возможно построение автоматизированной системы контроля герметичности резервуаров для использования на объектах ПАО «Транснефть», установлено, что наиболее перспективными являются акустико-эмиссионный контроль и применение волоконно-оптических датчиков.

По результатам анализа эффективности и стоимостных показателей технических решений по контролю утечек из резервуаров, реализованных на объектах ПАО «Транснефть», и систем, основанных на регистрации источников акустической эмиссии и применении волоконно-оптических датчиков, доказано, что с учетом текущего уровня развития систем мониторинга утечек в мировой практике трубопроводного транспорта в среднесрочной перспективе нецелесообразно выполнение ОКР, предусматривающей разработку дополнительной или альтернативной автоматизированной системы контроля герметичности резервуаров.

Список литературы

[1] Technical review of leak detection technologies. Volume I. Crude oil transmission pipelines. https://dec.alaska.gov/media/8147/vol1-crude-oil-transmission-pipeline.pdf (дата обращения: 23.03.2020).

[2] Каталог решений для промышленного обогрева. Продукты и проектные услуги. Tyco Thermal Controls LLC, 2012. http://raychem.com.ru/wp-content/uploads/2016/01/RU-IndustrialHeatTracing-TH-DOC2210_tcm506-35605.pdf. С. 78–79 (дата обращения: 23.03.2020).

[3] Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении / Ф. Ф. Абузова [и др.]. М. : Недра, 1981. 248 с.

[4] Сафина И. С., Каузова П. А., Гущин Д. А. Оценка технического состояния резервуаров вертикальных стальных // Технадзор. 2012. № 3. С. 40–41.

[5] Юхим М. С. Анализ основных неисправностей и способов ремонта резервуарных емкостей для светлых нефтепродуктов // Ремонт. Восстановление. Модернизация. 2016. № 3. С. 15–19.

[6] Hogg R. S. Experience with cable-sensor-type leak detection systems for aboveground storage tanks : Paper presented at the XIX Annual ILTA International Operating Conference, 1999.

[7] Сощенко А. Е., Щурова Е. В., Мастобаев Б. Н. Основные фонды Главтранснефти: резервуары // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. Т. 10. № 5. С. 490–498.

References

[1] Technical review of leak detection technologies. Volume I. Crude oil transmission pipelines [accessed 2020 March 23]. https://dec.alaska.gov/media/8147/vol1-crude-oil-transmission-pipeline.pdf.

[2] Catalogue of solutions for industrial heating. Products and design services. Tyco Thermal Controls LLC, 2012 [accessed 2020 March 23]. http://raychem.com.ru/wp-content/uploads/2016/01/RU-IndustrialHeatTracing-TH-DOC2210_tcm506-35605.pdf. P. 78–79. (In Russ.)

[3] Struggle against losses of oil and oil products during transportation and storage / F. F. Abuzova [et al.]. Moscow: Nedra Publ.; 1981. 248 p. (In Russ.)

[4] Safina I. S., Kauzova P. A., Gushchin D. A. Assessment of Technical state of vertical steel tanks. Technical Supervision. 2012(3):40–41. (In Russ.)

[5] Yuhim M. S. Analysis of main malfunctions and methods of repairing tanks for light oil products. Repair. Reconditioning. Modernization. 2016(3):15–19. (In Russ.)

[6] Hogg R. S. Experience With cable-sensor-type leak detection systems for aboveground storage tanks. Paper presented at the XIX Annual ILTA International Conference Operating Conference; 1999 June 14–17; Houston, TX, USA.

[7] Soshchenko A. E., Shchurova E. V., Mastobaev B. N. Glavtransneft fixed assets: tanks. Nauka i tehnologii trubo-provodnogo transporta nefti i nefteproduktov–Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2020;10(5):490–498. (In Russ.)

Статья получена редакцией 07.08.2020, принята к опубликованию 13.01.2021
Received August 07, 2020; in final form, January 13, 2021

Сведения об авторах | Author credentials

М. В. Лиховцев, заведующий лабораторией резервуаров ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

Mikhail V. Likhovtsev, Head of the Laboratory of Tanks, Transneft R&D, LLC, Moscow, Russian Federation

LikhovtsevMV@niitnn.transneft.ru

Е. В. Щурова, директор департамента управления персоналом ПАО «Транснефть», Москва, Россия

Elena V. Shchurova, Head of HR Department, Transneft, Moscow, Russian Federation

А. Е. Сощенко, д. т. н., профессор, консультант управления инновационного и научно-технического развития ПАО «Транснефть», Москва, Россия

Anatoly E. Soshchenko, Dr Sci. (Eng.), Professor, Adviser of the Department of Innovation and Scientific and Technical Development, Transneft, Moscow, Russian Federation

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):65–69
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

УДК 621.642.8
DOI: 10.28999/2541-9595-2021-11-1-65-69

Исследование проницаемости фторированного полиэтилена высокого давления для складов временного хранения топлива

Ю. Н. Рыбаков[a], А. В. Дедов[a], Р. И. Кюннап[a], С. В. Ларионов[b]

[a] ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России», ул. Молодогвардейская, 10, 121467, Москва, Россия
[b] Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, Ленинский проспект, 65, 119991, Москва, Россия

Аннотация
Исследована проницаемость фторированного полиэтилена высокого давления (ПВД), предназначенного для изготовления ремонтных и технологических вкладышей резервуаров складов временного хранения топлива. Использование таких вкладышей позволяет снизить технологические потери углеводородов и увеличить надежность хранилищ из полимерных материалов. В качестве объекта исследования использовали пленки ПВД 10204-003 толщиной 100 мкм. Проницаемость пленок определяли при контакте с бензином марок Нормаль-80, Премиум-95, авиационным керосином ТС-1 и дизельным топливом. Рассмотрен механизм формирования структуры поверхностного фторированного слоя. Исследована кинетика изменения коэффициента проницаемости исходного и модифицированного полиэтилена в течение возможного срока хранения топлив. По результатам исследования установлено: 1) в полиэтилене перенос топлива протекает в две стадии, что определяется раздельной диффузией низкомолекулярных и высокомолекулярных фракций углеводородов; 2) фторирование полиэтилена приводит к уменьшению коэффициента проницаемости (что имеет практическое значение для сохранения качества топлива), но не влияет на перенос фракции углеводородов минимальной молекулярной массы.

Ключевые слова: полиэтилены, фторирование, моторное топливо, хранение топлива, эластичные резервуары, коэффициент проницаемости

Для цитирования
Исследование проницаемости фторированного полиэтилена высокого давления для складов временного хранения топлива / Ю. Н. Рыбаков [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. Т. 11. № 1. С. 65–69.

Study of the permeability of fluorinated high-pressure polyethylene for temporary fuel storage

Yury N. Rybakov[a], Alexander V. Dedov[a], Roman I. Kyunnap[a], Sergey V. Larionov[b]

[a] 25th State Research Institute of Chemmotology of the Ministry of Defence of Russian Federation, 10 Molodogvardeyskaya Str., Moscow, 121467, Russian Federation
[b] Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), 65 Leninsky prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

Abstract
The permeability of fluorinated high-pressure polyethylene (HDPE), intended for the manufacture of repair and technological liners of tanks for temporary fuel storage has been investigated. As the object of research, 10204-003 HDPE films with 100 μm thickness were used. The permeability of the films was determined by contact with gasoline of the Normal-80 and Premium-95 brands, aviation kerosene TS-1, and diesel fuel. The formation mechanism of the surface fluorinated layer structure was considered. The kinetics of changes in the permeability coefficient of the original and modified polyethylene during the possible fuel storage period has been studied. It has been established that the transfer of fuel in polyethylene proceeds in two stages, which is determined by the separate diffusion of low-molecular and high-molecular hydrocarbon fractions. Fluoridation of polyethylene decreases the permeability coefficient, but does not affect the transfer of hydrocarbon fraction with the minimum molecular weight.

Keywords: polyethylene, fluoridation, motor fuel, fuel storage, flexible tanks, permeability coefficient

For citation
Rybakov Y. N., Dedov A. V., Kyunnap R. I., Larionov S. V. Study of the permeability of fluorinated high-pressure polyethylene for temporary fuel storage. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov–Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2021;11(1):65–69.

Автор для связи: С. В. Ларионов, e-mail: 1372210@gmail.com
Corresponding author: Sergey V. Larionov, e-mail: 1372210@gmail.com

2021 11(1):65–69
ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595

Введение

Основным недостатком полимерных резервуаров, используемых в составе складов временного хранения нефтепродуктов, является высокая проницаемость материалов и, как следствие, значительные потери топлива. Кроме того, существует вероятность локального разрушения оболочки при транспортировке и развертывании резервуаров на местности.

Ранее авторами был предложен способ снижения технологических потерь и увеличения надежности полимерных резервуаров, который заключается в применении сменного вкладыша из полиэтилена [1, 2].

По результатам испытаний на герметичность было установлено, что минимальную проницаемость имеет вкладыш, изготовленный из пленки на основе полиэтилена высокого давления (ПВД) марки 10204-003 [1].

Актуальна задача по снижению проницаемости полимерных вкладышей при условии сохранения требуемого уровня механических свойств и морозостойкости. Существуют два принципиальных подхода к ее решению: разработка новых полимеров и модификация ПВД 10204-003. С учетом того, что полиэтилен указанной марки выпускается в промышленном масштабе, экономическая целесообразность второго варианта представляется очевидной.

Для регулирования проницаемости используются способы физической, химической и физико-химической модификации. Физическая модификация включает введение в состав полимеров различных наполнителей, в том числе наноразмерных [3–6], воздействие на полимер ультрафиолетового и ионизирующего излучения [7–13]. Химическая модификация основана на возможности осуществления химических превращений и предусматривает обработку поверхности материала реагентами, в частности фтором [14–17]. Физико-химическая модификация предполагает физическую и химическую обработку полимеров, которая осуществляется последовательно одна за другой или в течение одного технологического цикла [18–20].

Выбор способа модификации основан на анализе недостатков, возникающих в процессе применения модифицированного полимера при производстве и эксплуатации вкладышей для резервуаров. Исходя из требований к характеристикам материала, оптимальным решением является обработка фтором, обеспечивающая изменение химического состава поверхностного слоя пленки регулируемой толщины при сохранении необходимых механических свойств и морозостойкости полимера. В этой связи целью настоящей работы является исследование проницаемости фторированного ПВД 10204-003, предназначенного для складов временного хранения топлива.

Объект и условия исследования

В качестве объекта исследования использовали пленки ПВД 10204-003 по ГОСТ 16337-77[1] толщиной 100 мкм. Проницаемость пленок исходного и фторированного ПВД определяли в соответствии с ГОСТ 27896-88[2] при контакте с бензином марок Нормаль-80, Премиум-95, авиационным керосином ТС-1 и дизельным топливом. В процессе эксперимента осуществляли обдув образцов сухим воздухом со скоростью 2 м/мин, что позволяло обеспечить постоянное удаление выделившегося топлива с внешней поверхности пленок и установить зависимость образующихся потерь от скорости диффузии нефтепродуктов в полиэтилене. Потери топлива исследовали при температуре 20 °С и выдержке в течение 14 суток. Проницаемость исходных и фторированных пленок ПВД оценивали по коэффициенту проницаемости P, который рассчитывали через определенные промежутки времени.

Методы

Пленки обрабатывали смесью гелия и фтора в соотношении 90/10 соответственно при содержании остаточного кислорода в реакторе 2–2,5 %. Уменьшение содержания кислорода ограничивает деструкцию полиэтилена в процессе фторирования. Использовали химически чистый фтор (99,99 %) и гелий (99,92 %). Температура обработки составляла 25 °С, время – 15 мин. Схема установки фторирования пленок ПВД представлена на рис. 1.

Путем обдува с поверхности исследуемых образцов удаляли воду и твердые частицы. Подготовленные образцы загружали в реактор (1). После проверки герметичности из реактора (1) откачивали воздух вакуумным насосом (3) до остаточного давления не более 0,25 атм. Далее открывали вентили баллонов с фтором (4) и гелием (5). Под давлением, контролируемым манометрами (8), фтор и гелий поступали в реактор (1), в процессе одновременной подачи происходило их смешение в заданном соотношении.

После фторирования отработанную смесь фтора и гелия с помощью вакуумного насоса (3) подавали в сепаратор (6), в котором газовая смесь пропускалась через пульпу гидроксида кальция с образованием осадка нерастворимого фторида кальция. Из сепаратора (6) гелий, который не взаимодействует с гидроксидом кальция, посту-

[1] ГОСТ 10227-86. Топлива для реактивных двигателей. Технические условия (с Изменениями № 1, 2, 3, 4, 5, 6).
[2] ГОСТ Р 52050-2006. Топливо авиационное для газотурбинных двигателей ДЖЕТ А-1 (JET A-1). Технические условия (Издание с Изменениями № 1, 2).

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):65–69
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

Рис. 1. Схема установки фторирования пленок ПВД:
1 – реактор; 2 – компрессор; 3 – вакуумный насос;
4 – баллоны со фтором; 5 – баллоны с гелием; 6 – сепаратор;
7 – регенератор; 8 – манометры
Fig. 1. Scheme of installation of fluorination of HDPE films:
1 – reactor; 2 – compressor; 3 – vacuum pump;
4 – fluorine cylinders; 5 – helium cylinders; 6 – separator;
7 – regenerator; 8 – gages

Рис. 2. Кинетика изменения коэффициента проницаемости пленки ПВД при контакте с бензином Нормаль-80 (▲), бензином Премиум-95 (▼), авиакеросином ТС-1 (●), дизельным топливом (⬟): **a)** пленка в исходном состоянии; **b)** фторированная пленка
Fig. 2. Kinetics of changes in the permeability coefficient of the fluorinated HDPE film in contact with gasoline Normal-80 (▲), Premium-95 (▼), TC-1 fuel (●), diesel fuel (⬟): **a)** original HDPE film; **b)** fluorinated HDPE film

пал в регенератор (7), из которого под действием компрессора (2) возвращался на повторное использование в баллон (5). По окончании фторирования открывали крышку сепаратора (6) и удаляли пастообразный осадок фторида кальция (он не представляет опасности и утилизируется как бытовые отходы).

Результаты и обсуждение

Согласно принятым представлениям [14–17], уменьшение проницаемости модифицированного полиэтилена является следствием введения в состав макромолекул атомов фтора, а также гидроксильных групп, которые образуются в результате фторирования при присутствии в реакторе остаточного кислорода (оксифторировании). При изменении химического состава появляются полярные группы и возрастает жесткость макромолекул.

Полярные группы увеличивают межмолекулярное взаимодействие и снижают подвижность сегментов макромолекул, которая приводит к образованию микрополостей, являющихся условием для перескока диффундирующих молекул топлива из одного равновесного положения в другое. Из-за возрастания жесткости изменяется форма макромолекул: они приобретают вид спирали, внутри которой размещены полярные группы. Такая форма способствует более плотной упаковке макромолекул и уплотнению поверхностного модифицированного слоя. В результате снижения подвижности сегментов макромолекул и возрастания плотности поверхностного модифицированного слоя в нем уменьшается скорость диффузии молекул топлива.

Практическую значимость имеют анализ изменения свойств модифицированного фторированного слоя пленки ПВД в течение относительно длительного хранения топлив, а также оценка влияния фторирования на процесс переноса углеводородов с учетом их сложного состава. С этой целью были определены кинетические зависимости изменения коэффициента проницаемости исходной и фторированной пленок от времени контакта с различными видами топлив. Результаты представлены на рис. 2.

Установлено, что процесс переноса топлив в обоих случаях имеет две стадии. На первой стадии наблюдается непрерывное возрастание коэффициента проницаемости, который в течение суток достигает максимума, зависящего от вида топлива. На второй стадии коэффициент проницаемости монотонно снижается и с течением времени приближается к постоянной величине для каждого вида топлива.

Данные кинетические зависимости свидетельствуют о том, что в исходной и фторированной пленках ПВД перенос разных фракций углеводородов происходит по отдельности. На первой стадии переносятся низкомолекулярные фракции, скорость диффузии которых существенно выше, чем у высокомолекулярных. На второй стадии постепенно возрастает содержание высокомолекулярных фракций, что выражается в монотонном уменьшении коэффициента проницаемости.

При этом на первой стадии наблюдается снижение коэффициента проницаемости фторированной пленки ПВД по сравнению с исходными образцами. Полученные данные свидетельствуют о наличии в топливах низкомолекулярных фракций, которые имеют равную скорость диффузии в исходной и фторированной пленках. В то же время в результате фторирования пленки скорость диффузии значительной части низкомолекулярных фракций уменьшается, что выражается в соответствующем снижении коэффициента проницаемости.

Выводы

1. Описанные условия фторирования пленки ПВД 10204-003 позволяют снизить проницаемость полиэтилена при контакте с бензином Нормаль-80 в 400 раз, при контакте с бензином Премиум-95 – в 300 раз, при контакте с авиакеросином ТС-1 – в 150 раз, при контакте с дизельным топливом – в 100 раз.

2. Перенос топлива в исходном и модифицированном ПВД 10204-003 происходит отдельно по фракциям.

3. Фторирование ПВД 10204-003 снижает потери низкомолекулярной фракции углеводородов, что имеет практическое значение для сохранения качества топлива при хранении.

Список литературы

[1] Снижение проницаемости эластичных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов / Ю. Н. Рыбаков [и др.] // Все материалы. Энциклопедический справочник. 2018. № 5. С. 13–16.

[2] Рыбаков Ю. Н., Дедов А. В., Ларионов С. В. Проницаемость полимерных материалов для технических средств хранения нефтепродуктов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Т. 9. № 4. С. 440–443.

[3] Structure and properties of ultra-high molecular weight polyethylene filled with disperse hydroxyapatite / V. Maksimkin [et al.] // Inorganic Materials: Applied Research. 2012. Vol. 3. No. 4. P. 288–295.

[4] Physicomechanical properties of a composite material based on ultrahigh-molecular-weight polyethylene filled with ceramic particles / F. S. Senatov [et al.] // Russian Metallurgy (Metally). 2012. No. 4. P. 344–349.

[5] The influence of biaxial orientation on the mechanical properties of polyethylene filled with ZnO nanoparticles / P. A. Kechek [et al.] // Polymer Science, Series A. 2018. Vol. 60. No. 3. P. 373–380.

[6] Optical properties of polyethylene filled with Bi2Te3 nanocrystallites / A. Y. Gamzayeva [et al.] // Semiconductors. 2019. Vol. 53. No. 2. P. 224–228.

[7] Huafei C. W., Weiwei He. Z., Ch. Zh. Potentiating antilymphoma efficacy of chemotherapy using a liposome for integration of CD20 targeting, ultra-violet irradiation polymerizing, and controlled drug delivery // Nanoscale Research Letters. 2014. Vol. 9. No. 12. P. 447.

[8] Singh A., Kumari K., Paban P. Extrusion and evaluation of chitosan assisted AGNPS immobilized film derived from waste polyethylene terephthalate for food packaging applications // Journal of Packaging Technology and Research. 2017. Vol. 1. No. 3. P. 165–180.

[9] The role of stable free radicals in the radiation-induced conductivity of low-density polyethylene / V. S. Saenko [et al.] // High Energy Chemistry. 2011. Vol. 45. No. 1. P. 48–51.

[10] Kopylov V., Orekhov I. V., Petukhov V. V., Solomatin A. E. Gaseous detector of ionizing radiation for registration of coherent neutrino scattering on nuclei // Technical Physics Letters. 2014. Vol. 40. No. 3. P. 185–187.

[11] Belgin E. E., Ayc G. A. Preparation and radiation attenuation performances of metal oxide filled polyethylene based composites for ionizing electromagnetic radiation shielding applications // Journal of Radioanalytical and Nuclear Chemistry. 2015. Vol. 306. No. 1. P. 107–117.

[12] Şakalar E., Mol S. A new measurement approach of ionizing radiation in irradiated trout (Oncorhynchus mykiss) by randomly polymorphic DNA-polymerase chain reaction // Journal of Food Science and Technology. 2016. Vol. 53. No. 5. P. 2492–2496.

[13] Monitoring phthalates leaching into polyethylene terephthalate sterilized bottled water by ionizing radiation / M. Abboudi [et al.] // Journal of Food Measurement and Characterization. 2017. Vol. 11. No. 2. P. 818–826.

[14] Simulation of the development of the mosaic surface structures in polyethylene / V. G. Nazarov [et al.] // Polymer Science Series B. 2009. Vol. 51. No. 4. P. 367–372.

[15] Surface modification of granules of polyethylene terephthalate by fluorine-containing urethanes / S. V. Kudashev [et al.] // Russian Journal of Applied Chemistry. 2012. Vol. 85. No. 11. P. 1764–1770.

[16] Effect of fluorination of ultrahigh-molecular-weight polyethylene and its composites on the surface structure and properties / V. G. Nazarov [et al.] // Russian Journal of Physical Chemistry B. 2018. Vol. 12. No. 6. P. 1066–1075.

[17] Production and properties of fluorine-containing polyester composite monofilaments / S. V. Kudashev [et al.] // Fibre Chemistry. 2018. Vol. 49. No. 5. P. 327–329.

[18] Sabet M., Hassan A., Ratnam C. T. Electron beam irradiation of low-density polyethylene filled with metal hydroxides for wire and cable applications // Polymer Bulletin. 2012. Vol. 69. No. 9. P. 1103–1114.

[19] Atabek L., Arslan S. C., Dogan F. Effect of reactive and nonreactive surface modifications and compatibilizer use on mechanical and flame-retardant properties of linear low-density polyethylene filled with huntite and hydromagnesite mineral // Journal of Thermal Analysis and Calorimetry. 2018. Vol. 134. No. 3. P. 1657–1666.

[20] Ismaiilova R. S., Magerramov A. M., Kuliev M. M., Akhundova G. A. Electrical conductivity and dielectric permittivity of ϒ-irradiated nanocomposites based on ultrahigh-molecular-weight polyethylene filled with α-SiO_2 // Surface Engineering and Applied Electrochemistry. 2018. Vol. 54. No. 1. P. 6–11.

References

[1] Rybakov Yu. N., Dedov A. V., Rushkin N. S., Plokhoy D. S. Permeability decrease of elastic tanks for storage of oil and oil products. All Materials. Encyclopedic Reference Manual. 2018(5):13–16. (In Russ.)

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):65–69
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

[2] Rybakov Y. N., Dedov A. V., Larionov S. V. The permeability of polymeric materials for technical storage of petroleum products. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov–Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2019;9(4):440–443. (In Russ.)

[3] Maksimkin V., Kaloshkin S. D., Tcherdyntsev V. V., Senatov F. S., Danilov V. D. Structure and properties of ultra-high molecular weight polyethylene filled with disperse hydroxyapatite. Inorganic Materials: Applied Research. 2012;3(4):288–295.

[4] Senatov F. S., Kaloshkin S. D., Tcherdyntsev V. V., Kuznetsov D. V. Physicomechanical properties of a composite material based on ultrahigh-molecular-weight polyethylene filled with ceramic particles. Russian Metallurgy (Metally). 2012(4):344–349.

[5] Kechek P. A., Bazhenov S. L., Kechek A. S. The influence of biaxial orientation on the mechanical properties of polyethylene filled with ZnO Nanoparticles // Polymer Science, Series A. 2018;60(3):373–380.

[6] Gamzayeva A. Y., et al. Optical properties of polyethylene filled with Bi2Te3 nanocrystallites. Semiconductors. 2019;53(2):224–228.

[7] Huafei C. W., Weiwei He. Z., Ch. Zh. Potentiating antilymphoma efficacy of chemotherapy using a liposome for integration of CD20 targeting, ultra-violet irradiation polymerizing, and controlled drug delivery. Nanoscale Research Letters. 2014;9(12):447.

[8] Singh A., Kumari K., Paban P. Extrusion and evaluation of chitosan assisted AGNPS immobilized film derived from waste polyethylene terephthalate for food packaging applications. Journal of Packaging Technology and Research. 2017;1(3):165–180.

[9] Saenko V. S., Feldman V. I., Tyutnev A. P., Ikhsanov S., Nereto M., Baranova I. A. The role of stable free radicals in the radiation-induced conductivity of low-density polyethylene. High Energy Chemistry. 2011;45(1):48–51.

[10] Kopylov V., Orekhov I. V., Petukhov V. V., Solomatin A. E. Gaseous detector of ionizing radiation for registration of coherent neutrino scattering on nuclei. Technical Physics Letters. 2014;40(3):185–187.

[11] Belgin E. E., Ayc G. A. Preparation and radiation attenuation performances of metal oxide filled polyethylene based composites for ionizing electromagnetic radiation shielding applications. Journal of Radioanalytical and Nuclear Chemistry. 2015;306(1):107–117.

[12] Şakalar E., Mol S. A new measurement approach of ionizing radiation in irradiated trout (Oncorhynchus mykiss) by Randomly Polymorphic DNA-Polymerase Chain Reaction. Journal of Food Science and Technology. 2016;53(5):2492–2496.

[13] Abboudi M., Aljoumaa K., Odeh A., Alkaid A., Koudsi Y. Monitoring phthalates leaching into polyethylene terephthalate sterilized bottled water by ionizing radiation. Journal of Food Measurement and Characterization. 2017;11(2):818–826.

[14] Nazarov V. G., Sevast'yanov V. I., Stolyarov V. P., Evlampieva L. A., Baranov V. A., Gagarin M. V. Simulation of the development of the mosaic surface structures in polyethylene. Polymer Science Series B. 2009;51(4):367–372.

[15] Kudashev S. V., Urmantsev U. R., Selezneva G. V., Rakhimova N. A., Zheltobryukhov V. F. Surface modification of granules of polyethylene terephthalate by fluorine-containing urethanes. Russian Journal of Applied Chemistry. 2012;85(11):1764–1770.

[16] Nazarov V. G., Nagornova V., Stolyarov V. P., Doronin F. A., Evdokimov A. G., Brevnov P. N., Zabolotnov A. S., Novokshonova L. A. Effect of fluorination of ultrahigh-molecular-weight polyethylene and its composites on the surface structure and properties. Russian Journal of Physical Chemistry B. 2018;12(6):1066–1075.

[17] Kudashev S. V., Rodaev V. V., Vasyukov V. M., Arisova V. N., Bogdanov A. I., Danilenko T. I., Zheltobryukhov V. F. Production and properties of fluorine-containing polyester composite monofilaments. Fibre Chemistry. 2018;49(5):327–329.

[18] Sabet M., Hassan A., Ratnam C. T. Electron beam irradiation of low-density polyethylene filled with metal hydroxides for wire and cable applications. Polymer Bulletin. 2012;69(9):1103–1114.

[19] Atabek L., Arslan S. C., Dogan F. Effect of reactive and nonreactive surface modifications and compatibilizer use on mechanical and flame-retardant properties of linear low-density polyethylene filled with huntite and hydromagnesite mineral. Journal of Thermal Analysis and Calorimetry. 2018;134(3):1657–1666.

[20] Ismaiilova R. S., Magerramov A. M., Kuliev M. M., Akhundova G. A. Electrical conductivity and dielectric permittivity of γ-irradiated nanocomposites based on ultrahigh-molecular-weight polyethylene filled with α-SiO_2. Surface Engineering and Applied Electrochemistry. 2018;54(1):6–11.

Статья получена редакцией 02.04.2020,
принята к опубликованию 21.12.2020
Received April 02, 2020; in final form, December 21, 2020

Сведения об авторах | Author credentials

Ю. Н. Рыбаков, к. т. н., начальник отдела складов горючего ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России», Москва, Россия

Yury N. Rybakov, Cand. Sci. (Eng.), Fuel Storage Department Head, 25th State Research Institute of Chemmotology of the Ministry of Defence of Russian Federation, Moscow, Russian Federation

Ribakov61@yandex.ru

А. В. Дедов, д. т. н., старший научный сотрудник отдела складов горючего ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России», Москва, Россия

Alexander V. Dedov, Dr Sci. (Eng.), Senior Researcher of the Fuel Storage Department, 25th State Research Institute of Chemmotology of the Ministry of Defence of Russian Federation, Moscow, Russian Federation

Dedovs@rambler.ru

Р. И. Кюннап, младший научный сотрудник отдела складов горючего отдела складов горючего ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России», Москва, Россия

Roman I. Kyunnap, Junior Researcher of the Fuel Storage Department, 25th State Research Institute of Chemmotology of the Ministry of Defence of Russian Federation, Moscow, Russian Federation

79854908056@yandex.ru

С. В. Ларионов, к. т. н., доцент кафедры нефтепродуктообеспечения и газоснабжения Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И. М. Губкина, Москва, Россия

Sergey V. Larionov, Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor of the Department of Oil Products and Gas Supplies at the Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russian Federation

1372210@gmail.com

Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов 2021 11(1):70–77 ISSN Print 2221-2701 eISSN 2541-9595

УДК 69.059:622.692.4 DOI: 10.28999/2541-9595-2021-11-1-70-77

Определение параметров ремонта трубопровода с начальной кривизной

В. М. Варшицкий[a], И. Б. Лебеденко[a], Э. Н. Фигаров[a]

[a] ООО «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта» (ООО «НИИ Транснефть»), Севастопольский проспект, 47а, 117186, Москва, Россия

Аннотация

Ремонт трубопровода часто предусматривает его подъем трубоукладчиками, что предполагает перемещение заполненной трубы в вертикальной и горизонтальной плоскостях. Для обеспечения безопасности проведения ремонтных работ необходима оценка напряженно-деформированного состояния ремонтируемого участка. Известна методика определения технологических параметров ремонта при перемещении прямолинейного трубопровода. Однако почти всегда трубопровод имеет начальную кривизну оси. В этой связи разработана методика определения технологических параметров ремонта участков подземного трубопровода с начальной кривизной оси. Проведен сравнительный анализ параметров ремонта методом изменения положения трубопровода с начальной кривизной и прямолинейного трубопровода. Приведены основные положения методики расчета. Рассмотрены случаи изгиба трубопровода в вертикальной плоскости выпуклостью вниз (вогнутая кривая) и выпуклостью вверх (выпуклая кривая), а также деформирование при разрезке. Исследована зависимость параметров ремонта от знака начальной кривизны участка трубопровода. Методика может быть использована при планировании ремонтных работ для определения нагрузок на крюки трубоукладчиков, расстояния между трубоукладчиками, высоты подъема (дозаглубления) трубопровода, протяженности ремонтируемого участка (участка вскрытия траншеи), а также для расчета вертикального перемещения и угла поворота торца реза при установлении геометрических параметров кривой вставки.

Ключевые слова: ремонт трубопроводов, кривизна трубопровода, изгиб трубопровода, радиус изгиба

Для цитирования
Варшицкий В. М., Лебеденко И. Б., Фигаров Э. Н. Определение параметров ремонта трубопровода с начальной кривизной // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. Т. 11. № 1. С. 70–77.

Автор для связи: Э. Н. Фигаров, e-mail: FigarovEN@niitnn.transneft.ru
Corresponding author: Eldar N. Figarov, e-mail: FigarovEN@niitnn.transneft.ru

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):70–77
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

Determination of parameters of pipeline repair with initial curvature

Victor M. Varshitsky[a], Igor B. Lebedenko[a], Eldar N. Figarov[a]

[a] Pipeline Transport Institute, LLC (Transneft R&D, LLC), 47a Sevastopolsky Prospect, Moscow, 117186, Russian Federation

Abstract

Pipeline repairs often involve lifting by pipe-layers, which involves moving the filled pipe in both vertical and horizontal planes. To ensure the safety of repair work, it is necessary to assess the stress-strain state of the repaired area. There is a technique for determining the technological parameters of repair when moving a straight pipeline. However, the pipeline almost always has an initial axis curvature. Accordingly, an urgent scientific and practical task is to assess the influence of pipeline initial curvature on technological parameters of repair. For this purpose, a method has been developed for determining the technological parameters of repairing sections of an underground pipeline with initial axis curvature. A comparative analysis of the repair parameters by changing the position of pipeline with initial curvature and straight pipeline is carried out. Then the main provisions of the calculation method are given. Cases of pipeline bending in the vertical plane with a downward convexity (concave curve) and upward convexity (convex curve), as well as deformation during cutting, are considered. The dependence of repair parameters on initial curvature sign of the pipeline section is investigated. The technique can be used when planning repair work to determine pipe-layer hook loads, the distance between pipe-layers, the height of the pipeline rise (additional deepening), length of the section to be repaired (trench opening section), as well as for calculating the vertical displacement and angle of rotation of the cut end when establishing geometric parameters insertion curve.

Keywords: pipeline repair, pipeline curvature, pipeline bend, bend radius

For citation

Varshitsky V. M., Lebedenko I. B., Figarov E. N. Determination of parameters of pipeline repair with initial curvature. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov–Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2021;11(1):70–77.

Введение

Ремонт трубопровода часто предусматривает его подъем трубоукладчиками, что предполагает перемещение заполненной трубы в вертикальной и горизонтальной плоскостях. При этом на усилие, требуемое для перемещения, существенно влияют внутреннее давление и температурный перепад, который в условиях ремонта может быть меньше, чем при эксплуатации. Для обеспечения безопасности проведения ремонтных работ необходима оценка напряженно-деформированного состояния ремонтируемого участка трубопровода.

Известна методика определения технологических параметров ремонта при перемещении изначально прямолинейного трубопровода [1–4]. Однако практически всегда трубопровод имеет начальную кривизну оси. Представляет интерес оценка влияния начальной кривизны трубопровода на технологические параметры его ремонта.

Исследование проблематики оценки кривизны оси трубопровода и выполнения ремонтных работ на таких участках проводилось различными исследователями [5–7]. ПАО «Газпром» запатентован способ ремонта опасного участка газопровода с ненормативной кривизной оси[1]. Он основан на том, что по результатам внутритрубной диагностики устанавливается место реза трубопровода, после реза выполняется геодезическая съемка, определяется угол, на который разошлись разрезанные концы трубы, и подбирается отвод холодного гнутья.

Преимуществом данного способа является возможность фактического определения угла раскрытия концов надземных участков трубопровода. Однако его применение предполагает единственный метод ремонта – метод разрезки, при этом заранее неизвестный угол реза делает неопределенной возможность заказа и доставки к месту проведения ремонтных работ нужного отвода холодного гнутья. Для подземных участков трубопровода метод разрезки не всегда целесообразен, так как устранить ненормативный радиус изгиба можно и без разрезки трубопровода – методом изменения положения.

В рамках настоящего исследования разработана методика определения технологических параметров ремонта участков подземного трубопровода с начальной кривизной оси, проведен сравнительный анализ параметров ремонта прямолинейного трубопровода и трубопровода

[1] Способ ремонта потенциально опасного участка газопровода: патент 2686133 РФ / Р. М. Аскаров, И. М. Исламов, М. Б. Тагиров, А. Н. Кукушкин. Заявл. 29.01.2018 ; опубл. 24.04.2019. Бюл. 12.

2021 11(1):70–77
ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595

с начальной кривизной. Также рассмотрены некоторые случаи ремонтных работ, предусматривающих изменение положения трубопровода с начальной кривизной оси.

Кривизна по вогнутой кривой

Расчетная схема для трубопровода с начальной кривизной

В качестве расчетной схемы образования непроектного радиуса принят поворот в вертикальной плоскости оси трубопровода, уложенного по вогнутой кривой на абсолютно жесткое основание с определенным углом. Угол поворота основания определяется по заданной кривизне трубопровода при его изгибе в вертикальной плоскости под действием поперечной нагрузки от собственного веса с продуктом и веса грунта засыпки по формуле [8]:

$$\varphi = \sqrt{\frac{32EI}{9q\rho^3}}, \quad (1)$$

где E – модуль упругости стали, МПа;
I – момент инерции сечения трубопровода, м^4;
q – поперечная нагрузка, тонн м$^{-1}$;
ρ – радиус изгиба оси трубопровода, м.

Рассмотрим методику определения технологических параметров ремонта вскрытого участка трубопровода с начальной кривизной (по вогнутой кривой) при его перемещении тремя трубоукладчиками для приведения в проектное положение.

После вскрытия происходит частичная разгрузка трубопровода. При этом радиус изгиба оси увеличивается и определяется по формуле [9]:

$$\rho = \sqrt[3]{\frac{32EI}{9q\varphi^2}}. \quad (2)$$

Необходимая длина участка вскрытия трубопровода должна быть не менее [2]:

$$L = 1{,}5\,\varphi\rho. \quad (3)$$

В формуле (2) поперечная нагрузка определяется без учета веса грунта засыпки.

Расчетная схема для определения технологических параметров ремонта участка в рассматриваемом случае приведена на рис. 1. Предусмотрено, что на трубопровод действуют поперечная нагрузка от собственного веса с продуктом и усилия трубоукладчиков. Основание считается абсолютно жестким. Трубопровод рассматривается как стержень трубчатого сечения, материал которого считается упругим.

Общее решение уравнения поперечного изгиба трубопровода определяется следующим выражением:

$$Y(x) = \frac{qx^4}{24EI} + C_1x^3 + C_2x^2 + C_3x^1 + C_4x^0.$$

Рис. 1. Расчетная схема для определения технологических параметров ремонта участка нефтепровода по вогнутой кривой: φ – угол поворота оси трубопровода в вертикальной плоскости по вогнутой кривой; H, H_1 – высота подъема трубопровода; F_1, F_2 – усилие на трубоукладчиках; z – расстояние между трубоукладчиками; $2Z$ – длина ремонтируемого участка
Fig. 1. Calculation scheme for determining the technological parameters of repairing an oil pipeline section along a concave curve: φ – angle of rotation of the pipeline axis in the vertical plane along the concave curve; H, H_1 – height of the pipeline rise; F_1, F_2 – load on pipelayers; z – distance between pipelayers; $2Z$ – length of the repaired section

Константы общего решения уравнения изгиба и длина волны изгиба определяются из граничных условий и условий сопряжения расчетных участков.

При рассмотрении случая поворота трубопровода по вогнутой кривой граничные условия на левом конце расчетного участка выражают условия сопряжения криволинейного участка с прямолинейным на абсолютно жестком основании. Граничные условия посередине расчетного участка – условия симметрии. В результате решения системы уравнений определяются длина волны изгиба, требуемые вертикальные перемещения и усилия в точках установки трубоукладчиков. Расстояние между трубоукладчиками подбирается с учетом условий равенства максимальных значений изгибающих моментов на ремонтируемом участке. Одним из условий при решении системы уравнений является равенство радиусов изгиба в точках приложения усилий от трубоукладчиков и целевого радиуса изгиба.

Результаты расчета

Рассматривается нефтепровод 1220×15,8 мм с непроектным радиусом изгиба 306 м. Удельный вес нефти и грунта засыпки составляют соответственно 8600 Н/м^3 и 17 000 Н/м^3, высота засыпки – 2 м. В этом случае угол поворота оси трубопровода φ по формуле (1) равен 3,44°. После вскрытия участка трубопровода на длине L = 48,2 м, определенной по формуле (3), радиус изгиба ρ увеличивается до 535 м (2).

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):70–77
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

Рис. 2. Эпюра прогибов в границах ремонтируемого участка трубопровода с начальной кривизной (по вогнутой кривой): —— – при перемещении трубоукладчиками; —— – после вскрытия траншеи
Fig. 2. Deflection diagram within the boundaries of the pipeline section being repaired with the initial curvature: —— – when moving by pipelayers; —— – after opening the trench

Рис. 3. Эпюра углов поворота оси трубопровода при перемещении трубоукладчиками
Fig. 3. Diagram of pipeline axis rotation angles when moving by pipelayers

Рис. 4. Эпюра изгибных напряжений для трубопровода с начальной кривизной (по вогнутой кривой): —— – при перемещении трубоукладчиками; —— – после вскрытия траншеи
Fig. 4. Bending stress diagram for a pipeline with initial curvature: —— – when moving by pipelayers; —— – after opening the trench

Вертикальные перемещения в точках установки трубоукладчиков, необходимые для приведения трубопровода в проектное положение и увеличения радиуса изгиба до целевого значения 1000 м, определяются из решения уравнений граничных условий и условий сопряжения расчетных участков. Эти перемещения (H_1, H)

Рис. 5. Эпюра перерезывающих усилий при перемещении трубоукладчиками трубопровода с начальной кривизной
Fig. 5. Diagram of shearing forces induced by pipelayers moving a pipeline with initial curvature

Рис. 6. Расчетная схема для определения технологических параметров ремонта прямолинейного участка нефтепровода: R, R_1 – усилие на трубоукладчиках; H, H_1 – высота подъема трубопровода в точках подвеса; z – расстояние между трубоукладчиками; $2Z$ – длина ремонтируемого участка
Fig. 6. Calculation scheme for determining technological parameters of oil pipeline straight-line section repair: R, R_1 – load on pipelayers; H, H_1 – height of the pipeline rise at the suspension points; z – distance between pipelayers; $2Z$ – length of repaired section

соответственно равны 10,5 и 18,2 см. При этом расстояние между трубоукладчиками z должно составлять 13,6 м, а длина вскрытого участка $2Z$ – не менее 75 м. Требуемые усилия на крюках трубоукладчиков: F_1 – 19,5 тс, F_2 – 20,0 тс.

Результаты расчета представлены на рис. 2–5. По причине симметрии дана половина участка. На рис. 2 показана длина полуволны изгиба трубопровода после вскрытия траншеи и разгрузки трубопровода: $Z_0 = 0{,}5L = 24{,}1$ м (3). Координата z обозначает место установки трубоукладчика.

Расчетная схема для прямолинейного трубопровода

Расчетная схема для определения технологических параметров ремонта прямолинейного участка приведена на рис. 6. В соответствии с методикой [1] для вертикального перемещения на

2021 11(1):70–77
ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595

Рис. 7. Эпюра прогибов в границах ремонтируемого прямолинейного участка трубопровода
Fig. 7. Deflection diagram within the boundaries of pipeline straight-line section

Рис. 9. Эпюра перерезывающих усилий при перемещении трубоукладчиками прямолинейного трубопровода
Fig. 9. Plot of shearing forces in a straight pipeline moved by pipelayers

Рис. 8. Эпюра изгибных напряжений для прямолинейного трубопровода
Fig. 8. Bending stress plot for a straight pipeline

Рис. 10. Расчетная схема для определения технологических параметров ремонта участка нефтепровода с дозаглублением: φ – угол поворота оси трубопровода в вертикальной плоскости по выпуклой кривой; H – высота дозаглубления трубопровода; F – усилие на трубоукладчиках; z – расстояние между трубоукладчиками; $2Z$ – длина ремонтируемого участка
Fig. 10. Calculation scheme for determining the technological parameters of oil pipeline section repair with additional deepening: φ – angle of rotation of the pipeline axis in the vertical plane along the convex curve; H – pipeline additional deepening height; F – load on pipelayers; z – distance between pipelayers; $2Z$ – length of repaired section

высоту 18,2 см прямолинейного трубопровода неоходимые усилия на крюках трубоукладчиков R_1 и R составляют 26,6 и 37,7 тс при расстоянии между трубоукладчиками $z = 18$ м. Перемещения (H_1, H) равны соответственно 12,6 и 18,2 см. Длина участка должна быть не менее 95 м.

Результаты расчета представлены на рис. 7–9.

Обсуждение

Сравнение результатов расчетов показывает, что начальная кривизна оказывает значительное влияние на требуемое усилие на крюках трубоукладчиков, а следовательно, существенно влияет на технологические параметры ремонта (количество трубоукладчиков, места их расстановки, длину вскрытия котлована и т. д.).

Кривизна по выпуклой кривой

Расчетная схема

Рассмотрим методику определения технологических параметров ремонта участка трубопровода с начальной кривизной (по выпуклой кривой) при дозаглублении с поддержкой двумя трубоукладчиками.

В качестве расчетной схемы образования непроектного радиуса принят поворот в вертикальной плоскости оси трубопровода, уложенного на абсолютно жесткое основание с определенным углом. Угол поворота основания определяется по заданной непроектной кривизне трубопровода при изгибе в вертикальной плоскости под действием поперечной нагрузки q от собственного веса с продуктом и веса грунта засыпки по формуле [2]:

$$\varphi = \sqrt{\frac{8EI}{9q\rho^3}}.$$

Длина волны изгиба определяется по формуле [2]:

$$L = 3\varphi\rho. \quad (4)$$

Расчетная схема для определения технологических параметров ремонта участка нефтепровода в рассматриваемом случае приведена на рис. 10. Предусмотрено, что на трубопровод

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):70–77
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

действуют поперечная нагрузка от собственного веса с продуктом и усилия трубоукладчиков. Основание считается абсолютно жестким. Трубопровод рассматривается как стержень трубчатого сечения, материал которого считается упругим.

Константы общего решения уравнения изгиба и длина волны изгиба определяются из граничных условий и условий сопряжения расчетных участков.

При рассмотрении случая поворота трубопровода по выпуклой кривой граничные условия посередине расчетного участка выражают условие симметрии, в конце – условия примыкания к прямолинейной балке на абсолютно жестком основании.

Результаты расчета

Рассматривается нефтепровод 720×10,0 мм с непроектным радиусом изгиба 150 м. Удельный вес нефти и грунта засыпки составляют соответственно 8600 Н/м^3 и 17 000 Н/м^3, высота засыпки – 2 м. Угол поворота оси трубопровода φ в расчетной модели равен 2,9°. Для приведения трубопровода в проектное положение и увеличения радиуса изгиба до требуемых 700 м необходимо изменить положение трубопровода путем его дозаглубления с обеспечением перемещений высотой H = 11,2 см в середине участка. Расстояние между трубоукладчиками z должно составлять 17,5 м, длина ремонтируемого участка $2Z$ – не менее 48,5 м. Усилие на крюках трубоукладчиков F – 12,5 тс.

Результаты данного расчета представлены на рис. 11–14. По причине симметрии дана половина участка. На рис. 11–13 показана длина полуволны изгиба трубопровода до вскрытия траншеи $Z_0 = 0{,}5L = 11{,}4$ м (L – длина волны) (4). Координата z обозначает место установки трубоукладчика.

Для поддержки в горизонтальном положении прямолинейного участка трубопровода с пролетом 48,5 м необходимые усилия на крюках трубоукладчиков составляют 12,5 тс при расстоянии между трубоукладчиками 17,5 м. Методика, описанная в [1], в данном случае неприменима.

Рис. 11. Эпюра прогибов в границах ремонтируемого участка трубопровода с начальной кривизной (по выпуклой кривой): —— – при перемещении трубоукладчиками; —— – до вскрытия траншеи

Fig. 11. Deflection diagram within the boundaries of the pipeline section being repaired with the initial curvature (along the overbend curve): —— – when moving by pipelayers; —— – before opening the trench

Рис. 13. Эпюра изгибных напряжений для трубопровода с начальной кривизной (по выпуклой кривой): —— – при перемещении трубоукладчиками; —— – до вскрытия траншеи

Fig. 13. Bending stress diagram for a pipeline with initial curvature (along the convex curve): —— – when moving by pipelayers; —— – before opening the trench

Рис. 12. Эпюра углов поворота оси трубопровода: —— – при перемещении трубоукладчиками; —— – до вскрытия траншеи

Fig. 12. Diagram of the pipeline axis rotation angles: —— – when moving by pipelayers; —— – before opening the trench

Рис. 14. Эпюра перерезывающих усилий при перемещении трубоукладчиками трубопровода с начальной кривизной (по выпуклой кривой)

Fig. 14. Diagram of shearing forces induced by pipelayers moving a pipeline with initial curvature (along convex curve)

Рис. 15. Расчетная схема для определения технологических параметров ремонта участка нефтепровода с разрезкой:
W – вертикальное перемещение торца реза трубопровода;
θ – абсолютный угол поворота торца реза трубопровода;
$2Z$ – длина ремонтируемого участка

Fig. 15. Calculation scheme for determining the technological parameters of oil pipeline section repair with cut:
W – vertical movement of the pipeline cut end;
θ – absolute angle of pipeline cut end rotation;
$2Z$ – length of repaired section

Разрезка трубопровода

Расчетная схема

Рассмотрим методику определения технологических параметров ремонта участка трубопровода с начальной кривизной (по выпуклой кривой) при замене участка на отвод. В этом случае требуется установить вертикальное перемещение и угол поворота торца реза нефтепровода.

Расчетная схема для определения геометрических параметров кривой вставки – упругая балка трубчатого сечения на абсолютно жестком круговом основании с радиусом R, равным радиусу ненормативного изгиба оси (рис. 15).

Результаты расчета

Рассматривается нефтепровод 720×12,0 мм на абсолютно жестком криволинейном основании радиусом 200 м. Удельный вес грунта засыпки составляет 18 000 Н/м^3, высота засыпки – 2 м. Расстояние от торца реза до границы ремонтного котлована равно 2 м.

Далее приведено аналитическое решение задачи о деформировании трубопровода на абсолютно жестком криволинейном основании при разрезке с определением вертикального перемещения и угла поворота торца реза.

Угол поворота торца реза трубопровода после разрезки определяется по формуле:

$$\varphi(R,\Delta)=\frac{l(R)+\Delta}{R}-\left[\frac{(qgr+qtr)l(R)^3}{6EI}+\frac{P_\Delta l(R)^2}{2EI}\right],$$

где $l(R)+\Delta$ – расстояние от торца реза до точки касания трубопровода грунта (на рис. 15 соответствует Z):

$$l(R)=\sqrt{\frac{2EI}{(qgr+qtr)R}};$$

qgr – поперечная нагрузка от веса грунта, т/м:

$$qgr=\gamma_{tg}D\left(h_0-\frac{\pi D}{8}\right),$$

D – наружный диаметр трубопровода, м;
h – высота засыпки, м;
qtr – нагрузка от веса трубопровода, т/м:

$$qtr=\gamma_{tr}F,$$

F – площадь поперечного сечения трубопровода, м^2;
P_Δ – вес освобожденного от грунта участка трубопровода, т:

$$P_\Delta=qtr\cdot\Delta.$$

Вертикальное перемещение торца реза трубопровода после разрезки определяется по формуле:

$$w(R,\Delta)=\frac{(l(R)+\Delta)^2}{2R}-$$
$$-\left[\frac{1}{8}\cdot\frac{(qgr+qtr)l(R)^4}{EI}+\Delta\tan(\theta(R))+\frac{P_\Delta l(R)^2}{2EI}\right],$$

где $\theta(R)$ – абсолютный угол поворота торца реза:

$$\theta(R,\Delta)=\left[\frac{(qgr+qtr)l(R)^3}{6EI}+\frac{P_\Delta l(R)^2}{2EI}\right].$$

По результатам расчетов угол поворота торца реза трубопровода после разрезки составляет 2,6°, вертикальное перемещение торца реза трубопровода после разрезки – 22,5 см.

Выводы

Сравнение результатов проведенных расчетов показывает, что начальная кривизна трубопровода по вогнутой кривой существенно влияет на величину необходимых усилий от трубоукладчиков, на расстояние между трубоукладчиками и на требуемую длину ремонтируемого участка. Расчет технологических параметров ремонта необходимо проводить с учетом начальной кривизны трубопровода.

Представленная методика может быть использована при планировании ремонтных работ трубопровода с начальной кривизной оси для определения нагрузок на крюки трубоукладчиков, расстояния между трубоукладчиками, высоты подъема (дозаглубления) трубопровода, протяженности ремонтируемого участка (участка вскрытия траншеи) с целью получения требуемой кривизны оси трубопровода после ремонта, а также для расчета вертикального перемещения и угла поворота торца реза при установлении геометрических параметров кривой вставки.

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):70–77
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

В работе [9] приведены результаты применения методики численного решения задачи о деформировании трубопровода с произвольной переменной кривизной, определенной внутритрубным инспекционным прибором с навигационной системой, в том числе при ремонте изменением положения.

В рассмотренных выше примерах деформирования трубопровода не учитывались осевые усилия в сечении трубопровода. Но в некоторых случаях они могут влиять на технологические параметры ремонта. Кроме того, реальные трубопроводы имеют переменную кривизну оси. В этой связи с целью повышения точности расчетов целесообразно применение программных комплексов, реализующих численное решение задачи о деформировании трубопровода с произвольной переменной кривизной оси и учитывающих как продольные, так и поперечные нагрузки, возникающие при проведении ремонта методом изменения положения.

Список литературы

[1] Типовые расчеты при сооружении и ремонте нефтегазопроводов : учеб. пособие / Л. И. Быков [и др.]. СПб. : Недра, 2006. 824 с.

[2] Бородавкин П. П., Березин В. Л. Сооружение магистральных трубопроводов. М. : Недра, 1977. 408 с.

[3] Гумеров А. Г., Зубаиров А. Г., Векштейн М. Г. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов. М. : Недра-Бизнесцентр, 1999. 525 с.

[4] Строительство магистральных трубопроводов: справочник / В. Г. Чирсков [и др.]. М. : Недра, 1991. 475 с.

[5] О фактических радиусах изгиба линейной части магистральных газопроводов / Р. М. Аскаров [и др.] // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2017. № 6. С. 28–33.

[6] Азметов Х. А., Шайбаков Б. Р. Определение технологических параметров капитального ремонта магистральных трубопроводов в условиях действия продольного сжимающего усилия в стенке труб // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. № 5. С. 95–103.

[7] Ремонт магистральных трубопроводов с ненормативными радиусами изгиба оси трубы // Деловой журнал Neftegaz.ru / Р. М. Аскаров [и др.]. 2019. № 12. С. 72–76.

[8] Айнбиндер А. Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость. Справочное пособие. М. : Недра, 1991. 288 с.

[9] Варшицкий В. М., Лебеденко И. Б., Фигаров Э. Н. Методика определения технологических параметров ремонта трубопровода с ненормативной кривизной // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. Т. 10. № 1. С. 17–21.

References

[1] Bykov L. I., Mustafin F. M., Rafikov S. K., Nechval A. M., Lavrentyev A. E. Typical calculations for construction and repair of oil and gas pipelines: study guide. Saint Petersburg: Nedra Publ.; 2006. 824 p. (In Russ.)

[2] Borodavkin P. P., Berezin V. L. Trunk pipelines construction. Moscow: Nedra Publ.; 1977. 408 p. (In Russ.)

[3] Gumerov A. G., Zubairov A. G., Vekshteyn M. G. Major overhaul of underground oil pipelines. Moscow: Nedra-Business-center Publ.; 1999. 525 p. (In Russ.)

[4] Construction of trunk pipelines. Reference book / V. G. Chirskov [et al.]. Moscow: Nedra Publ.; 1991. 475 p. (In Russ.)

[5] Askarov R. M., Kukushkin A. N., Gumerov K. M., Islamov I. M. On actual bending radii of the main pipelines linear part. Pipeline Transport: Theory and Practice. 2017(6):28–33. (In Russ.)

[6] Azmetov Kh. A., Shaibakov B. R. Technological parameters determination for main pipelines overhaul under conditions of longitudinal compressive force in the pipe wall. Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. 2019(5):95–103. (In Russ.)

[7] Askarov R. M., Chuchkalov M. V., Tagirov M. B., Kukushkin A. N. Repair of trunk pipelines with non-standard bending radii of the pipe axis. Business magazine Neftegaz.ru. 2019(12):72–76. (In Russ.)

[8] Aynbinder A. B. Calculation of trunk and field pipelines for strength and stability. Moscow: Nedra Publ.; 1991. 288 p. (In Russ.)

[9] Varshitsky V. M., Lebedenko I. B., Figarov E. N. Method for determining process parameters in the repairing of pipelines with out-of-spec curvature. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov–Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2020;10(1):17–21. (In Russ.)

Статья получена редакцией 23.03.2020,
принята к опубликованию 21.11.2020
Received March 23, 2020; in final form, November 21, 2020

Сведения об авторах | Author credentials

В. М. Варшицкий, к. т. н., заведующий лабораторией прочностных расчетов ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

Victor M. Varshitsky, Cand. Sci. (Eng.), Head of the Laboratory for Strength Calculation, Transneft R&D, Moscow, Russian Federation

VarshitskiiVM@niitnn.transneft.ru

И. Б. Лебеденко, к. т. н., ведущий научный сотрудник лаборатории прочностных расчетов ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

Igor B. Lebedenko, Cand. Sci. (Eng.), Lead Researcher of the Laboratory for Strength Calculation, Transneft R&D, Moscow, Russian Federation

LebedenkoIB@niitnn.transneft.ru

Э. Н. Фигаров, к. т. н., заместитель заведующего лабораторией прочностных расчетов ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

Eldar N. Figarov, Cand. Sci. (Eng.), Deputy Head of the Laboratory for Strength Calculation, Transneft R&D, Moscow, Russian Federation

FigarovEN@niitnn.transneft.ru

Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов 2021 11(1):78–87 ISSN Print 2221-2701 eISSN 2541-9595

УДК 532.135:532.57 DOI: 10.28999/2541-9595-2021-11-1-78-87

Влияние реологических свойств рабочей среды на показатели турбинных преобразователей расхода

О. В. Аралов[a], В. О. Ломакин[b], Н. В. Чувиков[c], И. В. Буянов[a], Н. В. Бережанский[a]

[a] ООО «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта» (ООО «НИИ Транснефть»), Севастопольский проспект, 47а, 117186, Москва, Россия
[b] МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2-я Бауманская ул., 5, стр. 1, 105005, Москва, Россия
[c] ПАО «Транснефть», Пресненская набережная, 4, стр. 2, 123112, Москва, Россия

Аннотация

Изучение влияния реологических свойств нефти и нефтепродуктов на метрологические характеристики турбинных преобразователей расхода (ТПР) является актуальной научно-практической задачей, имеющей определяющее значение для производства средств измерений турбинного типа. Цель статьи – проведение и анализ результатов экспериментальных исследований по оценке зависимости относительного отклонения коэффициентов преобразования ($K_{пр}$) ТПР от физико-химических свойств рабочей среды и условий перекачки. Исследования проведены на специализированном калибровочном стенде и трех системах измерений количества и показателей качества нефти (нефтепродуктов). По результатам корреляционного анализа выявлено, что наибольшее влияние на количество оборотов ТПР оказывает кинематическая вязкость и плотность рабочей среды. Показано, что при изменении объемного расхода и кинематической вязкости на одном объекте возможно прогнозирование изменения $K_{пр}$ ТПР во всем диапазоне объемного расхода, основываясь на значениях числа Re. Установленная на объекте эксплуатации градуировочная характеристика ТПР позволяет определить нижний предел диапазона измерений объемного расхода ТПР на основе значений $K_{пр}$, рассчитанных в точках объемного расхода при текущем значении кинематической вязкости.

Ключевые слова: турбинный преобразователь расхода, градуировочная характеристика, коэффициент преобразования, реологические свойства нефти

Для цитирования
Влияние реологических свойств рабочей среды на показатели турбинных преобразователей расхода / О. В. Аралов [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. Т. 11. № 1. С. 78–87.

Автор для связи: И. В. Буянов, e-mail: BuyanovIV@niitnn.transneft.ru
Corresponding author: Ivan V. Buyanov, e-mail: BuyanovIV@niitnn.transneft.ru

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):78–87
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

Influence of rheological properties of the working medium on indicators of turbine flow converters

Oleg V. Aralov[a], Vladimir O. Lomakin[b], Nikolay V. Chuvikov[c], Ivan V. Buyanov[a], Nikita V. Berezhansky[a]

[a] Pipeline Transport Institute, LLC (Transneft R&D, LLC), 47a Sevastopolsky Prospect, Moscow, 117186, Russian Federation
[b] Bauman Moscow State Technical University, 5/1 Baumanskaya 2nd Str. , Moscow, 105005, Russian Federation
[c] Transneft, 4, bldg 2 Presnenskaya Embankment, Moscow, 123112, Russian Federation

Abstract

The study of the influence of rheological properties of oil and oil products on the metrological characteristics of turbine flow converters (TFC) is a vital scientific and practical task that is significant for manufacturing turbine-type measuring instruments. The purpose of the article is to conduct and analyse the results of experimental studies on the assessment of dependence of the relative deviation of the TFC transformation ratio (C_{pr}) on the physical and chemical properties of working medium and pumping conditions. The studies were performed using a special calibration stand and three systems for measuring the quantity and quality indicators of oil (oil products) used in the main pipeline transportation system. Based on the results of the correlation analysis it was observed that the temperature and viscosity of the working medium have the greatest influence on the number of TFC revolutions. It was shown that with the change of volumetric flow rate and kinematic viscosity on a single facility it is possible to forecast changes of C_{pr} of TFC over the whole range of volume flow based on the values of the Re number. The calibration characteristic of the turbine flow converter installed at the operation site allows you to determine the lower limit of the measurement range of the TFC volume flow, based on the C_{pr}, values calculated at the volumetric flow points at the current value of the kinematic viscosity.

Keywords: turbine flow converter, calibration characteristic, conversion coefficient, rheological properties of the oil

For citation
Aralov O. V., Lomakin V. O., Chuvikov N. V., Buyanov I. V., Berezhansky N. V. Influence of rheological properties of the working medium on indicators of turbine flow converters. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov– Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2021;11(1):78–87.

Введение

Реологические свойства нефти, обусловленные ее сложным составом, оказывают определяющее влияние на условия транспортировки и точность измерений количественных и качественных показателей перекачиваемой среды. Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами на магистральных нефте- и нефтепродуктопроводах напрямую зависит от того, насколько точно установлены физико-химические и термодинамические свойства нефти и продуктов ее переработки в конкретных условиях транспортировки [1].

Турбинные преобразователи расхода (ТПР), предназначенные для измерений объемного расхода нефти (нефтепродуктов), в силу своих технических и метрологических характеристик получили наибольшее распространение в составе СИКН. ТПР работают по принципу счетчиков Вольтмана: поток жидкости, протекающий через поперечное сечение трубы, приводит в действие лопастной механизм (ротор), угловая скорость которого пропорциональна величине расхода; угловая скорость воспринимается магнитоиндукционным датчиком, который дает выходной электрический сигнал, при этом частота сигнала с преобразователя прямо пропорциональна скорости протекания контролируемой среды; подаваемая датчиком частота служит информационным сигналом для считывающего устройства. Конструкция ТПР приведена на рис. 1.

Рис. 1. Конструкция ТПР: 1 – корпус с фланцами; 2 – картридж; 3 – выходная крестовина; 4 – ротор; 5 – входная крестовина; 6 – стопорное кольцо, фиксирующее картридж в корпусе; 7 – магнитоиндукционный датчик
Fig. 1. Construction of the turbine flow converter: 1 – housing with flanges; 2 – cartridge; 3 – output crosspiece; 4 – rotor; 5 – input crosspiece; 6 – locking ring that fixes the cartridge in the housing; 7 – magneto-induction sensor

По данным за 2015–2020 гг. около 62 % отказов ТПР, применяемых на объектах российской системы магистральных нефте- и нефтепродук-

Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов 2021 11(1):78–87 ISSN Print 2221-2701 eISSN 2541-9595

топроводов, относятся к типу метрологических отказов, вызванных резким изменением реологических свойств транспортируемой среды (метрологический отказ – выход метрологических характеристик средства измерения за установленные пределы[1]).

Соответственно, проведение исследований, направленных на изучение влияния реологических свойств нефти и продуктов ее переработки на метрологические характеристики ТПР, является актуальной научно-практической задачей, которая имеет определяющее значение для производства средств измерений турбинного типа.

Цель настоящей статьи – проведение и анализ результатов экспериментальных исследований по оценке зависимости относительного отклонения коэффициентов преобразования ($K_{пр}$) ТПР от физико-химических свойств нефти (нефтепродуктов) и условий перекачки.

Научная новизна исследований заключается в получении принципиально новых знаний об особенностях влияния реологических параметров транспортируемого потока на метрологические характеристики ТПР, а именно на относительную погрешность ТПР.

Условия испытаний

Исследования проводились на ТПР геликоидного типа ТПР DN 250 на специализированном калибровочном стенде и трех СИКН. Условия испытаний приведены в табл. 1.

По результатам испытаний выполнен анализ изменения погрешности ТПР в зависимости от параметров перекачки (массового расхода, давления) и реологических свойств транспортируемой среды (кинематической вязкости, плотности, температуры).

Анализ результатов испытаний и определение коэффициентов корреляции

Корреляционный анализ метрологических характеристик заключается в определении влияния физико-химических свойств нефти, нефтепродуктов и условий перекачки (испытаний) на количество импульсов, передаваемых модулем МИД, и, соответственно, на относительную погрешность ТПР (определяется в соответствии с МИ 3380-2012[2]).

В данной статье в качестве основных влияющих факторов, потенциально способных повлечь изменение $K_{пр}$, рассматриваются кинематическая вязкость, плотность, температура и избыточное давление рабочей среды [3–7].

Математической мерой корреляции двух случайных величин служит коэффициент корреляции r, который может изменяться в соответствии с неравенством [8, 9]: $-1 \le r \le 1$.

Абсолютное значение коэффициента корреляции показывает силу взаимосвязи: чем оно больше, тем сильнее связь; при $r = 0$ связь отсутствует. Знак коэффициента корреляции определяет направленность взаимосвязи: «плюс» – прямая связь, «минус» – обратная.

Установление значений r и силы взаимосвязи между анализируемыми величинами осуществляется по известным критериям.

Линейный коэффициент корреляции r_{XY} между двумя случайными величинами X и Y определяется как:

$$r_{XY} = \frac{\mathrm{cov}_{XY}}{\sigma_X \sigma_Y},$$

где cov_{XY} – корреляционный момент (ковариация) между значениями X и Y;

Табл. 1. Условия испытаний ТПР
Table 1. Test conditions of the turbine flow converters

Наименование параметра Name of the parameter	Значение параметра | Value of the parameter			
	Специализированный стенд (два типа масла, ДТ) Specialized stand (two types of oil, diesel fuel)	СИКН 1 (нефть) LACT unit 1 (oil)	СИКН 2 (нефть) LACT unit 2 (oil)	СИКН 3 (нефть) LACT unit 3 (oil)
Объемный расход, м³/ч Volumetric flow, m³/h	294,8–1776,0	384,8–1709,7	291,1–1705,7	286,9–1408,0
Кинематическая вязкость, υ, мм²/с Kinematic viscosity, υ, mm²/s	6,6–81,4	13,5–15,0	49,8–88,1	14,4–20,1
Плотность, ρ, кг/м³ Density, ρ, kg / m³	840,1–871,4	867,5–869,7	893,6–906,3	851,9–861,2
Температура, *T*, °C Temperature, *T*, °C	16,5–44,3	21,1–23,6	8,0–9,9	2,6–4,1
Избыточное давление, *P*, МПа Excess pressure, *P*, MPa	0,21–0,49	0,35–0,79	0,22–0,36	0,97–1,29

[1] РМГ 74-2004 ГСИ. Методы определения межповерочных и межкалибровочных интервалов средств измерений.
[2] МИ 3380-2012. Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой.

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):78–87
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

σ_X, σ_Y – стандартное (среднеквадратичное) отклонение величин X и Y.

Для определения корреляционного момента (ковариации) cov_{XY} используется зависимость:

$$\mathrm{cov}_{XY} = \sum (x_i - \overline{X})(y_i - \overline{Y}),$$

где x_i, y_i – значения случайных величин;
$\overline{X}, \overline{Y}$ – математические ожидания (средние значения) величин X и Y.

Для нахождения стандартного отклонения случайных величин X и Y – σ_X, σ_Y – применяется формула:

$$\sigma_{X,Y} = \sqrt{\frac{\sum (x_i, y_i - \overline{X}, \overline{Y})^2}{n-1}},$$

где n – количество значений в выборке.

Для корректной оценки взаимосвязи между случайными величинами необходимо обеспечить достаточный объем выборки значений. Количество наблюдений должно быть минимум в 5–6 раз больше, чем исследуемых факторов. Если превышение составляет десятки раз, в действие вступает закон больших чисел, который обеспечивает взаимопогашение случайных колебаний.

Для оценки влияния параметров перекачки и реологических свойств нефти и нефтепродуктов на количество импульсов МИД и, как следствие, на относительную погрешность ТПР проведен корреляционный анализ следующих пар расчетных характеристик в точках среднего расхода 300 и 1700 м³/ч:

– количество импульсов МИД – вязкость перекачиваемой среды (N–υ);

– количество импульсов МИД – плотность перекачиваемой среды (N–ρ);

– количество импульсов МИД – температура перекачиваемой среды (N–T);

– количество импульсов МИД – давление перекачиваемой среды (N–P).

На рис. 2 представлены результаты расчета коэффициентов парной корреляции для анализируемых параметров.

Как видно, наибольшее влияние на количество импульсов МИД ТПР оказывает температура перекачиваемой среды: среднее значение коэффициента корреляции для рассматриваемых параметров составляет $r = 0{,}86$ (при среднем расходе 300 м³/ч) и $r = 0{,}88$ (при среднем расходе 1700 м³/ч). Наименьшее влияние на количество импульсов МИД ТПР имеет давление среды в измерительной линии: $r = 0{,}069$ (при среднем расходе 300 м³/ч) и $r = 0{,}0644$ (при среднем расходе 1700 м³/ч).

Верификация результатов корреляционного анализа позволяет установить их соответствие физике процессов, наблюдаемых при эксплуатации ТПР:

– увеличение плотности среды (от противного) приводит к уменьшению количества импульсов МИД (знак по корреляции – отрицательный);

Рис. 2. Значение коэффициентов корреляции в точке среднего расхода 300 м³/ч **(a)** и 1700 м³/ч **(b)** для пар расчетных характеристик: ■ – количество импульсов МИД – вязкость; ■ – количество импульсов МИД – плотность; ■ – количество импульсов МИД – температура; ■ – количество импульсов МИД – давление

Fig. 2. The value of the correlation coefficients at the average flow point of 300 m³/h **(a)** and 1700 m³/h **(b)** for the pairs of calculated characteristics: ■ – quantity of the pulses PDM – viscosity; ■ – quantity of the pulses PDM – density; ■ – quantity of the pulses PDM – temperature; ■ – quantity of the pulses PDM – pressure

– увеличение вязкости среды приводит к уменьшению количества импульсов МИД (знак по корреляции – отрицательный);

– увеличение давления перекачиваемой среды приводит к увеличению количества оборотов ротора ТПР и, следовательно, количества импульсов МИД (знак по корреляции – положительный);

– увеличение температуры среды способствует уменьшению ее плотности и, следовательно, также приводит к увеличению количества импульсов МИД (знак по корреляции – положительный).

Для оценки зависимости коэффициентов корреляции r во всем диапазоне объемного расхода построены графики зависимости количества им-

Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов 2021 11(1):78–87 ISSN Print 2221-2701 eISSN 2541-9595

Рис. 3. Зависимость коэффициента корреляции количества импульсов ТПР с температурой **(a)**, плотностью **(b)**, кинематической вязкостью **(c)**, давлением **(d)** от объемного расхода: — – стенд (масло 1); — – СИКН 3; — – СИКН 2; — – стенд (ДТ); — – СИКН 1; — – стенд (масло 2)

Fig. 3. Dependence of the correlation coefficient of the number of pulses of the turbine flow converter with the temperature **(a)**, density **(b)**, kinematic viscosity **(c)**, pressure **(d)** on the volume flow rate: — – bench (oil 1); — – LACT unit 3; — – LACT unit 2; — – bench (diesel fuel); — – LACT unit 1; — – bench (oil 2)

Рис. 4. Степень влияния реологических свойств среды и параметров перекачки на относительную погрешность ТПР: ■ – вязкость; ■ – плотность; ■ – температура; ■ – давление

Fig. 4. The degree of influence of rheological properties of the medium and pumping parameters on the relative inaccuracy of the turbine flow converters: ■ – viscosity; ■ – density; ■ – temperature; ■ – pressure

пульсов МИД ТПР от кинематической вязкости, плотности, температуры, избыточного давления (рис. 3).

Анализ значений корреляции во всем диапазоне объемного расхода показывает, что наибольшее влияние на $K_{пр}$ ТПР оказывает кинематическая вязкость и плотность среды. В соответствии с результатами, представленными на рис. 3, становится возможным определение степени влияния отдельных реологических свойств транспортируемой жидкости и параметров перекачки на относительную погрешность ТПР.

На рис. 4 дана гистограмма распределения коэффициентов корреляции относительной погрешности ТПР с кинематической вязкостью, плотностью, температурой среды и избыточным давлением внутри картриджа.

Как видно, наибольшее влияние на относительную погрешность ТПР оказывает температура перекачиваемой среды ($r = 0{,}47$, знак по корреляции – отрицательный). Также относительная погрешность ТПР чувствительна к вязкости и плотности среды ($r = 0{,}389$ и 0,374 соответственно, знак по корреляции – положительный). Наименьшее влияние имеет давление в картридже ТПР ($r = 0{,}288$, знак по корреляции – положительный).

Определение числа Рейнольдса

Кинематическая вязкость и плотность являются составляющими числа Re [10–14]:

$$\mathrm{Re} = \frac{4Q}{\nu \pi D},$$

где Q – объемный расход;
D – диаметр ТПР;
ν – кинематическая вязкость.

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):78–87
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

Рис. 5. Изменение коэффициентов преобразования ТПР: **a)** на калибровочном стенде; **b)** на СИКН
Fig. 5. Changing the conversion factors of the turbine flow converters: **a)** on the calibration stand; **b)** on LACT

Для дальнейшего анализа изменения $K_{пр}$ в зависимости от условий испытаний во всем диапазоне объемного расхода были построены графики зависимости $K_{пр}$ от числа Re на основании данных, полученных на специалированном стенде и СИКН (рис. 5).

Как видно, градуировочная характеристика ТПР имеет отклонения при испытаниях на одном объекте и смещения по осям *X* и *Y* при испытаниях на разных объектах. В первом случае изменение $K_{пр}$ обусловлено условиями проводимых испытаний: температурой, давлением, кинематической вязкостью и плотностью рабочей среды. Во втором случае изменение $K_{пр}$ может объясняться, помимо указанных факторов, компоновкой измерительной линии (ее длиной и конфигурацией, особенностями монтажа фильтров-грязеуловителей и пр.), а также возможными вариантами установки струевыпрямительной секции ТПР. Изучение влияния на $K_{пр}$ компоновки измерительной линии, диаметра трубопровода и центрирования ТПР по оси является предметом дальнейших исследований авторов статьи.

В рамках настоящей работы был построен график зависимости $K_{пр}$ от числа Re по каждому объекту, на котором проводились испытания (рис. 6).

Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов 2021 11(1):78–87 ISSN Print 2221-2701 eISSN 2541-9595

Рис. 6. Зависимость $K_{пр}$ ТПР от числа Re: — – СИКН 3; — – СИКН 2; — – СИКН 1; — – стенд (масло 1); — – стенд (масло 2); — – стенд (ДТ)

Fig. 6. Changing conversion coefficients of the turbine flow converter from the number Re: — – LACT unit 3; — – LACT unit 2; — – LACT unit 1; — – bench (oil 1); — – bench (oil 2); — – bench (diesel fuel)

По результатам испытаний на специализированном стенде получена градуировочная характеристика ТПР в широком диапазоне числа Re при стабильных параметрах измерительной линии (смена рабочей среды проводилась без демонтажа ТПР) и одинаковых значениях давления рабочей среды в точках диапазона объемного расхода.

В рамках дальнейшего анализа через значения $K_{пр}$ ТПР на калибровочном стенде построим функцию, максимально близкую к множеству значений, полученных в результате испытаний:

$$K_{пр} = \frac{2{,}41801}{0{,}103399 + \left(\frac{\mathrm{Re}}{400000}\right)^{0{,}66202}} + \frac{-1{,}19364}{-0{,}108581 + \left(\frac{\mathrm{Re}}{400000}\right)^{0{,}342762}} + \frac{-0{,}930619}{0{,}154821 + \left(\frac{\mathrm{Re}}{400000}\right)^{0{,}848118}} + \frac{-0{,}0520904}{0{,}0995582 + \left(\frac{\mathrm{Re}}{400000}\right)^{0{,}343618}} + C,$$

где $K_{пр}$ – расчетный $K_{пр}$ ТПР-250;
C – коэффициент смещения градуировочной характеристики ТПР для калибровочного стенда, C = 180,76 имп/м³.

Полученная с использованием математической функции градуировочная характеристика ТПР (зависимость $K_{пр}$ ТПР от числа Re) и относительное отклонение от нее (±0,15 % согласно МИ 3380-2012) показаны на рис. 7 голубой и черными пунктирными линиями соответственно.

Таким образом, установлено, что при разных условиях испытаний, но одинаковом числе Re относительное отклонение $K_{пр}$ ТПР на одном объекте не превышает ±0,15 %.

Это подтверждают и результаты испытаний на всех рассматриваемых объектах (табл. 2). Видно, что при разных значениях объемного расхода и кинематической вязкости, но одинаковом числе Re получены сопоставимые показатели $K_{пр}$.

В соответствии с вышесказанным можно сделать вывод о том, что построение градуировочной характеристики $K_{пр}$ от числа Re позволит увеличить рабочую зону ТПР в результате интерполяции отдельных градуировочных характеристик $K_{пр}$ от расхода по соответствующим значениям вязкости. Таким образом, становится возможным уменьшить количество метрологических отказов ТПР, связанных с резким изменением свойств перекачиваемой среды.

На рис. 7 видно, что при реализации градуировочной характеристики ТПР в виде зависимости $K_{пр}$ от числа Re относительное отклонение $K_{пр}$ ТПР при испытаниях на калибровочном стенде находится в пределах ±0,15 % на всем диапазоне изменений кинематической вязкости от 6,6 до 81,4 сСт.

Для определения влияния на изменение $K_{пр}$ условий испытаний на одном объекте и установления причин смещения градуировочной характеристики при проведении испытаний на разных объектах были рассчитаны корреляционные отношения $K_{пр}$ и кинематической вязкости, плотности, температуры, избыточного давления, числа Re.

Согласно данным на рис. 6, вне зависимости от условий испытаний $K_{пр}$ ТПР возрастает при увеличении числа Re до 14 000, затем уменьшается, а при значениях числа Re более ≈ 140 000 становится прямолинейным с небольшим возрастающим уклоном.

Рис. 7. Градуировочная характеристика ТПР на калибровочном стенде (- - -): - - - – относительная погрешность ±0,15 %; — – стенд (масло 1); — – стенд (масло 2); — – стенд (ДТ)

Fig. 7. Calibration characteristic of the turbine flow converter on the calibration stand (- - -): - - - – relative inaccuracy ±0,15 %; — – bench (oil 1); — – bench (oil 2); — – bench (diesel fuel)

Табл. 2. Результаты испытаний ТПР
Table 2. Test results of the turbine flow converter

Объемный расход, м³/ч Volumetric flow, m³/h	Кинематическая вязкость, сСт Kinematic viscosity, cSt	Плотность, кг/м³ Density, kg/m³	Температура, °С Temperature, °C	Давление, МПа Pressure, MPa	Потеря давления на преобразователе расхода, МПа Pressure loss on a flow converter, MPa	$K_{пр}$, имп/м³ C_{pr}, impulses/m³	Re	Место испытаний (объект) Test location (object)
≈ 47 000 Re								
1631,7	56,7	895,3	9,10	0,31	0,20	181,505	47 120,63	СИКН 2 LACT unit 2
384,8	13,5	867,6	23,22	0,55	0,00	181,719	46 671,87	СИКН 1 LACT unit 1
461,8	16,4	858,8	2,91	1,06	0,02	181,920	46 106,69	СИКН 3 LACT unit 3
≈ 152 000 Re								
1365,9	14,7	869,2	21,98	0,29	0,04	181,548	152 144,22	СИКН 1 LACT unit 1
1340,7	14,4	852,2	3,43	1,06	0,12	181,640	152 448,44	СИКН 3 LACT unit 3
≈ 34 000 Re								
652,5	30,7	858,4	39,06	0,46	0,03	181,188	34 803,48	Стенд ДТ Bench (diesel fuel)
649,7	30,1	862,8	16,73	0,46	0,03	181,416	35 343,29	
≈ 113 000 Re								
1353,0	17,6	853,8	30,95	0,35	0,10	180,667	125 875,79	Стенд ДТ Bench (diesel fuel)
652,4	7,7	843,7	27,55	0,47	0,02	180,759	138 725,77	

На рис. 8 представлены результаты расчета корреляции количества импульсов МИД ТПР по соответствующим значениям реологических свойств среды и параметров перекачки в диапазонах числа Re от 6000 до 400 000.

Полученные значения корреляции показывают, что на изменение $K_{пр}$ наибольшее влияние оказывают число Re, температура и вязкость рабочей среды, наименьшее – давление среды.

Анализ градуировочных характеристик, полученных на разных объектах испытаний, и результатов выполненных расчетов показывает, что нижний предел диапазона измерений объемного расхода ТПР зависит от кинематической вязкости рабочей среды, объемного расхода, числа Re и объекта эксплуатации (при смене объекта происходит смещение градуировочной характеристики).

Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов 2021 11(1):78–87 ISSN Print 2221-2701 eISSN 2541-9595

Рис. 8. Значение коэффициентов корреляции для пар расчетных характеристик: ■ – количество импульсов МИД–вязкость; ■ – количество импульсов МИД–плотность; ■ – количество импульсов МИД–температура; ■ – количество импульсов МИД–давление; ■ – количество импульсов МИД–число Re

Fig. 8. Value of correlation coefficients for the pairs of calculated characteristics: ■ – quantity of the PDM impulses – viscosity; ■ – quantity of the pulses PDM – density; ■ – quantity of the pulses PDM – temperature; ■ – quantity of the pulses PDM – pressure; ■ – quantity of the pulses PDM – number Re

Выводы

1. Отклонение $K_{пр}$ ТПР в период испытаний не превышает ±0,15 %, за исключением следующих значений влияющих факторов:

– объемного расхода – от 298,1 до 1776 м^3/ч;

– кинематической вязкости – от 13,5 до 88,1 сСт (испытания на всех СИКН), от 6,6 до 80 сСт (испытания на стенде).

2. На количество импульсов МИД ТПР с разной степенью корреляции влияют следующие факторы: кинематическая вязкость, плотность (отрицательная корреляция), температура рабочей среды (положительная корреляция).

3. При испытанях на одном объекте в различных условиях, но с одинаковым числом Re относительное отклонение $K_{пр}$ не превышает ±0,15 %.

4. Прогнозирование изменения $K_{пр}$ во всем диапазоне объемного расхода возможно на основании значений числа Re, полученных в ходе испытаний на одном объекте при разных показателях объемного расхода и кинематической вязкости.

5. На относительную погрешность ТПР оказывают влияние следующие факторы: кинематическая вязкость, плотность, давление (положительная кореляция), температура (отрицательная корреляция). Наибольшее влияние имеет температура перекачиваемой среды.

6. Нижний предел диапазона измерений объемного расхода ТПР зависит от кинематической вязкости рабочей среды, объемного расхода и объекта испытаний. Его значение можно установить на любом объекте эксплуатации на основании результатов определения $K_{пр}$ в точках объемного расхода при текущем показателе кинематической вязкости.

7. Для подтверждения достоверности результатов математического анализа и возможности применения в СИКН градуировочной характеристики ТПР в виде зависимости $K_{пр}$ от числа Re авторами планируется продолжение исследований.

Список литературы

[1] Проскуряков Р. М., Матвийчук Н. В., Родионова Д. А. Принципиальные проблемы при проектировании автоматических систем измерения в нефтепроводах и пути их решения // Международный научно-исследовательский журнал. 2016. № 12. Часть 3. С. 168–171.

[2] Современное состояние ведения учетных операций с нефтью и нефтепродуктами с применением измерительных систем в России / О. В. Аралов [и др.]. М. : Издательство Недра, 2019. 246 с.

[3] Панченков Г. М. Теория вязкости жидкости. М.–Л. : Гостоптехиздат, 1947. 158 с.

[4] Исследование методов расчета кинематической вязкости нефти в магистральном нефтепроводе / О. В. Аралов [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. Т. 7. № 5. С. 97–105.

[5] Анализ измерения вязко-температурной зависимости бинарной нефтяной смеси / Р. Р. Ташбулатов [и др.] // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2018. № 2. С. 5–9.

[6] Severa L., Havliček M., Kumbar V. Temperature dependent kinematic viscosity of different types of engine oils // Acta Universitatis Agriculturae et Silviculturae Mendelianae Brunensis. August 2009. P. 95–102.

[7] Bizhan K. G., Mohammad R. D., Hossein P. Prediction of kinematic viscosity of petroleum fractions using artificial neural networks // Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology. 2014. Vol. 3. No. 2. P. 51–65.

[8] Вентцель Е. С. Теория вероятностей. М., 1969. 576 с.

[9] Ландау Л. Д., Лифшиц Е. М. Теоретическая физика. В 10 т. Т. 6. Гидродинамика. М. : Наука, 1986. 736 с.

[10] Елисеева И. И., Юзбашев М. М. Общая теория статистики. М. : Финансы и статистика, 2004. 656 с.

[11] Лойцянский Л. Г. Механика жидкости и газа. М. : Дрофа, 2003. 840 с.

[12] Павловский В. А. Чистов Л. А., Кучинский Д. М. Моделирование течений в трубе // Вестник Санкт-Петербургского университета. Прикладная математика. Информатика. Процессы управления. 2019. Т. 15. № 1. С. 93–105.

[13] Jimenz J. Turbulent flow over rough walls // Annual Review of Fluid Mechanics. 2004. No. 36. P. 173–196.

[14] Нестеров В. Н., Андреев И. П. Повышение точности турбинных преобразователей расхода с помощью метода обобщенных влияющих величин // Измерительная техника. 2017. № 4. С. 22–26.

References

[1] Proskurjakov R. M., Matvijchuk N. V., Rodionova D. A. Conceptual problems of automatic measurement system on oil pipeline and the ways of its solution. International Research Journal. 2016(12-3):168–171. (In Russ.)

[2] Aralov O. V., Buyanov I. V., Vorobyov S. I., Katsal I. N., Lisin Y. V., Zolotuhin O. E. Current state of the accounting operations with oil and petroleum products using measurement systems in Russia. Moscow: Nedra Publ.; 2019. 246 p. (In Russ.)

[3] Panchenkov G. M. Theory of liquid viscosity. Moscow–Leningrad: Gostoptekhizdat Publ.; 1947. 158 p. (In Russ.)

[4] Aralov O. V., Buyanov I. V., Savanin A. S., Iordansky E. I. Research of methods for oil kinematic viscosity calculation in the oil-trunk pipeline. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov–Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2017;7(5):97–105. (In Russ.)

[5] Tashbulatov R. R., Karimov R. M., Mastobayev B. N., Valeev A. R. Analysis of the measurement of the visco-temperature dependence of a binary oil mixture. Transportation and Storage of Oil Products and Hydrocarbon Raw Materials. 2018(2):5–9. (In Russ.)

[6] Severa L., Havliček M., Kumbar V. Temperature dependent kinematic viscosity of different types of engine oils. Acta Universitatis Agriculturae et Silviculturae Mendelianae Brunensis. August 2009. P. 95–102.

[7] Bizhan K. G., Mohammad R. D., Hossein P. Prediction of kinematic viscosity of petroleum fractions using artificial neural networks. Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology. 2014;3(2):51–65.

[8] Venttsel E. S. Probability theory. Moscow: Nauka Publ.; 1969. 576 p. (In Russ.)

[9] Landau L. D., Lifshits E. M. Course of Theoretical Physics: 10 volume series. Vol. 6. Hydrodynamics. Moscow: Nauka Publ.; 1986. 736 p. (In Russ.)

[10] Eliseeva I. I., Yuzbashev M. M. General theory of statistics. Moscow: Finance and statistics Publ.; 2004. 656 p. (In Russ.)

[11] Loitsanskii L. G. Liquid and gas mechanics. Moscow: Drofa Publ.; 2003. 840 p. (In Russ.)

[12] Pavlovsky V. A., Chistov L. A., Kuchinsky D. M. Modeling of pipe flows. Vestnik of Saint Petersburg university applied mathematics. Computer Science. Control Processes. 2019;15(1):93–105. (In Russ.)

[13] Jimenz J. Turbulent flow over rough walls. Annual Review of Fluid Mechanics. 2004(36):173–196.

[14] Nesterov V. N., Andreev I. P. Increasing the accuracy of turbine flow transducers on the basis of the generalized influence quantities method. Measurement Technology. 2017(4):22–26. (In Russ.)

Статья получена редакцией 20.02.2020,
принята к опубликованию 25.09.2020
Received February 20, 2020; in final form, September 25, 2020

Сведения об авторах | Author credentials

О. В. Аралов, д. т. н., директор центра оценки соответствия продукции, метрологии и автоматизации производственных процессов ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

Oleg V. Aralov, Dr Sci. (Eng.), Director of the Centre for Products Conformity Assessment, Metrology and Automation of Production Processes, Transneft R&D, LLC, Moscow, Russian Federation

AralovOV@niitnn.transneft.ru

В. О. Ломакин, д. т. н., профессор, заместитель заведующего кафедрой Э10 «Гидромеханика, гидромашины и гидро пневмоавтоматика» МГТУ им. Н. Э. Баумана, Москва, Россия

Vladimir O. Lomakin, Dr Sci. (Eng.), Professor, Deputy Head of the Department E10 «Hydromechanics, Hydromachines and Hydropneumatic Automatics», Bauman Moscow State Technical University, Moscow, Russian Federation

Lomakin@bmstu.ru

Н. В. Чувиков, начальник отдела систем учета нефти и нефтепродуктов ПАО «Транснефть», Москва, Россия

Nikolay V. Chuvikov, Head of Department of Oil and Petroleum Accounting Systems, Transneft, Moscow, Russian Federation

ChuvikovNV@ak.transneft.ru

И. В. Буянов, к. т. н., заместитель директора центра оценки соответствия продукции, метрологии и автоматизации производственных процессов ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

Ivan V. Buyanov, Cand. Sci. (Eng.), Deputy Director of the Centre for Products Conformity Assessment, Metrology and Automation of Production Processes, Transneft R&D, LLC, Moscow, Russian Federation

BuyanovIV@niitnn.transneft.ru

Н. В. Бережанский, старший научный сотрудник лаборатории учетных операций и метрологии ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

Nikita V. Berezhanskii, Senior Researcher, Laboratory of Accounting Operations and Metrology, Transneft R&D, LLC, Moscow, Russian Federation

BerezhanskiiNV@niitnn.transneft.ru

Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов 2021 11(1):88–92 ISSN Print 2221-2701 eISSN 2541-9595

УДК 620.193 DOI: 10.28999/2541-9595-2021-11-1-88-92

Исследование коррозионной активности атмосферы на нефтеперекачивающих станциях с резервуарными парками

П. О. Ревин[a], А. В. Макаренко[a], А. А. Губенков[a], И. О. Осина[a]

[a] ООО «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта» (ООО «НИИ Транснефть»), Севастопольский проспект, 47а, 117186, Москва, Россия

Аннотация

В настоящее время в отечественных национальных и международных стандартах отсутствуют данные по коррозионной активности атмосферы регионов, в которых расположены нефтеперекачивающие станции с резервуарными парками, эксплуатируемые российским оператором магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов. В нормативных документах ПАО «Транснефть», регламентирующих требования к антикоррозионным покрытиям для наружной поверхности резервуаров, определены три категории коррозионной активности атмосферы по ISO 12944-2:2017. Данная классификация учитывает климатические условия регионов, но не учитывает скорость коррозии стали. В этой связи с целью определения скорости коррозии стальных конструкций в различных климатических районах, где расположены объекты организаций системы «Транснефть», была проведена серия испытаний. На 28 НПС в восьми климатических районах были установлены стенды с образцами из стали 09Г2С. Скорость коррозии металла образцов определяли гравиметрическим методом после выдержки в течение шести месяцев, одного года, двух, трех, четырех и пяти лет. Установлено, что скорость коррозии металлических образцов составила от 55 до 236 г/(м^2·год), что соответствует категории коррозионной активности атмосферы С2 и С3 по ISO 12944-2:2017 и ГОСТ 34667.2-2020. Наибольшая скорость коррозии – от 177 до 236 г/(м^2·год) – наблюдалась в районах расположения НПС в непосредственной близости от моря (до 1,5 км от береговой линии).

Ключевые слова: атмосферная коррозия, скорость коррозии, нефтеперекачивающая станция, резервуарный парк

Для цитирования

Исследование коррозионной активности атмосферы на нефтеперекачивающих станциях с резервуарными парками / П. О. Ревин [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. Т. 11. № 1. С. 88–92.

Автор для связи: И. О. Осина, e-mail: OsinaIO@niitnn.transneft.ru
Corresponding author: Irina O. Osina, e-mail: OsinaIO@niitnn.transneft.ru

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):88–92
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

Research of atmospheric corrosion activity on oil pumping stations with tank farms

Pavel O. Revin[a], Alexey V. Makarenko[a], Andrey A. Gubenkov[a], Irina O. Osina[a]

[a] Pipeline Transport Institute, LLC (Transneft R&D, LLC), 47a Sevastopolsky Prospect, Moscow, 117186, Russian Federation

Abstract

Currently, there is no data included in the state and international standards on the corrosion activity of the atmosphere in the regions in which oil pumping stations with tank farms are situated, which are operated by Russian main oil and oil products pipeline operators. In the regulatory documents of Transneft PJSC, which specify the requirement for anticorrosion coatings for the outer surfaces of tanks, three categories of atmospheric corrosion activity are defined as per ISO 12944-2:2017. This classification takes into account the climatic conditions of the regions, but not the steel corrosion rate. In this regard, in order to determine the corrosion rate of steel structure in various climatic regions, where Transneft facilities are situated, a series of tests was performed. The test bench with 09G2S steel samples was installed on 28 oil pumping stations in eight climatic regions. The corrosion rate of the metal samples was determined by the gravimetric method after tempering within the period of six months, one year, two, three, four and five years. It has been established that the corrosion rate of the metal samples amounted from 55 to 236 g/(m^2·per year), which corresponds to the atmospheric corrosion activity category C2 and C3 as per ISO 12944-2:2017 and GOST 34667.2-2020. The highest corrosion rate, from 177 to 236 g/(m^2·per year) – was observed in the OPS location regions with close proximity to sea (1,5 km to shore line).

Keywords: atmospheric corrosion, corrosion rate, oil pumping station, tank farm

For citation

Revin P. O., Makarenko A. V., Gubenkov A. A., Osina I. O. Research of atmospheric corrosion activity on oil pumping stations with tank farms. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov–Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2021;11(1):88–92.

Введение

Исследование влияния параметров окружающей среды на активность коррозии, воздействующей на металлические конструкции объектов трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, расположенных в разных климатических районах, имеет несомненную важность для решения задач по обеспечению надежной и безопасной работы магистральных трубопроводов [1–4].

В настоящее время в национальных и международных стандартах отсутствуют данные по коррозионной активности атмосферы российских регионов, в которых расположены нефтеперекачивающие станции с резервуарными парками (НПС с РП), эксплуатируемые организациями системы «Транснефть» (ОСТ). Антикоррозионные покрытия, применяемые для защиты наружной поверхности резервуаров, классифицируются в зависимости от скорости коррозии стали в атмосфере (ГОСТ 34667.2-2020[1], модифицированный по отношению к ISO 12944-2:2017[2], ввод в действие – с 1 марта 2022 года). В российском национальном стандарте выделяются шесть категорий коррозионной активности атмосферы и приводится скорость коррозии стали, определяемая на основе весовых потерь (табл. 1).

В нормативных документах ПАО «Транснефть», регламентирующих требования к антикоррозионным покрытиям для наружной поверхности резервуаров, определены три категории коррозионной активности атмосферы (согласно ISO 12944-2:2017) в зависимости от климатических факторов (климатических районов по ГОСТ 16350-80[3]):

– С3 – климатические районы: II_5 (умеренный), II_6 (умеренно влажный), II_7 (умеренно теплый), II_9 (умеренно теплый с мягкой зимой), II_{11} (жаркий сухой);

– С4 – климатические районы: I_1 (очень холодный), I_2 (холодный), II_4 (умеренно холодный);

– С5-М – любые климатические районы на расстоянии до 10 км от морского побережья.

Данная классификация учитывает климатические условия регионов Российской Федерации, но не учитывает скорость коррозии стали. В этой связи с целью определения скорости коррозии стальных конструкций в различных климатических районах, где расположены объекты ОСТ,

[1] ГОСТ 34667.2-2020. Материалы лакокрасочные. Защита стальных конструкций от коррозии при помощи лакокрасочных систем. Часть 2. Классификация условий окружающей среды.
[2] ISO 12944-2:2017. Материалы лакокрасочные. Защита стальных конструкций от коррозии при помощи лакокрасочных систем. Часть 2. Классификация условий окружающей среды.
[3] ГОСТ 16350-80. Климат СССР. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей.

2021 11(1):88–92
ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595

Табл. 1. Категории коррозионной активности атмосферы в соответствии с ГОСТ 34667.2-2020
Table 1. Atmospheric corrosion activity category in accordance with GOST 34667.2-2020

Категория коррозионной активности атмосферы Atmospheric corrosion activity category	Скорость коррозии стали (потеря массы на единицу поверхности), г/м² в год Steel corrosion rate (weight loss per surface unit), g/m² per year
С1 (очень низкая) | C1 (very low)	не более 10 | no more than 10
С2 (низкая) | C2 (low)	от 10 до 200 | from 10 to 200
С3 (средняя) | C3 (medium)	от 200 до 400 | from 200 to 400
С4 (высокая) | C4 (high)	от 400 до 650 | from 400 to 650
С5 (очень высокая) | C5 (very high)	от 650 до 1500 | from 650 to 1500
СХ (экстремально высокая) | CX (extremely high)	от 1500 до 5500 | from 1500 to 5500

Рис. 1. Расположение металлических образцов для определения скорости коррозии на НПС с резервуарными парками в различных климатических районах по ГОСТ 16350-80: 1 – умеренный (II_5), 2 – умеренно влажный (II_6), 3 – умеренно теплый (II_7), 4 – умеренно теплый с мягкой зимой (II_9), 5 – очень холодный (I_1), 6 – холодный (I_2), 7 – умеренно холодный (II_2), 8 – морской
Fig. 1. Location of metal samples for determining the corrosion rate at the oil pumping station with tank farm in different climatic region as per GOST 16350-80: 1 – moderate (II_5), 2 – moderately humid (II_6), 3 – lukewarm (II_7), 4 – moderately warm with mild winter (II_9), 5 – very cold (I_1), 6 – cold (I_2), 7 – moderately cold (II_2), 8 – marine

был проведен комплекс испытаний. На 28 НПС с РП ОСТ были установлены металлические образцы (рис. 1). При этом условием являлось нахождение трех НПС с РП в каждом климатическом районе (II_5, II_6, II_7, II_9, I_1, I_2, II_4, морской).

Категория коррозионной активности атмосферы, в свою очередь, определяет длительность лабораторных испытаний, моделирующих климатическое воздействие на наружное антикоррозионное покрытие резервуаров, надземных трубопроводов и металлоконструкций [5]. Ранее авторами были разработаны требования к ускоренным лабораторным испытаниям по прогнозированию срока службы антикоррозионных покрытий с целью их использования в нормативных документах ПАО «Транснефть» [6].

Объекты исследования и методика эксперимента

Коррозионным испытаниям подвергали металлические образцы 100×100×2 мм, изготовленные из стали марки 09Г2С класса С345 в соответствии с ГОСТ 27772-2015[4], используемой для элементов конструкций резервуаров. Перед началом проведения испытаний каждый образец маркировали и определяли его массу на электронных лабораторных весах GR-202 с точностью до 0,0001 г.

На территории каждой НПС с РП на открытом воздухе был установлен стенд с развешанными образцами в количестве 24 штук – по шесть штук на каждую сторону света (рис. 2).

[4] ГОСТ 27772-2015. Прокат для строительных стальных конструкций. Общие технические условия (с Поправками, с Изменением № 1).

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):88–92
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

Рис. 2. Стенд с металлическими образцами в каре резервуара
Fig. 2. Test bench with metallic samples in tank oil spillage area

Скорость коррозии определяли гравиметрическим методом через 6 месяцев, 1 год, 2 года, 3 года, 4 года и 5 лет выдержки в атмосфере НПС (в каждый период измерения проводили на четырех образцах).

Перед взвешиванием образцы очищали от продуктов коррозии в несколько этапов, степень удаления отложений определяли визуально. Первый этап – легкая механическая очистка щеткой для удаления непрочно прилегающих рыхлых продуктов коррозии. Второй этап – удаление химическим методом (травление) в течение 10 минут при температуре 20 °С по ГОСТ 9.907-2007[5]. С целью исключения вытравливания металла и тем самым внесения погрешности в эксперимент образцы извлекали из раствора в момент полной очистки поверхности от коррозионных отложений. Далее образцы промывали проточной водой, протирали фильтровальной бумагой и помещали в сушильный шкаф на 30 минут при температуре 70 °С.

Скорость коррозии стали $V_{кор}$ (г/(м^2·год)) с учетом потерь металла при травлении определяли по формуле:

$$V_{кор} = \Delta m / (S \cdot t),$$

где Δm – потеря массы образца, г;
S – площадь поверхности образца, м^2;
t – продолжительность испытаний, лет.

Результаты и обсуждение

Данные по атмосферной коррозии металлических образцов в районах расположения НПС по результатам пяти лет испытаний приведены в табл. 2 по категориям коррозионной активности атмосферы согласно классификации, представленной в ГОСТ 34667.2-2020.

Анализ полученных данных показывает:

– 26 из 28 НПС находятся в районах с категорией коррозионной активности атмосферы С2;

– 2 из 28 НПС находятся в районах с категорией коррозионной активности атмосферы С3.

После пяти лет испытаний на выбранных НПС коррозионная активность атмосферы, соответствующая категориям С4, С5 и СХ, не выявлена.

По полученным данным можно сделать вывод о высокой скорости коррозии в первые шесть месяцев испытаний и ее уменьшении в последующие 54 месяца. Снижение скорости коррозии со временем объясняется образованием на поверхности стали продуктов коррозии, которые препятствуют доступу коррозионноактивной среды.

Наибольшая скорость коррозии металлических образцов наблюдается в районах расположения НПС с РП в непосредственной близости от моря (до 1,5 км от береговой линии). Скорость коррозии образцов, которые были размещены на НПС с РП, находящихся на расстоянии 1,5–6 км от береговой линии, в среднем на 43 % ниже, чем

Табл. 2. Результаты измерений скорости коррозии стали в районах расположения образцов после пяти лет испытаний
Table 2. The steel corrosion rate measurement results in the regions of sample location after five year testing

Климатический район по ГОСТ 16350-80 Climatic region as per GOST 16350-80	**Скорость коррозии, г/(м^2·год)** Corrosion area, g/(m^2·per year)
Морской район (расстояние от береговой линии 1,0±0,5 км), 5 резервуаров Sea region (distance from shore line 1.0±0.5 km), 5 tanks	от 177 до 236 | from 177 to 236
В непосредственной близости от промышленных объектов, 3 резервуара In close proximity to industrial facilities, 3 tanks	от 116 до 151 | from 116 to 151
Морской район (расстояние от береговой линии свыше 1,5 км), 2 резервуара Sea region (distance from shore line over 1.5 km), 2 tanks	от 118 до 119 | from 118 to 119
Средняя полоса (умеренный (II_5), умеренно теплый (II_7), умеренно холодный (II_4), умеренно теплый с мягкой зимой (II_9), умеренно влажный (II_6)), 12 резервуаров Moderate climate (moderate (II_5), lukewarm (II_7), moderately cold (II_4), moderately warm with mild winter (II_9), moderately humid (II_6)), 12 tanks	от 79 до 160 | from 79 to 160
Холодные районы с низкой влажностью и наименьшим количеством осадков (очень холодный (I_1), холодный (I_2)), 6 резервуаров Cold regions with low humidity and lowest amount of precipitation (very cold (I_1), cold (I_2)), 6 tanks	от 55 до 84 | from 55 to 84

[5] ГОСТ Р 9.907-2007 (ИСО 8407:1991). Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Металлы, сплавы, покрытия металлические. Методы удаления продуктов коррозии после коррозионных испытаний.

2021 11(1):88–92
ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595

у образцов, исследованных в условиях расположения НПС до 1,5 км от береговой линии. Разница объясняется не только расстоянием от моря и, соответственно, силой воздействия коррозионноактивной среды, но также особенностями ландшафта – наличием естественных возвышенностей (гор, сопок) и лесных массивов, создающих преграды для проникновения морских воздушных масс вглубь материка.

Относительно высокая скорость коррозии образцов (от 116 до 151 г/(м^2·год)) наблюдается на НПС с РП, расположенных в непосредственной близости от промышленных объектов. Наименьшая скорость коррозионных процессов (от 55 до 84 г/(м^2·год)) отмечена в условиях нахождения объектов в холодных регионах с низкой влажностью и малым количеством осадков.

Выводы

По результатам испытаний установлено, что скорость коррозии металлических образцов на НПС с РП ОСТ составляет от 55 до 236 г/(м^2·год), что соответствует категории коррозионной активности атмосферы С2 и С3. На образцах, размещенных в условиях непосредственной близости от моря (до 1,5 км от береговой линии), не выявлены показатели скорости коррозии стали, которые соответствуют категории коррозионной активности атмосферы С5, характерной для морской среды.

Список литературы

[1] Атмосферная коррозия углеродистой стали: моделирование и картографирование территории Российской Федерации / А. А. Михайлов [и др.] // Коррозия: материалы, защита. 2010. № 11. С. 1–10.

[2] Атмосферная коррозия цинка: картографирование скорости коррозии на европейской территории Российской Федерации / А. А. Михайлов [и др.] // Коррозия: материалы, защита. 2012. № 9. С. 1–5.

[3] Коррозивность приморских атмосфер / А. А. Михайлов [и др.] // Коррозия: материалы, защита. 2009. № 9. С. 1–6.

[4] Atmospheric corrosion in Thailand – from field test to laboratory accelerated chamber / N. Palsson [et al.] // Proceedings of European Corrosion Congress – EUROCORR 2019, Spain.

[5] Ефремов А. М., Макаренко А. В., Осина И. О. Исследование свойств антикоррозионных покрытий, нанесенных при отрицательных температурах // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. Т. 7. № 2. С. 78–81.

[6] Ревин П. О., Макаренко А. В., Осина И. О. Разработка и обоснование требований к ускоренным лабораторным испытаниям для прогнозирования срока службы антикоррозионных покрытий // Коррозия Территории Нефтегаз. 2018. № 1. С. 50–55.

References

[1] Mikhaylov A. A., Panchenko Yu. M., Igonin T. N., Suloeva M. N., Kovtanyuk V. V., Markina L. V. Atmospheric corrosion of carbon steel: Modeling and mapping of the territory of the Russian Federation . Korroziya: Materialy, Zashchita. 2010(11):1–10. (In Russ.)

[2] Mikhaylov A. A., Panchenko Yu. M., Igonin T. N., Kovtanyuk V. V. Zinc atmospheric corrosion: Mapping the corrosion rate in the European territory of the Russian Federation. Korroziya: Materialy, Zashchita. 2012(9):1–5. (In Russ.)

[3] Mikhaylov A. A., et al. Corrosiveness of the Seaside Atmosphere. Korroziya: Materialy, Zashchita. 2009(9):1–6. (In Russ.)

[4] Palsson N., Klomjit P., Sorachot S., Khonreang W., Khumsuk P., Viyanit E., Pongsaksawad W. Atmospheric corrosion in Thailand – from field test to laboratory accelerated chamber. Proceedings of European Corrosion Congress – EUROCORR 2019. 2019 September 9–13; Seville, Spain.

[5] Efremov A. M., Makarenko A. V., Osina I. O. Research of properties of anti-corrosion coatings applied under sub-zero temperature. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov – Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2017;7(2):78–81. (In Russ.)

[6] Revin P. O., Makarenko A. V., Osina I. O. Development and justification of requirements for accelerated testing for forecasting the service life of anti-corrosion coatings. Corrosion of the Oil and Gas Territory = Korroziya Territorii Neftegas. 2018(1):50–55. (In Russ.)

Статья получена редакцией 27.04.2020,
принята к опубликованию 25.11.2020
Received April 27, 2020; in final form, November 25, 2020

Сведения об авторах | Author credentials

П. О. Ревин, к. х. н., заведующий лабораторией антикоррозионных и теплоизоляционных покрытий ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

Pavel O. Revin, Cand. Sci. (Chem.), Head of the Laboratory of Anticorrosion and Thermal Insulation Coatings, Transneft R&D, LLC, Moscow, Russian Federation

RevinPO@niitnn.transneft.ru

А. В. Макаренко, к. т. н., заместитель заведующего лабораторией антикоррозионных и теплоизоляционных покрытий ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

Alexey V. Makarenko, Cand. Sci. (Eng.), Deputy Head of the Laboratory of Anticorrosion and Thermal Insulation Coatings, Transneft R&D, LLC, Moscow, Russian Federation

MakarenkoAV@niitnn.transneft.ru

А. А. Губенков, научный сотрудник лаборатории антикоррозионных и теплоизоляционных покрытий ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

Andrey A. Gubenkov, Researcher of the Laboratory of Anticorrosion and Thermal Insulation Coatings, Transneft R&D, LLC, Moscow, Russian Federation

GubenkovAA@niitnn.transneft.ru

И. О. Осина, к. х. н., старший научный сотрудник лаборатории антикоррозионных и теплоизоляционных покрытий ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

Irina O. Osina, Cand. Sci. (Chem.), Senior Researcher of the Laboratory of Anticorrosion and Thermal Insulation Coatings, Transneft R&D, LLC, Moscow, Russian Federation

OsinaIO@niitnn.transneft.ru

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):93–99
Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов

УДК 621.6
DOI: 10.28999/2541-9595-2021-11-1-93-99

Разработка электропривода прямоходного для запорно-регулирующей арматуры

Д. А. Дворников[a], В. И. Воронов[b], И. А. Флегентов[b], Р. М. Гиниятов[b]

[a] ПАО «Транснефть», Пресненская набережная, 4, стр. 2, 123112, Москва, Россия
[b] ООО «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта» (ООО «НИИ Транснефть»), Севастопольский проспект, 47а, 117186, Москва, Россия

Аннотация

Перед ООО «НИИ Транснефть» и АО «ТОМЗЭЛ» была поставлена задача по разработке типоразмерного ряда электроприводов прямоходных, применяемых для управления клапанами запорно-регулирующими, с целью организации их серийного производства в России. При определении требований к разрабатываемой арматуре были учтены особенности эксплуатации ее импортных аналогов. Новые разработки должны были соответствовать общим техническим требованиям, требованиям безопасности и эргономики, предъявляемым к электроприводам, которые применяются на объектах трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. В процессе подготовки технических решений был проведен анализ тематических публикаций, международных и российских нормативных документов, технических характеристик электроприводов отечественного и зарубежного производства, существующих решений по схемам компоновки электроприводов блоками электронного управления. В рамках выполнения опытно-конструкторской работы были найдены оптимальные конструкционные решения, учитывающие фактические условия эксплуатации оборудования, разработана конструкторская документация на типоразмерный ряд электроприводов прямоходных, изготовлен опытный образец электропривода и успешно проведены его предварительные и приемочные испытания.

Ключевые слова: электропривод прямоходный, прямоходный модуль, клапан запорно-регулирующий, электронный блок управления, магистральный трубопровод, блок контроля положения, редуктор, преобразователь частоты

Для цитирования

Разработка электропривода прямоходного для запорно-регулирующей арматуры / Д. А. Дворников [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. Т. 11. № 1. С. 93–99.

Development of an electric linear actuator for shut-off and control valves

Dmitry A. Dvornikov[a], Vladimir I. Voronov[b], Ilya A. Flegentov[b], Radik M. Giniyatov[b]

[a] Transneft, 4, bldg 2 Presnenskaya Embankment, Moscow, 123112, Russian Federation
[b] Pipeline Transport Institute, LLC (Transneft R&D, LLC), 47a Sevastopolsky Prospect, Moscow, 117186, Russian Federation

Abstract

The specialists of Pipeline Transport Institute LLC and TOMZEL JSC were tasked with developing a standard-size range of linear electric drives used to control shut-off and control valves in order to organize their serial domestic production. Operation features of its imported analogues were taken into account while determining the requirements for the developed equipment. New developments had to meet the general technical requirements, safety and ergonomics requirements for electric drives used at oil and oil products pipeline transportation facilities. In the process of preparing technical solutions, an analysis of thematic publications, international and Russian regulatory documents, technical characteristics of electric drives of domestic and foreign production, existing solutions for layouts of electric drives with electronic control units was carried out. As part of the development work, optimal design solutions were found, taking into account the actual operating conditions of the equipment, design documentation was developed for the standard-size range of linear electric drives, a prototype electric drive was manufactured and its preliminary and acceptance tests were successfully carried out.

Keywords: linear electric actuator, linear module, shut-off and control valve, electronic control unit, main pipeline, position control unit, gearbox, frequency converter

For citation

Dvornikov D. A., Voronov V. I., Flegentov I. A., Giniyatov R. M. Development of an electric linear actuator for shut-off and control valves. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov – Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2021;11(1):93–99.

Автор для связи: Р. М. Гиниятов, e-mail: GiniyatovRM@niitnn.transneft.ru
Corresponding author: Radik M. Giniyatov, e-mail: GiniyatovRM@niitnn.transneft.ru

2021 11(1):93–99
ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595

Введение

На объектах организаций системы «Транснефть» широко используются клапаны запорно-регулирующие, запирающий элемент которых при регулировании совершает возвратно-поступательное движение. Управление данным типом арматуры осуществляется электроприводами прямоходными зарубежного производства.

В рамках реализации программы развития импортозамещения в ПАО «Транснефть» перед ООО «НИИ Транснефть» и АО «ТОМЗЭЛ» была поставлена задача по разработке типоразмерного ряда электроприводов прямоходных с повышением надежности работы для организации их серийного производства на отечественном предприятии (АО «ТОМЗЭЛ»).

Выполнение ОКР

С целью формирования технических требований к разрабатываемым электроприводам прямоходным и подготовки технических решений был выполнен анализ тематических публикаций [1–8], сравнительный анализ международных и российских нормативных документов, технических характеристик приводов отечественного и зарубежного производства, изучены существующие решения по схемам компоновки электроприводов блоками электронного управления, требования безопасности и эргономики[1–16]. Также были рассмотрены сведения об основных характеристиках и параметрах электроприводов, необходимых для управления клапанами запорно-регулирующими, включенными в Реестр основных видов продукции ПАО «Транснефть», и учтены результаты ранее проведенных ОКР [9, 10].

По результатам выполненного анализа и обобщения сведений об электроприводах и в соответствии с целями ОКР были сформулированы предложения по основным параметрам и техническим характеристикам электроприводов прямоходных, которые, в свою очередь, были учтены при формировании технического задания на выполнение ОКР.

Для выявления уровня развития техники по теме ОКР были проведены патентные исследования (в соответствии с ГОСТ Р 15.011-96[17]), полученные результаты оформлены в виде отчета.

Исходя из основных параметров оборудования, предусмотренных техническим заданием, было принято решение о конструктивном исполнении электроприводов в виде комбинации многооборотных исполнительных механизмов с муфтой (для управления клапанами осевого типа с выдвижным невращающимся штоком) или в сочетании с модулем прямоходным, так как один и тот же многооборотный исполнительный механизм может применяться в нескольких исполнениях электроприводов. Из разработанных кинематических схем была выбрана оптимальная: конструкцией предусмотрено использование малошумной цилиндрической передачи с высоким КПД, электромагнитный тормоз устанавливается во взрывозащищенную оболочку блока контроля положения и выполнен без ручного растормаживания вследствие применения червячной передачи от ручного дублера, обес-

[1] О промышленной безопасности опасных производственных объектов : Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ (ред. 2017 г.).
[2] ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением № 1).
[3] ГОСТ 12.1.007-76. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями № 1, 2).
[4] ГОСТ 12.1.010-76. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования (с Изменением № 1).
[5] ГОСТ 12.3.009-76. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности (с Изменением № 1).
[6] ГОСТ 21752-76. Система человек-машина. Маховики управления и штурвалы. Общие эргономические требования (с Изменением № 1).
[7] ГОСТ 30852.0-2002 (МЭК 60079-0:1998). Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования.
[8] ГОСТ 30852.1-2002 (МЭК 60079-1:1998). Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 1. Взрывозащита вида «взрывонепроницаемая оболочка».
[9] ГОСТ 30852.5-2002 (МЭК 60079-4:1975). Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения.
[10] ГОСТ 30852.9-2002 (МЭК 60079-10:1995). Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон.
[11] ГОСТ 30852.10-2002 (МЭК 60079-11:1999). Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь i.
[12] ГОСТ 30852.11-2002 (МЭК 60079-12:1978). Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам.
[13] ГОСТ 30852.16-2002 (МЭК 60079-17:1996). Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 17. Проверка и техническое обслуживание электроустановок во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок).
[14] ГОСТ 30852.18-2002 (МЭК 60079-19:1993). Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 19. Ремонт и проверка электрооборудования, используемого во взрывоопасных газовых средах (кроме подземных выработок или применений, связанных с переработкой и производством взрывчатых веществ).
[15] ГОСТ Р 52350.14-2006 (МЭК 60079-14:2002). Электрооборудование для взрывоопасных газовых сред. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок).
[16] ТР ТС 012/2011. Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах».
[17] ГОСТ Р 15.011-96. Система разработки и постановки продукции на производство (СРПП). Патентные исследования. Содержание и порядок проведения.

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):93–99
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

Рис. 1. Кинематическая схема прямоходных электроприводов: 1 – многооборотный исполнительный механизм; 2 – модуль прямоходный; 3 – электродвигатель; 4 – блок контроля положения с датчиком положения; 5 – электромагнитный тормоз; 6, 7 – цилиндрическая передача; 8 – редуктор с промежуточными телами качения; 9 – червячная передача; 10 – ручной дублер; 11 – механический указатель положения

Fig. 1. Kinematic diagram of linear actuators: 1 – multi-turn actuator; 2 – linear module; 3 – electric motor; 4 – position control unit with position sensor; 5 – electromagnetic brake; 6, 7 – cylindrical gear; 8 – reducer with intermediate rolling elements; 9 – worm gear; 10 – manual override; 11 – mechanical position indicator

печивающей независимое от электродвигателя параллельное управление выходным звеном электропривода (рис. 1).

Отличительной особенностью данной кинематической схемы является:

– наличие электромагнитного тормоза (5), который обеспечивает исключение перемещения регулирующего элемента клапана в крайнем и любом промежуточном положении при обратном воздействии рабочей среды;

– наличие цилиндрической передачи (6), которая используется для передачи вращательного движения от электродвигателя (3) к редуктору с промежуточными телами качения (8) и обеспечивает кинематическую связь с электромагнитным тормозом (5);

– наличие цилиндрической передачи (7), которая обеспечивает кинематическую связь между выходным звеном и датчиком положения (4);

– наличие червячной передачи (9), обеспечивающей независимое от электродвигателя (3) параллельное управление выходным звеном прямоходного электропривода при помощи ручного дублера (10).

При включении электродвигателя (3) происходит растормаживание электромагнитного тормоза (5), и вращение передается через цилиндрическую передачу (6) на редуктор с промежуточными телами качения (8), а далее на модуль прямоходный (2), где преобразуется в прямолинейное перемещение выходного звена электропривода. Цилиндрическая передача (7) обеспечивает кинематическую связь между выходным звеном электропривода и датчиком положения (4) блока контроля положения.

При работе изделия от ручного дублера (10) электромагнитный тормоз (5) должен находиться в заторможенном положении. При вращении маховика ручного дублера (10) вращательное движение передается через червячную передачу (9) на редуктор с промежуточными телами качения (8), а далее на модуль прямоходный (2), где преобразуется в прямолинейное перемещение выходного звена электропривода. Цилиндрическая передача (7) обеспечивает кинематическую связь между выходным звеном электропривода и датчиком положения (4) блока контроля положения.

Блок контроля положения предназначен для отсчета положения выходного звена электропривода, контроля температуры обмоток электродвигателя, калибровки датчика положения и выдачи информации о положении выходного звена прямоходного электропривода.

2021 11(1):93–99
ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595

Электропитание блока контроля положения осуществляется от сети переменного тока напряжением 220 В и частотой 50 Гц. Электропитание цепей сигнализации осуществляется от сети переменного тока напряжением 220 В и частотой 50 Гц или от 24 В постоянного тока.

Блок контроля положения обладает следующими характеристиками:

– выдает информацию о положении выходного звена электропривода в виде аналогового сигнала в диапазоне 4–20 мА;

– выдает информацию по последовательному каналу связи RS-485 с протоколом Modbus RTU для обмена данными с системой автоматического регулирования давления;

– при достижении регулирующим элементом клапана конечного положения выдает сигналы о достижении конечного положения;

– имеет индикацию состояния прямоходного электропривода;

– выдает информацию о текущих авариях и неисправностях по дискретным сигналам и интерфейсу RS-485;

– фиксирует информацию о положении выходного звена электропривода независимо от наличия напряжения питания;

– имеет энергонезависимую память для ведения журнала событий (считывание журнала происходит по последовательному каналу связи RS-485, фиксация событий осуществляется с привязкой к текущему времени);

– имеет встроенный местный пост индикации и калибровки, позволяющий оператору проводить калибровку датчика положения;

– отслеживает температуру электродвигателя и при достижении значения более 110 °C выдает дискретный аварийный сигнал;

– имеет возможность блокировать калибровку датчика положения механическим способом с помощью специального магнитного ключа.

Блок контроля положения обеспечивает вывод информации о текущем состоянии и параметрах работы электропривода на трехзначный семисегментный индикатор и единичные индикаторы.

Управление электроприводами осуществляется от внешнего преобразователя частоты с помощью команд управления системы автоматического регулирования давлением или команд оператора.

Внешний преобразователь частоты обеспечивает следующие виды защиты электропривода:

– отключение нагрузки в случае превышения заданных значений предельного момента на выходном звене электропривода при открытии (закрытии) клапана;

– от обрыва входных питающих фаз преобразователя частоты;

– от обрыва выходных питающих фаз электродвигателя;

– от короткого замыкания в цепях питания электродвигателя.

Применение внешнего преобразователя частоты позволило уменьшить номенклатуру используемых редукторов и провести унификацию комплектующих изделий с обеспечением заданных характеристик электроприводов.

Работоспособность разработанной конструкции электропривода прямоходного была подтверждена расчетами. Далее приведен пример расчета опытных образцов электропривода.

Требования технического задания к основным параметрам образцов представлены в табл. 1 и 2, основные расчетные параметры – в табл. 3.

Для унификации и стандартизации в конструкциях были максимально применены покупные изделия, узлы и детали из серийно выпускаемых электроприводов АО «ТОМЗЭЛ» (в том числе многооборотные исполнительные механизмы электроприводов неполнооборотных), что по-

Табл. 1. Параметры опытного образца электропривода с муфтой
Table 1. Parameters of electric drive prototype with clutch

Тип присоединения по ГОСТ Р 55510-2013[18] Connection type according to GOST R 55510-2013	Диапазон крутящих моментов на выходном звене электропривода, Н·м Torque range at the output link of the electric drive, N·m	Диапазон частоты вращения выходного звена (выходная скорость), об/мин Output link speed range (output speed), r/min
F14	120...250	13...63

Табл. 2. Параметры опытного образца электропривода с модулем прямоходным
Table 2. Parameters of electric drive prototype with linear module

Тип присоединения по ГОСТ Р 55510-2013 Connection type according to GOST R 55510-2013	Диапазон осевых усилий на выходном звене электропривода, кН Range of axial forces at electric drive output link, kN	Скорость позиционирования выходного звена, мм/мин Output link positioning speed, mm/min
F14	30...64	91...441

[18] ГОСТ Р 55510-2013. Арматура трубопроводная. Приводы вращательного действия. Присоединительные размеры.

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):93–99
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

Табл. 3. Основные расчетные параметры опытных образцов электропривода
Table 3. Basic design parameters of electric drive prototype

Наименование параметра | Parameter	**Обозначение электропривода** | Electric drive designation	
	«ЭПЗР-М»250.F14М-А.63.УХЛ1	**«ЭПЗР-П»64.F14.441.400.УХЛ1**
Исходные данные | Initial data		
Мощность электродвигателя, $P_д$ (кВт) Electric motor power, $P_д$ (kW)	2,2	2,2
Асинхронная частота вращения электродвигателя, $n_д$ (об/мин) Asynchronous frequency of electric motor rotation, $n_д$ (r/min)	1395	1395
Передаточное отношение 1-й ступени, i_1 | 1st stage gear ratio, i_1	1,1176	1,1176
Передаточное отношение 2-й ступени, i_2 | 2st stage gear ratio, i_2	20	20
КПД 1-й ступени, ξ_1 | 1st stage efficiency, ξ_1	0,95	0,95
КПД 2-й ступени, ξ_2 | 2st stage efficiency, ξ_2	0,8	0,8
Максимальный крутящий момент на выходном звене, M_{max} (Н·м) Maximum torque at the output link, M_{max} (N·m)	250	–
Момент регулирования на выходном звене, $M_{рег}$ (Н·м) Output link regulation torque, $M_{рег}$ (N·m)	120	–
Максимальное осевое усилие на выходном звене, F_{max} (кН) Output link maximum axial force, F_{max} (kN)	–	64
Усилие регулирования на выходном звене, $F_{рег}$ (кН) Regulation load at the output link, $F_{рег}$ (kN)	–	30
Шаг резьбы штока, мм | Rod thread pitch, mm	–	7
КПД резьбовой пары, $\xi_р$ | Threaded pair efficiency, $\xi_р$	–	0,25
Расчетные данные | Calculated data		
Общее передаточное отношение, i_0, $i_0 = i_1 \cdot i_2 \cdot i_3$ Total gear ratio, i_0, $i_0 = i_1 \cdot i_2 \cdot i_3$	22,352	22,352
Общее КПД, ξ_0, $\xi_0 = \xi_1 \cdot \xi_1 \cdot \xi_1$ | Overall efficiency, ξ_0, $\xi_0 = \xi_1 \cdot \xi_1 \cdot \xi_1$	0,76	0,76
Частота вращения выходного звена, $n_в$ (об/мин), $n_в = n_д/i_0$ Ratational frequency of output link, $n_в$ (r/min), $n_в = n_д/i_0$	62,41	62,41
Скорость позиционирования выходного звена, $v_в$ (мм/мин), $v_в = n_в p_{рез}$ Positioning speed of the output link, $v_в$ (mm/min), $v_в = n_в p_{рез}$	–	436
Коэффициент запаса мощности по моменту регулирования, $C_{мр}$, $C_{мр} = P_д/((n_в \cdot M_{рег})/\xi_0)/9550$ Regulation torque power safety factor, $C_{мр}$, $C_{мр} = P_д/((n_в \cdot M_{рег})/\xi_0)/9550$	2,13	–
Коэффициент запаса мощности по усилию регулирования, $C_{fр}$, $C_{fр} = P_д/((F_{рег} \cdot v_в)/(\xi_р \cdot 60 \cdot 1000))$ Power reserve factor for regulation load, $C_{fр}$, $C_{fр} = P_д/((F_{рег} \cdot v_в)/(\xi_р \cdot 60 \cdot 1000))$	–	2,5

зволило обеспечить стоимость разработанных электроприводов ниже, чем их импортных аналогов, при равных технических характеристиках изделий.

В рамках выполнения ОКР была разработана конструкторская документация на типоразмерный ряд электроприводов прямоходных, а также изготовлен опытный образец (с типом присоединения F14, выходной скоростью 13…63 об/мин, диапазоном крутящих моментов на выходном звене 120…250 Н·м, муфтой, прямоходным модулем с ходом 400 мм) – рис. 2, успешно проведены его предварительные и приемочные испытания, подтвердившие соответствие электропривода требованиям технического задания. По результатам ОКР получен патент на полезную модель «Прямоходный электропривод»[19] и освоено серийное производство электроприводов.

[19] Прямоходный электропривод : патент RU 199688 U1 / В. И. Воронов, И. А. Флегентов, Р. М. Гиниятов, В. В. Скворцов. Патентообладатели: ПАО «Транснефть», ООО «НИИ Транснефть», ООО «Транснефть – Восток», АО «Транснефть – Центральная Сибирь», АО «ТОМЗЭЛ». № 2019124049 ; заявл. 30.07.2019 ; опубл. 14.09.2020.

2021 11(1):93–99
ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595

Рис. 2. Опытный образец электропривода прямоходного
Fig. 2. Electric linear actuator prototype

Выводы

Выполнение ОКР позволило:

– разработать конструкторскую документацию на актуальный (эксплуатируемый) и перспективный типоразмерный ряд электроприводов прямоходных для организации их серийного производства на отечественном предприятии – АО «ТОМЗЭЛ»;

– обеспечить стоимость разработанных электроприводов ниже стоимости импортных аналогов при равных технических характеристиках;

– повысить надежность работы электроприводов прямоходных клапанов запорно-регулирующих на линейной части магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов за счет изменения схемотехнического и программного решения с учетом опыта производства и эксплуатации электроприводов АО «ТОМЗЭЛ» и инновационных разработок в сфере электронной промышленности;

– снизить зависимость отечественного производства от импортных электроприводов в соответствии с целями импортозамещения.

Список литературы

[1] Беспалов В. Я., Качалина Е. В. Сравнительные характеристики асинхронных двигателей с трехфазными и двухфазными обмотками для частотно-регулируемого электропривода // Электричество. 2010. № 7. С. 45–48.

[2] Ананьев С. С., Голубев А. Н., Мартынов В. А. Асинхронный многофазный частотно-токовый электропривод с улучшенными виброшумовыми характеристиками и его математическое моделирование // Электричество. 2010. № 10. С. 50–55.

[3] Аристов А. В., Паюк Л. А. Взаимосвязь ударных токов электропривода колебательного движения с геометрическими параметрами машины двойного питания при потенциальной фазовой модуляции // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. 2010. № 3. С. 54–57.

[4] Набиев Р. М. Червячный редуктор электропривода – пережиток прошлого или актуальная классика? // Территория Нефтегаз. 2010. № 6. С. 100–103.

[5] Бородин М. Ю., Поляков В. Н. Оптимизация режимов электропривода с обобщенной машиной переменного тока // Электротехника. 2009. № 9. С. 54–60.

[6] Гурентьев Е. А., Ишматов З. Ш., Плотников Ю. В. Робастная цифровая система управления асинхронным электроприводом // Электротехника. 2009. № 9. С. 34–41.

[7] Парфенович О. Н., Капитонов О. А. Параметрический электропривод в электромехатронном исполнении со специальным асинхронным электродвигателем – перспективная альтернатива частотно-регулируемому электроприводу // Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія: Електротехніка і енергетика. 2013. № 1. С. 211–216.

[8] Луговской С. В. Этапы, пройденные курским ОАО «Прибор», по вхождению в рынок однооборотных запорно-регулирующих и прямоходных электроприводов для трубопроводной арматуры // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. 2011. № 5–2. С. 18–21.

[9] Разработка и изготовление электроприводов задвижек клиновых для систем пожаротушения и мини-приводов запорной арматуры для технологических трубопроводов / А. Е. Брезгин [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2015. № 1. С. 68–73.

[10] Разработка типоразмерного ряда неполнооборотных электроприводов / Д. А. Дворников [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. № 4. С. 405–411.

References

[1] Bespalov V. Y., Kachalina E. V. Comparative characteristics of asynchronous motors with three-phase and two-phase windings for a variable frequency drive. Elektrichestvo Journal. 2010(7):45–48. (In Russ.)

[2] Ananyev S. S., Golubev A. N., Martynov V. A. Asynchronous multiphase frequency-current electric drive with improved vibration and noise characteristics and its mathematical modelling. Elektrichestvo Journal. 2010(10):50–55. (In Russ.)

[3] Aristov A. V., Payuk L. A. Interrelation of shock currents of oscillatory motion electric drive with geometric parameters of a dual power machine with potential phase modulation. Higher Educational Institutions News. Electromechanics. 2010(3):54–57. (In Russ.)

[4] Nabiev R. M. Is the worm gearbox of electric drive a relic of the past or a current classic? Territoriya Neftegaz = Neftegaz Territory. 2010(6):100–103. (In Russ.)

[5] Borodin M. Y., Polyakov V. N. Optimization of modes of electric drive with generalized ac motor. Russian Electrical Engineering. 2009;80(9):511–516. (In Russ.)

[6] Gurentyev E. A., Ishmatov Z. Sh., Plotnikov Y. V. Robust digital control system for asynchronous electric drive. Russian Electrical Engineering. 2009(9):34–41. (In Russ.)

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):93–99
Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

[7] Parfenovich O. N., Kapitonov O. A. Parametrical electric drive in the electro-mechatronic performance with the special asynchronous electric motor – preferential alternative to the frequency electric drives. Scientific Works of Donetsk National Technical University. Series: Electrical and Power Engineering. 2013(1):211–216. (In Russ.)

[8] Lugovskoy S. V. The development stage and marketing of single-turn & linear electric actuators for electric-operated valves designed by the Kursk JSC "PRIBOR". Bulletin of the Tula State University. Technical Sciences. 2011(5–2):18–21. (In Russ.)

[9] Brezgin A. E., Skvortsov V. V., Flegentov I. A., Petelin A. N., Giniyatov R. M. Development and production of electric drives of plug wedges designed for fire-extinguishing systems and mini valveactuators for process pipelines. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov – Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2015(1):68–73. (In Russ.)

[10] Dvornikov D. A., Voronov V. I., Flegentov I. A., Giniyatov R. M. Development of a standard-size range of part-turn electric drives. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov – Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2020;10(4):405–411. (In Russ.)

Статья получена редакцией 05.04.2020,
принята к опубликованию 15.11.2020
Received April 05, 2020; in final form, November 15, 2020

Сведения об авторах | Author credentials

Д. А. Дворников, начальник службы организации производства продукции департамента технического развития и эксплуатации объектов трубопроводного транспорта ПАО «Транснефть», Москва, Россия

Dmitry A. Dvornikov, Head of the Division of Manufacturing Organization, Department of the Technical Development and Operation of Pipeline Transport Facilities, Transneft, Moscow, Russian Federation

В. И. Воронов, заведующий лабораторией вибродиагностического контроля и мониторинга технического состояния технологического оборудования ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

Vladimir I. Voronov, Head of the Laboratory for Vibrodiagnostic Control and Monitoring of the Technical Condition of Technological Equipment, Transneft R&D, LLC, Moscow, Russian Federation

И. А. Флегентов, заведующий лабораторией механо-технологического оборудования, ООО «НИИ Транснефть» Москва, Россия

Ilya A. Flegentov, Head of the Laboratory for Mechanical and Power Engineering Equipment, Transneft R&D, LLC, Moscow, Russian Federation

Р. М. Гиниятов, ведущий научный сотрудник лаборатории механо-технологического оборудования ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

Radik M. Giniyatov, Leading Researcher, Laboratory of Mechano-Technological Equipment, Transneft R&D, LLC, Moscow, Russian Federation

GiniyatovRM@niitnn.transneft.ru

Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов 2021 11(1):100–118 ISSN Print 2221-2701 eISSN 2541-9595

УДК 658.5:622.692.4(519.673) DOI: 10.28999/2541-9595-2021-11-1-100-118

Современные представления о естественных монополиях и их тарифном регулировании. Часть 1. Естественные монополии

П. Ю. Сериков[a], Н. В. Гончарова[a], И. П. Серикова[a]

[a] ПАО «Транснефть», Пресненская набережная, 4, стр. 2, 123112, Москва, Россия

Аннотация

Определение естественных монополий, закрепленное в российском законодательстве, недостаточно корректно, что негативно сказывается на практике их государственного регулирования в нашей стране. В этой связи авторами рассмотрено становление отечественного института естественных монополий, исследована «эволюция» понятия «естественная монополия», проанализированы подходы российских и зарубежных экономистов к регулированию деятельности естественных монополий. Отмечено, что у отечественных исследователей отсутствует консолидированный взгляд на природу и процедуру идентификации естественных монополий, в то же время имеющиеся теоретические разработки в этой области недостаточно учитываются на практике. Констатируется, что дискуссия по вопросам регулирования естественных монополий продолжается. Необходимость заполнения пробелов в законодательстве очевидна, и в первую очередь это касается обоснования собственно понятия естественных монополий и процедуры их идентификации. По мнению авторов, предпочтительным с указанной целью является обновление Федерального закона «О естественных монополиях» № 147-ФЗ – его своего рода реновация, которая позволила бы наполнить закон содержанием, соответствующим современным реалиям, в том числе актуализировать определение естественных монополий как объектов регулирования, определить адекватные времени методические подходы к их регулированию и т. д.

Ключевые слова: естественная монополия, характеристики и функции естественных монополий, государственное регулирование экономики, отрасль, рынок, нефтепроводный транспорт, инфраструктурная сеть, идентификация естественных монополий

Для цитирования

Сериков П. Ю., Гончарова Н. В., Серикова И. П. Современные представления о естественных монополиях и их тарифном регулировании. Часть 1. Естественные монополии // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. Т. 11. № 1. С. 100–118.

Modern ideas about natural monopolies and their tariff regulation. Part 1. Natural monopolies

Pavel Y. Serikov[a], Nadezhda V. Goncharova[a], Irina P. Serikova[a]

[a] Transneft, 4, bldg 2 Presnenskaya Embankment, Moscow, 123112, Russian Federation

Abstract

The definition of natural monopolies, enshrined in Russian legislation, is not correct enough, which negatively affects the practice of their state regulation in our country. In this regard, the authors considered formation of national institute of natural monopolies, investigated the “evolution” of “natural monopoly” concept, analysed the approaches of Russian and foreign economists to regulate natural monopoly activities. It is stated that the discussion on the regulation of natural monopolies continues. The need to fill the gaps in legislation is obvious, and first of all it concerns the substantiation of the actual concept of natural monopolies and the procedure for their identification. According to the authors, it is preferable for this purpose to update the Federal Law “On Natural Monopolies” No. 147-FZ – a kind of renovation that would fill the law with content that meets modern realities, including updating the definition of natural monopolies as objects of regulation, determining adequate time methodical approaches to their regulation, etc.

Keywords: natural monopoly, characteristics and functions of natural monopolies, state regulation of the economy, industry, market, oil pipeline transport, infrastructure network, identification of natural monopolies

For citation

Serikov P. Y., Goncharova N. V., Serikova I. P. Modern ideas about natural monopolies and their tariff regulation. Part 1. Natural monopolies. Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov–Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2021;11(1):100–118.

Автор для связи: И. П. Серикова, e-mail: SerikovaIP@ak.transneft.ru
Corresponding author: Irina P. Serikova, e-mail: SerikovaIP@ak.transneft.ru

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):100–118 Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

Введение

Вынуждены констатировать, что нынешняя экономическая ситуация характеризуется нестандартными условиями деятельности естественных монополий (далее – ЕМ). Так, применительно к сфере магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов к непредвиденным обстоятельствам можно отнести предпринятую атаку с применением хлоросодержащих компонентов, пандемию коронавируса, значительную волатильность на рынке сырой нефти и связанные с этим ограничения, налагаемые соглашением ОПЕК+, – все эти факторы имеют негативное влияние на показатели деятельности ПАО «Транснефть».

В то же время определение естественных монополий как объектов государственного регулирования, закрепленное в российских нормативных правовых актах, представляется недостаточно корректным. В этой связи считаем целесообразным и своевременным рассмотреть представления о ЕМ и проанализировать подходы к их регулированию.

Становление российского института естественных монополий

Российские экономисты полагают [1, 2], что ЕМ возникли исторически и закрепились благодаря специфике российского экономического уклада. Их развитие оказывает мультипликативный эффект на национальную экономику [3].

В советской экономике институт ЕМ отсутствовал. В то же время такая государственная структура, как Главное производственное управление по транспортировке и поставкам нефти (Главтранснефть – предшественник ПАО «Транснефть»), созданное в соответствии с Постановлением Совета Министров СССР № 96 от 5 февраля 1970 года, как мы увидим ниже, обладала многими признаками ЕМ.

В постсоветское время проведение рыночных реформ потребовало выделения отдельных секторов экономики, в которых развитие конкуренции технологически невозможно или экономически неэффективно, а рыночное ценообразование неоптимально.

В этой связи для данных секторов (сфер деятельности) следовало обеспечить особый правовой режим деятельности, что обусловило начало работ по формированию нормативно-правовой основы ЕМ в России.

Так, в нашей стране понятие «естественная монополия» было впервые введено Постановлением Правительства РФ № 191[1], определившим, что «естественная монополия – монополия, при которой создание конкурентной среды на товарном рынке (в том числе путем ввоза продукции на данный рынок) независимо от уровня спроса невозможно или экономически неэффективно при существующем уровне научно-технического прогресса».

Впоследствии определение ЕМ было уточнено в Указе Президента РФ № 220[2], которым устанавливалось, что «государственному регулированию подлежит деятельность коммерческих и некоммерческих организаций, являющихся естественными монополиями, то есть производящих (реализующих) товары (услуги), удовлетворение спроса на которые на рынке данного товара (услуг) эффективно в условиях отсутствия конкуренции в силу технологических особенностей производства, и товары (услуги) которого имеют устойчивый спрос при значительном изменении цены в силу невозможности полной замены их другими товарами (услугами)».

Во исполнение Указа Президента РФ № 221[3] Правительство РФ утвердило Перечень продукции производственно-технического назначения, товаров народного потребления и услуг, на которые государственное регулирование цен (тарифов) на внутреннем рынке Российской Федерации осуществляют Правительство РФ и федеральные органы исполнительной власти[4]. Данным Перечнем было закреплено, что государственному регулированию на федеральном уровне подлежат «перекачка, перевалка и налив нефти», позднее формулировка была уточнена и заменена на следующую: «транспортировка нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам».

И наконец, согласно Федеральному закону «О естественных монополиях» № 147-ФЗ[5], под определением ЕМ следует понимать «состояние товарного рынка, при котором удовлетворение спроса на этом рынке эффективнее в отсутствие конкуренции в силу технологических особенностей производства (в связи с существенным понижением издержек производства на единицу товара по мере увеличения объема производства), а товары, производимые субъектами естественной монополии, не могут быть заменены в потреблении другими товарами, в связи с чем спрос на данном товарном рынке на товары, производимые субъектами естественных

[1] О государственной программе демонополизации экономики и развития конкуренции на рынках Российской Федерации (основные направления и первоочередные меры) : Постановление Правительства РФ № 191 от 9 марта 1994 г.
[2] О некоторых мерах по государственному регулированию естественных монополий в Российской Федерации : Указ Президента РФ № 220 от 28 февраля 1995 г.
[3] О мерах по упорядочению государственного регулирования цен (тарифов) : Указ Президента РФ № 221 от 28 февраля 1995 г.
[4] О мерах по упорядочению государственного регулирования цен (тарифов) : Постановление Правительства РФ № 239 от 7 марта 1995 г.
[5] О естественных монополиях : Федеральный закон № 147-ФЗ от 17 августа 1995 г. (последняя редакция).

монополий, в меньшей степени зависит от изменения цены на этот товар, чем спрос на другие виды товаров».

Таким образом, очевидно, что уже на этапе введения регулирования деятельности ЕМ в нашей стране имелись различные точки зрения на ключевое понятие «естественная монополия», которое несколько раз трансформировалось, прежде чем было закреплено в Федеральном законе «О естественных монополиях».

В последующие годы практика применения данного закона вызвала немало претензий, и уже по прошествии десяти лет после его вступления в силу сформировалось мнение, что закон устарел и не устраивает ни субъекты, ни органы регулирования, поскольку в нем:

– отсутствуют инструменты госрегулирования в переходный период от естественно-монопольных рынков к конкурентным;

– не институционализированы отношения с потребителями;

– ценообразование осуществляется без учета стандартов качества;

– не предусмотрено использование косвенных методов регулирования.

В этой связи Федеральной службой по тарифам (ФСТ России) была предпринята попытка разработки проекта закона «О товарах и услугах общеэкономического значения и ценообразовании на них». Его концепция предусматривала смену парадигмы регулирования: переход к регулированию отношений по предоставлению товаров и услуг общеэкономического значения, а также сокращение сфер государственного регулирования за счет расширения использования косвенных регуляторных методов воздействия, не нарушающих принципов рыночной экономики и стимулирующих развитие конкуренции.

Под товарами и услугами общеэкономического значения в проекте подразумевались товары и услуги, удовлетворяющие следующим критериям:

– наличие важного социально-публичного элемента, при котором необоснованное повышение цены может сделать товар (услугу) недоступным для потребителей и в целом снизить качество жизни граждан;

– существенное влияние на макроэкономическом уровне цены товара (услуги) на темпы инфляции;

– производство товара (услуги) в условиях естественной (технологической) монополии либо несовершенной конкуренции.

При этом перечень товаров и услуг общеэкономического значения, которые должны были регулироваться по-новому, не раскрывался – его предполагалось сформировать по результатам анализа мирового опыта регулирования и по итогам общественных слушаний.

Указанный проект не нашел поддержки в других федеральных органах исполнительной власти, и работа над ним была прекращена. По нашему мнению, одной из причин этого стало то, что обновленное регулирование предусматривалось лишь при наличии всех трех вышеперечисленных критериев, а это резко ограничивало его применение (например, ОАО «АК «Транснефть» и ОАО «АК «Транснефтепродукт» не попадали бы под изменение регулирования).

В дальнейшем Федеральный закон «О естественных монополиях» неоднократно подвергался изменениям с целью адаптации к актуальным условиям хозяйствования. Поправки в него вносились в 2007, 2008, 2011, 2012, 2015, 2017 гг.: общее количество изменяющих закон документов превысило 20.

В целом в последние годы продолжаются попытки изменения законодательной базы в области госрегулирования деятельности ЕМ.

Одним из таких шагов стало предложение об отмене «устаревшего» Федерального закона «О естественных монополиях» при одновременном внесении в Федеральный закон «О защите конкуренции»[6] главы, посвященной ЕМ[7]. Причем первоначально предполагалось, что объекты регулирования регулирующий орган будет определять (назначать) самостоятельно, но не были четко сформулированы основания для такого назначения. В процессе предметного обсуждения отсутствие понятных критериев еще больше «замазучивало» объект регулирования и не позволяло провести его идентификацию как ЕМ (под идентификацией в настоящей статье мы будем понимать установление наличия ЕМ на определенном рынке с последующим включением такой организации в Реестр субъектов естественных монополий и введением государственного регулирования ее деятельности).

При этом сферы деятельности субъектов ЕМ, перечисленные в ФЗ «О естественных монополиях», – это фактически «исключения», на которые не распространяется действие ФЗ «О защите конкуренции». Соответственно, возникает вопрос: зачем соединять несоединимое? Представители российской науки также недоумевают: «Защищать конкуренцию от ЕМ – нонсенс!» [4]. К тому же природа антимонопольного регулирования – прямая административная, тогда как регулирование ЕМ опирается в первую очередь на прямые экономические методы (анализ и принятие тарифных решений, основанных на экономических расчетах).

[6] О защите конкуренции : Федеральный закон № 135-ФЗ от 26 июля 2006 г. (последняя редакция).
[7] Проект Федерального закона «О внесении изменений в Федеральный закон «О защите конкуренции» и иные законодательные акты Российской Федерации и о признании утратившим силу Федерального закона «О естественных монополиях» : подготовлен ФАС России 31.05.2018.

На следующем этапе обсуждений от предлагаемого подхода отказались и было сформулировано новое определение: «естественная монополия – состояние товарного рынка, при котором создание конкурентных условий для удовлетворения спроса на определенный вид услуг невозможно или экономически нецелесообразно в силу технологических особенностей производства и оказания данного вида услуг, связанных с использованием сетевых активов, а также в связи с отсутствием взаимозаменяемых услуг».

При этом под сетевым активом имелась в виду «совокупность технологически связанных линейных объектов инфраструктуры жизнеобеспечения и коммерческого использования, посредством которых оказывается услуга субъектом ЕМ, а также объектов инженерной инфраструктуры, обеспечивающих управление такими сетевыми активами».

Законопроектом «О внесении изменений…»[8] также было предложено определить методы регулирования, применяемые в отношении субъектов ЕМ: ценовое (тарифное) регулирование; определение потребителей, подлежащих обязательному обслуживанию, и (или) установление минимального уровня их обеспечения; ценовой мониторинг.

Что насторожило нас как участников обсуждения данного проекта закона? В первую очередь то, что отмена ФЗ «О естественных монополиях» без адекватной замены приведет к разрушению действующей системы регулирования ЕМ (при этом не учитывались соответствующие обязательства нашей страны в рамках ЕАЭС).

Во-вторых, кажется спорным изменение определения ЕМ в части введения понятия сетевого актива. По сути, несмотря на немалый багаж практических и теоретических разработок в области ЕМ, накопленный за время действия ФЗ «О естественных монополиях», предложено выделить новый критериальный признак, который фактически становится ключевым (установив наличие данного признака, следует отнести предприятие к ЕМ, ввести его государственное регулирование и контроль деятельности).

В-третьих, определение сетевого актива дается через указание на использование объекта субъектом ЕМ, а определение последнего – через указание на использование им сетевого актива, что не позволит корректно использовать ни один из терминов – ни «естественная монополия», ни «сетевой актив», ни «субъект естественной монополии».

Считаем, что отмена ФЗ «О естественных монополиях», регламентирующего особый режим деятельности предприятий, регулируемый специальным законодательством, не является шагом в верном направлении. Тем более что в разрабатываемом проекте закона «Об основах государственного регулирования цен (тарифов)»[9] предусмотрено введение государственного регулирования в следующих сферах:

– деятельность субъектов естественных монополий;
– электроэнергетика;
– продукция топливно-ядерного цикла;
– теплоснабжение;
– водоснабжение и водоотведение;
– обращение с отходами производства и потребления;
– транспорт, в том числе железнодорожный, водный и воздушный.

В то же время, согласно ФЗ «О естественных монополиях» (ст. 4), деятельность субъектов ЕМ сегодня регулируется в следующих сферах:

– транспортировка нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам;
– транспортировка газа по трубопроводам;
– железнодорожные перевозки;
– услуги в транспортных терминалах, портах и аэропортах;
– услуги общедоступной электросвязи и общедоступной почтовой связи;
– услуги по передаче электрической энергии;
– услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике;
– услуги по передаче тепловой энергии;
– услуги по использованию инфраструктуры внутренних водных путей;
– захоронение радиоактивных отходов;
– водоснабжение и водоотведение с использованием централизованных систем, систем коммунальной инфраструктуры;
– ледокольная проводка судов, ледовая лоцманская проводка судов в акватории Северного морского пути.

Таким образом, можно сделать обоснованный вывод о том, что находящиеся в стадии разработки законопроекты «О защите конкуренции» и «Об основах государственного регулирования цен (тарифов)» не вносят ясности в вопрос, что представляют собой ЕМ как объект регулирования.

В этой связи наша позиция сводится к тому, что более правильным подходом к совершенствованию законодательства в области регулирования деятельности ЕМ является обновление ФЗ «О естественных монополиях» – своего рода реновация, которая позволила бы «освежить», наполнить закон соответствующим времени содержанием: в том числе актуализировать понятие ЕМ как объекта государственного регули-

[8] Проект Федерального закона «О внесении изменений в Федеральный закон О защите конкуренции и иные законодательные акты Российской Федерации…» : подготовлен ФАС России 31.05.2018.
[9] Проект Федерального закона «Об основах государственного регулирования цен (тарифов)» : подготовлен ФАС России 28.03.2018.

рования, определить методические подходы к регулированию и т. д. О сохранении ФЗ «О естественных монополиях» говорят и представители российской науки, отмечая при этом необходимость его доработки, в частности устранения упрощенного представления о ЕМ как объекте регулирования и исключения неоднозначности трактовок [4, 5].

Эволюция понятия «естественная монополия» за рубежом

Если российский институт ЕМ имеет фактически 25-летнюю историю, то зарубежному – более 150 лет. Поэтому нам представлялось интересным проследить эволюцию понятия «естественная монополия» с точки зрения экономической теории на примере иностранного опыта.

Исторические предпосылки свидетельствуют о том, что монополии получили название «естественных», так как их формирование, функционирование и развитие происходили объективно и определялись технологией производства продукции (работ, услуг). Ниже, не претендуя на полноту представления, мы попытались обзорно рассмотреть становление и развитие института ЕМ в научных трудах зарубежных экономистов, теоретиков и практиков в этой области.

Анализ литературных источников свидетельствует о некоторой несогласованности в понимании того, кого следует считать «отцом-основателем» данного направления экономической мысли, автором собственно термина «естественная монополия» и кто внес наибольший вклад в теорию ЕМ.

Часть исследователей склоняется к тому, что роль «отца-основателя» принадлежит французу Антуану Курно (Antoine Cournot), который впервые сформулировал общую теорию монопольной цены и отметил особенности обладания исключительными правами на природные ресурсы. В то же время мы поддерживаем точку зрения, что собственно понятие «естественная монополия» (Natural Monopoly) было определено британским экономистом Джоном Ст. Миллем (John Stuart Mill) в его труде «Основы политической экономии» (Principles of Political Economy) [6]. Причем если в специализированной литературе, как правило, акцентируют внимание на предложении Милля отличать ЕМ от «искусственной монополии» [7], то мы хотели бы отметить, что этим экономистом был описан еще один вид монополии, которую он назвал «практической монополией» (Practical Monopoly) – именно она, по нашему мнению, наиболее близка к тому, что сегодня понимают под ЕМ.

Изучая развитие промышленности Великобритании XIX века, экономист Альфред Маршалл (Alfred Marshall) показал, что одна крупная компания тратит меньше ресурсов для удовлетворения имеющегося спроса, чем множество фирм-конкурентов [8]. Кроме того, им впервые был использован такой созвучный современный реалиям термин, как «сетевая монополия» (Way-leafs Monopoly), применительно к инфраструктурным компаниям.

В табл. 1 на основе анализа библиографических источников [9–15] обобщена информация об экономистах, внесших наибольший вклад в разработку теории ЕМ: указаны их основополагающие публикации и ключевые научные идеи, отражающие исторические подходы к пониманию ЕМ. Даже сам перечень имен видных исследователей, занимавшихся изучением проблемных вопросов, связанных с возникновением и функционированием ЕМ, свидетельствует о важности и актуальности теоретических исследований в этой области.

Как видим из табл. 1, основные положения теории ЕМ были сформированы на базе работ экономистов, представляющих различные направления экономической мысли: неоклассического, институционального, неоинституционального, теорий общественного благосостояния, экономики общественного пользования, несовершенной конкуренции, развития конкуренции и создания специальных типов рыночных сред и т. д.

При этом представители неоклассического направления рассматривали ЕМ как частный случай монополистической фирмы, в которой экономия, обусловленная ростом масштабов производства, столь велика, что продукт может быть произведен одной фирмой при более низких средних издержках, чем если бы его производством занимались несколько фирм. В дальнейшем к определению был добавлен еще один признак – неэластичность спроса на продукцию (услуги) в связи с отсутствием заменителей – и в итоге сформулированы следующие характеристики ЕМ:

– наличие положительного эффекта от масштаба;

– низкие долгосрочные средние издержки (как результат эффекта от масштаба);

– эффективным является наличие только одного производителя (конкуренция невозможна или затруднена).

Нетрудно заметить, что определение ЕМ, закрепленное в российском ФЗ «О естественных монополиях», фактически опирается на представления, характерные для неоклассической экономической теории.

Развитие подхода к фирме как производственной (технологической) единице, деятельность которой описывается производственной функцией, привело зарубежных исследователей к следующему выводу: фирма признается ЕМ, когда производственная функция показывает положительную отдачу от масштаба при произвольном объеме выпуска (при этом основной критерий принадлежности к ЕМ – убывающие средние издержки).

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):100–118 Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

Табл. 1. Ключевые научные идеи зарубежных экономистов, внесших наибольший вклад в теорию естественных монополий
Table 1. Key scientific ideas of foreign economists who made the greatest contribution to the theory of natural monopolies

Экономисты / Источники Economists / Sources	**Вклад в теорию ЕМ** Contribution to natural monopoly theory
1	**2**
A. Cournot. Recherches Sur Les Principes Mathématiques de la Théorie Des Richesses (1838)	Сформулировал теорию монопольной цены при исследовании установления контроля над использованием природных ресурсов. Formulated the theory of monopoly prices in the study of establishing control over the use of natural resources.
John Stuart Mill. Principles of Political Economy (1848)	Изложил концепцию и ввел в оборот термин «естественная монополия», обозначил проблему неэффективности дублирования инфраструктурных сетей, тем самым предвосхитив экономическую суть подходов к регулированию ЕМ. Outlined the concept and introduced the term "natural monopoly" into circulation, outlined the problem of infrastructure network duplication ineffectiveness, thereby anticipating the economic essence of approaches to natural monopoly regulation.
Alfred Marshall. Principles of Economics (1890–1891) John M. Clark. Studies in the Economics of Overhead Costs (1923)	Обратили внимание на завышение цен монополистом по сравнению с аналогичным конкурентным рынком, которое преодолевалось экономией на масштабе. Drew attention to monopolist overpricing compared to a similar competitive market, which was overcome by economies of scale.
Henry C. Adams. Public Debts: an Essay in the Science of Finance (1887) R. T. Ely. Natural Monopolies and the Workingman (1894) T. H. Farrer. The State in its Relation to Trade (1902) C. Kaysen, D. Turner. Antitrust Policy: an Economic and Legal Analysis (1959)	Обосновали необходимость поддержки рынков ЕМ в силу их особой общественной значимости. Рассматривали ЕМ как рынки, на которых конкуренция не востребована, при этом такая отрасль должна непрерывно предлагать важную продукцию (услугу), а производство характеризоваться экономией на масштабе и точно удовлетворять спрос только одним поставщиком. Считали, что необходимо прямое государственное регулирование ЕМ с целью предотвращения злоупотреблений в отношении покупателей. Выделяли три вида ЕМ: возникшие благодаря уникальности ресурса; основанные на секретности (стратегической значимости); зависимые от особенностей производства. Определяли ЕМ как ситуацию, в которой конкуренция может не сработать. Обратили внимание на то, что вывод об экономии от масштаба зависит от верного определения границ рынка. Justified the need to support the markets of natural monopoly due to their special social significance. They considered natural monopolies as markets in which competition is not in demand, while such an industry should continuously offer important products (services), and production should be characterized by economies of scale and accurately meet demand by only one supplier. They believed that direct government regulation of natural monopolies was needed in order to prevent abuse of buyers. Three types of natural monopolies were distinguished: arising due resource uniqueness; based on secrecy (strategic importance); production-dependent. Defined natural monopoly as a situation in which competition might not work. Notice that the conclusion about economies of scale depends on the correct definition of market boundaries.
E. Seligman. Principles of Economics (1909) H. M. Gray. The Passing of the Public Utility Concept (1940)	Считали, что ЕМ возникают в результате действий государства для получения сверхприбыли. They believed that natural monopolies arise as a result of government actions in order to obtain super-profits.
John R. Commons. Institutional Economics (1931)	Отмечал, что крупная фирма (ЕМ) обладает большим потенциалом для развития производственных сил и повышения эффективности, сравнивал модели контрактных отношений и рыночных связей. Noted that a large firm (natural monopoly) has great potential for developing production forces and increasing efficiency, compared the model of contract relations and market relations.
R. Coase. The Nature of the Firm (1937)	Представлял фирму как границу равенства предельных издержек «использования рыночного механизма» предельным издержкам «использования внутрифирменного административного механизма принятия решений». Represented the firm as the boundary of equality of marginal costs of "using the market mechanism" and marginal costs of "using the internal administrative decision-making mechanism”.
F. P. Ramsey. Contribution to the Theory of Taxation (1927) Joan Robinson. The Economics of Imperfect Competition (1933) Edward H. Chamberlin. The Theory of Monopolistic Competition (1933) Marcel Boiteux. Sur la gestion des monopoles publics astreints a l'éequilibre budgétaire (1956)	Ввели термин «дифференцированный продукт», что позволило сформировать концепцию многопродуктовой ЕМ. При этом оптимальность такой ЕМ определяется различными налоговыми ставками для различных продуктов, чтобы правительство имело максимальный доход, а потребительский излишек был сокращен до минимума. The term “differentiated product” was introduced, which allowed forming the concept of a multi-product natural monopoly. At the same time, the optimality of such a natural monopoly is determined by different tax rates for different products, so that the government has the maximum income, and consumer surplus is reduced to a minimum.

Продолжение табл. 1 на стр. 106

Продолжение табл. 1. Начало на стр. 105

1	2
Joe S. Bain. Barriers to New Competition: Their Character and Consequences in Manufacturing Industries (1956)	Ввел понятие барьеров как условий входа, при которых действующая фирма может устанавливать цену выше минимума средних издержек производства. Introduced the concept of barriers as entry conditions under which an operating firm can set a price above the minimum average production costs.
H. Demsetz. Why Regulate Utilities? (1972)	Рассматривал конкуренцию за право работать на естественно-монопольных рынках, в том числе на сетевых объектах транспортной инфраструктуры, развил теорию торгов за франшизу, то есть право быть естественным монополистом. Considered the competition for the right to operate in natural monopoly markets, including network facilities of transport infrastructure, developed the theory of bidding for a franchise, that is, the right to be a natural monopolist.
George J. Stigler. The Organization of Industry (1968)	Определил барьеры входа как издержки производства, с которыми сталкиваются новые фирмы, но которые не несут уже действующие в отрасли фирмы ЕМ. Defined entry barriers as production costs faced by new firms, but not borne by existing natural monopoly firms in the industry.
Frederic M. Scherer, David R. Ross. Industrial Market Structure and Economic Performance (1971)	Установили, что наличие монополии на рынке напрямую зависит от эластичности спроса. Проявления монопольной власти – монопольно высокая цена, наличие барьеров входа на рынок и т. д. – зависят от структуры отрасли, в которой сформировалась ЕМ. They found that presence of monopoly in market directly depends on demand elasticity. Appearances of monopoly power – monopoly high price, presence of barriers to entry into the market, etc. – depend on industry structure in which the natural monopoly was formed.
James M. Ferguson. Advertising and Competition: Theory, Measurement, Fact (1974)	Определил барьеры как факторы, обеспечивающие неприбыльность входа в отрасль, хотя уже действующая в отрасли фирма (ЕМ) и может устанавливать цены, превышающие предельные издержки. Defined barriers as factors that ensure that entry into the industry is not profitable, although an already operating firm (natural monopoly) in the industry can set prices in excess of marginal costs.
Oliver E. Williamson. Markets and Hierarchies, Analysis and Antitrust Implications: a Study in the Economics of Internal Organization (1975)	Рассматривали ЕМ с точки зрения контрактов и трансакционных издержек. Отмечали, что элементы сетевых структур ЕМ в высокой степени специфичны, и такие активы практически невозможно применить в другой сфере деятельности. Затраты на подобные активы не компенсируются при выходе фирмы из отрасли. Considered natural monopolies in terms of contracts and transaction costs. It was noted that network structure elements of natural monopolies are highly specific, and such assets are practically impossible to apply in another field of activity. The costs of such assets are not reimbursed when the firm leaves the industry.

Впоследствии тезисы неоклассического анализа ЕМ были содержательно дополнены идеями из других направлений экономической мысли.

Предлагалось учитывать, что функционирование отрасли зависит от поведения продавцов и покупателей (структуры отраслевого рынка), в этой связи следует уделять внимание особенностям производственной технологии и спросу на отраслевой продукт.

Исходя из того, что монополия представляет собой чисто рыночный феномен (выражающийся в контроле над предложением и ценой), следует учитывать фактор ее экономической власти, которая базируется на концентрации человеческих, материальных, финансовых, информационных ресурсов крупных фирм и позволяет им создавать барьеры для входа в отрасль потенциальных конкурентов. В то же время следует характеризовать ЕМ с точки зрения контрактов и трансакционных издержек, поскольку элементы сетевых структур ЕМ чрезвычайно специфические, а активы практически невозможно применить в другой сфере деятельности. Причем вложения в подобные активы характеризуются невозвратностью: их нельзя использовать в иных целях, они не компенсируются при выходе фирмы из отрасли.

Также фирма рассматривалась как сложная иерархическая структура, которая функционирует в ситуации рыночной неопределенности при характерных для ЕМ барьерах входа-выхода. Тогда под ЕМ должна пониматься монополия, которая существует на основе барьеров, обусловленных особенностями производства и реализации продукции. Причем барьеры определяются еще и условиями входа, при которых действующая фирма может устанавливать цену выше минимума средних издержек производства и реализации без привлечения в отрасль новых фирм. Детализация термина «барьеры входа-выхода» показала, что барьеры входа – это издержки производства, с которыми сталкиваются новые фирмы, тогда как фирма, уже действующая в отрасли, их не несет (одновременно барьеры должны обеспечивать неприбыльность входа в отрасль).

Таким образом, можно констатировать, что в течение более 150 лет зарубежные исследователи изучали и пытались охарактеризовать ЕМ с различных точек зрения, однако, как свидетельствуют данные табл. 1, результатом стало большое многообразие мнений относительно как самого определения, так и ее характеристик ЕМ, что является следствием многогранности данного объекта исследования и требует даль-

нейшего уточнения сути и содержания понятия, установления особенностей и закономерностей развития ЕМ.

Следует отметить, что исторические определения ЕМ, как правило, охватывали монопродуктовое производство: при этом условии ключевым критерием действительно является наличие экономии от масштаба производства. В этом случае [16] функция средних издержек $AC(Q)$ – убывающая от объема выпуска:

$$AC(Q) = C(Q)/Q,$$

где $C(Q)$ – функция общих затрат монополиста, обеспечивающих получение нормальной прибыли;
Q – объем выпуска.

В 1980–1990-е гг. на смену концепции «экономии от масштаба» пришла концепция «субаддитивности издержек», предложенная американским экономистом Уильямом Баумолем (William Baumol) [17]. В соответствии с его теоретическим подходом, для идентификации ЕМ одной только экономии на масштабе производства недостаточно; требуется доказательство наличия субаддитивности кривой издержек [18] – это связано с тем, что отрасли, как правило, не являются монопродуктовыми, а производят несколько видов продукции (многопродуктовые).

Многопродуктовая отрасль будет идентифицироваться как ЕМ при условии, если функция ее издержек $C(Q)$ – субаддитивна, то есть для любого вектора объемов выпуска $Q = (Q_1, Q_2, \dots Q_n)$ выполняется соотношение [16]:

$$C(Q) < C(Q_1) + C(Q_2) + \dots + C(Q_n).$$

Иначе говоря, условие субаддитивности выполняется тогда, когда при любом объеме выпуска производство товара одной фирмой будет экономичнее, чем двумя и более. Дальнейшие исследования позволили сделать вывод о том, что ЕМ может существовать и при возрастающих долгосрочных средних издержках, тогда как положительный эффект от масштаба означает только убывающие долгосрочные средние издержки. Причем было доказано, что положительный эффект от масштаба представляет собой частный случай субаддитивности издержек [19]. Таким образом, определение ЕМ, данное ранее через эффект от масштаба производства, является неполным (ибо субаддитивность издержек предполагает наличие большего количества вариантов, при которых возможно существование ЕМ, чем предусматривает эффект от масштаба).

Наряду с представленными выше положениями [17–20] основу современного теоретического подхода к ЕМ составили научные идеи зарубежных экономистов, изложенные в [20–25]. В частности, именно с позиции субаддитивности издержек описывается ЕМ в справочном издании [20]: «при условии субаддитивности издержек фирма, производящая однородный товар, будет определяться как ЕМ, соответственно, цена товара у нее будет меньше, чем при организации производства двумя и более фирмами. Принципиально важно, чтобы данное условие выполнялось при всех объемах спроса, а раз это так, то при любом спросе на производимый ЕМ товар функция издержек будет субаддитивна».

Другими словами, согласно современному классическому подходу, необходимое условие существования ЕМ – субаддитивность функции издержек при заданном выпуске некоторого товара, то есть производство товара несколькими фирмами является более затратным, нежели одним монополистом.

В то же время ряд зарубежных экономистов имеют альтернативную точку зрения, отрицающую ЕМ как таковые. Так, современный экономист-критик Томас Дилоренцо (Thomas DiLorenzo) [26] придерживается следующего принципа: ЕМ – экономическая фикция, они искусственно создаются государством и лоббирующими свои интересы частными компаниями, которые при поддержке экономистов сумели закрепить статус своего монопольного положения [27]. Полагаем, что данная научная позиция, основанная на нигилизме, имеет право на существование и только стимулирует современных исследователей продолжать изучение различных аспектов такого явления, как ЕМ.

В работах ученых-экономистов отмечалась разрушительная сила конкуренции в отношении ЕМ, притом что исправление «неэффективности свободного рынка» за счет деятельности ЕМ выделялось как благо, позволяющее обеспечить конкурентоспособность национальных экономик, не затрагивая их общий – «свободно рыночный» – характер.

Таким образом, определение и характеристики ЕМ остаются дискуссионными вопросами как в теории, так и в аспекте практического применения. В то же время современной экономической теорией ЕМ определена как наиболее эффективная бизнес-структура, состоящая из одной фирмы и обеспечивающая минимизацию совокупных издержек при каждом фиксированном объеме выпуска товара. Для достоверной идентификации ЕМ необходимо проводить тестирование отраслевой многопродуктовой функции издержек на субаддитивность, так как для многопродуктовых фирм (в отличие от монопродуктовых) установление факта субаддитивности функции издержек связано с экономией от масштаба производства лишь косвенно [17, 19, 28].

Российские исследования естественных монополий

Надо отметить если не принципиальное, то существенное расхождение отечественных и западных экономистов в понимании ЕМ. Преимущественно принятая в нашей стране позиция:

ЕМ – эмпирический феномен, который неопровержимо существует (как природа; она – факт, который можно пытаться объяснить, но нельзя отвергнуть) [29].

Основные определения и характеристики ЕМ, которые даются в российской экономической литературе, представлены в табл. 2 [1, 2, 10, 11, 14, 30–37]. Нетрудно заметить, что, в отличие от современного подхода зарубежных экономистов, основанного на субаддитивности затрат, в России имеется достаточно широкий спектр мнений и фактически отсутствует консолидированная позиция по вопросу толкования сути ЕМ. Часть исследователей характеризует ЕМ как состояние отраслевого рынка, рыночную ситуацию или структуру товарного рынка [10, 14, 37, 34], другие склоняются к тому, что это – сфера деятельности [2, 33]. Также среди характеристик ЕМ фигурирует экономия от масштаба [10, 11, 36], субаддитивность затрат [11] и сетевой (инфраструктурный) эффект [11, 35].

В этой связи полагаем необходимым остановиться на вопросе формирования в нашей стране взглядов на ЕМ и проследить за развитием исследований в этой области.

Первым из отечественных ученых данной тематикой на примере западного опыта заинтересовался В. Студенцов [38], который обратил внимание на отличительную черту ЕМ – наличие сетевых структур – в отраслях трубопроводного транспорта, железнодорожного транспорта, электроэнергетике и др. Высокий размер постоянных издержек здесь связывался с целесообразностью экономии от масштаба и выпуском всей продукции единственным производителем, притом что конкуренция практически невозможна ввиду большого объема невозвратных затрат (используемые активы весьма специфичны, а их переориентация, как правило, крайне затруднительна).

С принятием ФЗ «О естественных монополиях» проблемам функционирования ЕМ в России стали уделять все больше внимания. В этой связи интересен, на наш взгляд, комментарий к ФЗ авторов [39], которые отмечают, что данное в законе определение имеет больше экономический, чем правовой, характер и достаточно сложно для восприятия ввиду того, что ЕМ определяется через понятия спроса и предложения.

В сборнике [40] также высказано мнение о несовершенстве указанного определения, его недостаточной юридической точности, отсутствии в нем указания на такие существенные характеристики ЕМ, как наличие государственного регулирования и возможность перехода в состояние конкуренции (при появлении предпосылок для этого).

Законодатель считает технологические особенности производства субъектами ЕМ товаров (услуг) причинами, по которым удовлетворение спроса на данные товары (услуги) эффективнее в отсутствии конкуренции. Данные особенности связаны с существенным понижением издержек производства на единицу товара по мере увеличения объема производства. Однако в работе [39] обращается внимание на оценочный характер понятия «существенное понижение издержек производства», ибо законодательство не содержит разъяснений о размере такой «существенности».

Как свидетельствует юридическая практика, в каждом конкретном случае обязательным условием включения организации в Реестр субъектов ЕМ является установление статуса субъекта ЕМ, а именно квалификация рынка как естественно-монопольного, что возможно только на основании анализа конкретных экономических и технических показателей[10]. Причем товарный рынок может охватывать всю территорию страны или выходить за ее пределы, охватывать территорию нескольких или одного субъекта РФ, не выходить за границы муниципального образования [39]. Существует целая процедура для выявления условий обращения товара, ограничивающих экономические возможности его приобретения покупателем, в рамках которой необходимо учитывать[11]:

– требования к условиям транспортировки товара (обеспечивающие сохранение его потребительских свойств);

– организационно-транспортные схемы приобретения товара покупателями;

– возможность перемещения товара к покупателю или покупателя к товару;

– наличие, доступность и взаимозаменяемость транспортных средств для перемещения рассматриваемого товара (покупателя рассматриваемого товара);

– расходы, связанные с поиском и приобретением товара, а также транспортные расходы;

– особенности территории в предварительно определенных географических границах товарного рынка (в том числе природно-климатические и социально-экономические особенности, наличие зон регулируемого или частично регулируемого ценообразования);

– региональные особенности спроса на рассматриваемый товар (включая потребительские предпочтения).

В соответствии с ФЗ «О естественных монополиях» признаком ЕМ является также то, что спрос на данном товарном рынке в меньшей степени зависит от изменения цены на товар, производимый субъектом ЕМ, чем спрос на дру-

[10] Постановление Федерального арбитражного суда Московского округа № КА-А40/3424-02 от 13 июня 2002 г.
[11] Об утверждении Порядка проведения анализа и оценки состояния конкурентной среды на товарном рынке» (с изменениями на 28 апреля 2010 года) : Приказ ФАС России № 108 от 25 апреля 2006 г.

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):100–118 Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

Табл. 2. Определения (характеристики) естественной монополии в российской экономической литературе
Table 2. Definitions (characteristics) of natural monopoly in the Russian economic literature

Авторы | Authors	Характеристика ЕМ | Definitions of natural monopoly
1	2
Л. И. Абалкин L. I. Abalkin	«Естественная монополия – это не чье-либо изобретение, не продукт фантазии или результат действия каких-то политических сил. Это продукт исторического развития страны» [1]. "Natural monopoly is not someone's invention, not a product of fantasy or the result of action of some political forces. This is a product of the country's historical development" [1].
А. А. Щербак A. A. Shcherbak	«Естественные монополии определяются как сфера деятельности, для которой на данном этапе, исходя из применяемых технологий, является неэффективным развитие конкурентных отношений, которое может ограничить доступность результатов их деятельности для всех членов общества» [2]. "Natural monopolies are defined as a field of activity for which at this stage, based on the technologies used, the development of competitive relations is ineffective, which can limit the availability of results of their activities for all members of society" [2].
Н. Ю. Свитыч N. Y. Svitych	«Естественная монополия – такой тип рыночной структуры, который характеризуется комплексом экономических и технологических факторов, создающих блокирующие барьеры входа на рынок, и очевидным положительным для общества эффектом масштаба производства» [10]. "A natural monopoly is a type of market structure that is characterized by a complex of economic and technological factors that create blocking barriers to entry into the market and obvious positive effect on the scale of production for society" [10].
Т. А. Огнерубова T. A. Ognerubova	«Естественная монополия – это экономический субъект, функционирующий в определенной отрасли производственной инфраструктуры, обладающий следующими свойствами: экономией от масштабов производства и капитала; субаддитивностью издержек (экономией от структуры); снижающимися трансакционными издержками; географическим распределением» [11]. "A natural monopoly is an economic entity operating in a certain branch of the production infrastructure with the following properties: economies of scale of production and capital; subadditivity of costs (savings from the structure); decreasing transaction costs; geographical distribution" [11].
А. Я. Бутыркин A. Ya. Butyrkin	«Состояние отраслевого рынка может быть отнесено к сфере естественной монополии тогда и только тогда, когда при любых допустимых объемах выпуска, на которые имеется спрос, величина совокупных издержек, рассчитываемая при оптимальных режимах использования ресурсов, минимальна при отраслевой структуре, состоящей из одной-единственной фирмы» [14]. "The state of sectoral market can be attributed to the sphere of natural monopoly if and only if, for any allowable volume of output for which there is demand, the value of total costs calculated under optimal modes of resource use is minimal with an industry structure consisting of a single firm" [14].
Е. М. Васильева E. M. Vasilyeva	«Естественная монополия – это отраслевая структура, при которой для общества дешевле осуществлять производство всего объема спроса в рамках одной фирмы» [30]. "A natural monopoly is an industry structure in which it is cheaper for society to produce the entire volume of demand within one firm" [30].
Б. А. Райзберг, Л. Ш. Лозовский, Е. Б. Стародубцева B. A. Rayzberg, L. Sh. Lozovsky, E. B. Starodubtceva	«Монополии называют естественными именно потому, что процессы их формирования, функционирования и развития происходят объективно, не зависят от воли и сознания людей и определяются специфическими свойствами, присущими их продукции, а также работам и услугам» [31]. "Monopolies are called natural precisely because the processes of their formation, functioning and development occur objectively, do not depend on the will and consciousness of people and are determined by specific properties inherent in their products, as well as works and services" [31].
И. В. Князева I. V. Knyazeva	«Существование естественных монополий представляет экономически целесообразную рыночную ситуацию, при которой удовлетворение спроса на определенном продуктовом рынке эффективнее в отсутствие конкуренции в силу технологических или иных особенностей функционирования рынка» [32]. "The existence of natural monopolies represents an economically feasible market situation in which the satisfaction of demand in a certain product market is more efficient in the absence of competition due to technological or other features of market functioning" [32].
Ю. З. Саакян Y. Z. Saakyan	«Естественная монополия как объект государственного регулирования – это сфера экономической деятельности, где конкуренция или экономически неэффективна, или невозможна в силу специфики технологического процесса производства (потребления) товаров (услуг), или противоречит интересам общества (государства)» [33]. "Natural monopoly as an object of state regulation is a sphere of economic activity where competition is either economically ineffective, or impossible due to specifics of technological process of production (consumption) of goods (services), or contradicts the interests of society (state)" [33].
Д. Р. Игошина D. R. Igoshina	«Естественную монополию целесообразно рассматривать как особую структуру товарного рынка, в которой хозяйствующие субъекты (субъекты естественной монополии) функционируют в условиях частичного или полного отсутствия конкуренции для достижения большего положительного эффекта в силу технологических, социальных и экономических особенностей производства, что требует постоянного государственного регулирования и контроля этих субъектов» [34]. "It is advisable to consider natural monopoly as a special structure of the commodity market, in which economic entities (natural monopoly entities) operate in conditions of partial or complete competition absence to achieve a greater positive effect due to technological, social and economic characteristics of production, which requires constant state regulation and control these subjects" [34].

Продолжение табл. 2 на стр. 110

Продолжение табл. 2. Начало на стр. 109

1	2
Г. Н. Москалевич G. N. Moskalevich	«Естественная монополия представляет собой сложное противоречивое экономико-правовое явление, обладающее сетевым эффектом, положительным эффектом в масштабе производства и разнообразия, низкими издержками и требующее специального правового регулирования, учитывающего ее специфику» [35]. "Natural monopoly is a complex contradictory economic and legal phenomenon that has a network effect, a positive effect on scale of production and diversity, low costs and requires special legal regulation that takes into account its specifics" [35].
П. Н. Гриднев, С. А. Фролов P. N. Gridnev, S. A. Frolov	«Естественная монополия находит свое выражение в качестве признанного государством специального права на осуществление деятельности определенного вида в пределах одного товарного рынка, обусловленного эффектом масштаба при производстве товара, который является незаменимым и спрос на который не зависит от изменения цены на него» [36]. "Natural monopoly finds its expression as a special right recognized by the state to carry out activities of a certain type within the same commodity market, due to effect of scale in the production of goods that are irreplaceable, and demand for which does not depend on changes in price of it" [36].
М. М. Хайкин, В. А. Кныш M. M. Chaikin, V. A. Knysh	«С институциональных позиций естественную монополию можно объяснить как институт, обеспечивающий функционирование национальной экономики в секторах, где конкурентный рынок менее эффективно удовлетворяет общественно значимые потребности, чем монополизированный» [37]. "From an institutional point of view, natural monopoly can be explained as an institution that ensures the functioning of national economy in sectors where a competitive market satisfies socially significant needs less effectively than a monopolized one" [37].

гие виды товаров. То есть речь идет о жизненно важных товарах и услугах, которые необходимы для обеспечения жизнедеятельности человека и функционирования предприятий. Такая ситуация является следствием того, что товары (услуги), производимые субъектами ЕМ, не могут быть заменены [39]. В этой связи необходимо проводить анализ и оценку состояния конкурентной среды на товарном рынке[12], причем если будет установлено, что для замены товара другими товарами в процессе потребления потребуется более года или в связи с заменой покупатель несет значительные издержки (превышающие 10 % от цены заменяемого товара), то такие товары не могут быть отнесены к взаимозаменяемым.

Понятно, что при разработке ФЗ «О естественных монополиях», скорее всего, не проводился детальный анализ товарных рынков с целью определения сфер деятельности ЕМ, подлежащих государственному регулированию. Данные сферы, вероятно, были стандартно рекомендованы зарубежными финансовыми институтами для ускорения рыночных реформ в странах СНГ, о чем свидетельствует принятие аналогичных законов в России, Украине, Белоруссии, Казахстане и Узбекистане.

В то же время, как следует из вышеприведенного комментария, а также судебной практики, необходимо в каждом конкретном случае определять природу рынка и устанавливать наличие ЕМ – это возможно при условии рассмотрения различных аспектов деятельности, характерных признаков, особенностей функционирования и т. д. На данном вопросе предлагаем остановиться подробнее.

Так, в работе [41] высказывается мнение, что главным отличительным признаком ЕМ является неделимость инфраструктуры, а из него следуют прочие признаки: субаддитивность издержек, однородность и незаменяемость продукции, эндогенность (зависимость от условий страны) структуры отраслевых компаний как вертикально-интегрированных, социальная (общественная) значимость.

Автором [35] подчеркивается, что ЕМ – это объективное явление, основные отличительные признаки которого: 1) неизбежность появления в обществе (в силу естественных исключительных прав монополиста или экономической выгоды для государства); 2) уникальность положения на рынке (одна компания в состоянии удовлетворить весь спрос на определенные товары или услуги при более низких средних издержках по сравнению с издержками при организации выпуска той же продукции несколькими фирмами); 3) отсутствие конкуренции благодаря технологическим особенностям производства и чрезвычайно высоким входным барьерам в отрасль (высокий уровень фиксированных издержек на оказание услуг); 4) меньшая зависимость спроса от цены на производимый товар (услугу), по сравнению со спросом на другие товары (низкая эластичность спроса); 5) продукция ЕМ, как правило, является предметом общественного пользования; 6) сетевой характер организации рынка, то есть наличие целостной системы протяженных в пространстве сетей, посредством которых производится оказание определенной услуги (в том числе наличие организованной сети, для которой необходимо управление и контроль из единого центра в реальном времени).

[12] Об утверждении Порядка проведения анализа и оценки состояния конкурентной среды на товарном рынке» (с изменениями на 28 апреля 2010 года) : Приказ ФАС России № 108 от 25 апреля 2006 г.

В исследовании [10] содержится следующая формулировка: ЕМ – это экономический субъект, функционирующий в определенной отрасли производственной инфраструктуры, обладающий следующими основными свойствами: 1) субаддитивностью издержек (экономии от структуры), определяющей вертикальные и горизонтальные границы (то есть оптимальный технологический размер); 2) снижающимися трансакционными издержками; 3) географическим распределением.

Среди основных особенностей функционирования российских ЕМ выделяют: 1) важное стратегическое положение, обусловленное крупными поставками выпускаемой продукции на мировые рынки, что определяет транснациональный характер ЕМ; 2) значительная дифференциация сфер деятельности как по условиям функционирования в отрасли, так и по результатам (финансовому положению); 3) высокая плата за подключение к мощностям (проведение коммуникаций); 4) сочетание сетевой и ресурсной составляющей, что позволяет снижать трансакционные и трансформационные издержки; 5) влияние географического фактора на масштабы и издержки производства [14].

Авторы [42] считают, что, кроме положительной отдачи от масштаба и разнообразия, свойства субаддитивности издержек, следует акцентировать внимание на следующих отличительных признаках ЕМ: 1) сетевая организация рынка посредством создания элементов инфраструктуры; 2) специфика выпускаемой продукции, заключающаяся в ее стратегической значимости и уникальности; 3) низкая эластичность спроса по цене на продукцию ЕМ и положительная эластичность спроса по доходам потребителей.

В [34] отмечается, что главной особенностью функционирования российских ЕМ надо считать необходимость государственного регулирования их деятельности, а автор [43] настаивает на том, что, кроме этого, необходимо сохранять ЕМ как особый объект государственной собственности.

Многими исследователями отмечается, что ЕМ занимают значимое место в российской экономике. Так, по расчетам автора [44] доля стоимости товаров (услуг), произведенных субъектами ЕМ в 2017 году, составила 26,1 % ВВП России. При этом место и роль российских ЕМ в национальной экономике определяются на основе их функций, к основным из которых (в дополнение к производственной) относятся [2, 13, 41, 44]:

– инфраструктурная: ЕМ, основанные на сетевом характере производства и доставки благ, выполняют связующую роль в национальной экономике, обеспечивая целостность и устойчивость экономической системы;

– затратообразующая: расходы на продукцию ЕМ составляют определенную величину в издержках производства практически всех товаров и услуг;

– бюджетообразующая: ЕМ, как правило, являются крупнейшими налогоплательщиками;

– социальная: ЕМ, их продукция и услуги обеспечивают жизнедеятельность отдаленных регионов страны, в том числе сельских территорий, включенность последних в единую экономическую систему;

– функция встроенных стабилизаторов (стабилизирующая): в периоды кризисов ЕМ играют роль демпфирующего фактора, сдерживающего спад национальной экономики, в силу относительно неэластичного спроса на их продукцию по доходам.

Что касается последней функции, автор работы [2] усматривает положительную корреляцию между деятельностью ЕМ и национальным производством в долгосрочном периоде. В то же время в краткосрочной перспективе из-за относительной стабильности спроса на продукцию ЕМ выполняет контрциклическую функцию в экономике, позволяя сдерживать спад в кризисные периоды и предотвращать «перегрев» в периоды роста. Медленный износ основных производственных фондов позволяет ЕМ сохранять устойчивость и способствовать стабильности национальной хозяйственной системы.

Автор [43] также указывает на такую важную функцию ЕМ, как обеспечение национальной безопасности (с чем, безусловно, можно согласиться). Кроме того, подчеркивает, что российские ЕМ обеспечивают формирование в стране единого экономического пространства (обширные инфраструктурные сети объединяют местные рынки), а также способствуют включению страны в мировую экономическую систему путем создания торговых связей – как межрегиональных, так и международных.

В исследовании [14] предпринята попытка комплексного изучения ЕМ и установления взаимосвязи между их характерными признаками. Данные признаки группируются следующим образом:

– признаки, влияющие на функцию издержек: «сетевой характер производства → возрастающая отдача от масштаба/субаддитивность функции средних издержек → уменьшение средних и предельных издержек в долгосрочном периоде»;

– признаки, влияющие на функцию спроса: «массовый спрос/отсутствие заменителей → низкая эластичность спроса по цене, положительная эластичность спроса по доходу → крутая кривая спроса, со временем сдвигающаяся вправо»;

– характеристики отрасли: «инфраструктурный характер → значительные внешние эффекты (положительные и отрицательные) → стратегическое значение отрасли».

При этом автор [14] подчеркивает то обстоятельство, что признаки ЕМ являются динамическими, взаимосвязанными и не всегда явными.

2021 11(1):100–118
ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595

В исследовании [2] выделены следующие характерные признаки ЕМ: 1) консолидированные стартовые капиталовложения в большом объеме; 2) высокая капиталоемкость при постоянном характере значительной части издержек; 3) большей частью высокоспециализированные и даже невозвратные активы; 4) отсутствие товаров-заменителей для производимой продукции; 5) функционирование ЕМ предполагает наличие разнообразных барьеров для конкуренции, притом что технологический уровень остается неизменным; 6) спрос на продукцию ЕМ обладает меньшей эластичностью, чем на товары других участников рынка. Также автор [2] обращает внимание на отличительную черту большинства ЕМ – их выраженный территориальный характер и привязку к конкретной местности: а) по условиям функционирования; б) по основным группам потребителей услуг; в) по потребности в соединении отдельных территорий.

В работе [35] ЕМ разделяются по характеру формирования на природные и технические (технико-экономические).

Автор исследования [45] выделяет четыре основных типа ЕМ:

– природные: основанные на использовании уникальных природных ресурсов, добычи редких полезных ископаемых;

– технологические: основанные на значительном положительном эффекте от масштаба, позволяющем лишь единственной фирме присутствовать в отрасли;

– местные (локальные): возникающие на территориально отдельных рынках товаров, обладающих неэластичным спросом;

– государственные: связанные с рынками, находящимися в исключительном ведении государства (выпуск особых товаров – медали, банкноты, монеты и т. д.), и реализацией государством регулирующих функций.

Автор работы [46] разделяет ЕМ на постоянные и временные. Для постоянных ЕМ характерно возрастание отдачи от масштаба при любых объемах производства, которые могут удовлетворяться единственным производителем, а затраты при этом будут минимальными. Временные ЕМ возникают в ситуациях, когда эффект отдачи от масштаба остается положительным до определенной величины объема производства, а затем принимает отрицательные значения.

[13] О мерах по упорядочению государственного регулирования цен (тарифов) : Постановление Правительства РФ № 239 от 7 марта 1995 г.

ISSN Print 2221-2701
eISSN 2541-9595
2021 11(1):100–118 Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation

Исходя из территориальных границ, ЕМ могут быть разделены на федеральные, региональные и локальные. Такое деление соответствует положениям Постановления Правительства РФ № 239[13]. Очевидно, что ПАО «Транснефть» и другие монополии, производственные фонды которых распределены по всей стране, следует отнести к федеральным ЕМ, которые, как полагает автор [2], оказывают колоссальное влияние на национальную экономику и выступают как фактор, определяющий устойчивое и динамичное развитие ее хозяйственной системы.

Классифицировать ЕМ можно и по другим критериям, например по отношению к отраслевой принадлежности или по форме собственности. Немаловажный факт, который необходимо при этом учитывать: границы ЕМ достаточно подвижны, и в этой связи сферы ЕМ способны расширяться, сужаться или ликвидироваться в зависимости от тех или иных факторов [10, 47].

Как отмечается в работе [11], в нашей стране нетрудно обнаружить несоответствие законодательно закрепленных сфер ЕМ тем сферам, на которые в действительности распространяется их деятельность. Теоретическому определению «естественно-монопольные фирмы» на практике противостоят де-юре «естественно-монопольные сферы деятельности» (более узкое понятие) и де-факто «горизонтально- и (или) вертикально-интегрированные структуры с естественно-монопольными основаниями (ядрами)» (более широкое понятие). Все это обусловливает специфику и затрудняет анализ данного явления.

Автор [48] обращает внимание на проблему двойственности функций государства в регулировании ЕМ: с одной стороны, в его компетенции – осуществление правомочий как крупного собственника; с другой – как регулятора, представляющего интересы всего общества. Как еще одно противоречие указывается, что объективная основа создания ЕМ (необходимость в наиболее эффективном удовлетворении общественных потребностей) может не соответствовать монополии как особому состоянию рынка [13].

Итак, мы отмечаем, что несмотря на значительное количество исследований российских экономистов, до сих пор не сформирована единая база для идентификации ЕМ. Примером продолжения поисков ученых в этой области может служить дискуссия в рамках семинара, состоявшегося в Высшей школе экономики (НИУ ВШЭ) [49], участники которого подтвердили важность оценки субаддитивности затрат при анализе деятельности естественно-монопольных компаний. При этом был озвучен новый подход к государственному регулированию ЕМ, предусматривающий в качестве критерия введения регулирования не субаддитивность затрат, а обладание компанией некоторой ключевой мощностью, без доступа к которой существование ряда бизнесов затруднительно или невозможно.

Системный подход к идентификации естественных монополий

В контексте продолжающейся в настоящее время дискуссии по вопросам теории и практики регулирования российских ЕМ необходимо ознакомиться еще с одним научным подходом в этой области, сформированным учеными Института системного анализа РАН (Федерального исследовательского центра «Информатика и управление» РАН – ФИЦ ИУ РАН).

На фоне многообразия предлагаемых в отечественной экономической литературе определений ЕМ в ФИЦ ИУ РАН разрабатывается научное теоретико-практическое направление, основанное на том, что идентификация ЕМ должна проводиться с использованием специальных характеристик, как это принято в мировой практике [28, 30, 48, 50–58].

По авторитетному мнению специалистов ФИЦ ИУ РАН, в России, в отличие от зарубежных стран, имеет место значительный разрыв между накопленной теоретической базой в области исследования ЕМ и ее практическим применением. Это проявляется, в частности, отсутствием в существующей практике государственного регулирования ЕМ корректных процедур идентификации [56].

Так, критерии ЕМ, прописанные в ФЗ «О естественных монополиях», не в полной мере отвечают условиям адекватных теоретических моделей, а вопросы о включении хозяйствующих субъектов в Реестр субъектов ЕМ продолжают решаться бюрократически. Единственным используемым в управленческой практике критерием идентификации ЕМ является вид деятельности (соответствующее перечисление дано в законе). При этом включение компаний в Реестр субъектов ЕМ осуществляется на основе заявлений и анкет, а не по результатам расчетов специальных экономических характеристик – детерминантов ЕМ [28], что чревато ошибками.

Более того, «существенное понижение издержек производства на единицу товара по мере увеличения объема производства», характеризующее ЕМ согласно ФЗ «О естественных монополиях», требует соответствующих оценок с использованием необходимой информации. То есть, по сути, речь идет об ориентации на показатели экономической динамики – типа экономии от масштаба, экономии от плотности, позволяющие сопоставлять динамику роста совокупных издержек и спроса [55]. Данные характеристики в теории ЕМ рассматриваются как элементы в системе естественно-монопольных индикаторов деятельности (технологических детерминант) и моделируются на основе оценки соотношений динамики затрат, определяемых через многопродуктовую функцию совокупных издержек, а также динамики выпуска (для монопродуктового производства) [28, 48, 50, 51, 56].

Подход ФИЦ ИУ РАН основывается на использовании общих методологических принципов [59, 60], ключевым из которых является принцип системности, предполагающий: 1) учет целостного характера систем, взаимосвязь в системе целого и частей; 2) примат целого над частями, иерархичность структуры системы; 3) взаимодействие любого объекта системы со множеством других; 4) наличие целостной внешней среды и ее влияния на изучаемую систему; 5) динамизм систем, их структуры, характеристик элементов. Другими словами, анализ проводится с учетом всех основных последствий влияния транспортных систем на вызываемые ими прямые и обратные связи с другими звеньями народного хозяйства (то есть имеет место сочетание комплексного и народнохозяйственного подхода) [59, 60].

При этом при анализе транспортных сетей российской экономики используется следующая идеология: 1) транспортная сеть с учетом социально-экономических факторов рассматривается как целостная неделимая инфраструктурная подсистема, то есть технологически как ЕМ; 2) для диагностики перегруженности/недогруженности транспортной сети используется свойство субаддитивности издержек; 3) ключевыми экономическими индикаторами считаются технологические детерминанты, предназначенные для отражения изменений в издержках и улавливающие чрезмерный рост затрат, связанный с перегрузкой сети [54].

В отношении транспортных сетей применяется «сетевая трактовка» субаддитивности издержек [30, 52, 53]:

– субаддитивность агрегированной, общесетевой функции издержек (совокупных затрат на работу и развитие сети) может интерпретироваться как характеристика загрузки транспортной сети, концентрации потоков, распределенных по звеньям сети, надежности работы;

– выполнение условия субаддитивности свидетельствует о приемлемой и эффективно распределяемой загрузке целостной и нерасщепляемой сетевой подсистемы;

– нарушение условия субаддитивности, связанное с резким ростом затрат по мере увеличения загрузки, трактуется как показатель перегруженности сети, ее слабой разветвленности, недостатка параллельных маршрутов и замкнутых контуров.

С целью тестирования на субаддитивность предусмотрено проведение расчетов следующих индикаторов естественно-монопольной деятельности (технологических детерминантов) [28, 56]:

– индикатора экономии от масштаба (оцениваемого через экономию, связанную с изменением сетевых инфраструктурных параметров);

– индикатора экономии от плотности (густоты) перевозок, оцениваемого через экономию, связанную с включением внутренних резервов рациональной организации производства, но при фиксированных сетевых инфраструктурных параметрах;

– индикатора экономии от структуры, оцениваемого через экономию от расширения ассортимента выпуска, совместного производства взаимодополняемых видов продукции, когда строятся оценки затрат вариантов ортогонального расщепления по специализированным предприятиям в сравнении с вариантом без расщепления вертикально интегрированной фирмы (через варианты сравнения функции совокупных издержек ЕМ как единого субъекта хозяйствования и затрат предприятий, специализированных по видам экономической деятельности и суммарно обслуживающих тот же объем спроса) [28, 56].

Тестирование многопродуктовой отраслевой функции издержек на субаддитивность выполняется путем:

– прямых тестов на отрицание субаддитивности (когда удается построить процедуры, обеспечивающие непосредственную проверку субаддитивности, на специальным образом созданной вычислительной сетке в рамках анализируемой допустимой области);

– косвенных тестов на отрицание субаддитивности (когда соответствующий технологический детерминант показывает, что экономия от структуры отсутствует);

– тестов на подтверждение субаддитивности (с использованием системы технологических детерминант и той или иной системы необходимых и достаточных условий).

Разработанная ФИЦ ИУ РАН методология теоретико-прикладного анализа инфраструктурных подсистем с использованием естественно-монопольных индикаторов деятельности, применяемые модели и результаты пилотных испытаний подробно описаны в работах [28, 52, 53, 58]. К сожалению, в настоящее время данный подход используется лишь в научных целях и не нашел применения в практике работы органа регулирования, несмотря на свою системность, позволяющую математически точно идентифицировать ЕМ в экономике России.

Выводы

Отсутствие системного подхода в российской практике государственного регулирования ЕМ настоятельно требует заполнения пробелов в законодательстве, и в первую очередь в части обоснования понятия и определения процедуры идентификации ЕМ.

С научной точки зрения нам импонирует подход, разработанный ФИЦ ИУ РАН: сначала доказать, что имеет место ЕМ, на основе данного экономического доказательства включить организацию в Реестр субъектов ЕМ и только после осуществлять государственное регулирование ее

деятельности с использованием математических моделей и аппарата обобщенных индексных методов, позволяющих корректно выполнять задачи по определению затратной эластичности, субаддитивности и общественной эффективности.

Однако понятно, что сегодня ни один государственный орган, получив функции регулятора, не сможет в полном объеме обеспечить осуществление всех процедур, предусмотренных данным научным подходом. Более того, при организации в рамках этого подхода постоянного мониторинга (с учетом динамичности и подвижности границ ЕМ) возможен результат, когда идентификация ЕМ не будет подтверждена, а значит, такой субъект ЕМ потребуется исключать из Реестра и, соответственно, прекращать госрегулирование.

Таким образом, получается, что несмотря на имеющиеся научные наработки и пакеты прикладных программ, позволяющих идентифицировать ЕМ, в российской практике самым важным признаком ЕМ становится объективная основа ее создания, а именно необходимость в наиболее эффективном удовлетворении потребностей общества. В этих условиях, вероятно, государство могло бы определиться с наиболее ценными сетевыми активами, прежде всего федерального уровня, которые являются базовыми элементами национальной экономики.

В этой связи следовало бы вернуться к «точке отсчета» – к утвержденному еще в 1995 году Перечню продукции производственно-технического назначения, товаров народного потребления и услуг, на которые государственное регулирование цен (тарифов) на внутреннем рынке Российской Федерации осуществляют Правительство РФ и федеральные органы исполнительной власти, которым, собственно, и было введено разграничение уровней государственного регулирования: федеральный (регуляторы – Правительство РФ и федеральные органы исполнительной власти) и локальный (регуляторы – органы исполнительной власти субъектов РФ). При этом очевидно, что указанный Перечень следует актуализировать с учетом современных реалий.

Далее было бы уместно на правительственном уровне, исходя из интересов общества и государства, определить инфраструктурные отрасли, которые следует отнести к федеральным ЕМ. В отношении ПАО «Транснефть» это было бы тем более справедливо, так как Общество имеет статус организации, созданной для выполнения задач, поставленных Правительством РФ[14].

Установив новые критерии и введя госрегулирование федеральных ЕМ, государство примет на себя ответственность за результаты их работы и тем самым возьмет обязательства по обеспечению перехода к новым подходам регулирования, предполагающим сочетание внутренней и внешней балансировки деятельности ЕМ. Внутренняя балансировка даст возможность обеспечить финансирование производственных и социальных программ наряду с выполнением государственного задания по выплате дивидендов при обязательном включении этих средств в тарифы, а внешняя – позволит соизмерить потребности бюджета (для государства), наличие необходимых тарифных средств (для ЕМ) и доступность услуг (для потребителей).

Таким образом, полагаем очевидной необходимость дальнейших исследований теоретических и практических аспектов деятельности российских ЕМ. Необходимо определить, как должно осуществляться регулирование ЕМ (как сферы деятельности, рынка, отрасли (подотрасли) либо как инфраструктурной сети). Применительно к ПАО «Транснефть» принципиально важным вопросом является формирование и закрепление в федеральном законодательстве ключевых понятий – «транспортировка нефти и нефтепродуктов», «магистральный трубопровод».

Список литературы

[1] Абалкин Л. Роль государства и борьба с экономическими догмами // Экономист. 1998. № 9. С. 3–11.

[2] Щербак А. А. Влияние естественных монополий на развитие хозяйственных систем : дис. … канд. экон. наук. СПб. : СПбГЭУ, 2018. 165 с.

[3] Сериков П. Ю. Развитие системы магистральных нефтепроводов с учетом мультипликативных эффектов межотраслевых взаимодействий : дис. … докт. экон. наук. М. : РАНХиГС, 2017. 370 с.

[4] Васильева Е. М., Васильев В. Б. Российские естественные монополии и федеральные законы // Экономическая наука современной России. 2016. № 4. С. 100–112.

[5] Белоусова Н. И. Структурное реформирование в сферах естественных монополий: условия новой реальности и старые проблемы // Научные труды Вольного экономического общества. 2020. Т. 223. № 3. С. 339–346.

[6] Милль Дж. С. Основы политической экономии. М. : Прогресс, 1980. Т. 1. 322 с.

[7] Numa G. Note sur le monopole naturel et le monopole pratique chez J. S. Mill // Revue Économique. 2010. Vol. 61. No. 2. P. 341–352.

[8] Маршалл А. Принципы экономической науки. М. : Дело ЛТД, 1993. Т. 2. 455 с.

[9] Королькова Е. И. Естественная монополия: регулирование и конкуренция // Экономический журнал ВШЭ. 2000. Т. 4. № 4. С. 528–551.

[14] Перечень организаций, созданных для выполнения задач, поставленных перед Правительством Российской Федерации», утвержденный Постановлением Правительства Российской Федерации от 22 июля 2013 г. № 613 «О представлении гражданами, претендующими на замещение должностей в организациях, созданных для выполнения задач, поставленных перед Правительством Российской Федерации, и работниками, замещающими должности в этих организациях, сведений о доходах, расходах, об имуществе и обязательствах имущественного характера, проверке достоверности и полноты представляемых сведений и соблюдения работниками требований к служебному поведению».

[10] Свитыч Н. Ю. Тенденции регулирования рынков естественных монополий : дис. … докт. экон. наук. Новосибирск : РАНХиГС, 2017. 273 с.

[11] Огнерубова Т. А. Эволюция теории естественной монополии // Вестник Тамбовского университета. Серия: Гуманитарные науки. 2009. № 2. С. 281–287.

[12] Карибов А. П. Эволюция теоретических взглядов на природу естественной монополии во второй половине XX века // Вестник Волгоградского государственного университета. Серия 3: Экономика. Экология. 2009(2):170–175.

[13] Малкина М. Ю., Абросимова О. Ю. Институциональный анализ естественных монополий в современной России // Журнал институциональных исследований. 2012. Т. 4. № 4. С. 117–132.

[14] Бутыркин А. Я. Естественные монополии: теория и практика регулирования. М. : Новый век, 2003. 148 с.

[15] Абросимова О. Ю. Естественные монополии в России: особенности развития и способы эффективного регулирования : автореф. дис. … канд. экон. наук. Н. Новгород : ННГУ им. Н. И. Лобачевского, 2012. 30 с.

[16] Айзенберг Н. И. Теоретические основы регулирования цен и тарифов в электроэнергетике // Теория и методы согласования решений : сборник научных трудов Института систем энергетики СО РАН. Новосибирск, 2009. С. 6–28.

[17] Baumol W. J. On the proper cost tests for natural monopoly in a multiproduct industry // The American Economic Review. 1977. Vol. 67. No. 5. P. 809.

[18] Baumol W. J., Blinder A. S. Economics principles and policy. New York : Harcourt Brace Jovanovich, 1979. 441 p.

[19] Baumol W. J., Panzar J. C., Willig R. D. Contestable markets and the theory of industry structure. New York, 1982. 497 p.

[20] Joskow P. L. Handbook of Law and Economics. Chapter 16: Regulation of natural monopoly. 2007. Vol. 2. P. 1227–1348.

[21] Sharkey W. The theory of natural monopoly. Cambridge : Cambridge University Press, 1982. 229 p.

[22] Shepherd W. C. The economics of industrial organization. Prentice Hall, 1988. 498 p.

[23] Hay D., Morris D. Industrial economics and organization: theory and evidence. Oxford University Press, 1991. 704 p.

[24] Laffont J., Tirole J. A theory of incentives in procurement and regulation. Cambridge : MIT Press, 1993. 746 p.

[25] Gasmi F., Laffont J., Sharkey W. The natural monopoly test reconsidered: an engineering process-based approach to empirical analysis in telecommunications // International Journal of Industrial Organization. 2002. No. 20. P. 435–459.

[26] Dilorenzo T. The myth of natural monopoly // The Review of Austrian Economics. 1996. Vol. 9. No. 2. P. 43–58.

[27] Дилоренцо Т. Происхождение антимонопольного регулирования: риторика и реальность // Экономическая политика. 2007. № 3. С. 60–71.

[28] Лившиц В. Н., Васильева Е. М. Идентификация естественных монополий в системе государственного управления экономикой России // Вестник института экономики Российской академии наук. 2017. № 6. С. 153–168.

[29] Федотовская О. А., Айрапетова А. Г. Проблемы определения естественной монополии в современной экономике // Фундаментальные исследования. 2014. № 9–4. С. 834–837.

[30] Васильева Е. М. Формирование оценок эффективности естественно-монопольных производственных систем. М. : Либроком, 2008. 176 с.

[31] Райзберг Б. А., Лозовский Л. Ш., Стародубцева Е. Б. Современный экономический словарь. М. : Инфра-М, 1998. 479 с.

[32] Князева И. В. Антимонопольная политика в России : учеб. пособие. М. : Омега-Л, 2008. 493 с.

[33] Саакян Ю. З. О необходимости внесения корректировок в определение понятия субъекта естественной монополии // Академия энергетики. 2009. № 3. С. 10–11.

[34] Игошина Д. Р. Институциональный пробел в определении естественной монополии как экономического субъекта // Современные проблемы науки и образования. 2014. № 6. С. 402–409.

[35] Москалевич Г. Н. Естественная монополия в Евразийском экономическом союзе: понятие, сущность, виды и сферы деятельности // Траектория науки: электронный научный журнал. 2016. № 6(9).

[36] Гриднев П. Н., Фролов С. А. Теоретические подходы к изучению понятия «естественная монополия», экономические и правовые условия ее существования // Современные научные исследования и инновации. 2017. № 3. С. 519–523.

[37] Хайкин М. М., Кныш В. А. Естественные монополии в российской экономике: выбор модели регулирования // Управленческое консультирование. 2017. № 5. С. 44–55.

[38] Студенцов В. Б. Государство и естественные монополии // Мировая экономика и международные отношения. 1995. № 9. С. 86–92.

[39] Кайль А. Н., Петрусева Н. А. Комментарий к федеральному закону от 17 августа 1996 г. № 147-ФЗ «О естественных монополиях». Саратов : Ай Пи Эр Медиа, 2010. 334 с.

[40] Энергетика и право: сборник статей. Под ред. П. Г. Лахно. М. : Юрист, 2008. 639 с.

[41] Саакян Ю. Государственное регулирование естественных монополий и его границы. http://www.ipem.ru/news/publications/398.html (дата обращения: 23.04.2020).

[42] Жабинская И. С., Мартыненко А. С. Естественные монополии и их роль в экономике России // Научно-методический электронный журнал «Концепт». 2020. № 5. С. 193–200.

[43] Буркеева И. С. Природа и функции естественных монополий // Вестник Оренбургского государственного университета. 2010. № 8. С. 9–13.

[44] Пономарева Е. А. Теоретические и практические аспекты тарифной политики в отношении субъектов естественных монополий : дис. … канд. экон. наук. М. : Институт экономической политики им. Е. Т. Гайдара, 2018. 243 с.

[45] Криволапов Г. Н. Эффективность функционирования естественных монополий в системе экономических отношений : автореф. дис. … канд. экон. наук. Оренбург : Оренбургский государственный аграрный университет, 2006. 22 с.

[46] Латышев А. Ю. Противоречия развития современных монополий: теория и российская практика // Вестник Челябинского государственного университета. 2014. № 9. С. 78–88.

[47] Власенко О. В., Тарасов Д. С. Естественные монополии и их проблемы в экономике России // Сибирский торгово-экономический журнал. 2016. № 4. С. 74–76.

[48] Белоусова Н. И. Практика проведения реформ и теоретические модели государственного регулирования естественных монополий. М. : ЛИБРОКОМ, 2008. 107 с.

[49] Субаддитивность затрат как индикатор целесообразности реформирования глобального естественного монополиста. Семинар № 1. https://www.hse.ru/org/hse/expert/cost_subadditiveness (дата обращения: 26.04.2019).

[50] Белоусова Н. И., Васильева Е. М. Вопросы теории государственного регулирования и идентификации естественных монополий. М. : URSS, 2006. 318 с.

[51] Васильева Е. М. Методология моделирования оценок эффективности деятельности естественно-монопольных производственных систем : автореф. дис. … докт. эконом. наук. М. : ИСА РАН, 2009. 52 с.

[52] Белоусова Н. И., Васильева Е. М., Лившиц В. Н. Моделирование оценок эффективности в задачах структурного регулирования естественно-монопольных корпораций. https://www.hse.ru/data/2010/05/12/1217374339/Белоусова%20Н..doc (дата обращения: 23.04.2020).

[53] Белоусова Н. И., Васильева Е. М., Лившиц В. Н. Модели идентификации естественных монополий и государственного управления ими (возможности расширения классической теории) // Экономика и математические методы. 2012. Т. 48. № 3. С. 64–78.

[54] Белоусова Н. И., Васильева Е. М. Об актуальном направлении стратегического анализа в сфере естественных монополий // Российский экономический журнал. 2014. № 1. С. 76–83.

[55] Белоусова Н. И. Формирование естественно-монопольных характеристик деятельности как статистических показателей // Повышение открытости отечественной статистики : материалы Международной научно-практической конференции, посвященной профессиональному празднику – Дню работника статистики. М. : РЭУ им. Г. В. Плеханова, 2016. С. 17–21.

[56] Белоусова Н. И., Васильева Е. М. Естественно-монопольные индикаторы деятельности: теоретические и прикладные аспекты анализа // Труды ИСА РАН. 2018. Т. 68. № 3. С. 69–82.

[57] Белоусова Н. И. О включении естественно-монопольной специфики в систему стратегического менеджмента инфраструктурной компании // Теория и практика экономики и предпринимательства. XVI Всероссийская с международным участием научно-практическая конференция : сборник трудов. М. : ИП Зуева Т. В., 2019. С. 5–7.

[58] Белоусова Н. И., Васильева Е. М. Особенности моделирования инфраструктурных технологий с учетом изменений законодательства по естественным монополиям // Труды Института системного анализа Российской академии наук (ИСА РАН). 2019. Т. 69. № 3. С. 17–27.

[59] Оптимизация планирования и управления транспортными системами. Под ред. В. Н. Лившица. М. : Транспорт, 1987. 208 с.

[60] Лившиц В. Н. Основы системного мышления и системного анализа. М. : Институт экономики РАН, 2013. 54 с.

References

[1] Abalkin L. Role of the state and the fight against economic dogmas. Economist. 1998(9):3–11. (In Russ.)

[2] Shcherbak A. A. The impact of natural monopolies on the development of economic systems [dissertation of Cand. Sci. (Econ.)]. [Saint-Petersburg]: UNECON; 2018. 165 p. (In Russ.)

[3] Serikov P. Y. Development of trunk oil pipeline system, taking into account the multi-functional effects of intersectoral interactions [dissertation of Dr Sci. (Eng.)]. [Moscow]: RANEPA; 2017. 370 p. (In Russ.)

[4] Vasilyeva E. M., Vasilyev V. B. Russian natural monopolies and federal laws. Economics of Contemporary Russia. 2016(4):100–112. (In Russ.)

[5] Belousova N. I. Structure reforming in natural monopolies spheres: circumstances of new reality and continuing problems. Scientific Works of the Free Economic Society of Russia. 2020;223(3):339–346. (In Russ.)

[6] Mill J. S. Principles of political economy with some of their applications to social philosophy. Moscow: Progress Publ.; 1980. Vol. 1. 322 p. (In Russ.)

[7] Numa G. Note sur le monopole naturel et le monopole pratique chez J. S. Mill. Revue Économique. 2010;61(2):341–352.

[8] Marshall A. Principles of economics. Moscow: Delo LTD Publ.; 1993. Vol. 2. 455 p. (In Russ.)

[9] Korolkova E. I. Natural monopoly: regulation versus competition. Higher School of Economics Economic Journal. 2000;4(4):528–551. (In Russ.)

[10] Svitich N. Y. Trends in regulation of natural monopoly markets. [dissertation of Cand. Sci. (Econ.)]. [Novosibirsk]: RANEPA; 2017. 273 p. (In Russ.)

[11] Ognerubova T. A. Evolution of natural monopoly theory. Tambov University Review: Series Humanities. 2009(2):281–287. (In Russ.)

[12] Karibov A. P. Evolution of the theoretical approaches to the natural monopoly essence in the second half of the XX century. Science Journal of Volgograd State University. Global Economic System. 2009(2):170–175. (In Russ.)

[13] Malkina M. Y., Abrosimova O. Y. Institutional analysis of natural monopolies in the modern Russia. Journal of Institutional Studies. 2012;4(4):117–132. (In Russ.)

[14] Butirkin A. Y. Natural monopolies: theory and practice of regulation. Moscow: Novy Vek Publ.; 2003. 148 p. (In Russ.)

[15] Abrosimova O. Y. Natural monopolies in Russia: development features and methods of effective regulation. [dissertation abstract]. [Nizhny Novgorod]: Lobachevsky State University of Nizhny Novgorod; 2012. 30 p. (In Russ.)

[16] Ayzenberg N. I. Theoretical foundations of price and tariff regulation in the electric power industry. Theory and methods of decision matching: Collection of Scientific Papers of the Institute of Energy Systems SB RAS. Novosibirsk, 2009. P. 6–28. (In Russ.)

[17] Baumol W. J. On the proper cost tests for natural monopoly in a multiproduct industry. The American Economic Review. 1977;67(5):809.

[18] Baumol W. J., Blinder A. S. Economics principles and policy. New York: Harcourt Brace Jovanovich; 1979. 441 p.

[19] Baumol W. J., Panzar J. C., Willig R. D. Contestable markets and the theory of industry structure. New York; 1982. 497 p.

[20] Joskow P. L. Regulation of natural monopoly. Handbook of Law and Economics. 2007(2):1227–1348.

[21] Sharkey W. The theory of natural monopoly. Cambridge: Cambridge University Press; 1982. 229 p.

[22] Shepherd W. C. The economics of industrial organization. Prentice Hall, 1988. 498 p.

[23] Hay D., Morris D. Industrial economics and organization: theory and evidence. Oxford University Press, 1991. 704 p.

[24] Laffont J., Tirole J. A theory of incentives in procurement and regulation. Cambridge: MIT Press; 1993. 746 p.

[25] Gasmi F., Laffont J., Sharkey W. The natural monopoly test reconsidered: an engineering process-based approach to empirical analysis in telecommunications. International Journal of Industrial Organization. 2002(20):435–459.

[26] Dilorenzo T. The myth of natural monopoly. The Review of Austrian Economics. 1996;9(2):43–58.

[27] Dilorenzo T. Origin of antimonopoly regulation: rhetoric and reality. Economic Policy. 2007(3):60–71. (In Russ.)

[28] Livshits V. N., Vasilieva E. M. Identification of natural monopolies in the system of state regulation of the Russian economy. The Bulletin of the Institute of Economics of the Russian Academy of Sciences. 2017(6):153–168. (In Russ.)

[29] Fedotovskaya O. A., Ayrapetova A. G. Problems of definition of natural monopoly in the modern economy. Fundamental Research. 2014(9–4):834–837. (In Russ.)

[30] Vasilyeva E. M. Formation of assessments of the effectiveness of natural monopoly production systems. Moscow: Librokom Publ.; 2008. 176 p. (In Russ.)

[31] Rayzberg B. A., Lozovsky L. S., Starodubtceva E. B. Modern Economic Dictionary. Moscow: Infra-M Publ.; 1998. 479 p. (In Russ.)

[32] Knyazeva I. V. Antimonopoly policy in Russia: study guide. Moscow: Omega-L Publ.; 2008. 493 p. (In Russ.)

[33] Saakyan Y. Z. On the need to make adjustments to the definition of a natural monopoly entity. Energy Academy. 2009(3):10–11. (In Russ.)

[34] Igoshina D. R. Institutional gap in the definition of natural monopoly as an economic entity. Modern Problems of Science and Education. 2014(6):402–409. (In Russ.)

[35] Moskalevich G. N. Natural monopoly in the Eurasian Economic Union: concept, essence, types and areas of activity. Path of Science: International Electronic Scientific Journal. 2016;6(9). (In Russ.)

[36] Gridnev P. N., Frolov S. A. Theoretical approaches to the study of the concept of «natural monopoly», economic and legal conditions for its existence. Modern Scientific Researches and Innovations. 2017(3):519–523. (In Russ.)

[37] Chaykin M. M., Knysh V. A. Monopolies are in the Russian economy: choice of adjusting model. Administrative Consulting. 2017(5):44–55. (In Russ.)

[38] Studentsov V. B. State and natural monopolies. World Economy and International Relations. 1995(9):86–92. (In Russ.)

[39] Kayl A. N., Petruseva N. A. Commentary on Federal Law No. 147-FZ of August 17, 1996 "On Natural Monopolies". Saratov: IPR Media Publ.; 2010. 334 p. (In Russ.)

[40] Energy and law: Collection of articles. P. G. Lahno, editor. Moscow: Yurist Publ.; 2008. 639 p. (In Russ.)

[41] Saakyan Y. State regulation of natural monopolies and its boundaries [accessed 2020 November 23] http://www.ipem.ru/news/publications/398.html. (In Russ.)

[42] Zhabinskaya I. S., Martinenko A. S. Natural monopolies and their role in the Russian economy. Scientific and methodological electronic journal "Koncept". 2020(5):193–200. (In Russ.)

[43] Burkeeva I. S. The nature and function of natural monopolies. Vestnik of the Orenburg State University. 2010(8):9–13. (In Russ.)

[44] Ponomareva E. A. Theoretical and practical aspects of tariff policy in relation to subjects of natural monopolies [dissertation of Cand. Sci. (Econ.)]. [Moscow]: Institute for Economic Policy named after E. T. Gaidar; 2018. 243 p. (In Russ.)

[45] Krivolapov G. N. Effectiveness of natural monopoly functioning in the system of economic relations. [dissertation abstract]. [Orenburg]: Orenburg State Agrarian University; 2006. 22 p. (In Russ.)

[46] Latishev A. Y. Contradictions of development of modern monopolies: theory and Russian practice. Bulletin of Chelyabinsk State University. 2014(9):78–88. (In Russ.)

[47] Vlasenko O. V., Tarasov D. S. Natural monopolies and their problems in the Russian economy. Siberian Trade and Economic Journal. 2016(4):74–76. (In Russ.)

[48] Belousova N. I. The practice of reforms and theoretical models of state regulation of natural monopolies. Moscow: Librokom Publ.; 2008. 107 p. (In Russ.)

[49] Subadditivity of costs as an indicator of feasibility of reforming the global natural monopolist. Workshop No. 18. [accessed 2020 April 26] https://www.hse.ru/org/hse/expert/cost_subadditiveness. (In Russ.)

[50] Belousova N. I., Vasilyeva E. M. Questions of the theory of state regulation and identification of natural monopolies. Moscow: URSS Publ.; 2006. 318 p. (In Russ.)

[51] Vasilyeva E. M. Methodology for modelling effectiveness assessments of natural monopoly production systems. [dissertation abstract]. [Moscow]: ISA RAS; 2009. 52 p. (In Russ.)

[52] Belousova N. I., Vasilyeva E. M., Livshits V. N. Modelling efficiency assessments in problems of structural regulation of natural monopoly corporations [accessed 23 April 2020] https://www.hse.ru/data/2010/05/12/1217374339/Белоусова%20Н..doc. (In Russ.)

[53] Belousova N. I., Vasilyeva E. M., Livchits V. N. Models of identification and state regulation for natural monopolies. opportunities of extending of the classical theory. Economics and Mathematical Methods. 2012;48(3):64–78. (In Russ.)

[54] Belousova N. I., Vasilyeva E. M. On the current direction of strategic analysis in the field of natural monopolies. Russian Economic Journal. 2014(1):76–83. (In Russ.)

[55] Belousova N. I. Formation of natural monopoly characteristics of activities as statistical indicators. Increasing the openness of domestic statistics. International scientific and practical conference dedicated to the professional holiday – the Day of the Statistician: collection of conference proceedings; 2016 June 24; Moscow, Russian Federation. Moscow: RUE named after G. V. Plekhanov Publ.; 2016. P. 17–21. (In Russ.)

[56] Belousova N. I., Vasilyeva E. M. Natural monopoly activity indicators: theoretic and applied aspects of analysis. Proceedings of the Institute for Systems Analysis Russian Academy of Sciences. 2018;68(3):69–82. (In Russ.)

[57] Belousova N. I. On the inclusion of natural monopoly specifics in strategic management system of an infrastructure company. Theory and practice of economics and entrepreneurship. XVI All-Russian scientific and practical conference with international participation: collection of works; 2019 April 18–20 Simferopol – Gurzuf, Russian Federation. Moscow, 2019. P. 5–7. (In Russ.)

[58] Belousova N. I., Vasilyeva E. M. Features of infrastructure technology modeling under changing natural monopoly legislation. Proceedings of the Institute for Systems Analysis Russian Academy of Sciences. 2019;69(3):17–27. (In Russ.)

[59] Optimization of planning and management of transport systems. V. N. Livshits, editor. Moscow: Transport Publ.; 1987. 208 p. (In Russ.)

[60] Livshits V. N. Fundamentals of systems thinking and systems analysis. Moscow: Institute of Economics RAS Publ.; 2013. 54 p. (In Russ.)

Статья получена редакцией 27.07.2020,
принята к опубликованию 11.01.2021
Received July 27, 2020; in final form, January 11, 2021

Сведения об авторах | Author credentials

П. Ю. Сериков, д. э. н., заместитель вице-президента – директор департамента экономики ПАО «Транснефть», Москва, Россия

Pavel Y. Serikov, Dr Sci. (Econ.), Deputy Vice-President – Director of Department of Economics, Transneft, Moscow, Russian Federation

Н. В. Гончарова, начальник управления тарифного регулирования и финансово-экономического моделирования департамента экономики ПАО «Транснефть», Москва, Россия

Nadezhda V. Goncharova, Head of the Tariff Regulation and Financial and Economic Modelling Division of Department of Economics, Transneft, Moscow, Russian Federation

GoncharovaNV@ak.transneft.ru

И. П. Серикова, главный экономист отдела организации труда и заработной платы департамента управления персоналом ПАО «Транснефть», Москва, Россия

Irina P. Serikova, Chief Economist of the Labour Organization and Wages Division of HR Department, Transneft, Moscow, Russian Federation

SerikovaIP@ak.transneft.ru