

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

№ 11

856 | 2023

ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЖУРНАЛ, ИЗДАЕТСЯ С 1956 г.,
ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ РЕЦЕНЗИРУЕМЫХ НАУЧНЫХ ИЗДАНИЙ ВАК



32 АНАЛИЗ ОПТИМАЛЬНОГО
ИНФРАКРАСНОГО ИСТОЧНИКА ИЗЛУЧЕНИЯ
В РАЗРАБОТКЕ КОНСТРУКЦИИ СТЕНДА
ГАЗОАНАЛИЗАТОРА С ДЕТЕКТОРОМ
НА ОСНОВЕ МОДИФИЦИРОВАННЫХ
ЛАЗЕРОВ ПЛЕНОК СЕЛЕНИДА СВИНЦА

58 РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ
ПРОГНОЗИРОВАНИЯ
ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СТАБИЛЬНОСТИ
НЕКОТОРЫХ ЖАРОПРОЧНЫХ
СПЛАВОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
НЕЙРОСЕТЕЙ

78 ПРИМЕНЕНИЕ ИННОВАЦИОННОГО
ИСПЫТАТЕЛЬНОГО СТЕНДА
ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ
КОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ
В УСЛОВИЯХ УГЛЕКИСЛОТНЫХ
СРЕД ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



ПРОФЕССИОНАЛИЗМ, ПРОВЕРЕННЫЙ ВРЕМЕНЕМ!

Одна из крупнейших российских
многопрофильных сервисных компаний
нефтегазовой отрасли

Полный цикл геолого-разведочных работ

Широкий спектр уникальных геофизических
и геолого-технических услуг

ООО «Газпром недра»
117418, Москва, ул. Новочеремушкинская, д. 65,
телефон: +7 (495) 719-57-75, факс: +7 (495) 719-57-65
E-mail: office@nedra.gazprom.ru www.nedra.gazprom.ru



Уважаемые читатели!

В ближайшие четверть века мировой спрос на газ вырастет на 43 %. Таковы прогнозы многих экспертов, в том числе Форума стран – экспортеров газа. Формируется новый уклад, о котором на пленарном заседании XII Петербургского международного газового форума подробно рассказал Председатель Правления ПАО «Газпром» А.Б. Миллер: рост электропотребления предопределяет рост парогазового цикла, газовой генерации. Эта тенденция продиктована цифровизацией, работой с большими базами данных и искусственным интеллектом. Россия обладает самыми большими запасами газа. Будучи лидером по его добыче и транспортировке, «Газпром» доказал, что даже в условиях внешних вызовов остается надежным партнером и осуществляет бесперебойные поставки потребителям как внутри страны, так и за рубежом.

Обеспечивать энергетическую безопасность позволяют отечественные нефтегазовые технологии. «Газпром» – основной заказчик передовых решений российского производства, в том числе в области сжижения природного газа и добычи углеводородов на шельфе. К работе привлечены крупнейшие отечественные промышленные предприятия и государственные корпорации. Итоги сотрудничества начиная с 2016 г. традиционно подводятся на совещании по вопросам технологического развития ПАО «Газпром», в этот раз оно открыло конгрессную программу ПМГФ-2023. Лучшие образцы оборудования и техники, созданные благодаря совместной с отечественными производителями работе, демонстрируются на корпоративной выставке «Импортозамещение в газовой отрасли» в рамках Газового форума. Технологических новинок для нефтегазовой отрасли год от года становится больше, но главное, что многие из них превосходят по своим характеристикам импортные аналоги или не имеют таковых вовсе, т. е. являются уникальным российским решением. И это результат системной работы, поскольку мероприятия по обеспечению технологической независимости выполняются на протяжении последних десятилетий по всем направлениям производственной деятельности: от геолого-разведочных работ до переработки углеводородов. Подробнее о них – на страницах научно-технического журнала «Газовая промышленность».

Авторы этого номера, инженеры и ученые, предлагают новые подходы к процессу добычи. В частности, решают проблему снижения потерь компонентов нестабильного конденсата с осушенным газом за счет разработанной технологической схемы низкотемпературной абсорбции с теплым орошением. Еще одна актуальная тема, требующая внимания и научного подхода, – углекислотная коррозия. Свое широкое распространение проблема получила с началом эксплуатации Бованенковского, Уренгойского (ачимовские отложения) и других месторождений. В качестве решения в «Газпроме» создана коррозионная испытательная установка, другими словами, стенд, где можно проводить имитационные испытания в условиях углекислотной коррозии, характерных для действующих и проектируемых газовых месторождений России. Опыт применения этой и других не менее важных разработок представлен в научном блоке статей нового номера «Газовой промышленности». Приглашаю к прочтению!

*Заместитель Председателя Правления –
начальник Департамента ПАО «Газпром»,
главный редактор журнала «Газовая промышленность»
В.А. Маркелов*



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ РЕДАКЦИЯ

ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Камелот Паблшинг»

ЗАМЕСТИТЕЛИ ГЛАВНОГО РЕДАКТОРА:
ВИСХАДЖИЕВА К.С., КРОПОТКИНА О.В.

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР:
КОНОВАЛОВА О.В.

НАУЧНЫЙ КОНСУЛЬТАНТ:
ХАРИОНОВСКИЙ В.В., д.т.н., проф., акад. РАЕН

ДИРЕКТОР ПО МАРКЕТИНГУ:
ВОСТРУХОВА Е.О.

ВЕРСТКА:
СОНИН Л.Б.

РЕДАКТОР:
НИКОРА К.Б.

КОРРЕКТУРА:
ЕГОРОВА А.А.

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, по следующим специальностям:

- 2.4.5. Энергетические системы и комплексы (технические науки);
 - 2.4.7. Турбомашин и поршневые двигатели (технические науки);
 - 2.6.1. Металловедение и термическая обработка металлов и сплавов (технические науки);
 - 2.6.9. Технология электрохимических процессов и защита от коррозии (химические науки);
 - 2.6.12. Химическая технология топлива и высокоэнергетических веществ (технические науки);
 - 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин (технические науки);
 - 2.8.3. Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология, геофизика, маршейдерское дело и геометрия недр (технические науки);
 - 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки);
 - 2.8.5. Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ (технические науки).
- Журнал индексируется РИНЦ, приравнен к журналам из перечня ВАК при Минобрнауки России категории К2.

ТЕМАТИЧЕСКИЕ РУБРИКИ:

Автоматизация	Переработка газа и газового конденсата
Актуальная тема	Подготовка кадров
Бурение и строительство скважин	Подземное хранение газа
Газовая промышленность за рубежом	Ремонт и диагностика
Газомоторное топливо	Сжиженный природный газ
Газораспределение и газоснабжение	Регионы
Геология и разработка месторождений	Стандартизация и управление качеством
Государственная поддержка в газовой отрасли	Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов
Добыча газа и газового конденсата	Транспортировка газа и газового конденсата
Метрология	Цифровизация
Наука в лицах	Экология
Новые технологии и оборудование	Экономика
Организация производства и управление	Энергоснабжение и энергосбережение
Освоение шельфа	Юбилей
Охрана труда и промышленная безопасность	

Периодичность выхода: 12 регулярных и 4 специальных выпуска в год.
Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № ФС77-68735 от 17.02.2017, выданное Роскомнадзором.

АДРЕС РЕДАКЦИИ
108811, Россия, г. Москва, п. Московский, а/я 1688
Тел.: +7 (495) 240-54-57
E-mail: info@neftegas.info
www.neftegas.info

Подписано в печать 24.11.2023
Формат 60 × 90/8. Бумага мелованная.
Печать офсетная.
Тираж 10 000 экз.
Цена свободная.
В номере, если не указано иное, использованы фотографии из архивов ПАО «Газпром», дочерних компаний, www.shutterstock.com, а также фотографии, предоставленные авторами статей.
Перевод выполнен Moscow Translation Agency.
Отпечатано в типографии ПРИНТ24
129075, Россия, г. Москва, Звездный б-р, д. 21, стр. 1
Перепечатка опубликованных материалов допускается только по согласованию с редакцией. Представителем авторов публикаций в журнале является издатель. Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях.

Требования к оформлению статей:



ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

№ 11 | 856 | 2023 г.

Ежемесячный научно-технический и производственный журнал
Основан в январе 1956 года
УЧРЕДИТЕЛЬ – ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

МАРКЕЛОВ В.А.
к.т.н., заместитель Председателя Правления, начальник Департамента, член Совета директоров ПАО «Газпром»

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

АГИНЕЙ Р.В.
д.т.н., проф., ректор Ухтинского государственного технического университета

АКСЮТИН О.Е.

д.т.н., заместитель Председателя Правления, начальник Департамента ПАО «Газпром», Главный исполнительный директор, член Совета директоров компании South Stream Transport B.V., чл.-корр. РАН, чл. АН РФ

БОЧКАРЕВ А.В.

д.г.-м.н., проф. кафедры общей и нефтегазопромысловой геологии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, действ. чл. РАЕН

БУДЗУЛЯК Б.В.

д.т.н., проф., президент СРО АСГ и НК, акад. АН РФ, АН, РИА и РЭА

ВАСИЛЬЕВ Г.Г.

д.т.н., проф., заведующий кафедрой сооружения и ремонта газонефтепроводов и хранилищ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

ГАЛЫШЕВ Ю.В.

д.т.н., проф. Высшей школы энергетического машиностроения Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого

ГОЛОФАСТ С.Л.

д.т.н., проф., заместитель директора ИТЦ «Оргтехинииниринг» АО «Оргэнергогаз»

ГОЛУБЕВА И.А.

д.х.н., проф. кафедры газохимии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

ГРИГОРЬЕВ Б.А.

д.т.н., проф., начальник отдела ученого совета ООО «Газпром ВНИИГАЗ», чл.-корр. РАН

ДМИТРИЕВСКИЙ А.Н.

д.г.-м.н., проф., главный научный сотрудник, научный руководитель ИПНГ РАН, акад. РАН

ДЮКОВ А.В.

председатель Правления, генеральный директор ПАО «Газпром нефть»

ЕРМОЛАЕВ А.И.

д.т.н., проф., заведующий кафедрой разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, действ. чл. РАЕН

ЗАКИРОВ Э.С.

д.т.н., директор ИПНГ РАН, проф. РАН

ИСТОМИН В.А.

д.х.н., проф., главный научный сотрудник Центра технологий добычи газов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», чл. АН и РАЕН

ИШКОВ А.Г.

д.х.н., проф., заместитель начальника Департамента ПАО «Газпром», начальник Управления, вице-президент и акад. РЭА, акад. РАЕН и МАТН

КАСЬЯН Е.Б.

к.психол.н., начальник Департамента ПАО «Газпром»

КИСЛЕНКО Н.А.

к.т.н., начальник Департамента ПАО «Газпром», генеральный директор ООО «НИИГазэкономика»

КОНОВАЛОВА О.В.

генеральный директор ООО «Камелот Паблшинг»

КОНСТАНТИНОВ Е.И.

д.б.н., к.т.н.

КОРОЛЕНКО А.М.

д.т.н., проф., декан факультета проектирования, сооружения и эксплуатации систем трубопроводного транспорта, заведующий кафедрой нефтепродуктообеспечения и газоснабжения РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

МАРТЫНОВ В.Г.

д.э.н., к.г.-м.н., проф., ректор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, акад. РАН, действ. чл. МАН ВШ, РАЕН и АН

МИТРОХИН М.Ю.

д.т.н.

МИХАЛЕНКО В.А.

к.т.н., член Правления, начальник Департамента ПАО «Газпром»

НАСТИЧ С.Ю.

д.т.н., главный научный сотрудник Центра развития трубной продукции ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

НЕЖДАНОВ А.А.

д.г.-м.н., советник по геологии ФАУ «ЗапСибНИИГ»

НОВИКОВ С.В.

к.э.н., доц., проректор по стратегическому развитию горного образования в новых регионах Санкт-Петербургского горного университета

ПАНКРАТОВ С.Н.

к.э.н., начальник Департамента ПАО «Газпром»

ПОЗДНЯКОВ А.П.

д.т.н., проф. кафедры общей и нефтегазопромысловой геологии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, акад. РЭА

ПОТАПОВ А.Г.

д.т.н., проф., главный научный сотрудник Центра разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ», чл.-корр. РАЕН

РАССОХИН В.А.

д.т.н., проф. Высшей школы энергетического машиностроения Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого

СЕМЕНОВА И.П.

д.т.н., проф., директор, главный научный сотрудник Центра «Высшая инженерная школа аэрокосмических технологий» Уфимского университета науки и технологий

СКРЫННИКОВ С.В.

начальник Департамента ПАО «Газпром»

СТЕПИН Ю.П.

д.т.н., проф. кафедры автоматизированных систем управления РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, акад. РАЕН

ТЕРЕХОВ А.Л.

д.т.н., проф., главный научный сотрудник ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

ФОКИН Г.А.

д.т.н., доц., заведующий базовой кафедрой «Газотурбинные агрегаты для газоперекачивающих станций» Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого, генеральный директор ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»

ФУТИН В.А.

д.т.н., проф. кафедры теплотехники и энергетического машиностроения Института авиации, наземного транспорта и энергетики НИТУ «МИИТ»

ХАРИОНОВСКИЙ В.В.

д.т.н., проф., председатель диссертационного совета 75.1.011.01 (Д 511.001.03) ООО «Газпром ВНИИГАЗ», акад. РАЕН

ЧЕРЕПАНОВ В.В.

к.г.-м.н., заместитель генерального директора ООО «Газпром инвест», член АН РФ

ШАРОХИН В.Ю.

начальник Департамента ПАО «Газпром»

Подписной индекс по каталогу «Урал-Пресс» – 81450

Подписку также можно оформить в ООО «Камелот Паблшинг» по тел.: +7 (495) 240-54-57 или e-mail: gp@neftegas.info

URAL CNG/LNG

ЭКОЛОГИЧНЫЙ ГРУЗОВИК ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ ЦЕЛИ



от 260 л.с. до 420 л.с.
МОЩНОСТЬ ДВИГАТЕЛЯ



до 22 тонн
МАКСИМАЛЬНАЯ
ГРУЗОПОДЪЕМНОСТЬ



от 43 м³/100 км
СРЕДНИЙ РАСХОД ТОПЛИВА



2 ГОДА
или 100 тыс. км
ГАРАНТИЯ НА АВТОМОБИЛЬ



до 15 000 км
МЕЖСЕРВИСНЫЙ ИНТЕРВАЛ



до 700 км
ЗАПАС ХОДА

WWW.URALAZ.RU 8-800-100-11-74 ЗВОНОК ПО РОССИИ БЕСПЛАТНЫЙ

После подписания данного издания в печать в комплектацию, технические характеристики, доступные цвета, стандартное оснащение и опции, во внешний вид и функции автомобилей «УРАЛ» могут быть внесены изменения. На иллюстрациях могут быть изображены принадлежности и элементы дополнительной комплектации, не входящие в базовый объем поставки. Возможны отклонения в цветопередаче, обусловленные техникой печати. За консультациями по представленному продукту рекомендуем всегда обращаться к производителю или официальному дилеру.

УРАЛ

EDITORIAL STAFF

PUBLISHER:
CAMELOT PUBLISHING LLC

DEPUTY EDITORS-IN-CHIEF:
KROPOTKINA O.V., VIKSHADZHIEVA K.S.

GENERAL DIRECTOR:
KONOVALOVA O.V.

SCIENTIFIC CONSULTANT:
KHARIONOVSKY V.V.

MARKETING DIRECTOR:
VOSTRUKHOVA E.O.

LAYOUT:
SONIN L.B.

EDITOR:
NIKORA K.B.

PROOFREADING:
YEGOROVA A.A.

The journal is included in the List of peer-reviewed scientific publications serving as a platform for publishing main scientific results of thesis for PhD and DSc degrees in the following fields:

- 2.4.5. Power engineering systems and complexes (engineering sciences);
- 2.4.7. Turbine machinery and reciprocating engines (engineering sciences);
- 2.6.1. Metallurgical science and thermal treatment of metals and alloys (engineering sciences);
- 2.6.9. Electrochemical processes and corrosion protection (chemical sciences);
- 2.6.12. Chemical process technology of fuel and high-energy materials (engineering sciences);
- 2.8.2. Well drilling and development processes (engineering sciences);
- 2.8.3. Mining and oil and gas industrial geology, geophysics, surveying and subsurface geometry (engineering sciences);
- 2.8.4. Development and operation of oil and gas fields (engineering sciences);
- 2.8.5. Construction and operation of oil and gas pipelines, depots, and storage facilities (engineering sciences).

The journal is notated by the Russian Science Citation Index, and has the same status as journals of K2 Category in the list of the Higher Attestation Commission under the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation.

TOPICAL SECTIONS

Automation	Gas and gas condensate processing
Trending topic	Professional training
Drilling and well construction	Underground gas storages
International gas industry	Repair and diagnostics
Gas engine fuel	Liquefied natural gas (LNG)
Gas distribution and gas supply	Regions
Geology and mining	Standardization and quality management
State support in the gas industry	Construction and operation of oil and gas pipelines
Gas and gas condensate production	Gas and gas condensate transportation
Metrology	Digitalization
Science personified	Ecology
New technologies and equipment	Economy
Organization of production and management	Energy supply and saving
Offshore development	Anniversary
Occupational protection and industrial safety	

Publication frequency: 12 standard and 4 special issues annually.
Mass Media Registration Certificate PI No. FS77-68735 dated 17.02.2017, issued by Roskomnadzor.

EDITORIAL OFFICE

108811, Russia, Moscow, set. Moskovsky, PO box 1688
Phone: +7 (495) 240-54-57
E-mail: info@neftegas.info

Signed to press on 24.11.2023.

Size: 60 × 90/8. Coated paper.

Offset print.

Print in 10 000 copies.

Agreed price.

Unless otherwise indicated, all photos used in journal are courtesy of archives of PJSC Gazprom and its subsidiaries, www.shutterstock.com, and publication authors.

Translation by Moscow Translation Agency.

Printed by PRINT24

Printhouse, 21 Zvezdny blvd, bldg 1, Moscow, 129075, Russia

The materials published in the GAS INDUSTRY journal can not be reproduced without the editorial office's consent. The editorial office is not responsible for reliability of the information contained in advertising materials.

Article submission requirements:



ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

№ 11 | 856 | 2023 г.

Monthly scientific, engineering, and industrial journal

Founded in 1956

Founder PJSC GAZPROM

EDITOR-IN-CHIEF

MARKELOV V.A.

PhD in Engineering; Deputy Chairman of the Management Committee, Head of the Department, Board Member of PJSC Gazprom

EDITORIAL BOARD

AGINEY R.V.

DSc in Engineering; Professor; Rector of the Ukhita State Technical University

AKSYUTIN O.E.

DSc in Engineering; Deputy Chairman of the Management Committee, Head of PJSC Gazprom Department; Chief Executive Officer, Executive Member of the Board of Directors, South Stream Transport B.V.; Associate Member of the Russian Academy of Sciences (RAS); Member of the Academy of Technological Sciences of the Russian Federation

BOCHKAREV A.V.

DSc in Geology and Mineralogy; Professor at the Department of General and Petroleum Field Geology, Gubkin University; Active Member of the Russian Academy of Natural Sciences

BUZULYAK B.V.

DSc in Engineering; Professor; President of the Association of Gas and Oil Complex Builders; Academician of the Academy of Technological Sciences of the Russian Federation, Academy of Mining Sciences, Russian Engineering Academy, Russian Environmental Academy

CHEREPANOV V.V.

PhD in Geology and Mineralogy; Deputy General Director of Gazprom Invest LLC; Member of the Academy of Technological Sciences of the Russian Federation

DMITRIEVSKY A.N.

DSc in Geology and Mineralogy; Professor; Chief Researcher and Academic Leader of the Oil and Gas Research Institute RAS; RAS Academician

DYUKOV A.V.

Chairman of the Management Board and CEO of Gazprom Neft PJSC

ERMOLAEV A.I.

DSc in Engineering; Professor; Head of Department of Gas and Gas Condensate Field Development and Operation, Gubkin University; Active Member of the Russian Academy of Natural Sciences

FOKIN G.A.

DSc in Engineering; Associate Professor; Head of Department of Gas Turbines for Gas Pumping Stations, Institute of Energy, Peter the Great Saint Petersburg Polytechnic University; General Director of Gazprom transgaz Saint Petersburg LLC

FUTIN V.A.

DSc in Engineering; Professor at the Department for Heat and Power Engineering, Institute of Aviation, Land Transportation and Power Engineering, KNRTU-KAI

GALYSHEV YU.V.

DSc in Engineering; Professor at the Higher School of Power Engineering, Institute of Energy, Peter the Great Saint Petersburg Polytechnic University

GOLOFAST S.L.

DSc in Engineering; Professor; Deputy Director of the Engineering and Technical Center "Ortgekhnzhiniring", Orgenergogaz JSC

GOLUBEVA I.A.

DSc in Chemistry; Professor at the Department of Gas Chemistry, Gubkin University

GRIGORIEV B.A.

DSc in Engineering; Professor; Head of Scientific Council Department, Gazprom VNIIGAZ LLC; RAS Associate Member

ISHKOV A.G.

DSc in Chemistry; Professor; Deputy Head of PJSC Gazprom Department, Department Manager; Vice-President and Academician of the Russian Environmental Academy, Academician of the Russian Academy of Natural Sciences and International Academy of Technological Sciences

ISTOMIN V.A.

DSc in Chemistry; Professor; Chief Researcher of the Gas Production Technology Center, Gazprom VNIIGAZ LLC; Member of the Academy of Mining Sciences and Russian Academy of Natural Sciences

KASYAN E.B.

PhD in Psychology; Head of PJSC Gazprom Department

KHARIONOVSKY V.V.

DSc in Engineering; Professor; Chairman of the Dissertation Council 75.1.011.01 (D 511.001.03), Gazprom VNIIGAZ LLC; Academician of the Russian Academy of Natural Sciences

KISLENKO N.A.

PhD in Engineering; Head of PJSC Gazprom Department; General Director of NIIGazekonomika LLC

KONOVALOVA O.V.

General Director of Camelot Publishing LLC

KONSTANTINOV E.I.

DSc in Biology; PhD in Engineering

KOROLENOK A.M.

DSc in Engineering; Professor; Dean of the Faculty of Design, Construction and Exploitation of Pipeline Transport Systems, Head of Department of Oil Products and Gas Supplies, Gubkin University

MARTYNOV V.G.

DSc in Economy; PhD in Geology and Mineralogy; Professor; Rector of the Gubkin University; Academician of the Russian Education Academy; Active Member of the International Higher Education Academy of Sciences, Russian Academy of Natural Sciences, Academy of Mining Sciences

MIKHALENKO V.A.

PhD in Engineering; Member of the Management Committee, Head of PJSC Gazprom Department

MITROKHIN M.YU.

DSc in Engineering

NASTICH S.YU.

DSc in Engineering; Chief Researcher of the Pipe Products Development Center, Gazprom VNIIGAZ LLC

NEZHIDANOV A.A.

DSc in Geology and Mineralogy; Geology Advisor, West Siberian Research Institute of Geology and Geophysics

NOVIKOV S.V.

PhD in Economy; Associate Professor; Vice-Rector for Strategic Development of Mining Education in New Regions, Saint Petersburg Mining University

PANKRATOV S.N.

PhD in Economy; Head of PJSC Gazprom Department

POTAPOV A.G.

DSc in Engineering; Professor; Chief Researcher of the Field Development Center, Gazprom VNIIGAZ LLC; Associate Member of the Russian Academy of Natural Sciences

POZDNYAKOV A.P.

DSc in Engineering; Professor at the Department of General and Petroleum Field Geology, Gubkin University; Academician of the Russian Environmental Academy

RASSOKHIN V.A.

DSc in Engineering; Professor at the Higher School of Power Engineering, Institute of Energy, Peter the Great Saint Petersburg Polytechnic University

SEMEENOVA I.P.

DSc in Engineering; Professor; Director, Chief Researcher of the Higher School of Engineering for Aerospace Technologies, Ufa University of Science and Technology

SHAROKHIN V.YU.

Head of PJSC Gazprom Department

SKRYNNIKOV S.V.

Head of PJSC Gazprom Department

STEPIN YU.P.

DSc in Engineering; Professor at the Department of Automated Control Systems, Gubkin University; Academician of the Russian Academy of Natural Sciences

TEREKHOV A.L.

DSc in Engineering; Professor; Chief Researcher of Gazprom VNIIGAZ LLC

VASILIEV G.G.

DSc in Engineering; Professor; Head of Department of Gas and Oil Pipelines and Storage Facilities Construction and Repair, Gubkin University

ZAKIROV E.S.

DSc in Engineering; Director of the Oil and Gas Research Institute RAS; RAS Professor

Subscription index in Ural-Press catalogue: 81450

You can also subscribe via Camelot Publishing LLC, phone: +7 (495) 240-54-57, e-mail: gp@neftegas.info



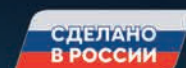
КАТОДНАЯ ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

Компания «Химсервис» уже более 25 лет разрабатывает и производит оборудование для катодной защиты от коррозии подземных трубопроводов и резервуаров, а также металлоконструкций морских сооружений.

Продукция компании «Химсервис» выпускается под торговой маркой **МЕНДЕЛЕЕВЕЦ®**. На сегодняшний день предприятие производит более 50 наименований продукции для систем ЭХЗ и диагностики подземных трубопроводов.

Анодные заземлители Менделеевец®, контрольно-измерительные пункты, электроды сравнения, датчики коррозии и другое оборудование надежно работают на объектах нефтегазовой отрасли и жилищно-коммунального хозяйства.

Компания «Химсервис» уделяет основное внимание качеству продукции и стремится к максимальной локализации всего цикла производства.

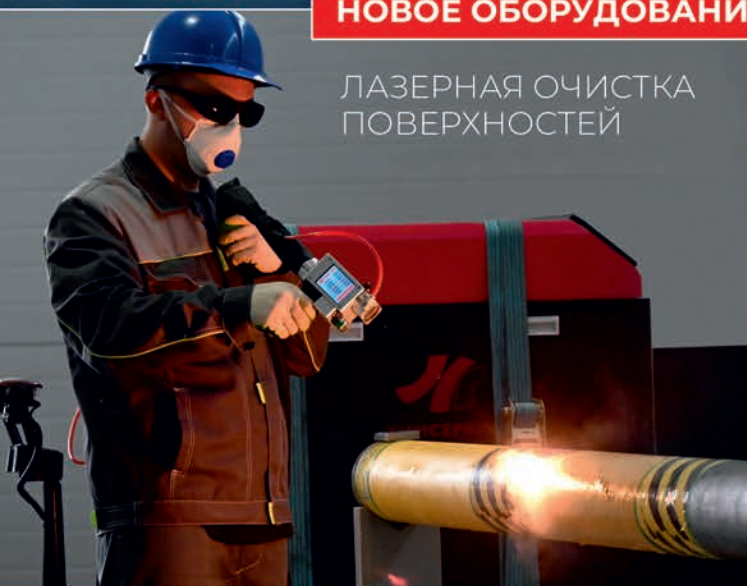


Продукция сертифицирована по требованиям ЕАЭС, СДС ИНТЕРГАЗСЕРТ, ГАЗСЕРТ, ПАО «Транснефть» и имеет подтверждение Минпромторга РФ о производстве продукции на территории России.



НОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

ЛАЗЕРНАЯ ОЧИСТКА ПОВЕРХНОСТЕЙ



Установка лазерной очистки УЛО «Менделеевец» для безопасной очистки металлических поверхностей от загрязнений (ржавчина, ЛКП и т.п.)



Регистратор ИР-2М с возможностью измерения поляризационного потенциала



Инновационная продукция – магнетитовые аноды. Полный цикл производства анодов, включая цех литья магнетита

МЕНДЕЛЕЕВЕЦ®
ЗАРЕГИСТРИРОВАННАЯ ТОРГОВАЯ МАРКА

www.химсервис.com



КАТОДНАЯ ЗАЩИТА
ОТ КОРРОЗИИ

8 (800) 201-44-77
op@ch-s.ru

НОВОСТИ

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ

Отечественные технологии – в развитии: чем запомнится корпоративная выставочная экспозиция «Импортозамещение в газовой отрасли – 2023»

ПМГФ-2023: при чем здесь космос?

Смарт-корректор газа «АКСИФЛОУ» – комплексное интеллектуальное устройство

А.А. Ольхова, Д.Б. Гончаров,
А.А. Патрикеева, М.А. Дубкова,
М.М. Сергеев

Анализ оптимального инфракрасного источника излучения в разработке конструкции стенда газоанализатора с детектором на основе модифицированных лазером пленок селенида свинца

Запорная арматура: от проекта до отгрузки

Б. Гун, В.А. Рассохин, В.В. Барсков,
М.А. Лаптев, Л.О. Вокин, С.Н. Беседин,
Н.Н. Кортиков, А.И. Рыбников

Принципы создания турбоустановок малой и средней мощности, работающих на сверхкритическом диоксиде углерода

Новый способ оценки остаточного ресурса газопроводов

Экскаватор-планировщик «СТАРАТЕЛЬ» (УДС-4321-5)

И.П. Семенова, К.С. Селиванов,
И.И. Мельников, А.В. Поляков,
В.Н. Федоров, В.П. Голуб

Разработка методов прогнозирования эксплуатационной стабильности некоторых жаропрочных сплавов с использованием нейросетей

ДОБЫЧА ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

А.А. Касьяненко, В.В. Моисеев,
Д.А. Яхонтов, М.Н. Макшаев, В.В. Кутуков,
Г.С. Кудияров

Развитие применения технологии низкотемпературной абсорбции при подготовке газа и газового конденсата валанжинской залежи Ямбургского месторождения к магистральному транспорту

10 Р.Р. Кантюков, Д.Н. Запевалов,
Р.К. Вагапов, К.А. Ибатуллин, В.В. Ярковой
Применение инновационного испытательного стенда для исследования коррозионных процессов в условиях углекислотных сред газовых месторождений 78

22 А.М. Малько, И.А. Дяченко, В.В. Муравьев,
П.П. Слугин, В.А. Дрошнев, И.В. Кириллов,
С.В. Завьялов
31 Внедрение сетей беспроводных энергонезависимых датчиков с использованием технологии промышленного интернета вещей для повышения эффективности добычи углеводородов 86

ПОДГОТОВКА КАДРОВ

Полное погружение 94

32 Инвестируем в будущее уже сегодня 95

40 ООО «Газпром трансгаз Уфа» и УГНТУ: традиции достижений 96

АКТУАЛЬНАЯ ТЕМА

Вопрос стиля доверяют профессионалам 98

РЕМОНТ И ДИАГНОСТИКА

И.И. Велиюлин, В.И. Городниченко,
В.В. Харионовский
Анализ прочности труб газопровода с дефектами овальности 100

ОХРАНА ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

54 А.М. Малько, И.А. Дяченко, Ю.Е. Тюленев,
Р.Ш. Аминев, П.В. Демушкин, А.А. Касьяненко,
В.В. Моисеев, Я.С. Сывак
Применение технологий компьютерного зрения для цифровизации системы управления производственной безопасностью 108

СТАНДАРТИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ КАЧЕСТВОМ

58 А.В. Бриков, С.И. Александрович,
И.В. Климова
Расчет инспекционного интервала пружинного предохранительного клапана с применением риск-ориентированного подхода по методике API RP 581 116

68 Перечень документов системы стандартизации ПАО «Газпром» (СТО Газпром, Р Газпром), утвержденных и зарегистрированных в период с 01.10.2023 по 31.10.2023 128



РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

НЕФТЕГАЗ

23-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

15–18.04.2024

Подробности на сайте
www.neftegaz-expo.ru

Реклама 12+



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



NEWS

NEW TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT

Evolution of domestic technologies:
What will be remembered from the corporate
exhibition “Import Substitution
in the Gas Industry – 2023”

SPIGF-2023: How does it relate to space?

AXIFLOW smart gas corrector:
An all-in-one smart device

A.A. Olkhova, D.B. Goncharov,
A.A. Patrikeeva, M.M. Sergeev
Evaluation of the best infrared source
for design of gas analyzer setup equipped
with a detector based on laser-modified
lead selenide films

Shut-off valves: From design to shipment

B. Gong, V.A. Rassokhin, V.V. Barskov,
M.A. Laptev, L.O. Vokin, S.N. Besedin,
N.N. Kortikov, A.I. Rybnikov
Design principles of low and medium
power turbine units, fuelled by supercritical
carbon dioxide

A new way to estimate residual life
of gas pipelines

STARATEL (UDS-4321-5) grading excavator

I.P. Semenova, K.S. Selivanov, I.I. Melnikov,
A.V. Polyakov, V.N. Fedorov, V.P. Golub
Development of methods for predicting
the operational stability of certain
heat-resistant alloys using neural
networks

GAS AND GAS CONDENSATE PRODUCTION

A.A. Kasyanenko, V.V. Moiseev,
D.A. Yakhontov, M.N. Makshaev,
V.V. Kutukov, G.S. Kudiyarov
Development of the low-temperature
absorption technology implementation
for treatment of gas and gas condensate
from Valanginian pool of Yamburgskoye oil,
gas and condensate field prior to transmission
through main pipelines

R.R. Kantyukov, D.N. Zapevalov,
R.K. Vagapov, K.A. Ibatullin, V.V. Yarkovoi
Application of innovative test stand to study
corrosion processes under carbon dioxide
environment of gas fields

10

22

28

31

32

40

42

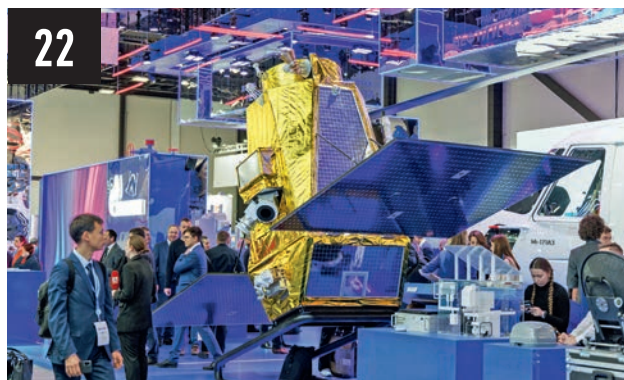
53

54

58

68

78



A.M. Malko, I.A. Dyachenko, V.V. Muravyev,
P.P. Slugin, V.A. Droshnev, I.V. Kirillov, S.V. Zavalov
Introduction of non-volatile wireless
sensor networks using the industrial Internet
of Things to improve hydrocarbon production
efficiency

86

PROFESSIONAL TRAINING

Full immersion

94

Investing into the future today

95

Gazprom transgaz Ufa LLC and Ufa State
Petroleum Technological University:
Traditions of achievement

96

TRENDING TOPIC

The matters of style are trusted to pros

98

REPAIR AND DIAGNOSTICS

I.I. Veliyulin, V.I. Gorodnichenko,
V.V. Kharionovsky
Strength evaluation of gas line pipes
with ovality defects

100

**OCCUPATIONAL PROTECTION
AND INDUSTRIAL SAFETY**

A.M. Malko, I.A. Dyachenko, Yu.E. Tyulenev,
R.Sh. Aminev, P.V. Demushkin, A.A. Kasyanenko,
V.V. Moiseev, Ya.S. Syvak
Computer vision application for digitalization
of occupational safety management system

108

**STANDARDIZATION
AND QUALITY MANAGEMENT**

A.V. Brikov, S.I. Alexandrovich, I.V. Klimova
Calculation of inspection interval for spring
safety valve using risk-based approach
according to API RP 581 methodology

116

List of documents of PJSC Gazprom
standardization system (STO Gazprom,
R Gazprom), approved and registered during
the period from 1.10.2023 to 31.10.2023

128



МТА | MOSCOW TRANSLATION AGENCY

ПАРТНЕР ЖУРНАЛА «ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ» ПО ТЕХНИЧЕСКИМ
ПЕРЕВОДАМ — КОМПАНИЯ MOSCOW TRANSLATION AGENCY

ΚΟΓΔΑ ΠΣ ΡΣ 809 ΝΜΣΣ7 3Η4ΥΣΗΝΣ

office@mtagency.ru

+7 (495) 780-72-96

<https://www.mtagency.ru/>



А.Б. МИЛЛЕР: «43 % В ТЕЧЕНИЕ 25 ЛЕТ – ПРОШУ ГОТОВИТЬСЯ»

Главная тема пленарного заседания Петербургского международного газового форума в этом году носила название «Трансформация мирового рынка природного газа: вызовы и пути развития».

Участие в обсуждении приняли руководители энергетических министерств России, Казахстана, Турции, Кыргызстана, Узбекистана, а также Китайской национальной нефтегазовой корпорации и ПАО «Газпром», которые представили свое видение процесса глобальной перестройки отрасли.

«Мы понимаем ее как «деформацию» взаимоотношений, которые складывались десятилетиями между традиционными потребителями и поставщиками газа. И эта деформация произошла в очень короткий промежуток времени. Это во-первых. А во-вторых, причинами такой деформации мы, конечно, считаем недобросовестную конкуренцию. Дальше – вероятно грубые ошибки регуляторов в странах – потребителях газа. И, конечно, геополитическую нестабильность», – рассказал Председатель Правления ПАО «Газпром» А.Б. Миллер, отвечая на вопрос о том, как сегодня видят трансформацию глобального рынка природного газа в компании.



По его словам, пути развития газового рынка теперь будут определяться в новых мировых центрах экономического развития, в странах глобального Юга и Азиатско-Тихоокеанского региона, с которыми Россия динамично развивает отношения. Яркий пример этого – вторая жизнь системы магистральных газопроводов «Средняя Азия – Центр», по которой 7 октября 2023 г. российский газ впервые начал поступать в реверсном режиме через Казахстан в Узбекистан. Проект стал сигналом мировому газовому рынку, что интенсификация взаимоотношений в газовой отрасли между странами Евразии – это вектор, который будет определять в очень большой степени динамику роста потребления газа.

Еще один пример в пользу этого – сотрудничество между Россией, самым крупным производителем газа в мире, и Китаем, самым крупным его потребителем.

«И здесь я могу коротко сказать, что «Газпром» и дальше будет наращивать объемы поставки газа в Китай по согласованным маршрутам», – сообщил А.Б. Миллер.

Кроме того, фактором роста глобального газового рынка в «Газпроме» также видят темпы развития таких организаций, как ЕАЭС, ШОС и БРИКС. По прогнозам экспертов, на которые со-

слался глава компании, в течение ближайших 25 лет мировой спрос на газ вырастет на 43 %.

А.Б. Миллер обратил внимание участников заседания на формирование новой парадигмы, при которой соразмерно повышению спроса на электроэнергию возрастает и значимость природного газа.



«Рост электропотребления определяет рост парогазового цикла, газовой генерации, и это новый уклад, который продиктован цифровизацией, работой с большими базами данных и искусственным интеллектом. Поэтому, уважаемые коллеги, 43 % в течение 25 лет – прошу готовиться. Поскольку мы на площадке «Газпрома», все могут себя чувствовать абсолютно уверенно, поскольку у «Газпрома» и в России самые большие запасы газа. Поэтому мы были, есть и будем надежным поставщиком газа для наших потребителей и внутри страны, и за рубежом», – резюмировал глава «Газпрома».

А.Б. МИЛЛЕР ПОДПИСАЛ НА ПМГФ-2023 РЯД СОГЛАШЕНИЙ О МЕЖДУНАРОДНОМ СОТРУДНИЧЕСТВЕ

«Газпром» расширяет международное сотрудничество: в рамках Петербургского международного газового форума Председатель Правления А.Б. Миллер провел ряд встреч с зарубежными партнерами. На них обсуждались перспективы совместной работы, а также были подписаны новые соглашения.



ТУРЦИЯ

Во время встречи с Министром энергетики и природных ресурсов Турецкой Республики Альпарсланом Байрактаром стороны обсудили актуальные вопросы сотрудничества в области поставок российского газа. Кроме того, отдельное внимание уделили перспективам реализации проекта международного газового хаба в стране.

КЫРГЫЗСТАН

Тема разговора с Министром энергетики Кыргызской Республики Таалайбеком Ибраевым – готовность газотранспортной и газораспределительной систем страны к работе в осенне-зимний период.

Кроме того, был подписан Меморандум о сотрудничестве в развитии газовой отрасли Кыргызской Республики.



КАЗАХСТАН

Стратегическое партнерство стало темой встречи А.Б. Миллера с первым заместителем премьер-министра Республики Казахстан Р.В. Склярком.

Новое соглашение подразумевает развитие взаимодействия в области поставок, транспортировки и переработки газа, а также геологоразведки и добычи.



УЗБЕКИСТАН

Укрепляется сотрудничество с Узбекистаном: ход и перспективы взаимодействия обсудили Председатель Правления ПАО «Газпром» и Министр энергетики республики Журабек Мирзамахмудов. В частности, речь зашла о поставках российского газа в Узбекистан через территорию Казахстана – напомним, они стартовали в октябре этого года.

Стратегический меморандум, подписанный на форуме обеими сторонами, направлен на дальнейшее развитие отношений в сфере поставок и транспортировки газа, а также в области геологоразведки и добычи углеводородов.

КИТАЙ

В присутствии Председателя Правления ПАО «Газпром» А.Б. Миллера подписано соглашение с Китайской национальной нефтегазовой корпорацией (CNPC) и Китайской национальной трубопроводной корпорацией (PipeChina) о проектировании и строительстве трансграничного участка газопровода для поставок газа в Китай по дальневосточному маршруту.

Документ регулирует взаимодействие сторон по вопросам проектирования и строительства трансграничного участка газопровода через р. Уссури в районе городов Дальнереченск (Россия) и Хулинь (Китай).



БЕЛАРУСЬ

Сотрудничество с Беларусью стало темой встречи А.Б. Миллера и Министра энергетики республики В.М. Каранкевича. Так, было отмечено, что «Газпром» уделяет повышенное внимание надежности поставок газа, также компания провела большую работу по подготовке газотранспортной системы Беларуси к периоду пикового зимнего спроса. Завершается создание необходимого оперативного резерва газа в ПХГ.

Перспективы дальнейшего сотрудничества «Газпрома» и белорусских производителей связаны с областью технологического развития. Техника и оборудование впервые были широко представлены нефтегазовой общественности.

Фото: gazprom.ru



ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – ОСНОВА БЕЗОПАСНОСТИ СТРАНЫ

Именно эта тема стала центральной на Совещании по вопросам технологического развития ПАО «Газпром», которое открыло конгрессную программу XII Петербургского международного газового форума.

Мероприятие прошло под руководством заместителя Председателя Правления – начальника Департамента ПАО «Газпром» В.А. Маркелова. Участие в нем приняли министерства Российской Федерации, госкорпорации России, региональные органы государственной власти Российской Федерации, компании Группы «Газпром» и ведущие промышленные предприятия. Всего к обсуждению присоединились более 470 руководителей отрасли. Таким образом, ежегодное событие побило рекорд по количеству участников.

РАЗВИВАЕТСЯ КОМПАНИЯ – РАЗВИВАЕТСЯ ОТРАСЛЬ

«Газпром» – мировой лидер по добыче и транспортировке природного газа. И, как отметил во время выступления В.А. Маркелов, в условиях внешних вызовов компания продолжает оставаться ответственным поставщиком газа

как на внутреннем, так и на внешнем рынке.

«Именно развитие отечественных технологий, в том числе в области подводной добычи углеводородов и в сфере сжижения природного газа, смогло обеспечить «Газпрому» в условиях жестких санкционных ограничений реализацию крупных проектов. В свою очередь, крупные газовые проекты стали точками роста и опорными зонами развития Восточной Сибири, Дальнего Востока и арктической территории», – рассказал заместитель Председателя Правления.

За последние 10 лет российскими предприятиями машиностроения при поддержке «Газпрома» были созданы собственные нефтегазовые технологии, не только сопоставимые с передовыми зарубежными аналогами, но и в некоторых случаях превосходящие их. Опыт компании, конкретные практики и механизмы внедряются сегодня в масштабах отрасли, а тех-

нику и оборудование, изготовленные по техническому заданию «Газпрома», ждут многие другие промышленные компании, причем не только нефтегазовые.

«Газ в обозримом будущем, 20–30 лет как минимум, останется не просто одной из основ мирового и российского энергобаланса – также это лучший шанс экономически эффективно достигать тех климатических целей, которые есть у всего мира и поставлены перед нами Президентом России (достижение климатической нейтральности в 2050–2060 гг.). Без газа этого достичь невозможно. Отсюда мы приходим к тому, что для того чтобы продолжать разрабатывать те колоссальные запасы газа, которые есть у нашей страны, необходимо технологическое развитие», – подчеркнул первый заместитель Министра энергетики Российской Федерации П.Ю. Сорокин.

СИЛА – В ЕДИНСТВЕ

К решению задач по освоению производства и поставок высокотехнологичного оборудования активно привлекаются государственные корпорации с их богатым потенциалом и компетенциями.

Так, «Газпром» остается базовым заказчиком газотурбинного оборудо-

ЗА ПОСЛЕДНИЕ 10 ЛЕТ РОССИЙСКИМИ ПРЕДПРИЯТИЯМИ МАШИНОСТРОЕНИЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ «ГАЗПРОМА» БЫЛИ СОЗДАНЫ СОБСТВЕННЫЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, НЕ ТОЛЬКО СОПОСТАВИМЫЕ С ПЕРЕДОВЫМИ ЗАРУБЕЖНЫМИ АНАЛОГАМИ, НО И В НЕКОТОРЫХ СЛУЧАЯХ ПРЕВОСХОДЯЩИЕ ИХ.



дования Объединенной двигателестроительной корпорации, входящей в состав «Ростеха». Сегодня на компрессорных станциях компании эксплуатируются более 1800 ед. промышленных газотурбинных двигателей и свыше 260 газоперекачивающих агрегатов. Объемы сотрудничества возрастают.

«В рамках активного делового взаимодействия с «Газпромом» нам удалось разработать широкую линейку современных промышленных газотурбинных двигателей в диапазоне мощности от 2,5 до 32 МВт. В условиях санкционных ограничений мы активизировали работу по созданию новых образцов техники для применения на существующих и перспективных объектах «Газпрома», – сообщил индустриальный директор по авиационному комплексу ГК «Ростех» А.Э. Сердюков.

В свою очередь, совместно с «Роскосмосом» «Газпрому» пред-

К РЕШЕНИЮ ЗАДАЧ ПО ОСВОЕНИЮ ПРОИЗВОДСТВА И ПОСТАВОК ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ АКТИВНО ПРИВЛЕКАЮТСЯ ГОСУДАРСТВЕННЫЕ КОРПОРАЦИИ С ИХ БОГАТЫМ ПОТЕНЦИАЛОМ И КОМПЕТЕНЦИЯМИ.

стоит реализовать федеральный проект «Сфера». Он включает орбитальные группировки космических аппаратов связи и дистанционного зондирования Земли, с помощью которых будет решен широкий спектр социально-экономических задач в интересах Российской Федерации. На полях Газового форума стороны подписали контракт на изготовление и поставку для компании «Газпром космические системы» спутника связи «Ямал-501». Он позволит выйти на новый уровень информационного обслуживания потребителей, предоставляя услуги спутниковой телекоммуникации различным целевым аудиториям.

«Приятно отметить, что среди компаний энергетической отрасли «Газпром» является единственной, которая осуществляет полноценную космическую деятельность и имеет соответствующие основания для ее развития», – отметил первый заместитель генерального директора ГК «Роскосмос» А.Ф. Ельчанинов.

На постоянной основе при поддержке субъектов Российской Федерации «Газпром» ведет взаимодействие с предприятиями регионов. На сегодня подписаны и действуют 18 дорожных карт, в рамках которых более 200 предприятий страны задействованы в освоении и производстве оборудования, необходимого для



НА СЕГОДНЯ ПОДПИСАНЫ И ДЕЙСТВУЮТ

18 ДОРОЖНЫХ КАРТ,
В РАМКАХ КОТОРЫХ
БОЛЕЕ

200 ПРЕДПРИЯТИЙ
СТРАНЫ
ЗАДЕЙСТВОВАНЫ

В ОСВОЕНИИ И ПРОИЗВОДСТВЕ
ОБОРУДОВАНИЯ, НЕОБХОДИМОГО
ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ГАЗОВЫХ
ПРОЕКТОВ.



реализации газовых проектов. С рядом субъектов Российской Федерации сотрудничество сложилось исторически и поддерживается руководством компании сегодня. Так, более 30 лет продолжается взаимодействие «Газпрома» и Пермского края – это позволило в конце прошлого века оборонным предприятиям региона переориентироваться на гражданский сектор продукции и сохранить уникальные компетенции.

«В 2014 г. была подписана первая дорожная карта по промышленной кооперации. Мы начинали с шести предприятий, сейчас выходим на количество 64 прямых поставщиков и 370 опосредованных участников промышленной кооперации, что дает нам возможность развивать малый и средний бизнес, создавать новые рабочие места, получать дополнительные нало-

говые поступления, тем самым делая сектор энергетического машиностроения одним из базовых для региональной экономики», – рассказал губернатор Пермского края Д.Н. Махонин.

ЗНАК КАЧЕСТВА

Мероприятия по обеспечению технологической независимости выполняются на протяжении последних десятилетий по всем направлениям производственной деятельности. Партнеры «Газпрома» по разработке техники, оборудования и технологий уже хорошо знают, что при совместной работе действует принцип «совершенству нет предела».

«Казалось бы, в трубной продукции изобретать уже нечего, потому что трубы – простой геометрический продукт, тем не менее мы делаем очень много в соответствии

с теми задачами, которые ставят коллеги из «Газпрома», – отметил генеральный директор ПАО «ТМК» С.Г. Чикалов.

Один из примеров – высокопрочные трубы большого диаметра для перспективных магистральных газопроводов нового поколения, рассчитанных на давление до 150 атм. Летом они успешно прошли пневматические испытания на полигоне в Челябинской обл.

Некоторые совместные разработки, уже воплощенные в металле, участники совещания и посетители ПМГФ-2023 смогли увидеть на корпоративной выставочной экспозиции «Газпрома» «Импортозамещение в газовой отрасли». Среди новинок – две модели от КАМАЗа: пригородный автобус, работающий на КПП, и передвижная мастерская на СПГ

для проведения работ на объектах, значительно удаленных от стационарных ремонтных баз.

«Сотрудники «Газпрома» при перемещении на удаленные объекты будут ехать в нормальных условиях, не уставая. Особо хочется отметить, что руководство «Газпрома» в лице А.Б. Миллера в первую очередь думает об удобстве, комфорте и безопасности своих работников. Мне это очень нравится, и я стремлюсь всячески идти в ногу с «Газпромом», – сказал генеральный директор ПАО «КАМАЗ» С.А. Когогин в интервью «Газовой промышленности».

Перспективы развития «Газпрома» тесно связаны с переработкой углеводородов. Компания ежегодно увеличивает объем производства продуктов с повышенной добавленной стоимостью.

Флагманский проект в этом направлении – Амурский ГПЗ, который также был обеспечен всеми необходимыми отечественными решениями в условиях внешних вызовов. Еще одна амбициозная задача, которую решили российские инженеры и технологи, – вывоз автомобильным транспортом с завода ценной продукции – гелия. Инновационный контейнер-цистерну впервые представили на Газовом форуме.

Реализуя масштабные проекты в сферах газодобычи, переработки, транспортировки, газификации, «Газпром» создает мощный импульс для развития смежных отраслей. В контексте данной темы в рамках Совещания по технологическому развитию компании эксперты подняли вопрос будущего химической промышленности. Перспективы

отрасли связаны с развитием мало- и среднетоннажной химии, а для этого необходимо «взрастить потребителя». Здесь, по мнению экспертов, стоит обратить внимание на опыт «Газпрома» по формированию и развитию рынка газомоторного топлива.

ВСЕ НАЧИНАЕТСЯ С ЧЕЛОВЕКА

Технологическое развитие – основа безопасности Российской Федерации, и начинаться оно должно со здоровых и безопасных условий труда на рабочих местах. Неслучайно в рамках совещания подвели итоги конкурса на лучшее дочернее общество «Газпрома» по охране труда. ООО «Газпром добыча Краснодар», ООО «Газпром трансгаз Самара» и ООО «Газпром инвест» на деле доказали, что можно обеспечить работу без травм и системно улучшать условия для своих сотрудников.

Совещание по вопросам технологического развития «Газпрома» проводится с 2016 г. Традиционно на данной площадке представители органов власти, крупнейшие промышленные компании и производители высокотехнологичной продукции подводят итоги проделанной совместной работы, обсуждают перспективы развития газовой отрасли, а также обмениваются лучшими практиками.

Мероприятие состоялось при организационной и информационной поддержке ООО «Медиа Миры» и научно-технического журнала «Газовая промышленность». Стратегическим партнером совещания выступило ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», партнерами – АО «Цифровые закупочные сервисы» (Isourse) и ООО ЗПО «ГАЗ-БАЛТПРОМ». Партнер регистрации – ООО «Газснабинвест». ■



РЕАЛИЗУЯ МАСШТАБНЫЕ ПРОЕКТЫ В СФЕРАХ ГАЗОДОБЫЧИ, ПЕРЕРАБОТКИ, ТРАНСПОРТИРОВКИ, ГАЗИФИКАЦИИ, «ГАЗПРОМ» СОЗДАЕТ МОЩНЫЙ ИМПУЛЬС ДЛЯ РАЗВИТИЯ СМЕЖНЫХ ОТРАСЛЕЙ.

Некоторые совместные разработки, уже воплощенные в металле, участники совещания и посетители ПМГФ-2023 смогли увидеть на корпоративной выставочной экспозиции «Газпрома» «Импортозамещение в газовой отрасли». Среди новинок – две модели от КАМАЗа: пригородный автобус, работающий на КПГ, и передвижная мастерская на СПГ для проведения работ на объектах, значительно удаленных от стационарных ремонтных баз.



САМЫЕ ВЫСОКИЕ, ТЯЖЕЛЫЕ И ДОРОГИЕ НОВИНКИ ГАЗОВОГО ФОРУМА

XII Петербургский международный газовый форум начал впечатлять уже на старте: заняв все гигантское пространство «Экспофорума» (и задействовав, кстати, не только помещения и внутренние дворики, но и часть парковки), он сразу же заявил о рекордных масштабах.

Действительно, в деловой программе были заявлены более 80 мероприятий, число спикеров превысило 700. Первоначально предполагалось, что участников форума будет порядка 17 тыс. – по итогам же эти цифры преодолели отметку в 20 тыс. По-прежнему оправдано обозначение «международный» в названии ПМГФ: интерес к мероприятию проявили представители 53 стран мира.

«Международный газовый форум в Петербурге стал очень авторитетной экспертной площадкой по вопросам сотрудничества в газовой сфере», – отметил Председатель Правления ПАО «Газпром» А.Б. Миллер.

Калейдоскоп событий деловой программы начал складываться с первого дня работы форума: открыло ее Совещание по вопросам технологического развития ПАО «Газпром» под руководством заместителя Председателя Правления компании В.А. Маркелова. В 2023 г. центральной темой общения руководителей «Газпрома», губернаторов регионов, представителей Министерства энергетики, Министерства промыш-



ленности и торговли Российской Федерации, Ростехнадзора, госкорпораций «Роскосмос», «Ростех», «Росатом» и ведущих машиностроительных предприятий страны стали отечественные нефтегазовые технологии как основа безопасности Российской Федерации.

Большая роль в развитии газовой промышленности России отводится малотоннажному и среднетоннажному производству СПГ. Это дает возможность переводить транспорт на газомоторное топливо, а также обеспечивать местное население природным газом, сохраняя высокие темпы газификации регионов страны. Так, прямо во время форума был дан старт работе малотоннаж-

ных СПГ-комплексов в Тверской и Тюменской областях, а Комплекс СПГ, запущенный в Волгоградской обл., стал первым таким объектом во всем Южном федеральном округе.

На ставшей традиционной конференции «Инвестиционные проекты в области поиска, разведки и разработки нефтегазовых месторождений. Новые технологии. Прогноз и направления развития минерально-сырьевой базы» представители Правительства России, Группы «Газпром» и научного сообщества обсудили важность достижения технологического суверенитета и следования климатическим трендам. Открыл конференцию доклад заместителя Председателя Правления ПАО «Газпром» О.Е. Аксютин.

О том, что газовая промышленность фактически уже находится на пороге полного технологического суверенитета, заявил в ходе пленарного заседания форума Председатель Правления ПАО «Газпром» А.Б. Миллер. Выход крупных европейских компаний из партнерства не повлиял на темп реализации ключевых проектов

газового гиганта России. Более того, и международное сотрудничество не прекратилось: новые его направления связаны с другими центрами экономического развития – странами глобального Юга и Азиатско-Тихоокеанского региона.

Крепнут и отношения с соседними государствами: об этом свидетельствует ряд встреч, которые А.Б. Миллер провел в рамках ПМГФ. Перспективы совместной работы, подписание новых соглашений в области геологоразведки, добычи, поставок, транспортировки, переработки природного газа – вот главные вопросы, которые обсуждались с представителями энергетической сферы таких государств, как Турция, Кыргызстан, Казахстан, Узбекистан.

Почетным гостем ПМГФ-2023 стала Беларусь. Производители республики, создающие высокотехнологичную продукцию для компаний нефтегазовой отрасли, впервые так широко представили на данной площадке свои возможности: пилотируемые летательные аппараты, средства радиоэлектронной борьбы, разработки в сфере ИТ, лазерные детекторы метана и даже легендарный карьерный самосвал БЕЛАЗ – данная техника в настоящее время начинает переход на использование газомоторного топлива, которое дает не только существенный экономический, но и экологический эффект. Перспективы российско-белорусских проектов по выпуску карьерной техники на СПГ обсуждались в рамках стратегической сессии, в которой участвовали руководители компаний Группы «Газпром», ведущих белорусских заводов – БЕЛАЗа и МАЗа, представители органов власти России и Беларуси, главы регионов, горно-обогатительных комбинатов, научно-технических организаций. На природный газ, кстати, переходят и легковые автомобили: в числе новинок – переоборудованный на метан автомобиль Geely Emgrand.



Еще один центр притяжения Газового форума – стенд Augus, первого российского бренда автомобилей класса люкс. Машины разработаны легендарным конструкторским бюро ФГУП «НАМИ». В 2021 г. на заводе в Татарстане было запущено серийное производство флагманского седана Senat и внедорожника Komendant, которые увидели посетители ПМГФ-2023.

Еще один экспонат, который невозможно было не заметить, – мобильный буровой комплекс производства завода «Синергия»



с 39-метровой вышкой. Комплекс, представленный на уличной экспозиции, предназначен для бурения основных стволов скважин глубиной до 4 тыс. м.

ПМГФ-2023 – это не только множество впечатляющих рекордов, но и установление партнерских отношений, зарождение новых масштабных проектов, которые направлены на дальнейшее укрепление технологического суверенитета России, развитие отечественной промышленности и регионов страны. Первые результаты этих проектов наверняка будут продемонстрированы уже на следующем форуме. Подготовка к нему началась сразу после того, как были подведены первые итоги и XII Петербургский международный газовый форум был объявлен закрытым.



НА ВДНХ ОТКРЫЛИСЬ «ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ» ПАВИЛЬОНЫ

Начала свою работу международная выставка-форум «Россия». Регионы, министерства и крупнейшие компании страны представили свои экспозиции, в которых отразили основные технологические, социокультурные и спортивные достижения.

Среди новых павильонов – «Атом», посвященный истории и достижениям атомной отрасли. Это научно-технологический выставочный комплекс в семь этажей, три из которых – подземные. Посетители смогут познакомиться с атомным проектом СССР, увидеть инсталляции «Токамак», «Ядерный реактор».

Министерство промышленности и торговли Российской Федерации презентовало павильон «Сделано

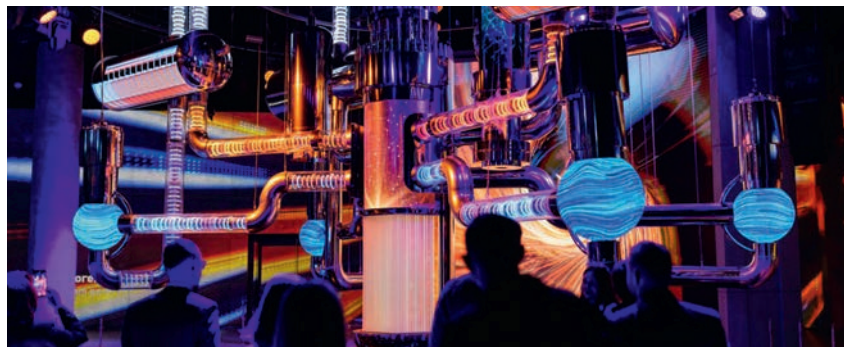


Фото: stranarostatom.picvar.io

нами». Экспозиция представляет собой индустриальное путешествие от прошлого к настоящему и будущему. Она начинается с современной инсталляции «Сердце промышленности» и исторического экскурса с иммерсивным кинотеатром, также представлен «сборочный цех».

Своя экспозиция у Министерства энергетики Российской Федерации. Она рассказывает об уникальности и потенциале отечественного ТЭК.

Главным стал зал «Энергетическая держава», где на мультимедийной карте представлены ключевые достижения.

ПАО «Газпром» открыло на ВДНХ лекторий, где будут проходить культурные, образовательные, спортивные и развлекательные встречи, а также открытые диалоги с блогерами, писателями, спортсменами, авторами научных и инженерных разработок. Выставка работает до 12 апреля.



Фото: ПАО «Газпром»

ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ ПОМОЖЕТ ВОДИТЕЛЯМ КОРПОРАТИВНОГО ТРАНСПОРТА «ГАЗПРОМА»

В рамках Петербургского международного газового форума – 2023 ПАО «Газпром» и ООО «Когнитив Роботикс» заключили Соглашение о долгосрочном взаимодействии.

Дочернее предприятие Сбербанка и Cognitive Technologie в помощь водителям создаст систему на основе искусственного интеллекта. Инновация будет предназначена для корпоративного транспорта «Газпрома».

В автомобилях установят видеочамеры. Они будут фиксировать дорожную ситуацию и отправлять информацию на бортовой нейрокомпьютер. При угрозе столкновения или нарушениях ПДД система заблаговременно подаст водителю предупреждающий сигнал.

КАМАЗ ПОСТАВИТ «ГАЗПРОМУ» НОВЫЕ МОДЕЛИ ПРИГОРОДНЫХ И МЕЖДУГОРОДНИХ АВТОБУСОВ БОЛЬШОГО КЛАССА НА МЕТАНЕ

Председатель Правления ПАО «Газпром» А.Б. Миллер и генеральный директор ПАО «КАМАЗ» С.А. Когогин подписали Соглашение о сотрудничестве.

Стороны договорились о поставке новых моделей пригородных и междугородних автобусов большого класса для нужд «Газпрома». Вся техника будет произведена в газомоторном исполнении.

Автобусы будут предназначены для доставки сотрудников до рабочих мест, расположенных на значительном удалении от общественной транспортной инфраструктуры.

Предполагается, что до 2029 г. КАМАЗ произведет и поэтапно передаст дочерним обществам «Газпрома» 400 ед. газомоторных транспортных средств.



Фото: ООО «Камелот ЛабИнжинг»



фото: dumashpak.ru

«ЛУКОЙЛ» И КИТАЙСКАЯ СС-7 ПОСТРОЯТ ГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ЗАВОД В СТАВРОПОЛЕ

ПАО «ЛУКОЙЛ» и Китайская национальная химическая инженерная и строительная компания СС-7 (China National Chemical Engineering & Construction Corporation Seven) заключили соглашение о сотрудничестве по проекту создания газохимического комплекса в Буденновске Ставропольского края.

Договор предусматривает разработку проектной документации совместно с российскими организациями. Как сообщает пресс-служба российской компании, проект позволит монетизировать газ месторождений Группы «ЛУКОЙЛ» на Северном Каспии через производство карбамида, востребованного на мировом рынке минеральных удобрений.

Также «ЛУКОЙЛ» и руководство Ставропольского края прорабатывают возможность использования специального инвестиционного контракта для реализации проекта, который обеспечит дополнительные рабочие места.



фото: ru.freepik.com



фото: спгс-амг.кз

В КИТАЕ ВВЕЛИ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ СВЕРХГЛУБОКОЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Компания PetroChina завершила крупный проект в Таримском бассейне. За 450 дней было пробурено более 100 скважин, сообщил телеканал «Большая Азия».

Объем запасов газового конденсата на месторождении Vozidabei составляет 1 трлн м³. Ожидается, что до конца текущего года на объекте добудут более 9 млрд м³.

Газовый конденсат очень востребован в КНР. Более 80 % его доказанных запасов в Китае находятся в Таримском бассейне на глубине 7 км.



фото: amur-gcc.ru

НА СТРОИТЕЛЬНУЮ ПЛОЩАДКУ АМУРСКОГО ГХК ДОСТАВЛЕНО 160 ЕД. КРУПНОТОННАЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

К ноябрю на строительную площадку Амурского ГХК доставили 160 ед. крупнотоннажного технологического оборудования общим весом почти 15 тыс. т.

Начался монтаж технологического оборудования установки суспензионной полимеризации этилена. Продолжаются работы по бетонированию фундаментов и монтажу металлоконструкций основных эстакад, а также строительство криогенной воздухоразделительной станции.

В прошлом месяце было смонтировано 106 ед. крупногабаритного оборудования. Установка печей пиролиза выполнена на 1/3. Ведется сборка металлоконструкций, укладка подземных сетей НВК, завершён монтаж мачт молниезащиты.

Амурский ГХК станет крупнейшим в мире по производству базовых полимеров. Строительство синхронизировано с Амурским ГПЗ ПАО «Газпром», который будет поставлять сырьё.

В РОССИИ ОПРЕДЕЛИЛИ ЛИДЕРОВ РАЗВИТИЯ ГАЗОМОТОРНОГО РЫНКА СРЕДИ РЕГИОНОВ

ООО «Газпром газомоторное топливо» традиционно составило рейтинг регионов России по развитию рынка газомоторного топлива. В этом году лидеров списка наградили в рамках Петербургского международного газового форума. Впервые было присуждено звание «Газомоторная столица России». Его удостоился Санкт-Петербург, занявший первую строчку рейтинга.



Фото: пресс-служба ООО «Газпром газомоторное топливо»

Второго места была удостоена Ростовская обл., она же отмечена призом в номинации «Рекордсмен года», так как по итогам 2022 г. первой в стране достигла рекордных объемов реализации метана – более 100 млн м³. На третьем – Республика Татарстан. Регион – основоположник федеральной государственной программы субсидирования переоборудования транспорта; за 2022 г. с господдержкой в республике на газ переведено более тысячи машин. За эти достижения Татарстан признан победителем в номинации «Надежный ориентир».

Лидером в специальной номинации «Настойчивость и упорство» была признана Сахалинская обл.; «Основа будущих побед» – у Республики Башкортостан; «Дебют года» присужден Республике Калмыкия.



В ВОЛГОГРАДСКОЙ ОБЛ. ЗАПУЩЕН МАЛОТОННАЖНЫЙ КСПГ

1 ноября был запущен новый малотоннажный комплекс по сжижению природного газа в Волгоградской обл. Старт дали в рамках ПМГФ Председатель Правления ПАО «Газпром» Алексей Борисович Миллер, губернатор Волгоградской обл. Андрей Иванович Бочаров, генеральный директор ООО «Газпром гелий сервис» Любовь Александровна Бриш.

Это первое производство СПГ в Южном федеральном округе. Мощность его обеспечивает сжижение 1,5 т природного газа в час, или 12,6 тыс. т ежегодно. Продукцию будет использовать в первую очередь общественный транспорт Волгограда: к работе уже готовы 60 автобусов на газомоторном топливе.

Заправка транспорта организована на площадке городского автопарка. Доставку продукции комплекса в специальных криогенных цистернах будут обеспечивать СПГ-тягачи компании «Газпром гелий сервис».

Фото: <https://helium.gazprom.ru/d/story/19/281/03.jpg>

КОМПАНИЯ «РОСАЛЬЯНС» СОГЛАСОВАЛА С РЖД УНИКАЛЬНЫЙ СПОСОБ ПЕРЕВОЗКИ ТРУБ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА

Впервые в истории отрасли ООО «РосАльянс» разработало и согласовало с ОАО «РЖД» Технические условия перевозки труб большого диаметра (1020 мм) в универсальных 40-футовых контейнерах. Найденное компанией решение предусматривает использование новых сепарационных материалов, индивидуальных нестандартных средств погрузки и выгрузки и призвано улучшить логистику, сократить сроки доставки, уменьшить затраты строительной организации, а также обеспечить сохранность труб при транспортировке.



При данном способе доставки от завода до строительной площадки трубы диаметром 1020 мм (длина 11 500–11 700 мм) грузятся на производстве в 40-футовые контейнеры по четыре трубы в каждый согласно утвержденной РЖД схеме размещения и крепления. Грузовые контейнеры накапливаются до норматива контейнерного поезда. Далее поезд с трубами (60 × 4 = 240 труб) направляется на ближайший к месту строительства терминал РЖД, где контейнеры снимаются с подвижного состава.

Сегодня РЖД имеют развитую сеть контейнерных терминалов, что позволяет успешно решать логистические задачи различной сложности.

По согласованной с заказчиком заявке компания «РосАльянс» может также доставить трубы в зону ведения строительных работ автоконтейнеровозами.

Для разгрузки контейнера с контейнеровоза на месте производства строительных работ заказчик должен иметь:

- автопогрузчик грузоподъемностью не менее 5т;
- автокран грузоподъемностью 15–25 т.

Как итог – не потребуется снимать контейнер с автомашины, так как технология предусматривает применение специального стропа для извлечения труб из контейнера. С помощью него конец трубы в дверном проеме приподнимается не более чем на 10 мм и вытягивается на такое расстояние, чтобы в контейнере оставалось не менее 1 м трубы для операции подъема трубы стропами крана.

Для исключения повреждения труб при вытягивании из контейнера на дальнем конце трубы устанавливается «лыжа» из мягкого материала с хорошим скольжением. Один конец трубы держит погрузчик, а второй опирается на нижний ряд труб.

В таком состоянии заводятся стропы крана, и кран извлекает трубу из контейнера. Далее труба укладывается на расходный склад. Так выгружаются все четыре трубы.

Затем порожний контейнеровоз возвращается на контейнерный терминал РЖД.

Важно, что при использовании данной логистической схемы трубы не подвергаются операциям перегрузки и атмосферным осадкам, а при дополнительных морских перевозках не требуется накопления больших судовых партий, так как контейнер является универсальным судовым местом. После выгрузки в порту назначения трубы могут быть доставлены контейнеровозом в зону строительства. ■



ООО «РосАльянс»
196247, Россия,
г. Санкт-Петербург,
вн. тер. г. муниципальный округ
Новоизмайловское,
пр-кт Ленинский, д. 151,
лит. А, пом. 9
Тел.: +7 (812) 910-56-75
E-mail: info@tk-ra.ru



ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – В РАЗВИТИИ: ЧЕМ ЗАПОМНИТСЯ КОРПОРАТИВНАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ ЭКСПОЗИЦИЯ «ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ – 2023»

Залогом энергетической безопасности страны сегодня остается динамичное развитие отечественных технологий. Основным заказчиком передовых решений российского производства традиционно выступает ПАО «Газпром», и лучшие образцы оборудования и техники, созданные благодаря работе в партнерстве с отечественными производителями, ежегодно демонстрируются на корпоративной выставке «Импортозамещение в газовой отрасли» в рамках Петербургского международного газового форума. Год от года их становится больше, и многие из них превосходят по своим характеристикам импортные аналоги или являются уникальным российским решением.

«Выставка называется «Импортозамещение в газовой отрасли». Но на самом деле это уже не импортозамещение: здесь представлена продукция, которая по качеству и по своим потребительским свойствам опережает импортные аналоги», – отметил заместитель Председателя Правления ПАО «Газпром» В.А. Маркелов.

Работа по созданию и внедрению отечественных машин и оборудова-

ния ведется по всей производственной цепочке, партнеры компании из смежных отраслей активно включаются в эту работу.

Так, центром корпоративной экспозиции второй год подряд становится вертолет, разработанный компанией «Вертолеты России» по техническому заданию «Газпрома». Напомним, в 2022 г. была представлена его офшорная версия, предназначенная

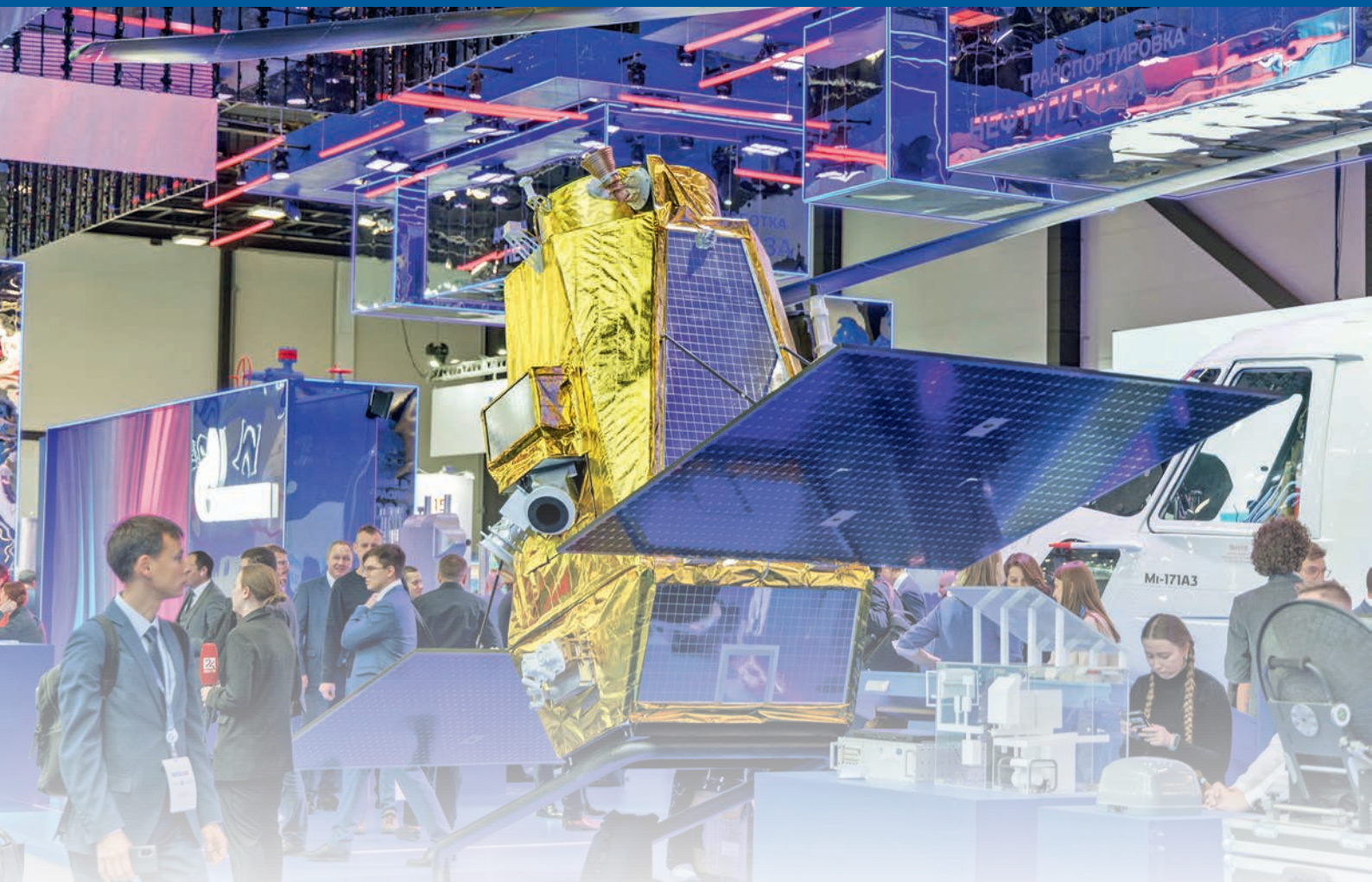




для работы на морских месторождениях. На этот раз на стенд прибыла многоцелевая версия винтокрылой машины МИ-171А3. Модель в грузопассажирской конфигурации может трансформироваться в поисково-спасательную, грузовую, пассажирскую версии, а также в вертолет с салоном повышенной комфортности. При максимальной взлетной массе 13т он может транспортировать

до 24 пассажиров или до 4т груза в кабине на расстоянии до 1000 км. «В соответствии с государственной программой гражданского заказа до 2030 г. планируется поставка 50 вертолетов. Вертолет Ми-171А3 создавался изначально по техническому заданию ПАО «Газпром». Он отвечает всем требованиям верто-

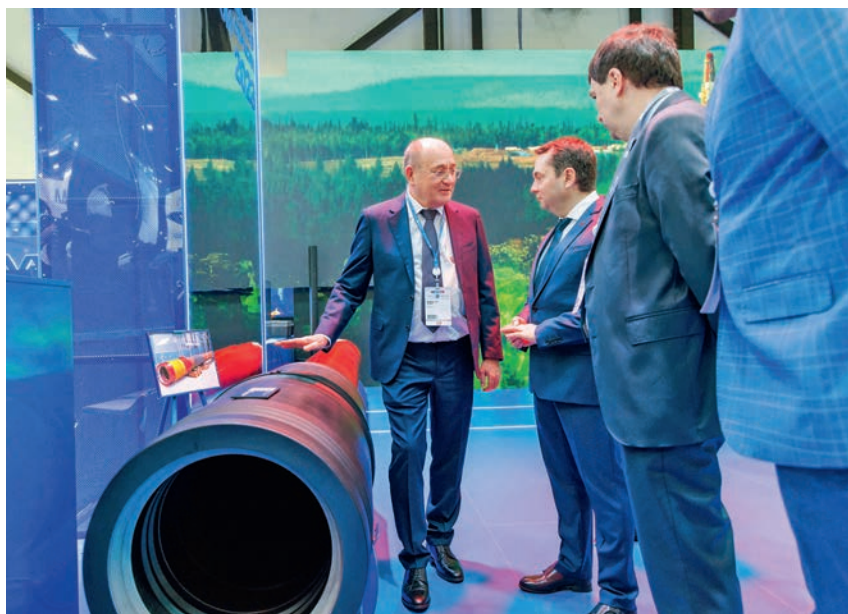
летов такого класса. На сегодняшний день уже подписан контракт на поставку первых 16 вертолетов в офшорной версии. Их поставка начнется со следующего года. Представленная на ПМГФ-2023 модель – это следующий этап совместной работы с «Газпромом», – рассказал заместитель генерального директора «Вертолеты России»



по продажам гражданской вертолетной техники Ю.А. Мацегор.

В этом году на выставке были представлены все виды транспорта, включая даже локомотив на СПГ, который эксплуатирует ООО «Газпромтранс». Импортных аналогов ему не существует.

Впервые на Газовом форуме можно было увидеть большое количество строительно-дорожной и сельскохозяйственной техники – это результат работы «Газпрома» и партнеров по развитию газомоторного рынка. Компания активно переводит на природный газ и соб-



ственный автопарк, переоборудуя действующую технику и заказывая производство новой. Так, в рамках выставки состоялись две премьеры от автозавода «КАМАЗ»: пригородный автобус НЕФАЗ-5222 и передвижная мастерская, предназначенная для работы на объектах, значительно удаленных от стационарных ремонтных баз. С 2014 г., когда автозавод по инициативе «Газпрома» наладил серийное производство ГМТ-техники, компании было передано уже порядка 3,7 тыс. машин, работающих на природном газе.

Сегодня при содействии «Газпрома» получило развитие еще

одно направление – перевод на СПГ карьерной техники. Перспективы российско-белорусских проектов в этой сфере стали одной из тем ПМГФ, а одной из его достопримечательностей – легендарный 90-тонный БЕЛАЗ, работающий на СПГ. Значение перехода на более экологичное топливо техники такого масштаба трудно переоценить: работа в карьере сопровождается высокой загазованностью. Сокращая выбросы вредных веществ в атмосферу, газомоторные БЕЛАЗы не только снижают негативное воздействие на здоровье рабочих, но и помогают эксплуатирующим предприятиям экономить на топливе.

Рост рынка СПГ соразмерно ведет за собой и развитие предприятий, которые разрабатывают и производят оборудование, необходимое для производства и отгрузки сжиженного природного газа, – это криогенные насосы, узлы стеллера отгрузки СПГ, криогенные контейнеры-цистерны для перевозки и временного хранения СПГ, сжиженного азота, кислорода, этилена и других сжиженных газов.

«Газпром гелий сервис» совместно с «Уралкриомаш» разработал первые в России инновационные цистерны для перевозки линейки криогенной товарной продукции «Газпрома», – рассказывает генеральный директор ООО «Газпром гелий сервис» Л.А. Бриш. – На Форуме мы представили опытный образец российского контейнера, изготовленного по программе импортозамещения для транспортировки сразу шести видов товарной продукции. Кроме этого, мы запускаем производство криогенных контейнеров-цистерн КЦГ-40/0,5 для перевозки и временного хранения жидкого гелия: это самый сложный контейнер для транспортировки товарной продукции, поскольку жидкий гелий транспортируется при температуре $-269\text{ }^{\circ}\text{C}$.

В фокусе внимания «Газпрома» – вопросы безопасности. Технологии в этой сфере также активно развиваются. Одним из импульсов



для роста является применение робототехники, которая обеспечивает возможность дистанционной работы в небезопасных для человека условиях. Среди примеров такого рода техники, представленных на Газовом форуме, – мобильный лазерный технологический комплекс, который предназначен для дистанционной лазерной резки металлоконструкций, в том числе при проведении аварийно-спасательных работ на газодобывающих скважинах в условиях высокого давления и температуры.

Эффективная разработка месторождений остается центральной задачей. Перспективы развития этого направления связаны с освоением морских месторождений. В этом

поможет создание роботизированного комплекса обслуживания газодобывающей инфраструктуры с применением группировки автономных и телеуправляемых необитаемых подводных аппаратов. Его применение на шельфовых месторождениях позволит повысить надежность, доступность и ремонтпригодность подводной добычной системы в сложных климатических условиях.

Бурение в суровых условиях континентального шельфа и Арктики требует постоянного обновления технологий. Одно из направлений – создание роторно-управляемой системы, предназначенной для бурения наклонно направленных и горизонтальных





скважин со значительным отходом от вертикали. Представленная на Газовом форуме компоновка данной системы, позволяющая осваивать месторождения со сложными геологическими условиями, а также снижать сроки и стоимость строительства скважин, уже подготовлена к испытаниям.

Высокотехнологичные разработки, создаваемые при участии «Газпрома», ждет вся отечественная нефтегазовая отрасль. Одна из таких – отечественный флот гидроразрыва пласта. Он предназначен для повышения добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов за счет интенсификации притока жидкости к скважинам. Опытный образец проходит промышленные испытания в Западной Сибири.

Следующий этап после добычи – транспортировка газа по трубопроводам. Она требует подачи газа, очищенного от примесей, и этот процесс также нуждается в посто-



янным совершенствовании. Среди последних разработок здесь – мембранный картридж выделения CO_2 из природного и попутного нефтяного газа, который уже прошел опытно-промышленные испытания на Ковыктинском месторождении. В результате была подтверждена

возможность снижения концентрации CO_2 в исходном газе более чем в 10 раз.

Специфика работы ПАО «Газпром» обусловлена необходимостью обеспечивать связь с удаленными и труднодоступными территориями, где преимущественно

расположены производственные объекты, а также передачу с них данных. Отечественные производители представили для этих целей DWDM-платформу «Волга», а также компактное решение для центров обработки данных (ЦОД) с высокой пропускной способностью и дальностью передачи DCI V2.

Вопросы мониторинга и связи «Газпрому» помогают закрывать космические технологии. Посетители выставки увидели макеты спутников, разработанных газовиками: СМОТР-В, обеспечивающего мониторинг охранных зон магистральных газопроводов, обнаружение выбросов парниковых газов и т.д., а также «Ямал-502», который впервые создается в стране в целях развития бизнеса по предоставлению спутниковых широкополосных услуг в северных регионах страны, Восточной Сибири и на Дальнем Востоке в Ка-диапазоне для массового пользователя и оказания услуг связи на подвижных объектах.

СОХРАНЯЯ ЛИДЕРСКИЕ ПОЗИЦИИ В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, ПАО «ГАЗПРОМ» ИГРАЕТ РОЛЬ ДРАЙВЕРА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ВСЕГО ТЭК РОССИИ.



Сохраняя лидерские позиции в газовой отрасли, ПАО «Газпром» играет роль драйвера технологического развития всего ТЭК России. Стратегические проекты компании требуют слаженной работы в партнерстве с ведущими предприятиями отечественной промышленности и госкорпорациями. Обеспечивая заказами высокотехнологичный бизнес, «Газпром» таким образом дает ему широкие возможности для развития и, что не менее важно, осуществляет экономическую поддержку целых регионов и продолжает работать на благо всей нашей страны. ■

ПМГФ-2023: ПРИ ЧЕМ ЗДЕСЬ КОСМОС?

Интересы газовой отрасли касаются не только Земли и подводных площадей. Они достигли и космического пространства. Отечественные аэрокосмические технологии давно и успешно используются для организации спутниковой связи и дистанционного мониторинга объектов газовой отрасли. Кроме того, сегодня решаются задачи применения искусственного интеллекта для усовершенствования мониторинга нефтегазовых месторождений из космоса.



Движение к достижению технологического суверенитета в газовой и смежных отраслях в последние годы набрало весомые обороты. Этой теме был посвящен ежегодный Петербургский международный газовый форум, собравший ключевые предприятия отечественной промышленности и руководство российских регионов. Так, на корпоративной экспозиции ПАО «Газпром» «Импортозамещение в газовой отрасли» были представлены новейшие и перспективные проекты, реализующиеся как на земле, так и в космосе.

«Газпром космические системы» в рамках коллективной экспозиции «Газпрома» представил российское оборудование для организации спутниковых каналов связи с отдаленными промышленными объектами через космические

аппараты «Ямал», в том числе антенные системы Группы компаний «Визком», центральные станции спутниковой связи и абонентские терминалы АО «Корпорация Попов Радио», систему приема дифференциальных поправок ГЛОНАСС и др.

Для демонстрации возможностей созданного отечественного оборудования АО «НПФ «Микран» и АО «Корпорация Попов Радио» организовали на выставочной экспозиции сеансы связи в движении с применением спутниковых каналов через космический аппарат «Ямал-401» с автомашин в Томске и Щелково. Такие услуги связи необходимы для реализации цифровой трансформации производственных и бизнес-процессов. Эта задача особенно актуальна для предприятий с территориально

распределенной инфраструктурой, к которым относятся компании ТЭК.

Сейчас компании Группы «Газпром» используют более 800 станций спутниковой связи для сбора телеметрии, передачи данных, организации видео-конференц-связи. И их число растет, как и количество приложений и объектов, где используется спутниковая связь. Среди таких объектов – суда и буровые платформы, которые эксплуатируются в «Газпроме». Кроме того, «Газпром космические системы» представил собственные разработки и услуги в области аэрокосмического мониторинга: рабочее место оператора беспилотных авиационных систем с применением искусственного интеллекта для обработки исходных данных, прототип личного кабинета пользователя геоинформационных услуг. Эти разработки позволят значительно повысить оперативность мониторинга и предоставления данных заказчикам, в первую очередь для опасных производственных объектов.

СЕЙЧАС КОМПАНИИ ГРУППЫ «ГАЗПРОМ» ИСПОЛЬЗУЮТ БОЛЕЕ 800 СТАНЦИЙ СПУТНИКОВОЙ СВЯЗИ ДЛЯ СБОРА ТЕЛЕМЕТРИИ, ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ, ОРГАНИЗАЦИИ ВИДЕО-КОНФЕРЕНЦ-СВЯЗИ.

В РАМКАХ КРУГЛОГО СТОЛА СОСТОЯЛОСЬ ПОДПИСАНИЕ НЕСКОЛЬКИХ СОГЛАШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА РАЗВИТИЕ ПРОИЗВОДСТВА КОСМИЧЕСКИХ АППАРАТОВ В ИНТЕРЕСАХ ПАО «ГАЗПРОМ».



Темами круглого стола, организаторами которого выступили ПАО «Газпром», ООО «Газпром СПКА» и Российское газовое общество, стали возможности и перспективы развития российских космических технологий для обеспечения промышленной и экологической безопасности ТЭК. Участники обсудили использование космических технологий при решении задач мониторинга и обеспечения связи для объектов нефтегазовой отрасли, но ключевой темой стали вопросы производства российских спутников и их полезных нагрузок.

В рамках круглого стола состоялось подписание нескольких соглашений, направленных на развитие производства космических аппаратов в интересах ПАО «Газпром». Два трехсторонних соглашения подписали руководители ООО «Газпром тех» А.В. Рогов, АО «НПФ «Микран» В.Ю. Парамонова и ООО «Газпром СПКА» Д.Н. Севастьянов. Были подписаны также два двусторонних соглашения между АО «Газпром космические системы» и АО «НПФ «Микран» и между ООО «Газпром СПКА» и АО НПК «БАРЛ», которое представлял генеральный директор компании С.М. Басков.

С ПАО «Газпром нефть» «Газпром космические системы» намерен развивать технологии анализа геопространственных данных с применением искусственного интеллекта, спутниковых систем и результатов аэромониторинга. Соглашение о сотрудничестве в этой сфере также подписано



В ГРУППЕ «ГАЗПРОМ» ЕЖЕМЕСЯЧНО ПРОИЗВОДИТСЯ КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ БОЛЕЕ 97 ТЫС. КМ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИЙ ДИСТАНЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ЗЕМЛИ.



на ПМГФ-2023. Компании исследуют возможности создания цифровых двойников инфраструктуры нефтегазовых месторождений на основе результатов обработки нейросетями информации, получаемой в результате наблюдений за поверхностью Земли из космоса.

В Группе «Газпром» ежемесячно производится контроль состояния более 97 тыс. км газотранспортной системы с использованием технологий дистанционного зон-

дирования Земли. Уже не секрет, что сегодня космические технологии применяются очень масштабно, став частью повседневной жизни каждого человека. Они используются в телекоммуникациях, в том числе в государственной и социальной сфере, сельском и лесном хозяйстве, при строительстве, мониторинге и эксплуатации производственных объектов, экологическом контроле. Поэтому развитие и совершенствование

существующих отечественных космических технологий, а также разработка перспективных инновационных решений становятся задачей национального уровня, залогом суверенитета страны. Работы, проводимые в этом направлении АО «Газпром космические системы», делают коммерческий космос ближе и доступнее для всех. ■



АО «Газпром космические системы»

141108, Россия, Московская обл., г. Щелково, ул. Московская, д. 77Б

Тел.: +7 (495) 504-29-06

Факс: +7 (495) 504-29-11

E-mail: info@gazprom-spacesystems.ru

www.gazprom-spacesystems.ru

<https://t.me/gazpromspace>

СМАРТ-КОРРЕКТОР ГАЗА «АКСИФЛОУ» – КОМПЛЕКСНОЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО

Компания «АКСИТЕХ» на XII Петербургском международном газовом форуме в рамках экспозиции Ассоциации производителей газового оборудования презентовала, помимо зарекомендовавшей себя продукции, новую разработку – смарт-корректор газа «АКСИФЛОУ», представляющий собой комплексное интеллектуальное устройство для автоматизации объектов газопотребления и учета расхода газа, которое не требует дополнительных средств передачи данных. В отличие от классических корректоров газа, «АКСИФЛОУ» в своем составе имеет встроенный комплекс телеметрии, позволяющий подключать сторонние корректоры, расходомеры и датчиковое оборудование для контроля доступа и сигнализации загазованности.



Комплексное решение «Корректор газа с системой телеметрии» предназначено для приведения объема природного газа, прошедшего через счетчик газа, к стандартным условиям в зависимости от измеренных температуры, давления и вычисленного коэффициента сжимаемости газа.

Передача информации в диспетчерские системы (в том числе для автономного исполнения «АКСИФЛОУ») осуществляется при срабатывании аварийной установки или возникновении аварии, по заданному расписанию (например, один раз в сутки), при принудительном опросе с диспетчерского пульта.

Ключевые технические возможности:

- работа в режиме автономного питания от внутренних элементов и питания 220 В на объектах оснащения;

- работа во взрывоопасной зоне;
- передача данных в несколько информационных систем одновременно;

- архивирование данных о газопотреблении (мгновенные/часовые/суточные архивы), срабатывании внешних подключенных устройств, аварийных уставок.

«АКСИФЛОУ» разработан на основе опыта эксплуатирующих организаций и с учетом потребности разных групп заказчиков, в нем учтены преимущества для каждого:

- единое техническое решение для всех типов объектов;

- организационно-техническая простота внедрения смарт-корректора в рамках модернизации и нового строительства (отсутствие комплекса работ в Системе технологического менеджмента);

- сокращение трудозатрат на обслуживание и эксплуатацию;

- соответствие требованиям СТО и функциональным техническим требованиям к комплексу технических средств ООО «Газпром межрегионгаз», готовность к использованию в системах аналитики;

- комплексное решение для автоматизации объекта потребителя.

Принимая во внимание опыт эксплуатации заказчиков, «АКСИТЕХ» разрабатывает новые и совершенствует уже зарекомендовавшие себя технические решения, предоставляет качественную поддержку и сервисное обслуживание продуктов. ПМГФ-2023 вновь выявил стабильно растущую потребность газовой отрасли в инновационном оборудовании, определив перспективу развития компании. ■



ООО «АКСИТЕХ»
117246, Россия, г. Москва,
Научный пр-д, д. 19, эт. 5,
комн. 4-7
Тел.: +7 (499) 700-02-22
E-mail: info@axitech.ru
www.axitech.ru

АНАЛИЗ ОПТИМАЛЬНОГО ИНФРАКРАСНОГО ИСТОЧНИКА ИЗЛУЧЕНИЯ В РАЗРАБОТКЕ КОНСТРУКЦИИ СТЕНДА ГАЗОАНАЛИЗАТОРА С ДЕТЕКТОРОМ НА ОСНОВЕ МОДИФИЦИРОВАННЫХ ЛАЗЕРОМ ПЛЕНОК СЕЛЕНИДА СВИНЦА

УДК 538.975:543.27

А.А. Ольхова, лауреат Международного конкурса молодых ученых «Нефтегазовые проекты: взгляд в будущее», ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский университет ИТМО» (Санкт-Петербург, Россия), olkhova.a.a@mail.ru

Д.Б. Гончаров, ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы» (Москва, Россия), denis.goncharov.1998@gmail.com

А.А. Патрикеева, ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский университет ИТМО», patrikeeva17@gmail.com

М.А. Дубкова, ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский университет ИТМО», maria.dubkova@mail.ru

М.М. Сергеев, к.т.н., ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский университет ИТМО», maxim.m.sergeev@gmail.com

В статье представлены результаты разработки лабораторного газоанализатора на основе халькогенидной пленки селенида свинца (PbSe). Так как технология лазерной модификации малоизучена и находится в фазе активного развития, регулярно появляются новые образцы PbSe-пленок, требующие тестирования. Основным принцип действия детекторов, в которых используются данные пленки, состоит в том, что под влиянием инфракрасного излучения, проходящего через оптическую среду, изменяются электрооптические параметры пленки. Как следствие, регистрация этих параметров (в первую очередь электрического сопротивления), предположительно, позволит и детектировать сам факт наличия определенных газов в оптической среде, и определять их концентрацию.

Описаны три разработанных испытательных стенда. В качестве источников излучения выбраны керамическая, галогеновая лампы и многокомпонентный светодиод. Приводятся результаты исследования спектров интенсивности этих источников в инфракрасной области, показаны преимущества и недостатки их применения. Установлено, что мощность, достаточная, чтобы различать наличие газа в системе относительно прочих шумов, лежит в диапазоне от 3 до 6 мВт. Сделан вывод, что в оптических газоанализаторах светодиоды более предпочтительны по сравнению с галогеновыми и керамическими лампами.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ГАЗОАНАЛИЗАТОР, ПОЛУПРОВОДНИКОВЫЙ ГАЗОВЫЙ СЕНСОР, ХАЛЬКОГЕНИДНАЯ ПЛЕНКА, ЛАЗЕРНАЯ МОДИФИКАЦИЯ, ФОТОДЕТЕКТОР, ИНФРАКРАСНЫЙ ИСТОЧНИК ИЗЛУЧЕНИЯ, ФОТОПРОВОДИМОСТЬ, ДИОКСИД УГЛЕРОДА, КОМПЕНСАЦИЯ ТЕМПЕРАТУРНОЙ ЗАВИСИМОСТИ.

В настоящее время газоанализаторы применяются во многих областях промышленности [1, 2], в основном связанных с добычей углеводородов, так как на промыслах очень часто скапливаются газы, которые ядовиты для человека или взрывоопасны. Как следствие, для обеспечения безопасности рабочего персонала и производственных объектов

необходимо детектирование газов. Кроме того, газоанализаторы применяются в космической отрасли [3]. Уровень содержания кислорода и диоксида углерода заметно влияет на состояние экипажа. По этой причине технологии быстрого и точного определения наличия и концентрации газов очень востребованы.

Для анализа состава воздуха и определения содержания различных газов на промышленных предприятиях используются полупроводниковые, электрохимические и термодаталитические датчики. Среди широкого разнообразия технологий газового распознавания наиболее популярными становятся газовые сенсоры, основанные на оптическом методе недис-

A.A. Olkhova, winner of the International Young Scientists Awards “Oil and Gas Projects: A Glance into the Future”, ITMO University (Saint Petersburg, Russia), olkhova.a.a@mail.ru

D.B. Goncharov, Peoples’ Friendship University of Russia named after Patrice Lumumba (Moscow, Russia), denis.goncharov.1998@gmail.com

A.A. Patrikeeva, ITMO University, patrikeeva17@gmail.com

M.A. Dubkova, ITMO University, maria.dubkova@mail.ru

M.M. Sergeev, PhD in Engineering, ITMO University, maxim.m.sergeev@gmail.com

Evaluation of the best infrared source for design of gas analyzer setup equipped with a detector based on laser-modified lead selenide films

The article presents the results of lab gas analyzer development based on lead selenide (PbSe) chalcogenide film. Since the laser modification technology is under-researched and is still actively evolving, new samples of PbSe films appearing from time require to be tested. The fundamental operating principle behind the detector using such films is that infrared radiation changes electrical and optical properties of the film when passes the optical medium. As a result, logging of these properties (first of all, electrical resistance) is supposed to allow detecting specific gases in the optical medium and measuring their concentrations.

Three developed test setups are described. Ceramic lamp, halogen lamp, and multi-component LED were selected as infrared radiation sources. The article provides the results of the intensity spectra analysis for the above sources in the infrared radiation range, and shows their benefits and shortcomings. It has been found that the power sufficient to detect the presence of gas in the system relative to other noise lies in the range between 3 and 6 mW. It has been concluded that LEDs are more preferable in optical gas analyzers than ceramic and halogen lamps.

KEYWORDS: GAS ANALYZER, SEMICONDUCTOR GAS SENSOR, CHALCOGENIDE FILM, LASER MODIFICATION, PHOTODETECTOR, INFRARED SOURCE, PHOTOCONDUCTIVITY, CARBON DIOXIDE, TEMPERATURE DEPENDENCE COMPENSATION.

персионного инфракрасного (ИК) излучения. Эта технология отличается высокой селективностью и точностью обнаружения по отношению к определенному газу, быстрым откликом, низким электропотреблением, высокой износостойкостью и низкими затратами на обслуживание. Конструкция датчиков недисперсионного ИК-излучения предполагает наличие ИК-излучателя и фотодетектора.

В статье в качестве материала фотодетектора рассматривается селенид свинца (PbSe). На ранней стадии формирования детектора структура этого соединения проявляет недостаточно высокую способность к регистрации светового излучения. Для увеличения фоточувствительности используется метод термического окисления (термообработка или отжиг) на воздухе при температуре 593–723 К [4]. Этот способ не позволяет достичь значительной повторяемости однородности и электрооптических свойств образцов детекторов. Процесс отжига, особенно

при высоких температурах, может привести к деструкции или деформации полупроводниковых пленок, что в свою очередь способно снизить качество и стабильность устройства, а также ухудшить его долговечность. Отжиг может оказывать влияние и на другие параметры полупроводниковых пленок, например на электрическую проводимость, оптические свойства и структуру поверхности, вызывая нежелательные эффекты: изменение спектральной чувствительности или повышение шумового уровня в устройстве.

В качестве альтернативного варианта технологии повышения фоточувствительности PbSe-пленок выступает метод лазерной модификации [5]. При помощи лазерной обработки предлагается оптимизировать существующий производственный цикл в целях повышения качества и сокращения трудозатрат. На основе технологии станет возможным мультиплексное размещение пленок с различной спектральной чувствительностью

на одном детектирующем элементе для уменьшения массогабаритных параметров системы анализа нескольких газов одновременно.

В процессе разработки модифицированных PbSe-пленок оцениваются электрооптические характеристики тестовых образцов. Для полноценного исследования важны анализ зависимости изменения омического сопротивления пленки от концентрации газа и численная оценка данной зависимости.

При автоматизации процесса анализа параметров образцов модифицированных PbSe-пленок возникает потребность в разработке исследовательского стенда газоанализатора. При этом важно подобрать достаточный по мощностью и спектральным характеристикам источник излучения в ИК-диапазоне.

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Исследуемые образцы PbSe-пленки создавались методом вакуумно-термического

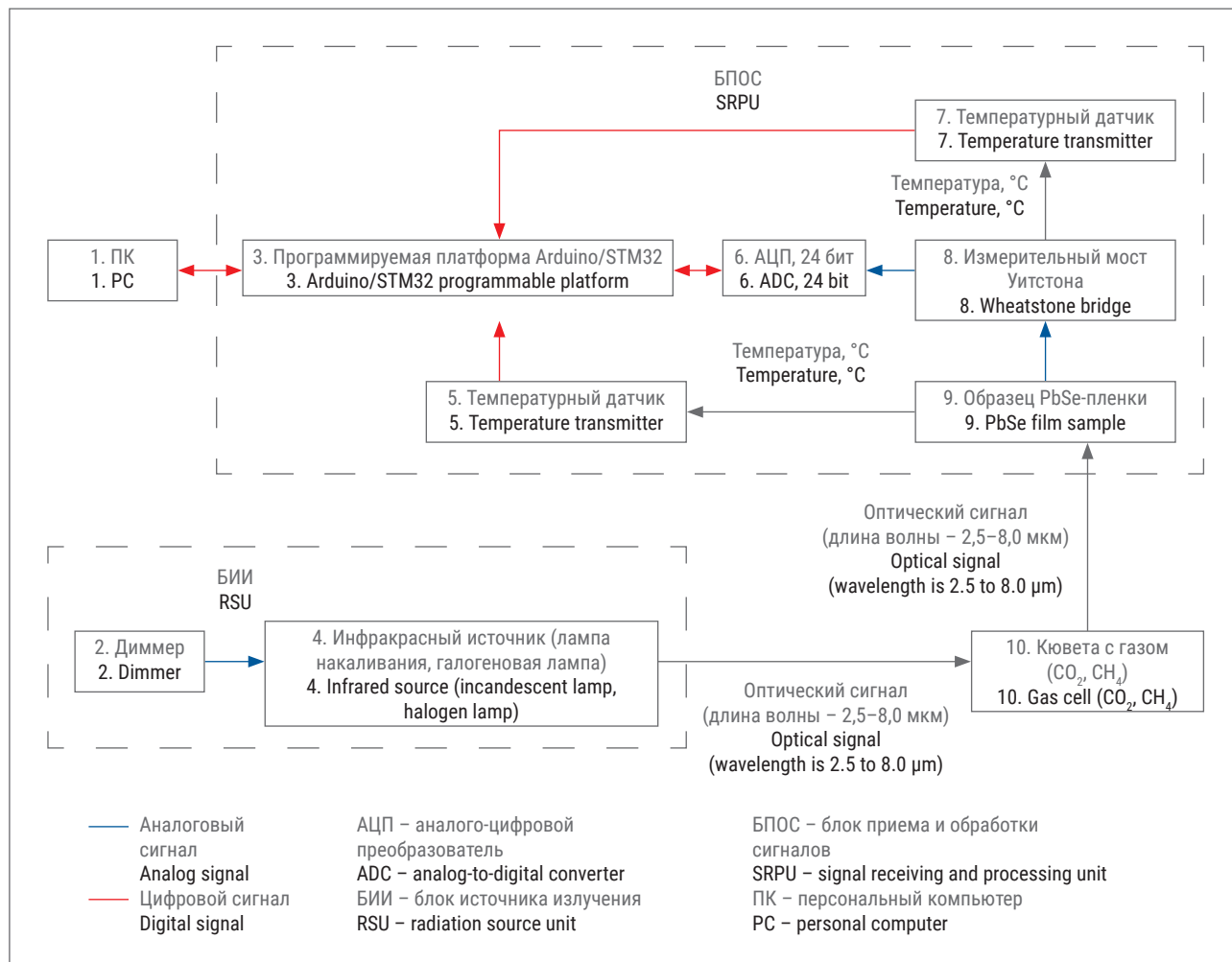


Рис. 1. Блок-схема стенда газоанализатора на основе керамической инфракрасной лампы
Fig. 1. Layout of gas analyzer setup with infrared ceramic lamp

напыления на плоскопараллельном стеклянном композите толщиной 1 мм с последующей термообработкой (активацией, сенсibilизацией) в печах открытого типа в стандартных условиях. Пленки были изготовлены ООО «Оптосенс». Для экспериментов применялись образцы до и после тепловой обработки. Исходные пленки подвергались процедуре лазерного облучения непрерывными волнами полупроводникового лазера с длиной волны 405 нм [5–7].

По итогам анализа рынка источников излучения в ИК-диапазоне для исследования были выбраны широкополосные источники в виде керамической ИК-лампы FX-58 (220 В, цоколь E27) и галогеновой ИК-лампы (12 В, цоколь G4). Кроме того, рассматривалась трехэле-

ментная сборка светоизлучающих диодов – модель LEDM433734-TEC-PRW (ООО «АИБИ»), выводное исполнение TO-39. Центральные длины волн диодов выбирались с учетом спектральных областей с увеличенным коэффициентом поглощения: для молекулы CO₂ – 4,3 мкм, для молекулы CH₄ – 3,4 мкм. Диод с центральной длиной волны 3,7 мкм выступал в качестве опорного.

Для регистрации спектральных характеристик образцов источников и фотодетектора применялись исследовательские ИК-фурье-спектрометры VERTEX 70 и ALPHA II (Bruker Corporation).

В ходе подбора источника излучения оценивалась оптимальная необходимая оптическая мощность. В качестве опорного источ-

ника с регулируемой мощностью использовался лазерный диод с длиной волны 1,55 мкм и платой драйвера. Для построения зависимости оптической мощности лазера от изменения сопротивления пленок применялись прецизионный вольтметр GDM-78261 (Good Will Instrument Co., Ltd.) с разрешением 10 мОм до 100 кОм и 0,1 кОм до 100 МОм и консоль для измерения мощности и энергии PM320E (Thorlabs, Inc.).

На основе выбранных источников излучения были сконструированы макетные образцы газоанализаторов. На рис. 1 изображена блок-схема стенда с использованием источника в виде керамической ИК-лампы.

Стенд разделен на две части: блок источника излучения (БПИ)

и блок приема и обработки сигналов (БПОС). Это необходимо для гибкой смены аппаратных частей в ходе модернизации стенда и при пусконаладочных работах. Блок источника излучения состоит из керамической ИК-лампы FX-58 и регулятора мощности на основе семисторонней схемы. Перед установкой был проанализирован спектр использованной лампы (рис. 2).

Излучение от БИИ, проходя через кювету с газом, попадает на фоточувствительный элемент в оправе, закрепленный в БПОС. Чтобы ограничить контакт источника и приемника с исследуемым газом, кювета с торцов дополнена прозрачными окнами из фторида кальция для полноспектрального прохождения излучения в среднем ИК-диапазоне. Преобразование оптического сигнала, детектируемого образцом модифицированной PbSe-пленки, в электрический осуществляется в БПОС на основе схемы с измерительным мостом Уитстона. Оцифровка сигнала реализуется с помощью 24-битного дельта-сигма аналого-цифрового преобразователя (АЦП) ADS1256 с низким уровнем шума и встроенным мультиплексором. Обработка данных с АЦП, конвертирование в омическое сопротивление пленки, а также передача преобразованных данных в соответствии с протоколом UART на персональный компьютер реализована на основе программируемой платформы Arduino Nano V3.0. Узлы стенда были промоделированы с возможностью быстрой смены образцов пленок для исследования. Трехмерная модель стенда представлена на рис. 3.

В ходе экспериментов было выявлено, что PbSe-пленки чувствительны к температуре среды. Для компенсации по этому параметру БПОС дополнили цифровым термометром DS18B20 (Maxim Integrated Products, Inc.), установленным вблизи образца пленки. Одновременно был проведен эксперимент для получения зависимости

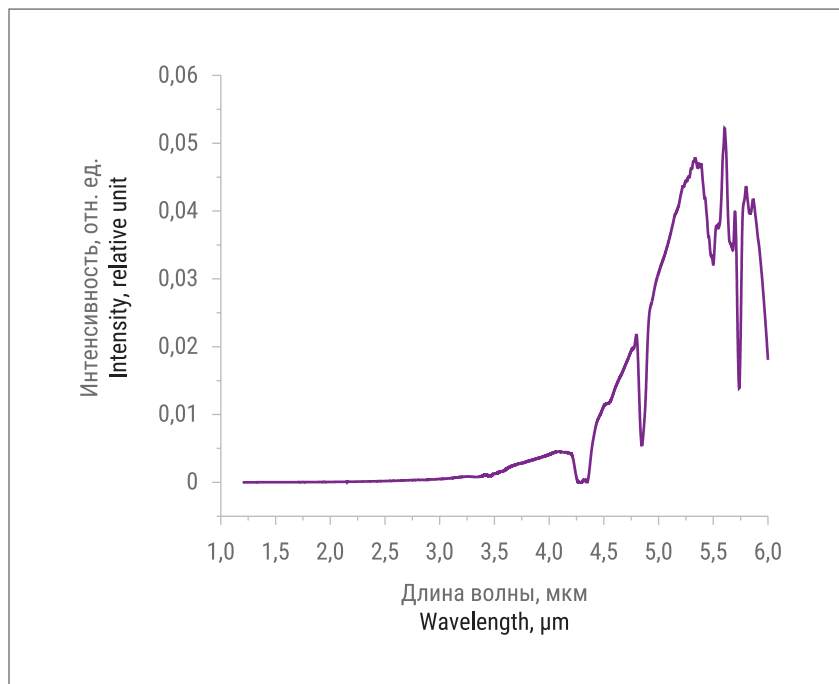


Рис. 2. Спектры интенсивности излучения керамической инфракрасной лампы
Fig. 2. Infrared ceramic lamp radiation intensity spectra

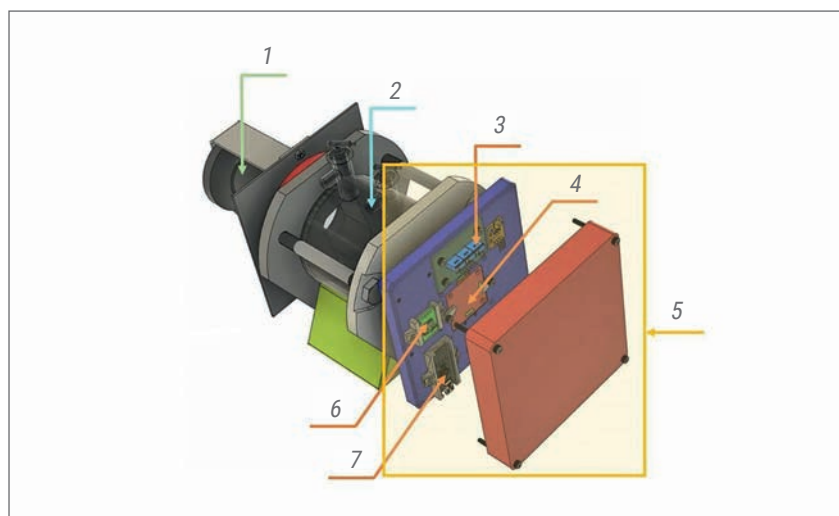


Рис. 3. Модель конструкции макета газоанализатора на основе керамической инфракрасной лампы: 1 – лампа FX-58; 2 – кювета с исследуемым газом; 3 – измерительный мост Уитстона; 4 – PbSe-пленка в оправе; 5 – блок приема и обработки сигналов; 6 – аналого-цифровой преобразователь ADS1256; 7 – макетная плата Arduino Nano V3.0

Fig. 3. Structural model of prototype gas analyzer with infrared ceramic lamp: 1 – FX-58 lamp; 2 – cell with gas to be detected; 3 – Wheatstone bridge; 4 – PbSe film in holder; 5 – signal receiving and processing unit; 6 – ADS1256 analog-to-digital converter; 7 – Arduino Nano V3.0 breadboard

значений на АЦП с PbSe-пленки от температуры на основе данных климатической камеры KTX-150.

По результатам испытаний макета с использованием термометра DS18B20 и калибровочной прямой отделить вклад температуры кера-

мической ИК-лампы от влияния газа не удалось. Так как спектр излучения данной лампы широкополосный, при попадании газа в кювету интенсивность падающего излучения уменьшается в узком диапазоне на единицы

с содержанием в воздухе диоксида углерода. Падение интенсивности излучения в диапазоне длин волн от 3,4 до 3,5 мкм можно объяснить параметрами стекла галогеновой ИК-лампы. Несмотря на зафиксированное падение интенсивности в определенных диапазонах данная лампа применима для детектирования CO₂.

На рис. 5 изображена блок-схема стенда с использованием в качестве источника галогеновой ИК-лампы. Конструктивно данный стенд также разделен на БИИ и БПОС. В последнем в качестве чувствительных элементов использовались две PbSe-пленки. Инфракрасное излучение от лампы направлялось на одну из пленок через трубку из лейкосапфира, прозрачного в диапазоне 2,0–7,0 мкм. Предварительно в трубку закачивался исследуемый газ. На вторую пленку ИК-излучение попадало напрямую. В качестве дополнительной меры термокомпенсации образцы размещались на элементе Пельтье с уставкой по температуре ниже комнатной. Для повышения количества получаемых за единицу времени данных программируемая платформа Arduino Nano V3.0 была заменена отладочной платой STM32. Частота дискретизации АЦП достигала 30 тыс. отсчетов в секунду, выдача на персональный компьютер значений омиче-

ского сопротивления составляла до 14,4 кГц по интерфейсу UART. Дополнительно в систему (рис. 6) был встроен поверочный газоанализатор MQ-135.

В процессе работы конструкция лабораторного макета претерпевала изменения. В первую очередь они были связаны со сменой источника излучения и защитой чувствительного элемента от температурных колебаний.

Для уменьшения влияния температурного воздействия внешней среды в последующей версии лабораторного стенда источником ИК-излучения стали светодиоды с импульсной оптической мощностью до 30 мВт и длинами волн 4,15; 3,7 и 3,4 мкм. Использование светодиода вместо ИК-лампы обусловлено потребляемой мощностью и количеством выделяемого тепла. Светодиод призван снизить температурные воздействия, а также выделить необходимый спектральный диапазон для регистрации исследуемого газа.

На рис. 7 изображена блок-схема стенда с использованием в качестве источника многокомпонентного светодиода.

Конструктивно стенд имеет БИИ и БПОС. В нем в качестве чувствительных элементов предполагается использовать две PbSe-пленки. Инфракрасное излучение от свето-

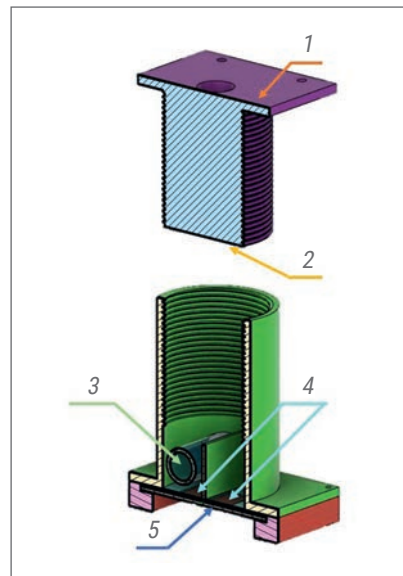
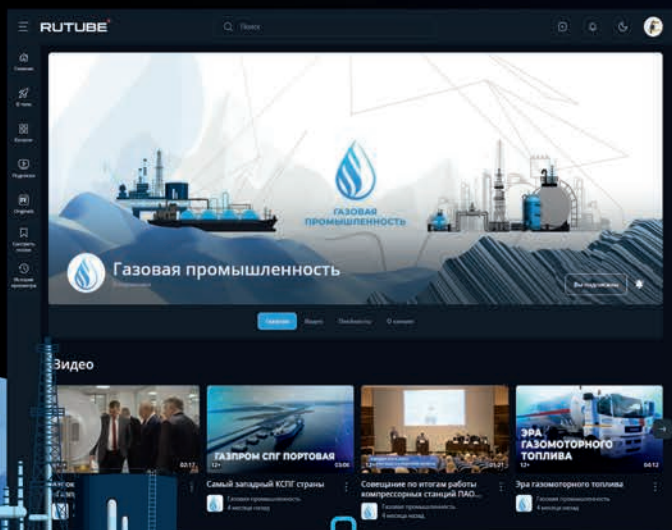


Рис. 6. Модель конструкции макета газоанализатора на основе галогеновой инфракрасной лампы: 1 – часть конструктива, меняющая расстояние от источника до пленки; 2 – галогеновая лампа; 3 – трубка с исследуемым газом; 4 – PbSe-пленки; 5 – элемент Пельтье
Fig. 6. Structural model of prototype gas analyzer with infrared halogen lamp: 1 – part of the structure changing the distance from the source to the film; 2 – halogen lamp; 3 – tube with gas to be detected; 4 – PbSe films; 5 – thermoelectric cooler

диода направляется на одну из пленок через исследуемую газовую среду, на вторую оно попадает напрямую. В качестве дополнительной меры контроля температуры применяется термопара.



ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Научно-просветительский канал о глобальной энергетике и российской нефтегазовой отрасли

В формате интервью, репортажей и познавательных роликов регулярно поднимаются важные для отечественного и мирового топливно-энергетического комплекса вопросы, рассказывается об инновационных технологиях, оборудовании, а также прорывном опыте крупнейших энергетических компаний мира



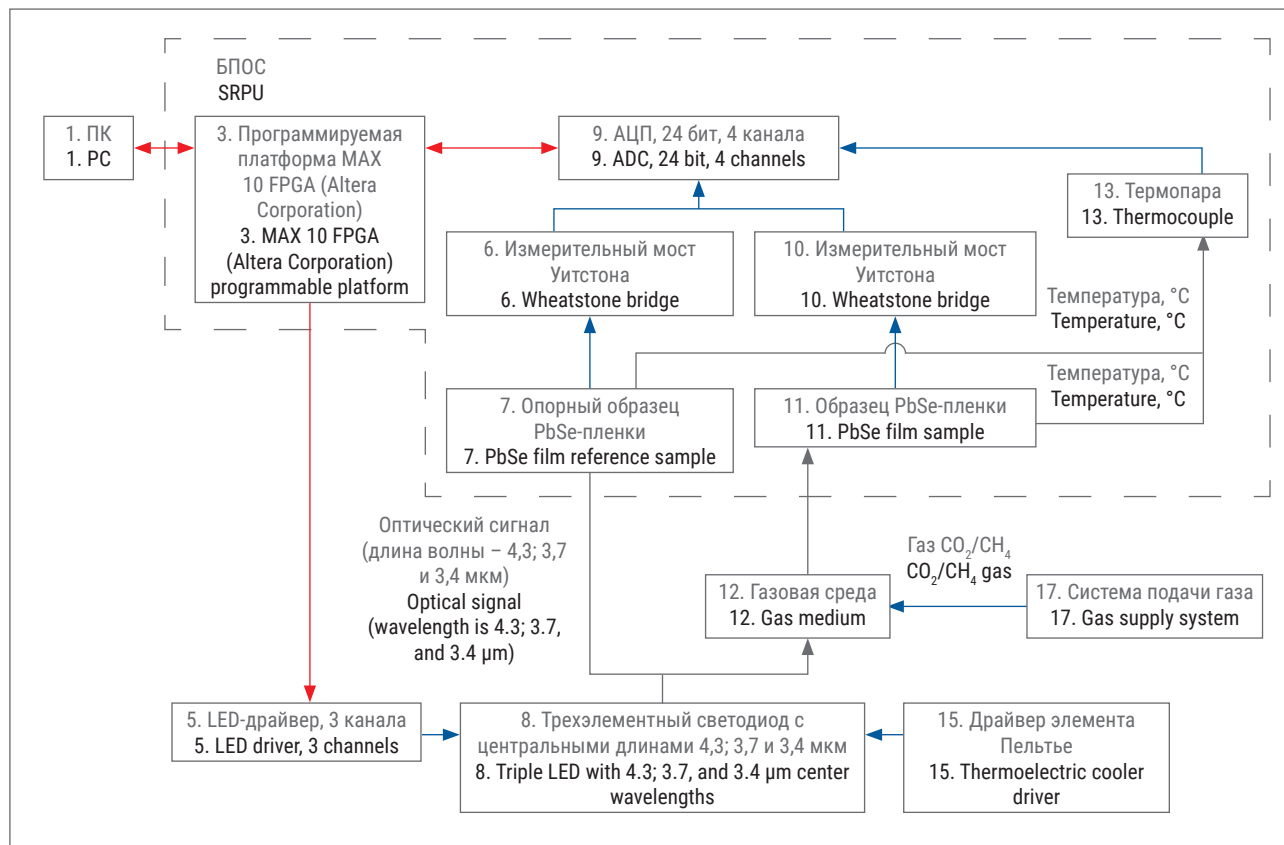


Рис. 7. Блок-схема стенда газоанализатора на основе светодиода. Обозначения см. на рис. 1
Fig. 7. Layout of gas analyzer setup with LED. See legend in fig. 1

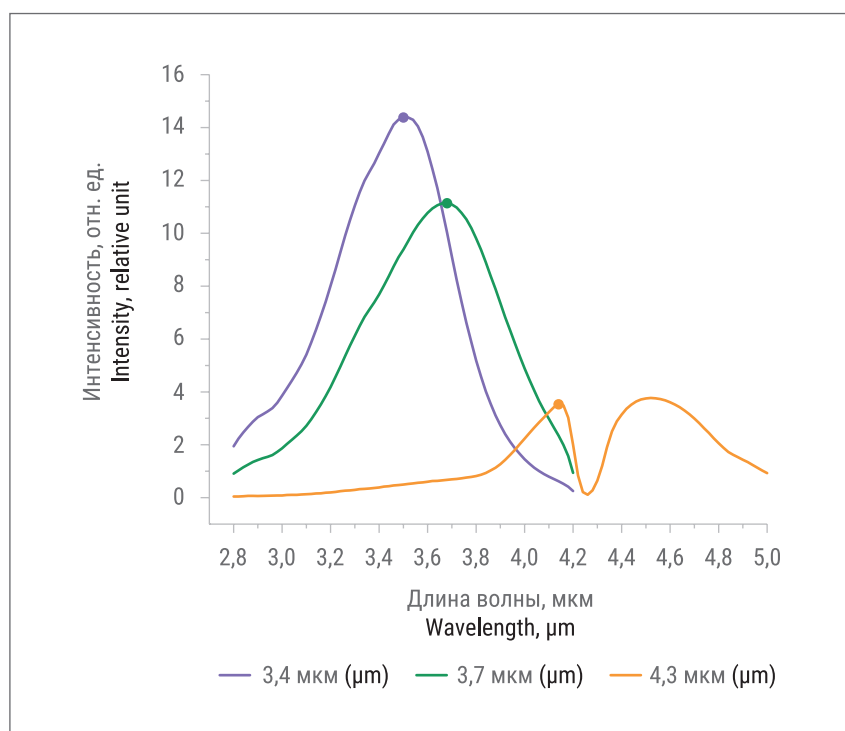


Рис. 8. Спектры интенсивности излучения многокомпонентного инфракрасного диода LEDM433734-TEC-PRW с различными центральными длинами волн
Fig. 8. Intensity spectra for LEDM433734-TEC-PRW multi-component infrared LED with different center wavelengths

Был разработан алгоритм для исследования светочувствительности модифицированных PbSe-пленок к многокомпонентному ИК-диоду LEDM433734-TEC-PRW с центральными длинами волн 4,3; 3,7 и 3,4 мкм. Предварительно спектр диода был проанализирован (рис. 8). Программой производился его опрос через определенные временные промежутки, которые коррелировали с выходными данными, получаемыми с детектора. Последняя модификация заключалась в замене отладочной платы STM32 на программируемую логическую интегральную схему (ПЛИС), скорость опроса четырех дифференциальных каналов АЦП составляла 4 кГц.

Таким образом, для эффективной работы газоанализаторов требовалась надежная и гибкая электроника, способная обрабатывать оптические сигналы высокой частоты. В этом контексте ПЛИС представляют собой привлека-

тельное решение. Они обеспечивают высокую степень гибкости в настройке и перенастройке анализаторов для различных газовых смесей и условий работы. С помощью программного обеспечения и конфигурационного файла можно легко изменять параметры анализатора и оптимизировать его работу под конкретные требования. Кроме того, ПЛИС предоставляют высокую производительность для обработки оптических сигналов. Они обладают параллельными вычислительными возможностями, которые позволяют обрабатывать высокочастотные оптические сигналы в реальном времени. Это особенно важно в оптических газоанализаторах, где быстрая и точная обработка данных необходима для достижения высокой чувствительности и разрешающей способности.

Был проведен подбор необходимой мощности ИК-светодиода на основе лазера. Установлено, что достаточная для детектирования молекул газа мощность источника излучения лежит в диапазоне от 3 до 6 мВт. Результаты измерений оптических, электрических и фотоэлектрических характеристик

детекторов на основе PbSe-пленок представлены в работах авторов [5–7].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе исследования рассматривались различные конструкции лабораторного газоанализатора на основе халькогенидной PbSe-пленки. В частности, модификации отличались источником излучения. Предпочтение было отдано светодиодам, которые обладают рядом преимуществ, что делает их более подходящим решением. Они обеспечивают узкополосное спектральное излучение, позволяя более точно анализировать спектральные характеристики газовых компонентов. Светодиоды также характеризуются высокой эффективностью, низким энергопотреблением, долгим сроком службы и малыми размерами. Было выяснено, что достаточная для детектирования молекул газа мощность источника излучения лежит в диапазоне от 3 до 6 мВт. Таким образом, в оптических газоанализаторах светодиоды более предпочтительны по сравнению с галогеновыми и керамическими ИК-лампами.



Фото: www.shutterstock.com

В целом совершенствование лабораторных станций газоанализаторов – важный компонент в исследованиях и контроле результатов лазерной модификации детекторов в режиме реального времени. Они обеспечивают возможность точных измерений, спектрального анализа и оптимизации параметров модификации, что позволяет создавать более эффективные и надежные детекторы для различных приложений. Развитие таких лабораторных станций продолжает играть важную роль в прогрессе и совершенствовании технологий газоанализа и модификации детекторов.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда и Санкт-Петербургского научного фонда №23-29-10081. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Sun Y., Liu C., Xie P., et al. Industrial SO₂ emission monitoring through a portable multichannel gas analyzer with an optimized retrieval algorithm // *Atmos. Meas. Tech.* 2016. Vol. 9, No. 3. P. 1167–1180. DOI: 10.5194/amt-9-1167-2016.
2. Truman S.L. Industrial use and applications of ion selective electrodes // *J. Chem. Educ.* 1997. Vol. 74, No. 2. Article ID 171. DOI: 10.1021/ed074p171.
3. Tran D., Gorius N., Quilligan G.T., et al. Gas analyzer for monitoring H₂O and CO₂ partial pressures in space instrumentation // *IEEE Sens. J.* 2022. Vol. 22, No. 13. P. 12576–12587. DOI: 10.1109/JSEN.2022.3177079.
4. Томаев В.В., Чернышова И.В., Тихонов П.А. Исследование продуктов окисления селенида свинца методом ИК спектроскопии // *Физика и химия стекла.* 2007. Т. 33, № 6. С. 883–889.
5. Olkhova A.A., Patrikeeva A.A., Dubkova M.A., et al. Comparison of CW NUV and pulse NIR laser influence on PbSe films photosensitivity // *Appl. Sci.* 2023. Vol. 13, No. 4. Article ID 2396. DOI: 10.3390/app13042396.
6. Olkhova A.A., Patrikeeva A.A., Sergeev M.M. Electrical and optical properties of laser-induced structural modifications in PbSe films // *Appl. Sci.* 2022. Vol. 12, No. 19. Article ID 10162. DOI: 10.3390/app121910162.
7. Ольхова А.А., Патрикеева А.А., Дубкова М.А., Сергеев М.М. Модификация оптических свойств халькогенидных пленок селенида свинца с помощью непрерывного лазерного излучения // *Газовая промышленность.* 2022. № 12 (842). С. 46–53.

REFERENCES

- (1) Sun Y, Liu C, Xie P, Hartl A, Chan K, Tian Y, et al. Industrial SO₂ emission monitoring through a portable multichannel gas analyzer with an optimized retrieval algorithm. *Atmos. Meas. Tech.* 2016; 9(3): 1167–1180. <https://doi.org/10.5194/amt-9-1167-2016>.
- (2) Truman SL. Industrial use and applications of ion selective electrodes. *J. Chem. Educ.* 1997; 74(2); article ID 171. <https://doi.org/10.1021/ed074p171>.
- (3) Tran D, Gorius N, Quilligan GT, Gong Q, Kolasinski JR, Purser TC, et al. Gas analyzer for monitoring H₂O and CO₂ partial pressures in space instrumentation. *IEEE Sens. J.* 2022; 22(13): 12576–12587. <https://doi.org/10.1109/JSEN.2022.3177079>.
- (4) Tomaev VV, Chernyshova IV, Tikhonov PA. Investigation of the products of oxidation of lead selenide by IR spectroscopy. *Glass Physics and Chemistry [Fizika i khimiya stekla]*. 2007; 33(6): 883–889. (In Russian)
- (5) Olkhova AA, Patrikeeva AA, Dubkova MA, Kuzmenko NK, Nikonov NV, Sergeev MM. Comparison of CW NUV and pulse NIR laser influence on PbSe films photosensitivity. *Appl. Sci.* 2023; 13(4): article ID 2396. <https://doi.org/10.3390/app13042396>.
- (6) Olkhova AA, Patrikeeva AA, Sergeev MM. Electrical and optical properties of laser-induced structural modifications in PbSe films. *Appl. Sci.* 2022; 12(19): article ID 10162. <https://doi.org/10.3390/app121910162>.
- (7) Olkhova AA, Patrikeeva AA, Dubkova MA, Sergeev MM. Modification of lead selenide chalcogenide films' optical properties by continuous wave laser irradiation. *Gas Industry [Gazovaya promyshlennost']*. 2022; 842(12): 46–53. (In Russian)

ЗАПОРНАЯ АРМАТУРА: ОТ ПРОЕКТА ДО ОТГРУЗКИ

Торговый дом «РУСТ-95» расширяет производство и линейку выпускаемой продукции. Сегодня бренд объединяет уже четыре крупных компании: заводы, создающие трубопроводную арматуру, проектный институт и производство аккумуляторных батарей. Данные компании обеспечивают высокотехнологичным оборудованием предприятия нефтегазодобывающей, газоперерабатывающей, энергетической, химической и других отраслей промышленности. О нюансах работы, приоритетах и планах на будущее мы поговорили с руководителем отдела продаж ТД «РУСТ-95» Иваном Владимировичем Захарченко.

– ТД «РУСТ-95» сегодня – это сразу несколько предприятий разного профиля. Какую главную задачу они решают?

– Важнейшая задача – это обеспечение предприятий-партнеров трубопроводной арматурой: собственно, все предприятия ТД «РУСТ-95» так или иначе работают над ее производством, а также над сервисным обслуживанием.

Полный цикл ее изготовления обеспечивает завод «РУСТ-95» в Санкт-Петербурге: это единственное предприятие, которое занимается производством регулирующей арматуры высокого класса, не уступающей зарубежным аналогам. Работа начинается с составления технической документации, включает непосредственно разработку и изготовление продукции, а также ее последующее постгарантийное обслуживание. Все эти задачи решаются комплексно: в рамках одного завода сосредоточены литейное, механическое, сварочное, штамповочное, резинотехническое производства, здесь же ведутся испытания продукции на ее соответствие техническим нормам и скрытые дефекты, работает сервисная служба.



– Какие предприятия нефтегазовой промышленности являются вашими деловыми партнерами?

– Это самые крупные компании отечественного ТЭК, одним из главных партнеров для нас стало ПАО «Газпром»: продукция «РУСТ-95» востребована на таких стратегических объектах газовой промышленности, как Амурский ГПЗ, магистральный газопровод «Сила Сибири» и др.

– В 2022 г. вы открыли Южноуральский арматурный завод. Он работает в этом же направлении?

– ООО «ЮАЗ» также занимается производством трубопроводной арматуры, однако ориентирован в первую очередь на решение задач газификации страны. Один из его основных партнеров сегодня – ООО «Газпром межрегионгаз», которому поставляются, в частности, цельносварные шаровые краны, используемые при проведении газораспределительных сетей. Так, на Петербургском международном газовом форуме, который прошел в начале ноября 2023 г., мы представили, например, цельносварной шаровый кран. Сейчас мы можем выполнить заказы

на изготовление таких кранов разного диаметра – от 10 до 600 мм. Сертифицированная продукция, которую мы производим и поставляем, не уступает зарубежным аналогам.

Второе направление Южноуральского арматурного завода – это ремонт арматуры, причем как отечественного производства, так и импортного. Для этого нами были закуплены станки, на которых производится наплавка, обработка поверхностей. Одна из масштабных задач в этом направлении – это ремонт задвижек, шаровых кранов, в дальнейшем – и клапанов. Сейчас мы ведем переговоры с отечественными компаниями о возможности получения соответствующих комплектующих и, поскольку для нас принципиально важно обеспечение полного цикла производства, параллельно занимаемся разработкой собственных.

– Есть впечатление, что работа еще одного предприятия, действующего под брендом ТД «РУСТ-95», немного выбивается из общего направления, в котором идут заводы в Санкт-Петербурге и Оренбурге. Я говорю про компанию «ИНТЭР», чей профиль – производство литий-ионных батарей.

– Все нет: научно-производственная компания «ИНТЭР» – дочерняя компания ООО «ТД «РУСТ-95» – была создана в 2021 г. при реализации проекта, связанного с созданием блока питания как раз для запорной арматуры. Был необходим блок питания, позволяющий переключать клапаны



и шаровые краны, которые производят под маркой «РУСТ-95». В соответствии с этим запросом мы произвели гибридный блок питания на основе суперконденсаторов и литий-ионных аккумуляторов – с этого шага и началось развитие литий-ионного направления в компании.

В настоящее время в этом направлении и следует компания «ИНТЭР» – она обладает всеми компетенциями в производстве готовых аккумуляторных систем. Сегодня они используются для обеспечения работы не только запорной арматуры, но и, например, систем телеметрии: ими успешно заменяются устаревшие свинцовые аккумуляторы. Кроме того, продукция ООО «ИНТЭР» востребована производителями высокотокковых систем глушения сигналов, систем накопления энергии – для ее хранения в больших масштабах.

– Каковы самые новые разработки в этом направлении?

– Сейчас на базе одной из наших лабораторий мы ведем разработку технологии, которая позволит создавать высокочастотные безопасные аккумуляторы с большим числом циклов зарядки/разрядки. У этой продукции хорошие перспективы в связи с динамичным развитием рынка электромобилей.

– Вы уже упомянули о лабораториях, которые обеспечивают научное сопровождение произ-



водства. В рамках ТД «РУСТ-95» работает также собственный институт. Расскажите, пожалуйста, о нем.

– Институт «Экогазпроект» – инжиниринговая организация, которая работает над техническим проектированием объектов ТЭК и обеспечивает полный комплекс проектно-исследовательских работ, сопровождение проектов на стадии подготовки к производству.

Более того, мы сохраняем тесный контакт и со сторонними институтами, которые занимаются проектированием оборудования. Сегодня, в условиях, когда с рынка ушли зарубежные производители, работа этих организаций важна как никогда. Мы, имея в составе ТД «РУСТ-95» собственное конструкторское бюро, поддерживаем партнерские отношения с ними, оперативно раз-

рабатывая в сотрудничестве новую высокотехнологичную продукцию.

Можно сказать, что наш интерес к работе научных центров обусловлен исторически: основателем ТД «РУСТ-95» и в течение более 20 лет его главой был настоящий ученый – Владимир Иванович Логинов, профессор РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. Собственно, им был сформирован ключевой принцип работы всего нашего научного и производственного комплекса: весь арсенал трубопроводной арматуры, новое оборудование, технологии – все это создается главным нашим богатством: коллективом подлинно заинтересованных высококлассных специалистов. И сегодня, работая под руководством генерального директора Константина Владимировича Самсонова, мы сохраняем верность этому принципу.

Ставка не на технологии, а на человека – беспроигрышная, она позволяет всему ТД «РУСТ-95» продолжать активное развитие и строить планы на будущее. ■



ООО «ТД «Руст-95»
115280, Россия, г. Москва,
ул. Ленинская Слобода, д. 26,
с. 5, БЦ «Симонов Плаза»,
оф. 3000.22
Тел./факс: +7 (495) 787-74-35
E-mail: contact@roost95.ru
www.roost.ru

ПРИНЦИПЫ СОЗДАНИЯ ТУРБОУСТАНОВОК МАЛОЙ И СРЕДНЕЙ МОЩНОСТИ, РАБОТАЮЩИХ НА СВЕРХКРИТИЧЕСКОМ ДИОКСИДЕ УГЛЕРОДА

УДК 621.48

Б. Гун, ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого» (Санкт-Петербург, Россия),
outbowenlook@outlook.com

В.А. Рассохин, д.т.н., проф., ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого», rassohin_va@spbstu.ru

В.В. Барсков, д.т.н., ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого», barskov_vv@spbstu.ru

М.А. Лаптев, ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого», mikhail.laptev@outlook.com

Л.О. Вокин, ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого», vokin_lo@spbstu.ru

С.Н. Беседин, д.т.н., ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский государственный морской технический университет» (Санкт-Петербург, Россия), sb68595@gmail.com

Н.Н. Кортиков, д.т.н., проф., ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого»,
kortikov_nn@spbstu.ru

А.И. Рыбников, д.т.н., проф., ОАО «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И.И. Ползунова» (Санкт-Петербург, Россия), metall126@mail.ru

На современном этапе развития энергетики ключевую роль играет рациональное и эффективное использование энергии, способствующее созданию экологически чистой и безопасной энергетической системы. В условиях ограниченности ресурсов для решения задачи повышения энергоэффективности актуальной становится разработка новых технологий производства электроэнергии. Одна из них связана с применением сверхкритического диоксида углерода. В статье представлен обзор современного состояния использования сверхкритического диоксида углерода в качестве рабочего тела в установках для производства электроэнергии по циклу Брайтона. Описаны история развития данной технологии и физико-химические свойства сверхкритического диоксида углерода. Показаны две типовые технологические схемы производства электроэнергии на его основе. Рассмотрен наиболее подробно изученный замкнутый цикл и его основные преимущества. Анализ описанных вариантов использования тепловой энергии свидетельствует о том, что применение сверхкритического диоксида углерода и другой рабочей жидкости может привести к значительному повышению эффективности процесса по сравнению с традиционными рабочими телами. Рассмотрены потенциальные области применения сверхкритического диоксида углерода. Проанализирована модель производства электроэнергии с использованием ядерного, солнечного и промышленного тепла. В заключение проведено сравнение разработок институтов и лабораторий разных стран последних лет и показаны наиболее важные результаты их научных исследований.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: СВЕРХКРИТИЧЕСКИЙ ДИОКСИД УГЛЕРОДА, ЦИКЛ БРАЙТОНА, ТУРБИНА, КОМПРЕССОР, ТЕПЛООБМЕННИК, АТОМНАЯ ЭНЕРГИЯ, ГЕЛИОТЕРМАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА.

B. Gong, Peter the Great Saint Petersburg Polytechnic University (Saint Petersburg, Russia),
outbowenlook@outlook.com

V.A. Rassokhin, DSc in Engineering, Professor, Peter the Great Saint Petersburg Polytechnic University,
rassokhin_va@spbstu.ru

V.V. Barskov, PhD in Engineering, Peter the Great Saint Petersburg Polytechnic University,
barskov_vv@spbstu.ru

M.A. Laptev, Peter the Great Saint Petersburg Polytechnic University, mikhail.laptev@outlook.com

L.O. Vokin, Peter the Great Saint Petersburg Polytechnic University, vokin_lo@spbstu.ru

S.N. Besedin, DSc in Engineering, State Marine Technical University (Saint Petersburg, Russia),
sb68595@gmail.com

N.N. Kortikov, DSc in Engineering, Professor, Peter the Great Saint Petersburg Polytechnic University,
kortikov_nn@spbstu.ru

A.I. Rybnikov, DSc in Engineering, Professor, JSC I.I. Polzunov Scientific and Development Association
on Research and Design of Power Equipment (Saint Petersburg, Russia), metall126@mail.ru

Design principles of low and medium power turbine units, fuelled by supercritical carbon dioxide

At the current stage of power industry development, reasonable and efficient use of energy facilitating the establishment of an environmentally responsible and safe power system plays a critical role. In the setting of limited resources, development of innovative power generation technologies becomes essential to solve the tasks of improving energy efficiency. One of the technologies refers to the use of supercritical carbon dioxide.

The article represents a state-of-the-art review of using supercritical carbon dioxide as a working fluid for Brayton cycle power plants. History of the technology, as well as physical and chemical properties of supercritical carbon dioxide are described.

The article also shows two typical process flow diagrams of power generation based on supercritical carbon dioxide. The most well-known closed cycle and its key advantages are considered. Analysis of the described heat energy use cases points to the fact that the use of supercritical carbon dioxide and other working fluids may result in significant improvement of the process efficiency as compared to conventional working fluids.

The article also covers potential uses of supercritical carbon dioxide and analyses the model of electric power generation based on nuclear, solar, and industrial heat. Finally, it compares recent developments of institutes and laboratories from different countries and describes the results of their research work.

KEYWORDS: SUPERCRITICAL CARBON DIOXIDE, BRAYTON CYCLE, TURBINE, COMPRESSOR, HEAT EXCHANGER, NUCLEAR ENERGY, SOLAR THERMAL POWER GENERATION.

В настоящее время для производства электроэнергии используются два основных типа тепловых циклов: Брайтона и Ренкина. Последний, в котором в качестве рабочей жидкости для теплообмена выступает вода, применяется в основном на ТЭС. К недостаткам ее использования относятся низкая эффективность цикла, громоздкость оборудования и высокий уровень загрязнения окружающей среды. В поисках способов увеличения эффективности цикла внимание ученых и инженеров переключилось на альтернативные рабочие жидкости, в том числе на сверхкритический диоксид углерода ($S-CO_2$).

Технология выработки электроэнергии на $S-CO_2$ рассматривается как перспективное направление.

Она предполагает применение систем энергетического цикла, в которых CO_2 в сверхкритическом состоянии используется в качестве рабочей жидкости для преобразования энергии источника тепла в механическую [1]. Технология выработки электроэнергии на основе $S-CO_2$ по циклу Брайтона экологически чистая, теплоэффективная, экономичная. Она может быть объединена с различными существующими системами источников тепла (гелио- и геотермальными, отработанным теплом, ядерным реактором), что объясняет перспективы ее исследования и применения.

В 1960-х гг. ученый из Миланского технического университета Г. Анджелино отметил проблемы производства электроэнергии

на угольных ТЭС и выявил возможности повышения эффективности цикла, уменьшения размеров установок и снижения их структурной сложности. Американский исследователь И.Г. Фехер предложил подход, подразумевающий использование сверхкритического цикла, основанного на циклах Ренкина и Брайтона. Г. Анджелино и И.Г. Фехер продемонстрировали, что термический цикл с CO_2 в качестве рабочей жидкости может не только значительно повысить эффективность установки, но и существенно уменьшить размеры ее элементов [2]. Однако в то время возможности проектирования и производства теплообменников и компонентов турбины были ограничены, а потому технология не получила дальнейшего

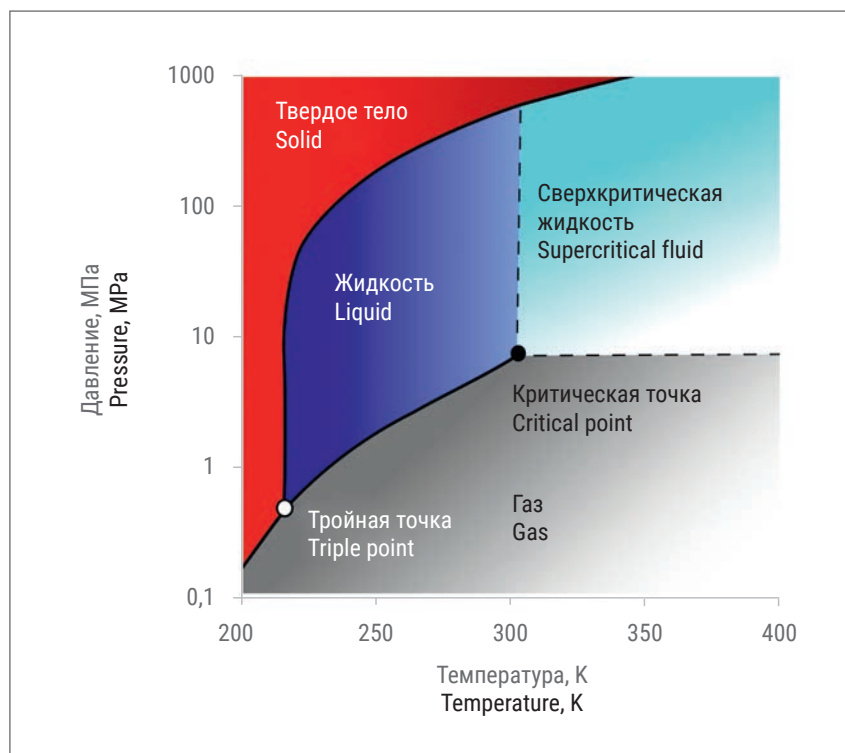


Рис. 1. Фазовая диаграмма диоксида углерода [4]
Fig. 1. Carbon dioxide phase diagram [4]

ской точки составляют 7,38 МПа и 304,13 К.

На рис. 2 представлена зависимость удельной теплоемкости CO₂ от его температуры и давления. Нетрудно заметить, что в сверхкритическом состоянии удельная теплоемкость диоксида углерода значительно увеличивается [5].

Сверхкритический цикл с использованием S-CO₂ может быть реализован по двум схемам:

- косвенного нагрева (замкнутый цикл);
- прямого нагрева (полузамкнутый цикл).

Наиболее исследован (максимальное число публикаций) замкнутый цикл (косвенный нагрев S-CO₂), схема которого показана на рис. 3. В данном случае система состоит в основном из главного компрессора, теплообменника, рекуператоров, турбины, охладителя и генератора. Это типичный цикл Брайтона, при котором рабочее тело низкой температуры и давления сначала поступает в компрессор, где давление повышается, потом проходит через теплообменник, нагреваясь от отработавших газов с турбины и источника теплоты для достижения рабочей температуры цикла (723,15–1023,15 К), далее высокотемпературный S-CO₂ под высоким давлением подается в турбину. Здесь кинетическое

развития. Сегодня энергетический цикл с S-CO₂ в качестве рабочего тела вновь привлекает внимание ученых всего мира.

ПРИНЦИП И ХАРАКТЕРИСТИКИ СВЕРХКРИТИЧЕСКОГО ЦИКЛА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ S-CO₂

Для цикла Брайтона ключевое значение имеет оптимальное ра-

бочее тело, в качестве которого может выступать диоксид углерода, обладающий в сверхкритическом состоянии особыми свойствами [3]. Под сверхкритическим понимают состояние вещества, при котором его температура и давление выше критических. Как показано на рис. 1 [4], для диоксида углерода давление и температура критиче-

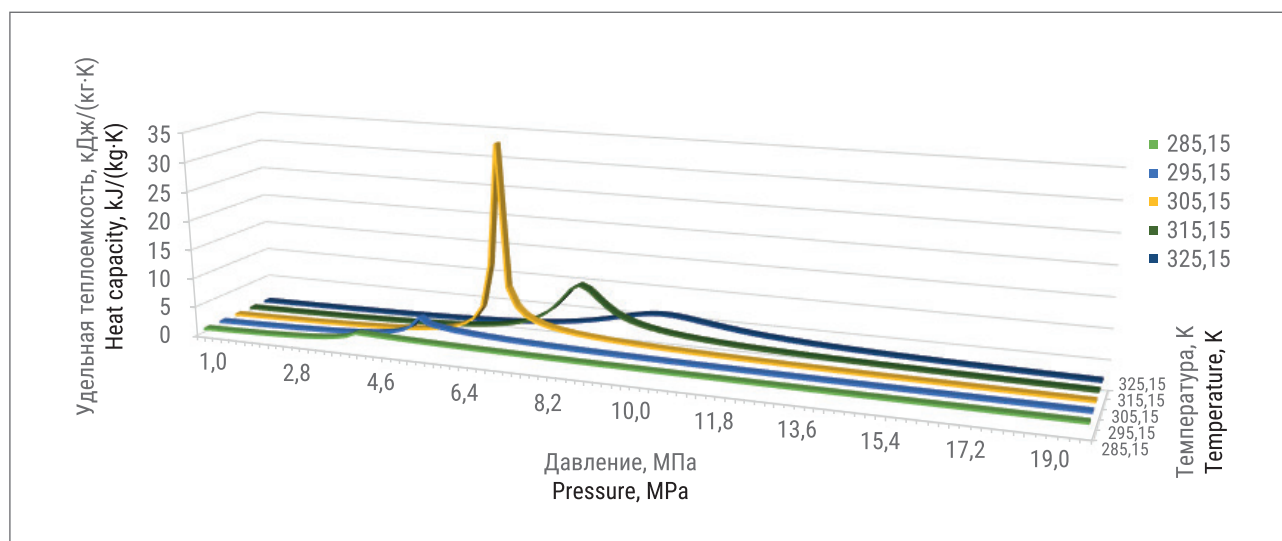


Рис. 2. Зависимость удельной теплоемкости диоксида углерода от его температуры и давления
Fig. 2. Dependence of carbon dioxide heat capacity on its temperature and pressure

тическая энергия потока преобразуется в механическую, а затем – в электрическую через генератор. По завершении цикла рабочее тело с турбины проходит через рекуператор для отдачи части теплоты и предварительный охладитель для понижения температуры перед следующим циклом.

Для замкнутого цикла Брайтона с S-CO₂ характерны следующие основные особенности:

- отсутствие фазового перехода, малая вязкость, высокая диффузия и плотность S-CO₂ обуславливают высокое давление рабочего тела. Проведенные исследования показывают, что тепловая эффективность замкнутого цикла с S-CO₂ составляет около 45 % при температуре на входе в турбину 823,15 К, а при 1023,15 К этот показатель может превышать 50 %. Данные значения КПД выше, чем у генерирующих паро- и газотурбинных установок [6];

- S-CO₂ получает тепло в теплообменнике и косвенно нагревается до высокой температуры без прямого контакта между рабочим телом и теплоносителем. Источник тепла и энергетический цикл выступают относительно независимыми системами, что открывает возможности для более широкого применения технологии;

- система, основанная на замкнутом цикле, компактна и малогабаритна. Так, при использовании S-CO₂ турбина имеет меньше ступеней и меньшие размеры по сравнению с паровыми и гелиевыми установками. Кроме того, турбина и нагнетатель могут быть расположены коаксиально как единый блок, что позволяет уменьшить размеры обратных нагревателей и охладителей. На рис. 4 для сравнения показаны размеры и мощность различных типов турбин [7].

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ S-CO₂ В ЦИКЛЕ БРАЙТОНА

Цикл Брайтона с S-CO₂ относительно энергонезависимый. В качестве самостоятельного источника теплоты для него мо-

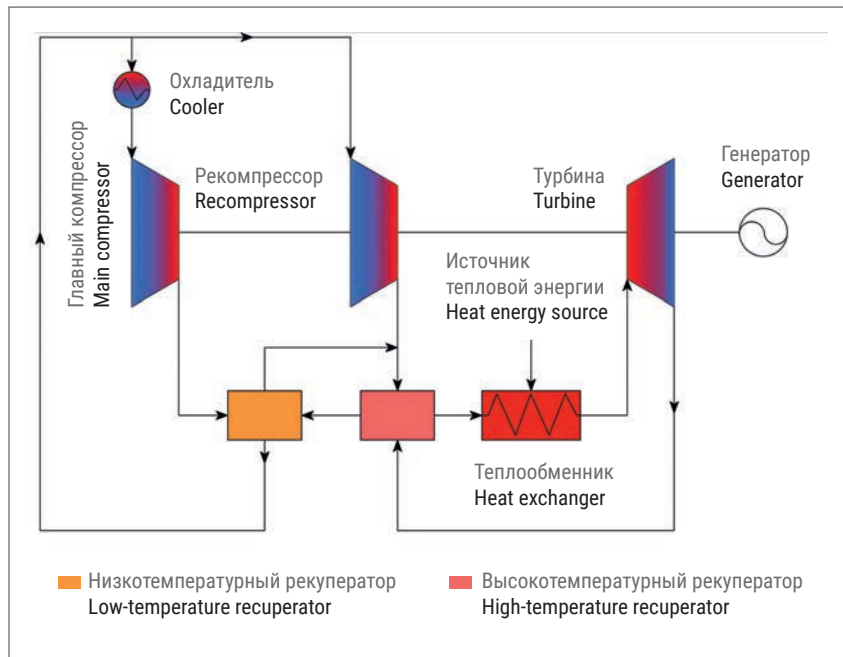


Рис. 3. Замкнутая тепловая схема с S-CO₂
Fig. 3. Closed heat circuit with S-CO₂

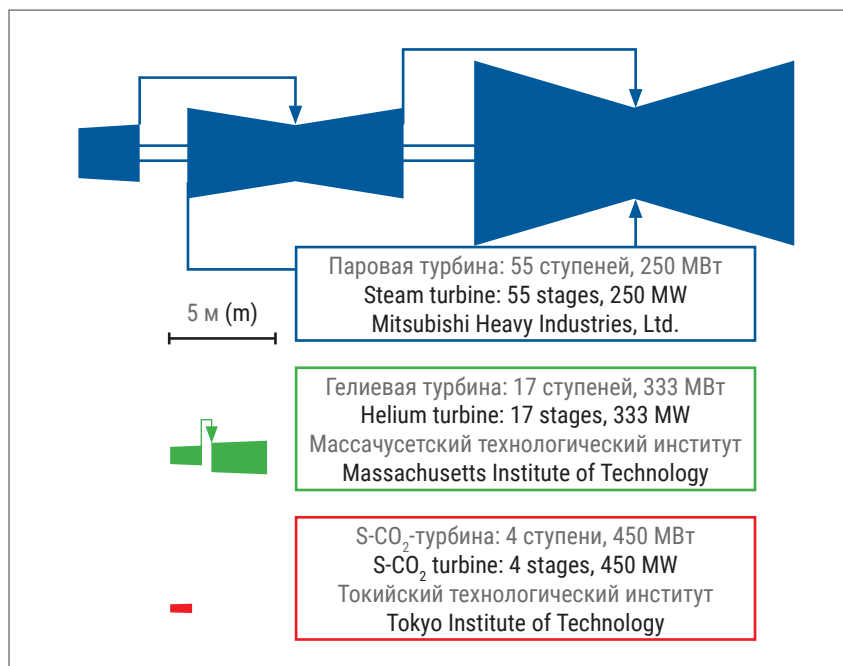


Рис. 4. Сравнение размеров и мощности различных типов турбин [7]
Fig. 4. Comparison of size and power of different types of turbines [7]

гут выступать ядерный реактор, солнечная радиация, промышленные отходы и т.д. [8–13]. На рис. 5 показаны потенциальные области применения цикла, а далее представлены примеры использования трех наиболее распространенных источников теплоты для него.

Применение сверхкритических циклов в быстрых реакторах с натриевым охлаждением

В быстрых реакторах с натриевым охлаждением (SFR) в качестве теплоносителя применяется металл, температура на выходе из активной зоны составляет 773,15–823,15 К [14]. В силу технической



Рис. 5. Потенциальные области применения цикла Брайтона с S-CO₂
Fig. 5. Potential uses of S-CO₂ Brayton cycle

зрелости и ряда других причин существующие SFR-реакторы используют в качестве рабочего тела водяной пар, но в таком случае существует угроза безопасности, связанная с возможным началом реакции между натрием и водой. В настоящее время SFR-реакторы оснащены промежуточным контуром, чтобы избежать начала этой реакции. Однако данное техническое решение только смещает ее за пределы реактора и не решает проблему коренным образом, а кроме того, снижает тепловую эффективность системы, увеличивает площадь ядерного

острова и приводит к повышению стоимости строительства [15]. Использование энергетического цикла на основе S-CO₂ позволяет избежать начала реакции «натрий – вода» и дает возможность отказаться от промежуточного контура, тем самым эффективно повышая безопасность, экономичность и тепловую эффективность. На рис. 6 показана схема рабочего процесса SFR-реактора по циклу Брайтона с S-CO₂.

Проведенные исследования показали, что основные продукты химической реакции между S-CO₂ и натрием, которая протекает

в SFR-реакторах со сверхкритическим циклом, представлены твердыми веществами (углеродом, оксидом и карбонатом натрия), не производящими взрывоопасных газов. С другой стороны, эти продукты могут заблокировать внутренние каналы в теплообменнике и даже попасть в активную зону реактора. Таким образом, применение S-CO₂ в SFR-реакторах должно сопровождаться исследованиями и разработкой соответствующих материалов и оборудования для обеспечения более высокой надежности и экономичности [16].

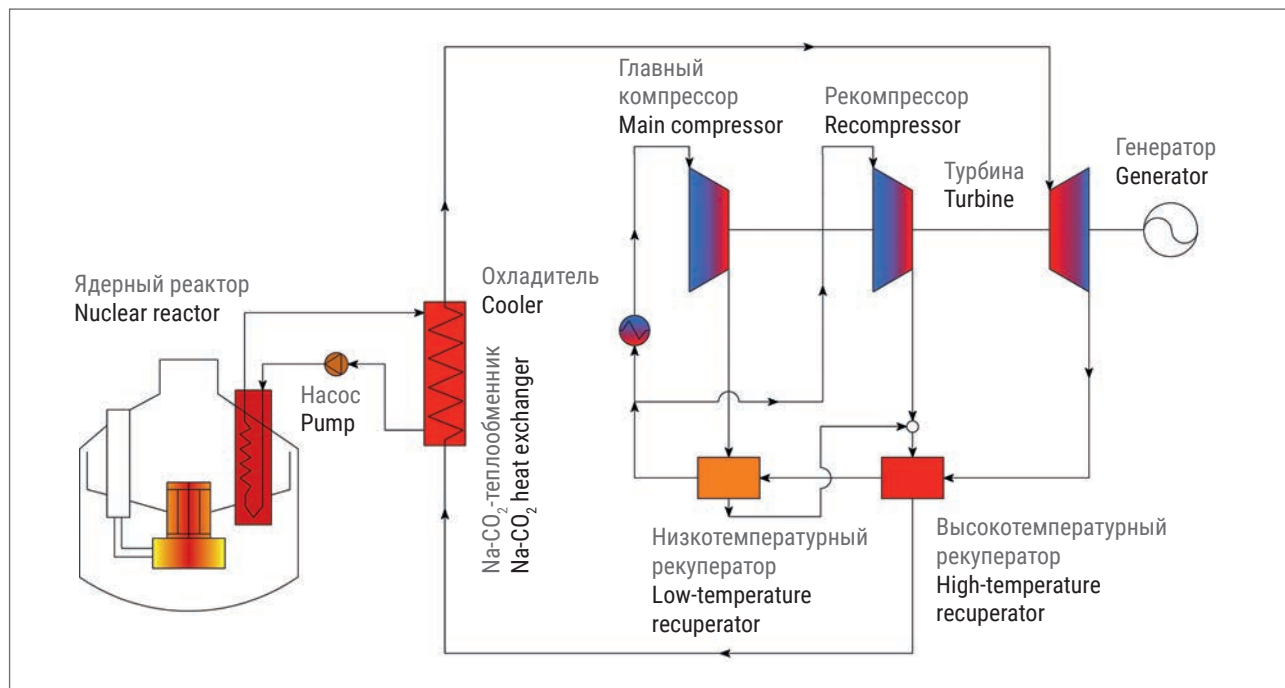


Рис. 6. Цикл Брайтона с S-CO₂ в быстром реакторе с натриевым охлаждением
Fig. 6. S-CO₂ Brayton cycle in sodium-cooled fast reactor

Цикл Брайтона со сверхкритическим диоксидом углерода в гелиотермальной энергетике

Гелиотермальная установка башенного типа, тепловая схема которой была разработана сотрудниками Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого, позволяет достичь повышения эффективности, экологичности и рентабельности энергетической системы за счет использования в качестве рабочего тела S-CO₂ [17]. Эта установка (рис. 7) включает следующие системы:

- приемника;
- гелиостата;
- хранения теплоты;
- циркуляции энергии.

Гелиостаты отслеживают положение Солнца, собирают солнечный свет и отражают его на приемник, от которого соли из низкотемпературного резервуара получают теплоту. Высокотемпературная расплавленная соль проходит по нисходящей трубе в высокотемпературный резервуар, где обменивается теплом с S-CO₂. Далее через газотурбинную установку тепловая энергия преобразуется в механическую,

а механическая – в электрическую. Поскольку поток солнечной энергии нестабилен ввиду изменчивости метеофакторов, установка оснащена системой накопления энергии для поддержания бесперебойного режима работы.

Система на основе цикла Брайтона с S-CO₂ характеризуется высокой эффективностью и плотностью энергии при температуре 723,15–923,15 К. Этот диапазон соответствует рабочей температуре существующей башенной гелиотермальной электростанции. Кроме того, система с S-CO₂ независима от водных ресурсов, а использующая ее гелиотермальная установка имеет небольшие габариты и высокую эффективность, что объясняет тенденцию применения данного комплекса взамен традиционного парового цикла Ренкина [18].

Отработанное тепло для сверхкритического цикла Брайтона

Отработанное тепло, сточные воды и отходящие газы, образующиеся при промышленном производстве, приводят к существенному

загрязнению окружающей среды. Применение отработанного тепла – одно из важных направлений решения проблемы рационального использования ресурсов и снижения экологического воздействия.

В области утилизации средне- и высокотемпературного сбросного тепла цикл с S-CO₂ в качестве рабочего тела предлагает новый технологический путь. Этот подход отличается рядом преимуществ с точки зрения использования отработанного тепла, а его технические показатели лучше, чем у традиционного цикла с водяным паром и органического цикла Ренкина. В частности, сверхкритический цикл позволяет с более высокой эффективностью вырабатывать электроэнергию, а применяемое для его реализации оборудование имеет меньшие размеры. Для средне- и высокотемпературных (выше 673,15 К) источников теплоты S-CO₂ термически стабилен, не подвержен термическому разложению, кроме того, может использоваться для поглощения высоких температур.

На рис. 8 показана расчетная кинематическая (конструкционно-

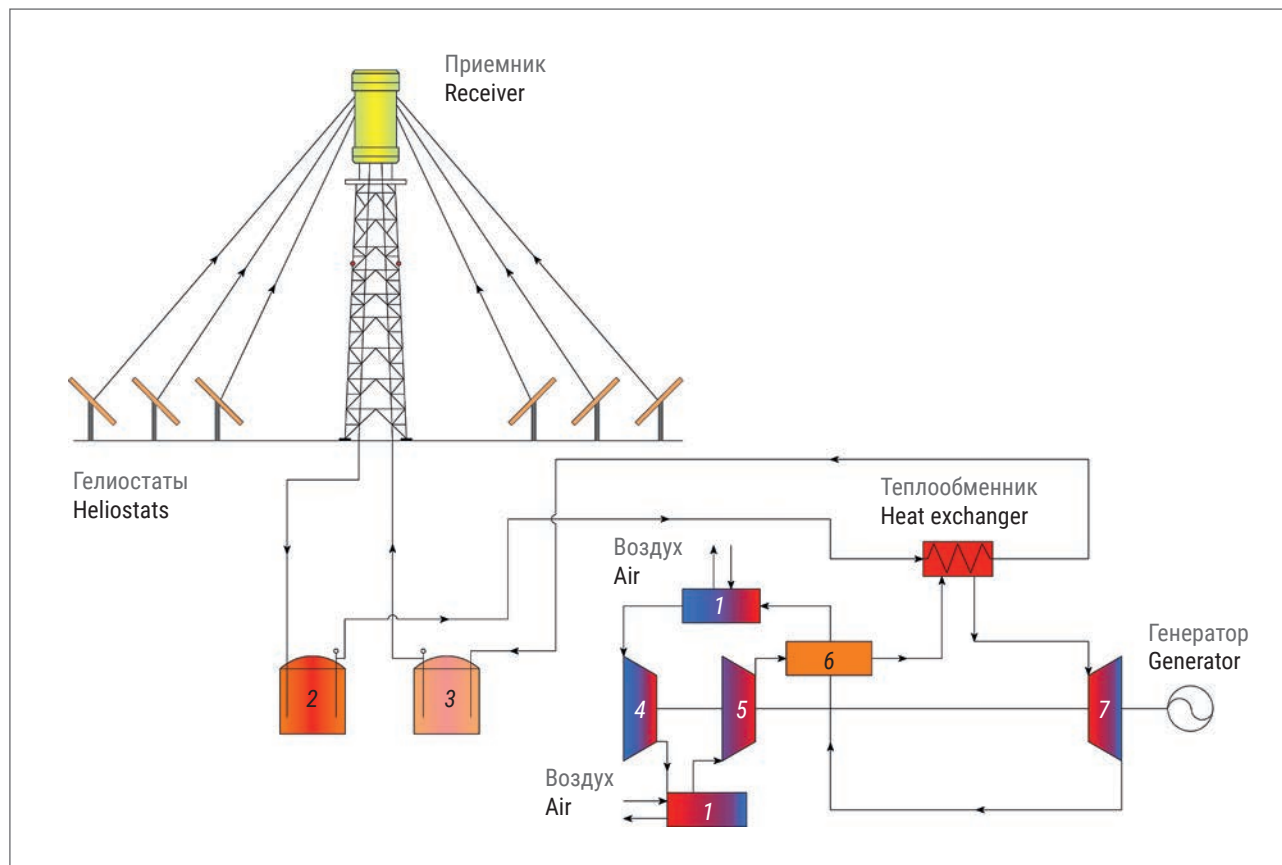


Рис. 7. Газотурбинная установка, интегрированная с солнечным приемником башенного типа, работающая на сверхкритическом диоксиде углерода: 1 – охладитель; 2 – высокотемпературный резервуар; 3 – низкотемпературный резервуар; 4 – компрессор низкого давления; 5 – компрессор высокого давления; 6 – рекуператор; 7 – турбина
Fig. 7. Gas turbine unit integrated with solar tower receiver fuelled by supercritical carbon dioxide: 1 – cooler; 2 – high-temperature tank; 3 – low-temperature tank; 4 – low-pressure compressor; 5 – high-pressure compressor; 6 – recuperator; 7 – turbine

компоновочная) схема турбокомпрессорного блока утилизационной энергоустановки для газовой турбины 6F.03, разработанная авторами в рамках НИОКР по применению $S-CO_2$ для утилизации тепла. Мощность представленной энергоустановки на отработанном тепле составляет 50 МВт. При этом диаметр рабочего колеса главного компрессора – всего 331 мм, что свидетельствует о значительном уменьшении размеров оборудования по сравнению с обычными паровыми и газовыми турбинами данного класса мощности, работающими с КПД около 30 %.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ИССЛЕДОВАНИЙ

За последние десятилетия заинтересованность в цикле Брайтона с $S-CO_2$ для турбинных установок возросла. В 2006 г. у истоков воз-

рождения данного направления стоял В. Досталь, после чего количество исследований заметно увеличилось. Это подтверждают результаты статистического анализа, проведенного авторами статьи [19], которые показаны на рис. 9.

На сегодняшний день учеными из ЕС, США, Японии, Республики Корея, других стран и регионов проведены исследования технологии применения $S-CO_2$ для выработки электроэнергии, созданы тестовые и инженерные прототипы установок со сверхкритическим диоксидом углерода. Так, в США ряд национальных лабораторий и университетов сосредоточились на изучении возможности применения сверхкритического цикла Брайтона на CO_2 в ядерных реакторах. Значительный прогресс был достигнут в Массачусетском

технологическом институте, Национальной лаборатории Айдахо, Аргоннской национальной лаборатории, Национальной лаборатории возобновляемых источников энергии и Сандийских национальных лабораториях [20].

Массачусетский технологический институт и Национальная лаборатория Айдахо совместно разработали генераторную установку на $S-CO_2$ для реактора с охлаждением из сплава свинца и висмута. Массачусетский технологический институт предложил схему реализации процесса рекомпрессионного цикла Брайтона с $S-CO_2$ и параметров теплового цикла. Аргоннская национальная лаборатория разработала генераторную установку на $S-CO_2$ мощностью 95/250 МВт для SFR-реакторов. Сотрудники Сандийских национальных лабораторий (рис. 10)

провели системный анализ эффективности и экономических параметров сверхкритического цикла Брайтона на CO₂, применяемого с различными источниками тепла (ядерная, гелио- и геотермальная энергетика и т.д.) [21]. Результаты свидетельствуют о том, что цикл имеет высокие показатели эффективности и экономичности в случае как низко- и среднетемпературных, так и средне- и высокотемпературных источников.

Корейский институт передовых технологий разработал микро-модульный реактор, который может обеспечивать энергией отдаленные районы. В нем используется цикл Брайтона с S-CO₂ [23]. Данная установка может транспортироваться по суше или морю, что позволяет свести к минимуму строительные работы непосредственно на местах [22]. Ее габаритные размеры, как показано на рис. 11, близки к стандартному 20-футовому (~6м) контейнеру. В соответствии с проектной схемой установка может обеспечить тепловую мощность 36 МВт.

В декабре 2021 г. после семи лет исследований и разработок успешно завершился 72-часовой пробный запуск первого в Китае крупномасштабного испытательного энергоблока, использующего сверхкритический цикл и позволяющего эффективно сокращать выбросы углекислого газа [24]. 8 декабря 2021 г. он был официально введен в эксплуатацию в Сиане. Рабочая мощность установки составляет 5 МВт. Она расположена на научно-исследовательской и промышленной базе Сианьского научно-исследовательского института теплотехники площадью более 6 тыс. м² (рис. 12).

Исследователи успешно преодолели множество технических проблем в области проектирования систем, производства оборудования, строительства и ввода в эксплуатацию, оптимизации и др., а также совместно разработали ключевые устройства (котлы на S-CO₂, теплообменники

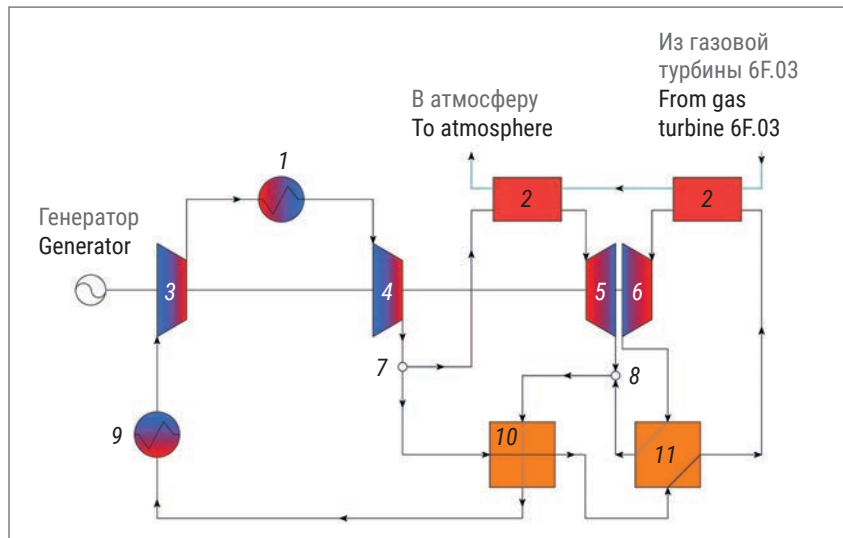


Рис. 8. Расчетная кинематическая (конструктивно-компоновочная) схема турбокомпрессорного блока утилизационной энергоустановки для газовой турбины 6F.03: 1 – проохладитель CO₂; 2 – котел-утилизатор; 3 – компрессор низкотемпературный низкого давления; 4 – компрессор низкотемпературный высокого давления; 5 – низкотемпературная турбина; 6 – высокотемпературная турбина; 7 – коллекторы CO₂ высокого давления; 8 – коллектор CO₂ низкого давления; 9 – охладитель CO₂; 10 – низкотемпературный рекуператор; 11 – высокотемпературный рекуператор
Fig. 8. Design kinematic diagram of turbo-compressor unit of recovery power plant for gas turbine 6F.03: 1 – industrial CO₂ cooler; 2 – waste heat boiler; 3 – low-temperature and low-pressure compressor; 4 – low-temperature and high-pressure compressor; 5 – low-temperature turbine; 6 – high-temperature and high-pressure turbine; 7 – high-pressure CO₂ headers; 8 – low-pressure CO₂ header; 9 – CO₂ cooler; 10 – low-temperature recuperator; 11 – high-temperature recuperator

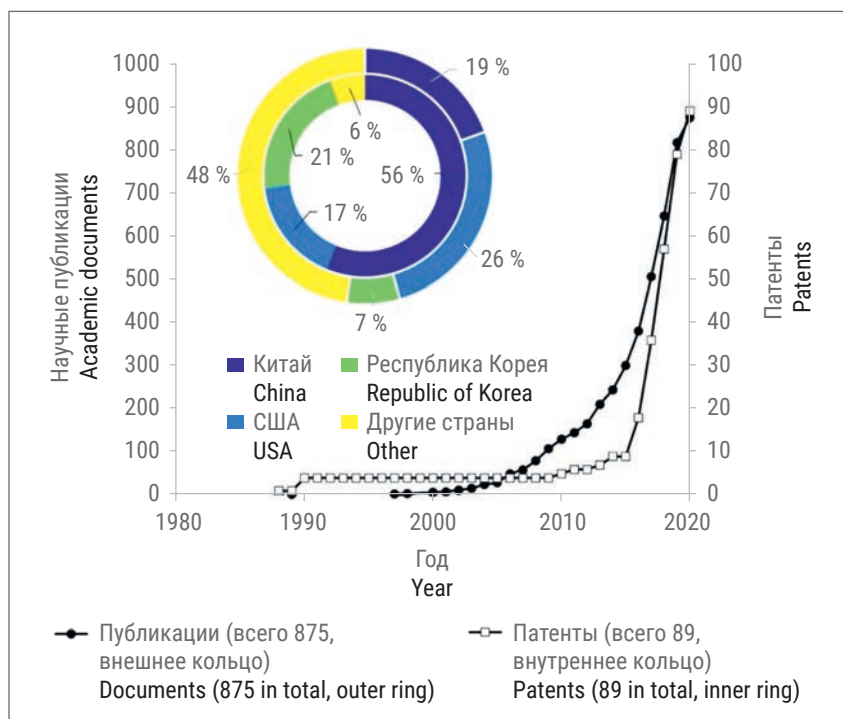


Рис. 9. Эволюция и географическое распределение публикаций и интеллектуальной собственности в области энергетических систем с S-CO₂ [19]
Fig. 9. Evolution and geographical distribution of academic documents and intellectual property related to S-CO₂ power systems [19]



Рис. 10. Стенд сверхкритического цикла Брайтона на CO₂ Сандийских национальных лабораторий [21]
Fig. 10. S-CO₂ Brayton cycle bench of Sandia National Laboratories [21]

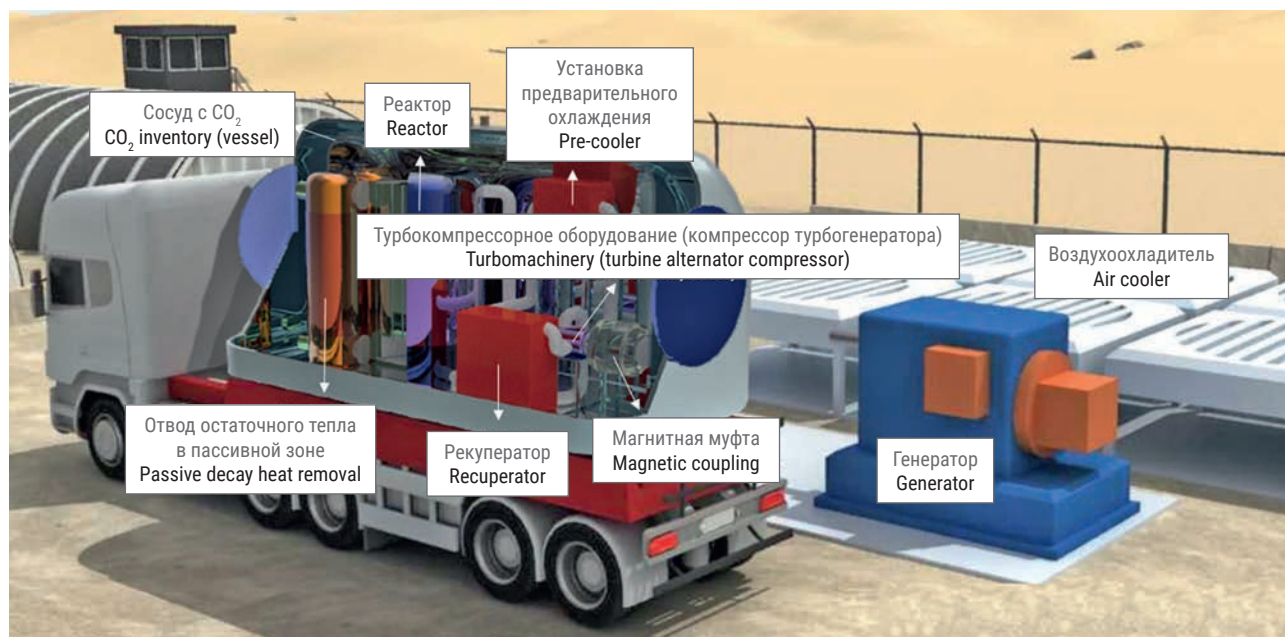


Рис. 11. Концептуальный проект микромодульного реактора Корейского института передовых технологий [23]
Fig. 11. Conceptual designs of Korea Advanced Institute of Science and Technology micro modular reactor [23]



Рис. 12. S-CO₂ генераторная установка Сианьского научно-исследовательского института теплотехники мощностью 5 МВт [24]
Fig. 12. 5 MW S-CO₂ generator unit of Xi'an Thermal Power Research Institute [24]

с вытравленными каналами, турбины, компрессоры, сухие газовые уплотнения и пр.), что позволило достичь полной локализации и независимого контроля проектирования и производства.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Цикл Брайтона с S-CO₂ – важнейшая инновация в передовых энергетических циклах и энергетических системах. Его уникальные термодинамические характери-

стики, высокий КПД и наименьшие (по сравнению с аналогами на других рабочих телах) размеры установок при одинаковом уровне мощности, а также способность объединять различные источники тепла позволяют говорить о том, что промышленная реализация цикла приведет к значительным изменениям в технологиях эффективного использования энергии.

По итогам проведенного в статье сравнительного анализа суще-

ствующих компоновок тепловых схем было установлено, что углекислотные турбомашинны могут использоваться в качестве основного турбинного оборудования с различными внешними источниками теплоты, такими как ядер-

ные реакторы, солнечная энергия, отработанное промышленное тепло и т.д.

Анализ существующих на сегодняшний день разработок учеными из Китая, Республики Корея и США в области турбин на сверх-

критическом диоксиде углерода позволяет сделать вывод, что для дальнейшего развития данного направления необходимо улучшение отдельных узлов и вспомогательного оборудования турбомашин. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Liu Y., Wang Y., Huang D. Supercritical CO₂ Brayton cycle: A state-of-the-art review // Energy. 2019. Vol. 189. Article ID 115900. DOI: 10.1016/j.energy.2019.115900.
2. Crespi F., Gavagnin G., Sánchez D., Martínez G.S. Supercritical carbon dioxide cycles for power generation: A review // Appl. Energy. 2017. Vol. 195. P. 152–183. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.02.048.
3. Koysoumpa E.I., Bergins C., Kakaras E. The CO₂ economy: Review of CO₂ capture and reuse technologies // J. Supercrit. Fluids. 2018. Vol. 132. P. 3–16. DOI: 10.1016/j.supflu.2017.07.029.
4. File:Carbon dioxide pressure-temperature phase diagram-ru.svg // Wikimedia Commons: репозиторий. URL: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Carbon_dioxide_pressure-temperature_phase_diagram-ru.svg (дата обращения: 07.11.2023).
5. Guo J.Q., Li M.J., He Y.L., et al. A systematic review of supercritical carbon dioxide (S-CO₂) power cycle for energy industries: Technologies, key issues, and potential prospects // Energy Convers. Manage. 2022. Vol. 258. Article ID 115437. DOI: 10.1016/j.enconman.2022.115437.
6. Wang X., Dai Y. Exergoeconomic analysis of utilizing the transcritical CO₂ cycle and the ORC for a recompression supercritical CO₂ cycle waste heat recovery: A comparative study // Appl. Energy. 2016. Vol. 170. P. 193–207. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.02.112.
7. Dostal V. A supercritical carbon dioxide cycle for next generation nuclear reactors: DSc thesis. Cambridge, MA, USA: Massachusetts Institute of Technology, 2004. 317 p.
8. Iverson B.D., Conboy T.M., Pasch J.J., Kruienga A.M. Supercritical CO₂ Brayton cycles for solar-thermal energy // Appl. Energy. 2013. Vol. 111. P. 957–970. DOI: 10.1016/j.apenergy.2013.06.020.
9. Cha J.E., Park J.H., Lee G., et al. 500 kW supercritical CO₂ power generation system for waste heat recovery: System design and compressor performance test results // Appl. Therm. Eng. 2021. Vol. 194. Article ID 117028. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2021.117028.
10. Moiseyev A., Sienicki J.J. Investigation of alternative layouts for the supercritical carbon dioxide Brayton cycle for a sodium-cooled fast reactor // Nucl. Eng. Des. 2009. Vol. 239, No. 7. P. 1362–1371. DOI: 10.1016/j.nucengdes.2009.03.017.
11. Tsimpoukis D., Syngounas E., Bellos E., et al. Thermodynamic and economic analysis of a supermarket transcritical CO₂ refrigeration system coupled with solar-fed supercritical CO₂ Brayton and organic Rankine cycles // Energy Convers. Manage.: X. 2023. Vol. 18. Article ID 100351. DOI: 10.1016/j.ecmx.2023.100351.
12. Wang Y., Xu J., Liu Q., et al. New combined supercritical carbon dioxide cycles for coal-fired power plants // Sustainable Cities and Society. 2019. Vol. 50. Article ID 101656. DOI: 10.1016/j.scs.2019.101656.



Международная специализированная
выставка пластмасс и каучуков

RUPLASTICA

23 – 26 ЯНВ

2024

Москва, Россия

ruplastica.ru

Место проведения:



Организатор:



13. Tong Y., Duan L., Yang M., Pang L. Design optimization of a new supercritical CO₂ single reheat coal-fired power generation system // *Energy*. 2022. Vol. 239, Pt. B. Article ID 122174. DOI: 10.1016/j.energy.2021.122174.
14. Dostal V., Driscoll M.J., Hejzlar P., Wang Y. Supercritical CO₂ cycle for fast gas-cooled reactors // *Proc. ASME Turbo Expo: Power Land, Sea, Air*. 2004. Vol. 7. P. 683–392. DOI: 10.1115/GT2004-54242.
15. Li Z., Liu C., Xing M., et al. Research of supercritical carbon dioxide thermal power system based on lead-cooled fast reactor // *Proceedings of the 29th International Conference on Nuclear Engineering*. New York, NY, USA: ASME, 2022. Article ID ICONE29-90432. DOI: 10.1115/ICONE29-90432.
16. Vivaldi D., Gruy F., Simon N., Perrais C. Modelling of a CO₂-gas jet into liquid-sodium following a heat exchanger leakage scenario in Sodium Fast Reactors // *Chem. Eng. Res. Des.* 2013. Vol. 91, No. 4. P. 640–648. DOI: 10.1016/j.cherd.2013.02.011.
17. Гун Б. Применение диоксида углерода в сверхкритическом цикле Брайтона в геотермальной энергетике // *Возобновляемая энергия планеты: сб. материалов II Всеросс. конкурса студентов, аспирантов и молодых ученых с междунар. участием*. М.: МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2022. С. 49–54.
18. Al-Sulaiman F.A., Atif M. Performance comparison of different supercritical carbon dioxide Brayton cycles integrated with a solar power tower // *Energy*. 2015. Vol. 82. P. 61–71. DOI: 10.1016/j.energy.2014.12.070.
19. White M.T., Bianchi G., Chai L., et al. Review of supercritical CO₂ technologies and systems for power generation // *Appl. Therm. Eng.* 2021. Vol. 185. Article ID 116447. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2020.1164.
20. Fleming D., Holschuh T., Conboy T., et al. Scaling considerations for a multi-megawatt class supercritical CO₂ Brayton cycle and path forward for commercialization // *ASME Turbo Expo 2012: Proceedings of the Turbine Technical Conference and Exposition*. New York, NY, USA: ASME, 2013. P. 953–960. DOI: 10.1115/GT2012-68484.
21. Sandia's supercritical carbon-dioxide/Brayton-cycle laboratory signs important MOU with industry partners // *Sandia National Laboratories: офиц. сайт*. URL: <https://energy.sandia.gov/sandias-supercritical-carbon-dioxidebrayton-cycle-laboratory-signs-important-mou-with-industry-partners/> (дата обращения: 07.11.2023).
22. Oh B.S., Jeong Y., Cho S.K., Lee J.I. Controllability of S-CO₂ power system coupled small modular reactor with improved compressor design // *Appl. Therm. Eng.* 2021. Vol. 192. Article ID 116957. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2021.1169.
23. Son S., Kwon J., Oh B.S., et al. Radionuclide transport in a long-term operation supercritical CO₂-cooled direct-cycle small nuclear reactor // *Int. J. Energy Res.* 2020. Vol. 44, No. 5. P. 3905–3921. DOI: 10.1002/er.5189.
24. Xi'an Thermal Power Research Institute Co., Ltd. офиц. сайт. URL: <http://www.tpri.com.cn/> (дата обращения: 07.11.2023).

REFERENCES

- (1) Liu Y., Wang Y., Huang D. Supercritical CO₂ Brayton cycle: A state-of-the-art review. *Energy*. 2019; 189: article ID 115900. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.115900>.
- (2) Crespi F., Gavagnin G., Sánchez D., Martínez GS. Supercritical carbon dioxide cycles for power generation: A review. *Appl. Energy*. 2017; 195: 152–183. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.02.048>.
- (3) Koysoumpa El, Bergins C., Kakaras E. The CO₂ economy: Review of CO₂ capture and reuse technologies. *J. Supercrit. Fluids*. 2018; 132: 3–16. <https://doi.org/10.1016/j.supflu.2017.07.029>.
- (4) Wikimedia Commons. *File:Carbon dioxide pressure-temperature phase diagram-ru.svg*. Available from: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Carbon_dioxide_pressure-temperature_phase_diagram-ru.svg [Accessed: 7 November 2023].
- (5) Guo JQ, Li MJ, He YL, Jiang T, Ma T, Xu J-L, et al. A systematic review of supercritical carbon dioxide (S-CO₂) power cycle for energy industries: Technologies, key issues, and potential prospects. *Energy Convers. Manage.* 2022; 258: article ID 115437. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115437>.
- (6) Wang X, Dai Y. Exergoeconomic analysis of utilizing the transcritical CO₂ cycle and the ORC for a recompression supercritical CO₂ cycle waste heat recovery: A comparative study. *Appl. Energy*. 2016; 170: 193–207. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.02.112>.
- (7) Dostal V. *A supercritical carbon dioxide cycle for next generation nuclear reactors*. DSc thesis. Massachusetts Institute of Technology; 2004.
- (8) Iversion BD, Conboy TM, Pasch JJ, Kruizenga AM. Supercritical CO₂ Brayton cycles for solar-thermal energy. *Appl. Energy*. 2013; 111: 957–970. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.06.020>.
- (9) Cha JE, Park JH, Lee G, Seo H, Lee S, Chung H-J, et al. 500 kW supercritical CO₂ power generation system for waste heat recovery: System design and compressor performance test results. *Appl. Therm. Eng.* 2021; 194: article ID 117028. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2021.117028>.
- (10) Moisseytsev A, Sienicki JJ. Investigation of alternative layouts for the supercritical carbon dioxide Brayton cycle for a sodium-cooled fast reactor. *Nucl. Eng. Des.* 2009; 239(7): 1362–1371. <https://doi.org/10.1016/j.nucengdes.2009.03.017>.
- (11) Tsimpanakis D, Syngounas E, Bellos E, Koukou M, Tzivanidis C, Anagnostatos S, et al. Thermodynamic and economic analysis of a supermarket transcritical CO₂ refrigeration system coupled with solar-fed supercritical CO₂ Brayton and organic Rankine cycles. *Energy Convers. Manage.: X*. 2023; 18: article ID 100351. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2023.100351>.
- (12) Wang Y, Xu J, Liu Q, Sun E, Chen C. New combined supercritical carbon dioxide cycles for coal-fired power plants. *Sustainable Cities and Society*. 2019; 50: article ID 101656. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2019.101656>.
- (13) Tong Y, Duan L, Yang M, Pang L. Design optimization of a new supercritical CO₂ single reheat coal-fired power generation system. *Energy*. 2022; 239(B): article ID 122174. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122174>.
- (14) Dostal V, Driscoll MJ, Hejzlar P, Wang Y. Supercritical CO₂ cycle for fast gas-cooled reactors. *Proc. ASME Turbo Expo: Power Land, Sea, Air*. 2004; 7: 683–392. <https://doi.org/10.1115/GT2004-54242>.
- (15) Li Z, Liu C, Xing M, Zheng G, Wang Y. Research of supercritical carbon dioxide thermal power system based on lead-cooled fast reactor. In: *ASME Proceedings of the 29th International Conference on Nuclear Engineering, 8–12 August 2022, Virtual, Online*. New York, NY, USA: ASME; 2022. article ID ICONE29-90432. <https://doi.org/10.1115/ICONE29-90432>.
- (16) Vivaldi D, Gruy F, Simon N, Perrais C. Modelling of a CO₂-gas jet into liquid-sodium following a heat exchanger leakage scenario in Sodium Fast Reactors. *Chem. Eng. Res. Des.* 2013; 91(4): 640–648. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2013.02.011>.
- (17) Gun B. Application of carbon dioxide in the supercritical Brayton cycle in solar thermal energy. In: *BMSTU Renewable energy of the planet: Proceedings of the 2nd All-Russian Competition of Students, Graduate Students, and Young Scientists with International Participation, 26 March – 3 June 2022, Moscow, Russia*. Moscow: BMSTU; 2022. p. 49–54. (In Russian)
- (18) Al-Sulaiman FA, Atif M. Performance comparison of different supercritical carbon dioxide Brayton cycles integrated with a solar power tower. *Energy*. 2015; 82: 61–71. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.12.070>.
- (19) White MT, Bianchi G, Chai L, Tassou SA, Sayma AI. Review of supercritical CO₂ technologies and systems for power generation. *Appl. Therm. Eng.* 2021; 185: article ID 116447. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2020.1164>.
- (20) Fleming D, Holschuh T, Conboy T, Rochau G, Fuller R. Scaling considerations for a multi-megawatt class supercritical CO₂ Brayton cycle and path forward for commercialization. In: *ASME ASME Turbo Expo 2012: Proceedings of the Turbine Technical Conference and Exposition, 11–15 June 2012, Copenhagen, Denmark*. New York, NY, USA: ASME; 2013. p. 953–960. <https://doi.org/10.1115/GT2012-68484>.
- (21) Sandia National Laboratories. *Sandia's supercritical carbon-dioxide/Brayton-cycle laboratory signs important MOU with industry partners*. Available from: <https://energy.sandia.gov/sandias-supercritical-carbon-dioxidebrayton-cycle-laboratory-signs-important-mou-with-industry-partners/> [Accessed: 7 November 2023].
- (22) Oh BS, Jeong Y, Cho SK, Lee JI. Controllability of S-CO₂ power system coupled small modular reactor with improved compressor design. *Appl. Therm. Eng.* 2021; 192: article ID 116957. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2021.1169>.
- (23) Son S, Kwon J, Oh BS, Cho SK, Lee JI. Radionuclide transport in a long-term operation supercritical CO₂-cooled direct-cycle small nuclear reactor. *Int. J. Energy Res.* 2020; 44(5): 3905–3921. <https://doi.org/10.1002/er.5189>.
- (24) Xi'an Thermal Power Research Institute Co., Ltd. *Home page*. Available from: <http://www.tpri.com.cn/> [Accessed: 7 November 2023].

НОВЫЙ СПОСОБ ОЦЕНКИ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ГАЗОПРОВОДОВ

Обеспечение бесперебойной подачи газа потребителям – основная задача газотранспортных предприятий – дочерних обществ ПАО «Газпром». Чтобы ее выполнять, необходимо своевременно выявлять дефекты трубопроводов и быть уверенными в достоверности данных. С этой задачей помогают справиться современные методы диагностики.



Ведущий инженер технического отдела ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» Любовь Александровна Косарева, автор научной работы об оценке остаточного ресурса трубопроводов, в ходе исследования выявила закономерность концентрации дефектов на расстоянии 50–150 мм от продольного сварного шва в зоне термического влияния. Специалист предложила способ, позволяющий в трассовых условиях определить степень качества сварного шва и сделать вывод о возможности возникновения дефектов в этой области.

В начале исследования Любовь Александровна определила степень неоднородности структуры трубы, бывшей в эксплуатации, относительно новой с помощью традиционного метода – металлографического анализа в лабораторных условиях. Затем она провела аналогичные действия, но уже новым методом – с помощью оценки твердости с малой нагрузкой, который заключается в многократном

ПРЕДСТАВИТЕЛЬ ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ НИЖНИЙ НОВГОРОД» СОВМЕСТНО С ЭКСПЕРТАМИ ПАО «ГАЗПРОМ» РАЗРАБОТАЛА АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ СПОСОБ ДИАГНОСТИКИ ЗОНЫ ТЕРМИЧЕСКОГО ВЛИЯНИЯ ПРОДОЛЬНЫХ СВАРНЫХ ШВОВ ТРУБ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ В ТРАССОВЫХ УСЛОВИЯХ.

измерении твердости на участке металла трубопровода. Сравнив результаты, она доказала, что рассчитанная дисперсия твердости сопоставляется с количеством дефектов, обнаруженных при металлографическом исследовании, т.е. «пики» значений дисперсии твердости соответствуют «пикам» количества дефектов по окружности трубопровода.

Принимая во внимание необходимость создания способа, позволяющего сократить время на вычисления в трассовых условиях, автор сделала статистический анализ с введением ранговых критериев, которые позволят работникам ответить на вопрос, возникнут ли в этом месте дефекты в ближайшее время.

Таким образом, представитель ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» совместно с экспертами ПАО «Газпром» разработала автоматизированный способ диагностики зоны термического влияния продольных сварных швов труб для применения в трассовых условиях. Данный способ был запатентован (патент на изобретение № 2759313) и может быть использован в любом газотранспортном дочернем обществе ПАО «Газпром». ■

ПРИНИМАЯ ВО ВНИМАНИЕ НЕОБХОДИМОСТЬ СОЗДАНИЯ СПОСОБА, ПОЗВОЛЯЮЩЕГО СОКРАТИТЬ ВРЕМЯ НА ВЫЧИСЛЕНИЯ В ТРАССОВЫХ УСЛОВИЯХ, АВТОР СДЕЛАЛА СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ С ВВЕДЕНИЕМ РАНГОВЫХ КРИТЕРИЕВ, КОТОРЫЕ ПОЗВОЛЯТ РАБОТНИКАМ ОТВЕТИТЬ НА ВОПРОС, ВОЗНИКНУТ ЛИ В ЭТОМ МЕСТЕ ДЕФЕКТЫ В БЛИЖАЙШЕЕ ВРЕМЯ.



ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»
603000, Россия,
г. Нижний Новгород,
ул. Звездинка, д. 11
Тел.: +7 (831) 433-16-95
Факс: +7 (831) 430-81-28
E-mail: ceo@vtg.gazprom.ru
www.n-novgorod-tr.gazprom.ru

ЭКСКАВАТОР-ПЛАНИРОВЩИК «СТАРАТЕЛЬ» (УДС-4321-5)

Компания «ВолгоИнвест» совместно с Камышинским крановым заводом разработала российский универсальный экскаватор-планировщик под брендом «СТАРАТЕЛЬ» и впервые представила его на выставке, прошедшей в рамках Петербургского международного газового форума – 2023. Эта машина предназначена для комплексных земляных и карьерных работ, а в сочетании с навесным дополнительным оборудованием и инструментом применяется при разработке траншей, каналов, на стройках, во время проведения работ по содержанию дорог, инженерных сетей, обслуживанию тоннелей и мостов, а также ремонта газо- и нефтепроводов. Экскаватор-планировщик УДС-4321-5 «СТАРАТЕЛЬ» на полноприводном шасси КАМАЗ-43118 специально разработан для нефтегазовой отрасли. При проектировании телескопического экскаватора «СТАРАТЕЛЬ» учитывались географические и климатические особенности эксплуатации данного вида техники на территории Российской Федерации. Экскаватор УДС-4321-5 имеет ряд существенных преимуществ перед аналогичными машинами. Подробнее рассмотрим главные из них.

СДЕЛАНО В РОССИИ

В настоящее время ООО «Камышинский крановый завод» и ООО «ВолгоИнвест» являются единственными производителями экскаватора-планировщика, полностью изготовленного в России. Все металлоконструкции спроектированы, рассчитаны, сварены и собраны из материалов отечественного производства. На данную модель получено заключение Министерства промышленности и торговли Российской Федерации о подтверждении производства промышленной продукции

на территории страны согласно Постановлению Правительства Российской Федерации №719.

НАГРУЗКИ НА ОСИ ШАССИ

Исключение из конструкции экскаватора-планировщика «СТАРАТЕЛЬ» двигателя надстройки уменьшило общую массу машины и изменило развесовку по осям шасси автомобиля. За счет этого экскаватор не превышает нормативные показатели по габаритам и нагрузкам на оси транспортного средства, установленные производителем шасси и законодатель-

ством Российской Федерации (Постановление Правительства №2200 и ТР ТС 018-2011), что позволяет ему передвигаться по дорогам общего пользования без дополнительных разрешений.

МАНЕВРЕННОСТЬ

В представленном исполнении на шасси КАМАЗ-43118 экскаваторная установка монтируется на автомобильное шасси с малой базой 3690 мм, что уменьшает радиус разворота до 10,8 м и существенно улучшает маневренность экскаватора-планировщика.

ВСЕ МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИИ СПРОЕКТИРОВАНЫ,
РАССЧИТАНЫ, СВАРЕНА И СОБРАНЫ ИЗ МАТЕРИАЛОВ
ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА.



Вместе с тем уменьшилась и общая габаритная длина экскаватора, а также задний свес экскаваторной надстройки. Это положительно повлияло на маневренность машины и позволило уменьшить размеры площадки, которые необходимы для штатной работы техники, особенно в стесненных условиях, например плотной городской застройки.

МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОСТЬ

Экскаватор может выполнять целый спектр задач и заменить сразу несколько видов спецтехники и средств ее транспортировки, а помогает ему в этом широкая номенклатура сменного навесного оборудования и инструмента. Это позволяет получить существенную экономическую выгоду с точки зрения как капитальных,

так и эксплуатационных затрат, так как отпадает необходимость содержать парк соответствующих видов техники. Ассортимент сменного инструмента насчитывает порядка 26 видов – от экскаваторных ковшей различного объема до гидромолота и грузовой корзины. Также экскаватор-планировщик может выполнять часть функций крана-манипулятора, позволяя осуществлять погрузочно-разгрузочные работы, поднимать грузы на высоту, подавать их через ограждения или опускать в заглубленные объекты.

ВОЗМОЖНОСТЬ УСТАНОВКИ ДВИГАТЕЛЯ КПГ И СПГ-ИСПОЛНЕНИЯ

Решение с приводом экскаваторной установки от двигателя шасси через коробку отбора мощности идеально подходит для автомобилей, работающих на газовом топливе как в КПГ, так и в СПГ-исполнении. Преимущества использования природного газа в качестве моторного топлива очевидны: это сокращение затрат на топливо, безопасность, широкая сеть заправочных станций, увеличение ресурса двигателя внутреннего сгорания.

Технические характеристики УДС-4321-5 «СТАРАТЕЛЬ»

Параметр	Характеристика
Базовое шасси	КАМАЗ 43118-0003973-50
Колесная формула	6 × 6
Двигатель шасси:	
КамАЗ 740.705-300	300 л.с. / 221 кВт
Габаритные размеры:	
Длина, мм	8500
Высота, мм	4000
Ширина, мм	2550
Полная масса, кг	21 500
Распределение полной массы по осям, кг:	
Передняя ось	6500
Задняя тележка	15 000
Привод установки	От двигателя шасси
Производительность экскаватора, м ³ /ч	115
Номинальная вместимость ковша, м ³	0,65 ± 5 %
Макс. глубина копания, м	4,9
Макс. радиус копания, м	10,1
Максимальная сила копания, кН	85 ± 5





КОМПОНОВКА ЭКСКАВАТОРНОЙ НАДСТРОЙКИ БЕЗ ОТДЕЛЬНОГО ДВИГАТЕЛЯ ПОВЫСИЛА НАДЕЖНОСТЬ МАШИНЫ И СНИЗИЛА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ, СВЯЗАННЫЕ С ПРОВЕДЕНИЕМ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ДВИГАТЕЛЯ НАДСТРОЙКИ.

СТОИМОСТЬ ВЛАДЕНИЯ

Основной уникальной особенностью данной модели экскаватора-планировщика «СТАРАТЕЛЬ» является отсутствие отдельного двигателя для привода надстройки экскаватора, а именно использование для этих целей силового агрегата шасси. Это позволило сделать надстройку легче и короче, а ее эксплуатацию и обслуживание – проще и дешевле, придав машине современный дизайн и улучшенную эргономичность.

НАДЕЖНЫЕ КОМПЛЕКТУЮЩИЕ

При производстве экскаватора-планировщика «СТАРАТЕЛЬ» используются проверенные временем комплектующие, хорошо себя зарекомендовавшие при работе в составе автокранов. Компоновка экскаваторной надстройки без отдельного двигателя повысила надежность машины и снизила эксплуатационные расходы, связанные с проведением дополнительного технического обслуживания двигателя надстройки. В конструк-

ции «СТАРАТЕЛЯ» используется надежная гидравлическая система с главным гидравлическим насосом и приводом от коробки отбора мощности шасси.

УСЛОВИЕ СОВРЕМЕННОСТИ

Экскаватор оснащен современной эргономичной кабиной с кондиционером, видео- и аудиосистемой в базовой комплектации. Рабочее место машиниста оборудовано бортовым компьютером и сенсорным дисплеем под управлением системы Android. Благодаря этому на экране доступны следующие функции: мониторинг и диагностика работы машины, телеметрия двигателя и гидросистемы, управление мультимедиа, подключение внешних устройств по Bluetooth и USB. При установке бортового компьютера и сенсорного дисплея разработчиками были заложены широкие возможности в рамках дальнейшей модернизации.

Таким образом, экскаватор-планировщик «СТАРАТЕЛЬ» на шасси КАМАЗ-43118 – это по-настоящему

многофункциональная машина, которую при помощи сменного навесного инструмента можно сконфигурировать практически под любые нужды и задачи вне зависимости от сферы ее применения. Наибольшей популярностью машины этого класса пользуются у компаний, работающих в нефтегазовом секторе, коммунальных служб, фирм, занятых в дорожном строительстве, и подразделений, занимающихся ликвидацией последствий чрезвычайных ситуаций. В дальнейшем экскаватор-планировщик «СТАРАТЕЛЬ» планируется монтировать и на другие шасси российского и иностранного производства, такие как «УРАЛ» или FAW. Новинка, без сомнения, будет по достоинству оценена потребителями и прослужит им долгие годы, достойно выполняя свои функции как в нефтегазовом секторе, так и в других отраслях. ■



000 «ВолгоИнвест»
Тел.: 8 (800) 707-97-59
E-mail: info@volgo-in.ru
volgo-in.ru



XXI Международный Форум ГАЗ РОССИИ 2023

Российское Газовое Общество



500+
УЧАСТНИКОВ



14-15 ДЕКАБРЯ 2023



RADISSON COLLECTION
HOTEL MOSCOW

ключевая тема форума

ТРАНСФОРМАЦИЯ И НОВЫЕ ГОРИЗОНТЫ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В МЕНЯЮЩЕМСЯ МИРЕ

Организатор мероприятия:



Российское Газовое Общество

При поддержке:



Комитет Государственной Думы
по энергетике

Информационная поддержка:

ГАЗОВЫЙ
БИЗНЕС

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ
РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЕРТИКАЛЬ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

ГАЗОВАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

По вопросам участия:

E-mail: verara@gazo.ru / journal@gazo.ru (для СМИ)

Тел: +7 (495) 660-39-96 (доб. 209) / +7 (916) 966-45-86

ПОДРОБНЕЕ О ФОРУМЕ

WWW.GAZO.RU



РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СТАБИЛЬНОСТИ НЕКОТОРЫХ ЖАРОПРОЧНЫХ СПЛАВОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НЕЙРОСЕТЕЙ

УДК 620.17/18:621.438

И.П. Семенова, д.т.н., проф., ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий» (Уфа, Россия),
semenova-ip@mail.ru

К.С. Селиванов, к.т.н., ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий», k.selivanov@mail.ru

И.И. Мельников, АО «Силовые машины» (Санкт-Петербург, Россия), lusus19@yandex.ru

А.В. Поляков, к.т.н., ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий», alex-v.polyakov@mail.ru

В.Н. Федоров, д.т.н., ООО «Газпром инвест» (Санкт-Петербург, Россия), VFedorov@invest.gazprom.ru

В.П. Голуб, к.т.н., филиал ООО «Газпром инвест» «Газпром ремонт» (Санкт-Петербург, Россия),
VGolub@invest.gazprom.ru

Прогнозирование остаточных эксплуатационных свойств деталей газотурбинного двигателя, имеющих длительную наработку, а также определение методов их восстановления в целях продления ресурса работы – актуальная научно-техническая проблема, особенно в условиях современных вызовов и программы импортозамещения в области газотурбинной техники. При длительной эксплуатации изделия термодинамические и диффузионные процессы приводят к локальным изменениям химического и физического состава, параметров микроструктуры материала, что снижает его прочностные свойства и в итоге может вызвать разрушение. Динамика деградации микроструктуры материала зависит от длительности условий эксплуатации (напряжения, рабочая температура, среда и др.). Например, наработка наземных газоперекачивающих аппаратов и газотурбинных установок составляет более 25 тыс. ч, а иногда превышает 70 тыс. ч.

Один из инструментов, позволяющих сократить объем экспериментальных исследований, оптимизировать финансовые и временные затраты, – это применение методов искусственного интеллекта, в том числе машинного обучения нейросетевых математических моделей, обладающих прогностическими свойствами. В данной статье показаны особенности деградации микроструктуры рабочих лопаток из жаропрочных никелевых сплавов на примере Inconel 792 и ЧС88У после продолжительной эксплуатации в составе газотурбинного двигателя. Для прогнозирования длительной прочности исследуемых сплавов при эксплуатации от 10 тыс. до 50 тыс. ч было использовано математическое моделирование с применением искусственных нейронных сетей в сравнении с полиномиальной моделью, полученной традиционным статистическим методом. Продемонстрированы принципиальные преимущества математического аппарата искусственных нейронных сетей для решения задач расчетного прогнозирования длительной прочности жаропрочных сплавов по сравнению с традиционными регрессионными моделями.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ДЕТАЛЬ ГАЗОТУРБИННОГО ДВИГАТЕЛЯ, ПАРАМЕТР МИКРОСТРУКТУРЫ, ОСТАТОЧНЫЙ РЕСУРС, МЕТОД ВОССТАНОВЛЕНИЯ СВОЙСТВ, НЕЙРОСЕТЕВАЯ МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ.

В настоящее время российский рынок обслуживания и ремонта газотурбинных двигателей и нефтегазового оборудования покинули крупные зарубежные компании (Siemens AG, General Electric

Company, Alstom SA, Mitsubishi Heavy Industries, Ltd., Solar Turbines Incorporated и др.). Вследствие этого возникла острая проблема восстановления отечественного производства силовых и газотур-

бинных установок, а также продления ресурса уже используемых. Для ее успешного решения необходимо проведение комплексных работ совместно с предприятиями, задействованными в изготовле-

I.P. Semenova, DSc in Engineering, Professor, Ufa University of Science and Technology (Ufa, Russia), semenova-ip@mail.ru

K.S. Selivanov, PhD in Engineering, Ufa University of Science and Technology, k.selivanov@mail.ru

I.I. Melnikov, JSC "Power machines" (Saint Petersburg, Russia), lusus19@yandex.ru

A.V. Polyakov, PhD in Engineering, Ufa University of Science and Technology, alex-v.polyakov@mail.ru

V.N. Fedorov, DSc in Engineering, Gazprom Invest LLC (Saint Petersburg, Russia), VFedorov@invest.gazprom.ru

V.P. Golub, PhD in Engineering, Gazprom Repair [Gazprom Remont] branch of the Gazprom Invest LLC (Saint Petersburg, Russia), VGolub@invest.gazprom.ru

Development of methods for predicting the operational stability of certain heat-resistant alloys using neural networks

Forecasting the residual operational properties of gas turbine engine parts with long service life, as well as determining methods for their restoration in order to extend the operating life, is a relevant scientific and technical problem, especially under conditions of contemporary challenges and import substitution programs in gas turbine technology. During long-term operation of the product, thermodynamic and diffusion processes lead to local changes in the chemical and physical composition, microstructure parameters of the material, reducing its strength properties which may eventually lead to its destruction. The dynamics of the material microstructure degradation depends on the duration of operating conditions (stress, working temperature, environment, etc.). For example, the service life of ground gas compressor and gas turbine units is more than 25 thousand h, and sometimes exceeds 70 thousand h.

One of the tools to reduce the volume of experimental research and optimise financial and time expenditures is the use of artificial intelligence methods, including machine learning of neural network mathematical models with predictive properties. This article presents the features of microstructure degradation of turbine blades made of heat-resistant nickel alloys, using Inconel 792 and ChS88U as examples, after prolonged operation in a gas turbine engine. Mathematical modelling with the use of artificial neural networks was applied to predict the long-term durability of the studied alloys during operation from 10 thousand to 50 thousand h, employing artificial neural networks in comparison with a polynomial model obtained through traditional statistical methods. Fundamental advantages of the artificial neural network mathematical tools for solving the issues concerning computational forecasting of long-term strength of heat-resistant alloys in comparison with traditional regression models have been demonstrated.

KEYWORDS: GAS TURBINE ENGINE COMPONENT, MICROSTRUCTURE PARAMETER, REMAINING SERVICE LIFE, PROPERTY RESTORATION METHOD, NEURAL NETWORK MATHEMATICAL MODEL.

нии, обслуживании и восстановительном ремонте узлов и деталей как российской, так и импортной газотурбинной техники. К тому же внедрение обоснованных решений по реновации узлов газотурбинных двигателей несет в себе экономическую выгоду для промышленных партнеров. Практически это ведет к развитию нового рынка в области машиностроения и авиации – сервисов по неразрушающей оценке ремонтпригодности и остаточного ресурса изделий и разработке наукоемких технологий их восстановительного ремонта.

Известно, что наиболее тяжелые эксплуатационные воздействия испытывают рабочие и сопловые лопатки горячего тракта турбины, во многом определяющие ее ресурс и надежность [1]. Термодинамические и диффузионные процессы при длительной

эксплуатации изделия приводят к локальным изменениям химического состава, параметров микроструктуры и фазового состава материала, что понижает его прочностные свойства и в итоге может привести к разрушению. Динамика деградации микроструктуры материала зависит от длительности условий эксплуатации (напряжения, рабочая температура, среда и др.). Например, наработка наземных газоперекачивающих аппаратов и газотурбинных установок составляет более 25 тыс. ч, а иногда превышает 70 тыс. ч [2]. После отработки назначенного ресурса изделия возникает еще одна проблема, когда необходимо определить возможность его дальнейшей эксплуатации. В этом случае роль структурного состояния материала также будет иметь немаловажное значение: возможно ли восстано-

вить структуру и, как следствие, свойства материала, или процессы деградации уже необратимы? Каких-либо однозначных критериев оценки состояния отработавшего ресурса материала, особенно после длительных наработок (более 25 тыс. ч), для промышленных жаропрочных никелевых сплавов (ЖНС) пока нет.

Параметр длительной прочности – один из основных для оценки ресурса работы деталей из ЖНС. Он характеризует прочность металла при повышенных температурах и заданном ресурсе. При этом определение параметров длительной прочности при наработках свыше 10 тыс. ч требует проведения большого объема экспериментальных исследований, а также долговременных дорогостоящих испытаний.

Одни из ключевых инструментов, позволяющих сократить объем

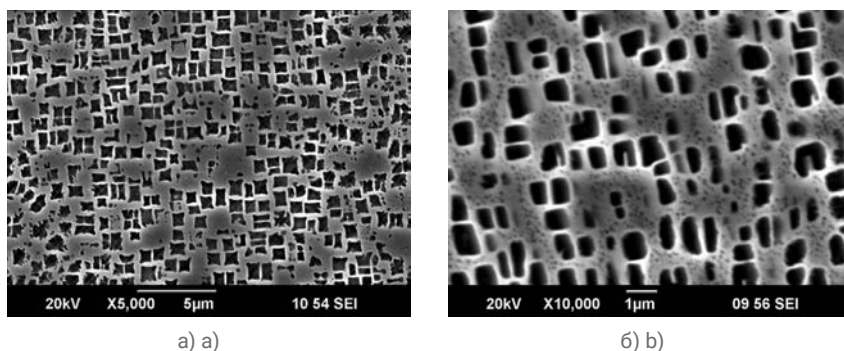


Рис. 1. Частицы упрочняющей γ' -фазы в сплавах: а) ЧС88У-ВИ; б) Inconel 792
Fig. 1. Particles of strengthening γ' -phase in alloys: a) ChS88U-VI; b) Inconel 792

экспериментальных исследований, оптимизировать финансовые и временные затраты, – методы статистической обработки и математического моделирования. Методы искусственного интеллекта, в том числе машинного обучения нейросетевых математических моделей, в последние годы стали активно развивающимся направлением цифровизации науки и промышленности. Для выбора архитектуры нейросети, проведения ее обучения и последующей валидации используют базу экспериментальных данных исследуемых материалов. С помощью построенной модели проводят прогнозирование их свойств, например длительной прочности, или критериев структурно-фазовой стабильности при различной температуре и времени выдержки. В частности, в работе [3] был предложен метод численного определения структурной стабильности ЖНС по параметру их фазовой стабильности в результате статистической обработки данных о корреляции химических составов широкого ряда отечественных и зарубежных сплавов с результатами их испытаний на жаропрочность. Данный подход основан на том, что структурная стабильность ЖНС характеризуется скоростью протекания деградиционных процессов в определенных температурно-временных условиях, поэтому для ее определения необходимо термо-временную динамику связать с пределом длительной прочности.

Целью исследования стала демонстрация потенциала нейросетового моделирования для оценки и прогнозирования эксплуатационной стабильности никелевых сплавов на примере Inconel 792 и ЧС88У. В статье рассмотрены основные особенности деградации микроструктуры реальных деталей из ЖНС, отработавших в составе полноразмерных изделий более 35 тыс. ч, а также представлены результаты сравнительного прогнозирования длительной прочности сплавов классическим методом регрессионного анализа и по предложенной модели нейросети.

ОСОБЕННОСТИ ДЕГРАДАЦИИ МИКРОСТРУКТУРЫ РАБОЧИХ ЛОПАТОК ИЗ ЖАРОПРОЧНЫХ НИКЕЛЕВЫХ СПЛАВОВ

Наиболее близкие по химическому составу и служебным характеристикам отечественные аналоги Inconel 792 – сплавы ЧС88У-ВИ и ЦНК-7П [4]. Структура ЖНС гетерофазна [5]: γ -никелевая матрица, эвтектические и полиэдрические карбиды типа МС, γ - γ' -эвтектики и основная упрочняющая γ' -фаза (рис. 1), температура полного растворения которой при нагреве ($t_{пр}$) выступает единственным численным параметром фазовой стабильности ЖНС. Объемное содержание упрочняющей γ' -фазы в данных сплавах изменяется в пределах 30–75 %. При этом для отечественных вариантов характерно равномерное выделение частиц вторичной γ' -фазы (см. рис. 1а), тогда как для сплавов серии Inconel –

бимодальное распределение по размерам частиц: крупных размеров (до 1 мкм) и очень мелких (порядка 0,1 мкм) (см. рис. 1б), что связано с режимами термической обработки лопаток.

В процессе эксплуатации при высоких температурах и центробежных растягивающих напряжениях (для рабочих лопаток) происходят следующие структурные изменения, которые неизбежно будут приводить к снижению длительной прочности материала [6–8]:

- количество упрочняющих частиц γ' -фазы снижается;
- ослабляется связь между матрицей и основной упрочняющей интерметаллидной фазой, что характеризуется более округлой и неправильной формой упрочняющих частиц (рис. 2);
- наблюдается коагуляция и частичное растворение частиц γ' -вторичной фазы (рис. 2);
- происходят карбидные реакции. В результате появляются два новых карбида M_6C и $M_{23}C_6$, которые можно отнести к топологически плотно упакованным фазам;
- появляется сетка топологически плотно упакованных фаз, особенно под защитным покрытием лопатки (рис. 3).

ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ДЛИТЕЛЬНОЙ ПРОЧНОСТИ ЖАРОПРОЧНЫХ НИКЕЛЕВЫХ СПЛАВОВ

Главное преимущество искусственных нейронных сетей (ИНС) по сравнению с традиционными методами регрессионного анализа – это возможность находить нелинейные закономерности среди большого количества разрозненных эмпирических данных [9, 10]. Например, нейросети широко применяют для решения нелинейных систем уравнений, количество неизвестных в которых отличается от количества уравнений, или для поиска сложных зависимостей с заранее не известной формой. В этом смысле ИНС пред-

ставляют собой наиболее функциональный и точный статистический метод регрессионного анализа.

В настоящей работе математическое моделирование с применением ИНС было использовано для прогнозирования длительной прочности ЖНС Inconel 792 и его наиболее близкого по свойствам отечественного аналога ЧС88У при эксплуатации от 10 тыс. до 50 тыс. ч. Результаты сравнивались с полиномиальной моделью, полученной традиционным статистическим методом.

Результатом построения полиномиальной модели стало алгебраическое выражение в виде полинома n -й степени:

$$\hat{y} = b_0 + \sum_{j=1}^J b_j \cdot X_j + \sum_{i < j} b_{ij} \cdot X_i \cdot X_j + \sum_{i=1}^J b_{ij} \cdot X_i^2 + \dots, \quad (1)$$

где \hat{y} – искомая величина; b_0, b_{ij} – постоянные коэффициенты; X_{ij} – значение J независимых факторов; $i, j = 1, 2, \dots, J$.

Основная задача построения полинома сводится к расчету постоянных коэффициентов b_{ij} по известным формулам математической статистики [11]. В отличие от полиномиальной модели ИНС заменяет собой систему нелинейных уравнений с множеством коэффициентов, рассчитываемых на основе известных экспериментальных и справочных данных. Искусственные нейросети имеют преимущества перед другими статистическими методами, если исходные данные и результаты измерений характеризуются значительными погрешностями, а данные хаотичны в математическом смысле, т.е. представляют собой сложные и непредсказуемые нелинейные зависимости [12].

Для описания получения, пространства и переработки информации нейросети представляют в виде совокупности взаимосвязанных между собой искусственных нейронов (рис. 4а). Математически искусственный нейрон (Σ) – это нелинейная функция $\varphi = f(\sum(x_i \cdot w_{ij}))$, имеющая

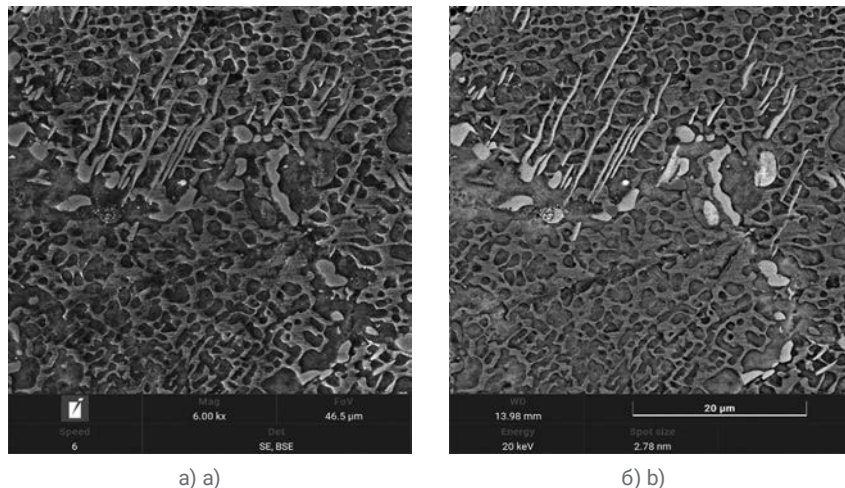


Рис. 2. Микроструктура рабочих лопаток из сплава Inconel 792 после 48 тыс. ч эксплуатации: а) обычная съемка; б) фазовый контраст
Fig. 2. Microstructure of turbine blades made of Inconel 792 alloy after 48 thousand h of operation: a) regular imaging; b) phase contrast

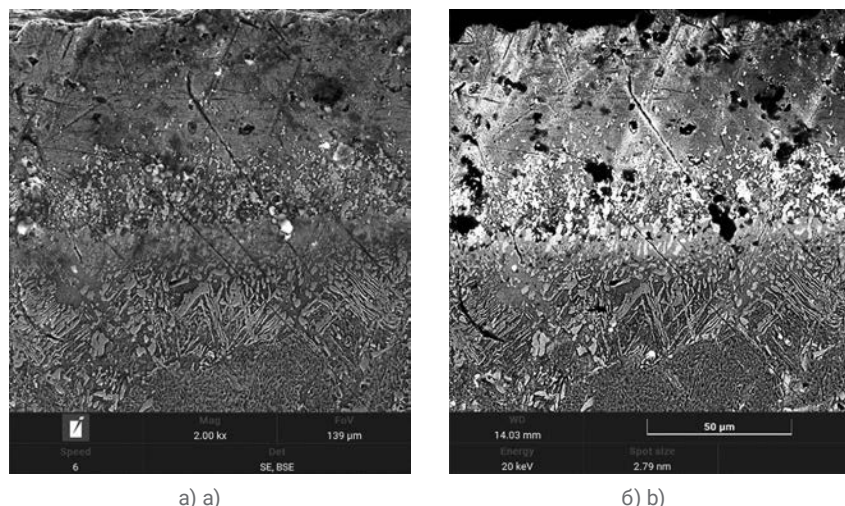


Рис. 3. Выделение сетки топологически плотно упакованных фаз под защитным покрытием рабочих лопаток из сплава Inconel 792 после 48 тыс. ч эксплуатации: а) обычная съемка; б) фазовый контраст
Fig. 3. Highlighting of topologically densely packed phases grid under a protective coating of Inconel 792 alloy turbine blades after 48 thousand h of operation: a) regular imaging; b) phase contrast

единственный параметр – сумму входных сигналов, поступающих от других нейронов. При суммировании каждый входящий сигнал (x_i) умножается на коэффициент (w_{ij}), равный весу связи между соответствующими нейронами (рис. 4б). При построении ИНС нейроны обычно располагают вертикальными слоями. Слои, на который подают входные данные $\{X\}$, называют первым, или входным. Последний слой является выходным слоем сети, определяющим совокупность выходных (искомых) данных $\{Y\}$.

Слои сети между входным и выходным слоями называют скрытыми. Для иллюстрации сказанного на рис. 5а показана однослойная ИНС, имеющая n входных сигналов (x_1, \dots, x_n) и m выходных (y_1, \dots, y_m). Сеть не имеет скрытых слоев, входные данные подаются на каждый нейрон выходного слоя в виде сигнала $x_i \cdot w_{ij}$.

В качестве исходных данных для построения нейросетевой модели были приняты результаты проведенных испытаний по определению предела

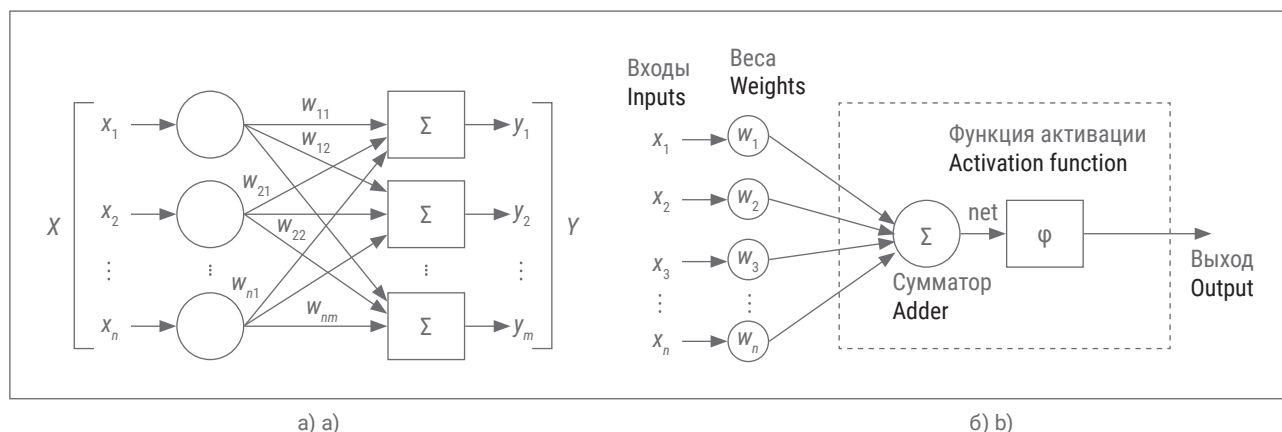


Рис. 4. Математические модели: а) однослойной искусственной нейронной сети; б) искусственного нейрона, где x_i – входящие (исходные) данные; w_{ij} – коэффициент, равный весу связи между соответствующими нейронами; y_i – выходные (искомые) данные

Fig. 4. Mathematical models: a) single-layer artificial neural network; b) artificial neuron, where x_i – input data; w_{ij} – coefficient equal to the weight of the connection between the corresponding neurons; y_i – output data

длительной прочности сплавов Inconel 792 и ЧС88У на разрыв [4, 5] по ГОСТ 10145–81 [13] и известные справочные данные [14, 15], приведенные в табл. 1, 2.

Для прогнозирования величины длительной прочности в зависимости от температуры испытания (T , К) и времени до разрушения (τ , ч) были построены кривые зависимости механических напряжений от известного критерия

Ларсена – Миллера (P_{LM}) [16, 17], объединяющего эти параметры в виде следующего выражения:

$$P_{LM} = T \cdot (C + \lg \tau), \quad (2)$$

где C – константа, для хрупкого разрушения принимаемая равной 20.

Построенные таким образом зависимости механических напряжений от критерия P_{LM} приведены на рис. 5. Известно, что структурная

стабильность ЖНС определяется скоростью изменения их механических свойств в определенных температурно-временных условиях. Чем медленнее динамика процессов деградации, тем стабильнее структура сплава. Таким образом, построенные кривые зависимости $\sigma = f(P_{LM})$, где σ – механическое напряжение, отражают различную скорость деградации структуры исследуемых ЖНС перед разруше-

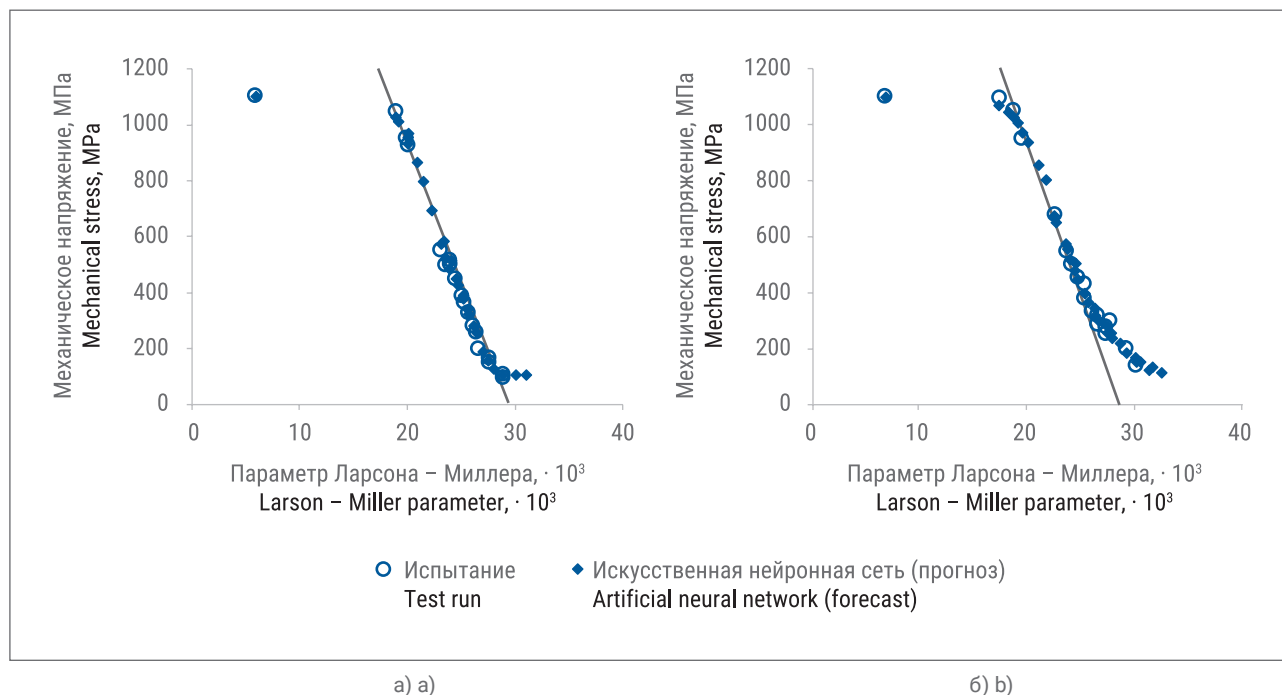


Рис. 5. Зависимости предела длительной прочности от параметра Ларсона – Миллера жаропрочных никелевых сплавов: а) Inconel 792; б) ЧС88У

Fig. 5. Dependencies of the long-term ultimate strength on the Larson – Miller parameter for heat-resistant nickel alloys: а) Inconel 792; б) ЧС88У

Таблица 1. Свойства сплава Inconel 792 [4, 14, 15]
Table 1. Properties of Inconel 792 alloy [4, 14, 15]

№ п/п No.	Механическое напряжение, МПа Mechanical stress, MPa	Температура, К (°C) Temperature, K (°C)	Время до разрушения, ч Time to destruction, h	Параметр Ларсона – Миллера, · 10 ³ Larson – Miller parameter, · 10 ³
1	950	873,15 (600)	619	19,90
2	1050	873,15 (600)	47	18,92
3	450	1073,15 (800)	643	24,48
4	500	1073,15 (800)	96	23,59
5	550	1073,15 (800)	31	23,06
6	380	1088,15 (815)	1000	25,03
7	386	1088,15 (815)	1000	25,05
8	503	1088,15 (815)	100	23,96
9	515	1088,15 (815)	100	23,94
10	260	1143,15 (870)	1000	26,29
11	365	1143,15 (870)	100	25,15
12	280	1173,15 (900)	174	26,09
13	330	1173,15 (900)	58	25,53
14	105	1253,15 (980)	1000	28,82
15	165	1253,15 (980)	100	27,57
16	97	1255,15 (982)	1000	28,87
17	152	1255,15 (982)	100	27,61

Таблица 2. Свойства сплава ЧС88У [4, 5]
Table 2. Properties of ChS88U alloy [4, 5]

№ п/п No.	Механическое напряжение, МПа Mechanical stress, MPa	Температура, К (°C) Temperature, K (°C)	Время до разрушения, ч Time to destruction, h	Параметр Ларсона – Миллера, · 10 ³ Larson – Miller parameter, · 10 ³
–	950	873,15 (600)	348	19,68
1	1000	873,15 (600)	118	19,27
2	1050	873,15 (600)	61	19,02
3	550	973,15 (700)	9000	23,31
4	650	973,15 (700)	1200	22,46
5	680	973,15 (700)	800	22,28
6	450	1073,15 (800)	338	24,17
7	500	1073,15 (800)	95	23,58
8	550	1073,15 (800)	44	23,23
9	250	1123,15 (850)	5000	26,61
10	320	1123,15 (850)	1000	25,83
11	430	1123,15 (850)	110	24,75
12	140	1223,15 (950)	5000	28,98

нием [16, 17]. Участок, характеризующийся максимальной скоростью уменьшения длительной прочности и, следовательно, деградации структуры, на рис. 5 условно показан наклонной линией. Подробнее об этой зависимости – в статье [17].

Наибольший интерес, связанный с возможностью продления эксплуатации деталей из жаропрочных сплавов, представляет правый участок кривой при $P_{LM} > 28 \cdot 10^3$, соответствующий повышенной температуре и времени работы

материала. На рис. 5а и 5б видно, что при снижении механических напряжений менее 200 МПа скорость деградации структуры уменьшается, что дает возможность увеличить время работы материала при ограниченных нагрузках.



Для поиска регрессионной зависимости механических напряжений от критерия Ларсона – Миллера для каждого материала была разработана четырехслойная ИНС с двумя промежуточными слоями с сигмоидальной функцией активации в виде:

$$\varphi = (1 + e^{k \cdot \Sigma x})^{-1}, \quad (3)$$

где k – коэффициент кривизны сигмоиды, принимаемый равным 0,5 для решения регрессионных задач. Входными данными ИНС были выбраны: длительная прочность, температура испытаний и величина

параметра Ларсона – Миллера, определяющего взаимосвязь первых двух величин (см. формулу (2)). В выходном слое ИНС был установлен единственный нейрон, выдающий величину механических напряжений, соответствующую входным данным. Таким образом, ИНС моделировала работу функции $f(\tau, T, P_{LM})$. Поскольку моделируемая функция является криволинейной поверхностью, в структуру ИНС были добавлены два скрытых слоя для обеспечения лучшей сходимости при обучении сети и минимизации ошибки при ее работе. Количество нейро-

нов в скрытых слоях выбиралось из допущения, что число связей между ними должно быть гарантированно больше объема обучающей выборки. Схема использованной ИНС показана на рис. 6.

Для подготовки ИНС к работе проводилось ее обучение известным методом обратного распространения (backpropagation algorithm). Под обучением понимается расчет весов w_{ij} всех связей между нейронами, начиная с последнего слоя, после подачи на вход сети множества входных сигналов $\{\tau, T, P_{LM}\}$, получения на выходе результата ее работы в виде некоторой величины σ' и расчета ошибки Δ по формуле:

$$\Delta = \sigma' - \sigma, \quad (4)$$

где σ – экспериментальная или справочная величина механических напряжений, соответствующая входным данным.

Подробнее о структуре, обучении и работе ИНС написано в [9, 10, 18]. В качестве обучающей выборки принимали случайные значения из табл. 1 и 2. Обучение ИНС продолжалось до выполнения следующих условий: средняя величина ошибки обучения – не более 0,010; максимальная ошибка обучения – не более 0,005.

В процессе работы на вход ИНС подавались величины температуры и длительной прочности из соответствующих диапазонов: $T = [873,15; 1253,15]$, К и $\tau = [100; 50\ 000]$, ч. В качестве выходного сигнала были получены соответствующие им прогнозируемые величины механических напряжений, показанные на рис. 7а и 7б.

На графиках видно, что рассчитанные значения во всем исследуемом диапазоне практически полностью совпадают с экспериментальными данными. Распределение относительных погрешностей, рассчитанных для каждой ИНС, приведено на рис. 8.

Повышенное отклонение результатов прогнозирования с помощью

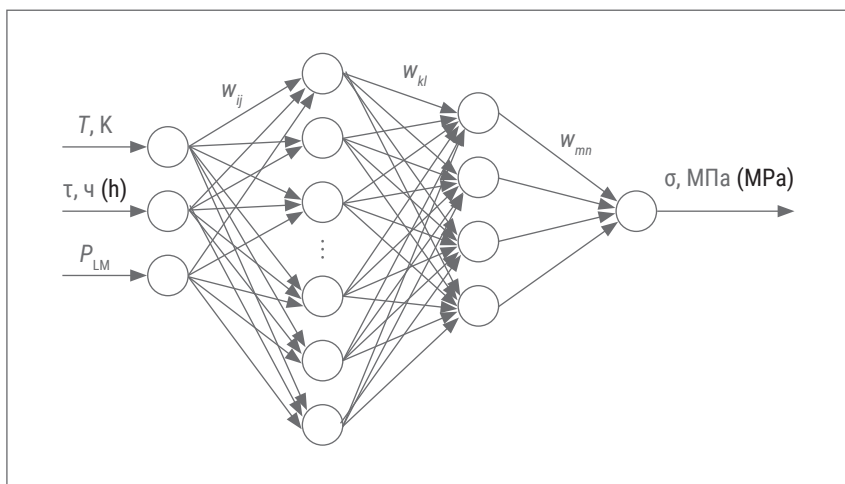


Рис. 6. Структурная схема искусственной нейронной сети для прогнозного моделирования длительной прочности жаропрочных никелевых сплавов, где T – температура; τ – время до разрушения; P_{LM} – параметр Ларсона – Миллера; w_{ij} , w_{kl} , w_{mn} – веса; σ – механическое напряжение
Fig. 6. Structural diagram of an artificial neural network for predictive modelling of long-term strength of heat-resistant nickel alloys, where T – temperature; τ – time to destruction; P_{LM} – Larson – Miller parameter; w_{ij} , w_{kl} , w_{mn} – weights; σ – mechanical stress

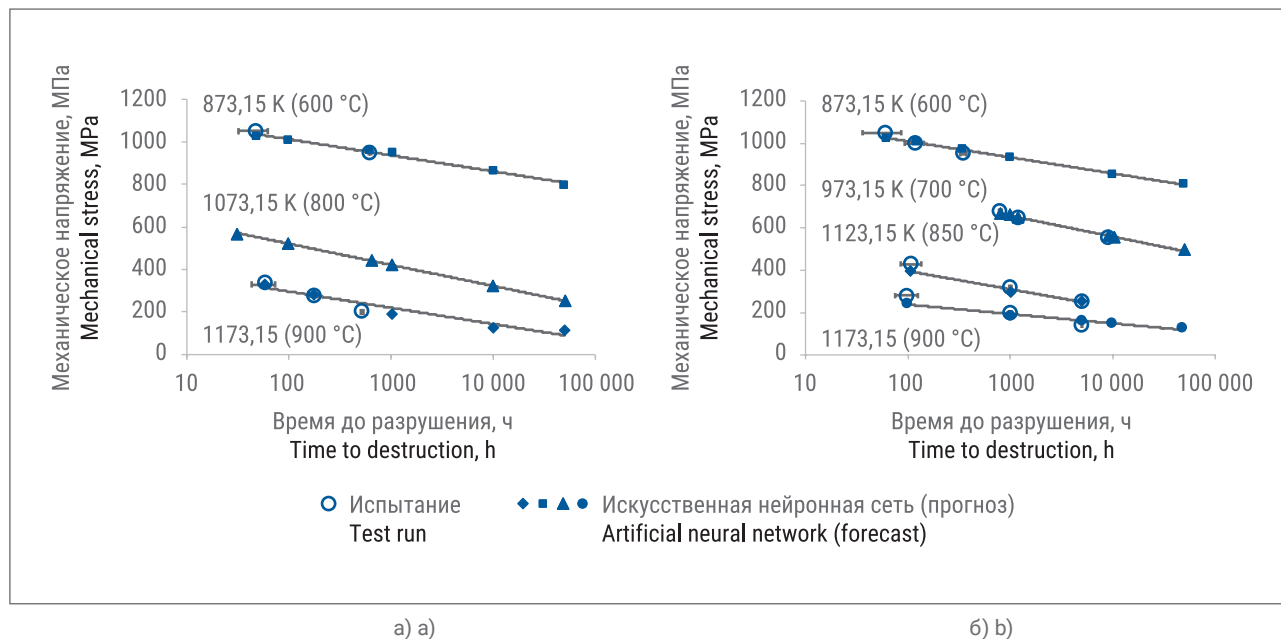


Рис. 7. Температурно-ресурсные зоны жаропрочных никелевых сплавов: а) Inconel 792; б) ЧС88У
Fig. 7. Temperature-resource zones of heat-resistant nickel alloys: a) Inconel 792; b) ChS88U

ИНС от экспериментальных данных, полученных при температурах выше 1073,15–1123,15 K, может быть объяснено микроструктурными изменениями морфологии γ' -фазы и топологически плотно упакованной карбидной фазы, которые нейросетевая модель не учитывает. Для рассматриваемых сплавов высокотемпературные изменения микроструктуры на рис. 8 проявляются в виде скачка величины относительной погрешности до 10,5 %. В связи с этим можно предположить, что точность нейросетевой модели можно повысить путем формализации параметров микроструктуры и добавления соответствующего критерия (M) во множество входных данных $\{\tau, T, P_{LM}, M\}$ ИНС.

Полученные результаты работы ИНС сравнивались с полиномиальными моделями. Для этого методом наименьшего квадрата по формулам математической статистики [11] были построены регрессионные кривые для среднего и правого участка зависимости $\sigma = f(P_{LM})$, отвечающие высоким температурам и большой длительности испытаний (рис. 9).

Точность двух методов определялась при различных температурах

в области $\tau > 1000$ ч. Были рассчитаны величины относительных отклонений от экспериментальных данных:

$$\Delta = |\sigma - \sigma_p| / \sigma \cdot 100 \%, \quad (5)$$

где σ_p – величина напряжений, рассчитанная по соответствующему методу, МПа; σ – экспериментальная величина напряжений, МПа.

Результаты расчетов отклонений приведены в табл. 3.

Как уже указывалось ранее, максимальные отклонения наблюдаются в области самых высоких температур, при этом наибольшей точностью обладает нейросетевая модель. Ее максимальная относительная погрешность составила 10,5 % для сплава ЧС88У и 5,9 % – для Inconel 792 (см. табл. 3 и рис. 8).

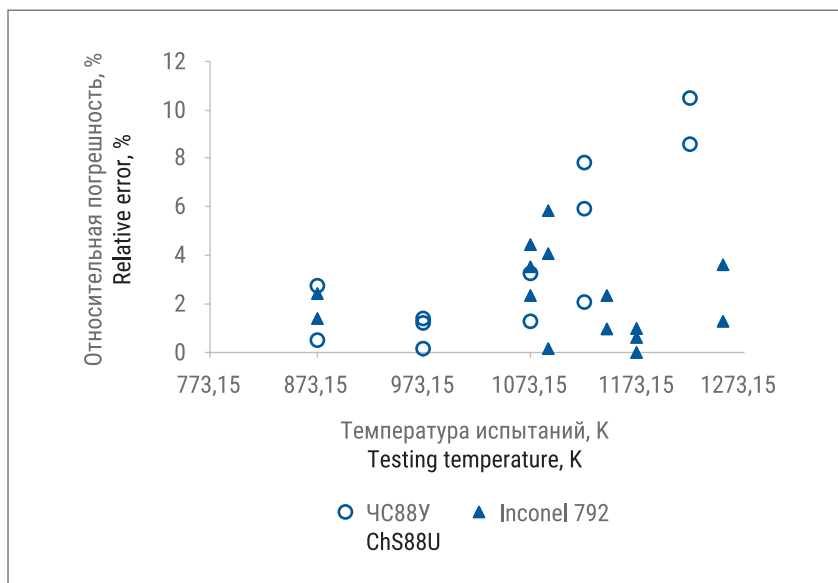


Рис. 8. Погрешность работы искусственной нейронной сети, рассчитанная относительно экспериментальных данных
Fig. 8. Error of artificial neural network's performance, calculated relative to the experimental data

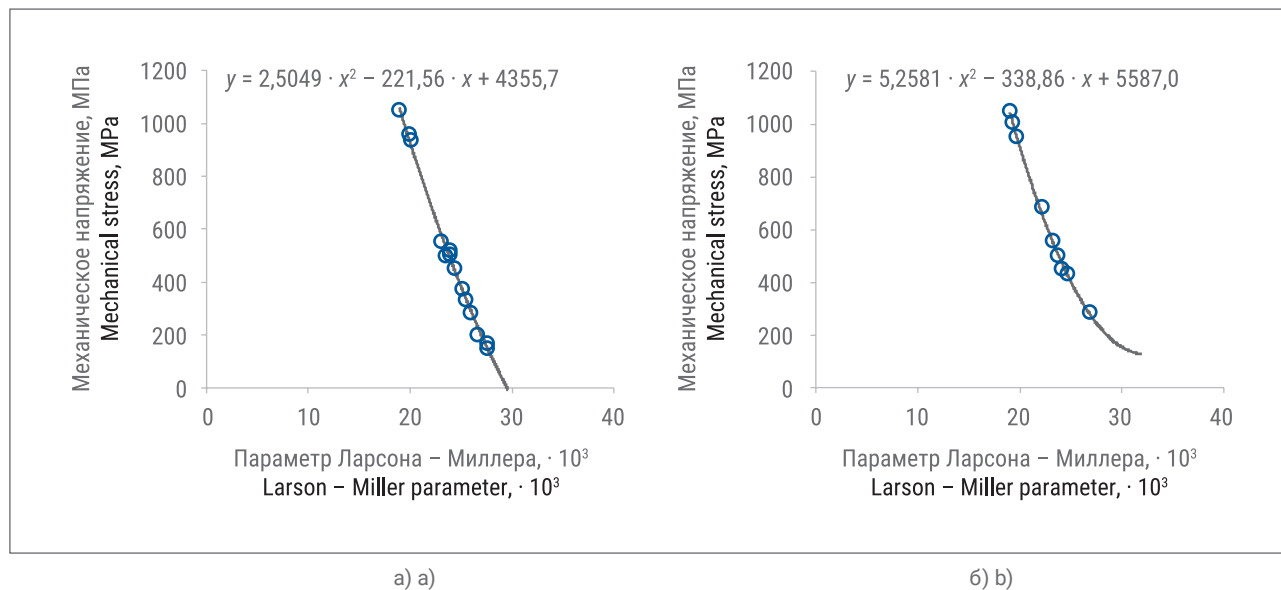


Рис. 9. Регрессионные зависимости предела длительной прочности от параметра Ларсона – Миллера жаропрочных никелевых сплавов: а) Inconel 792; б) ЧС88У

Fig. 9. Regression dependencies of the long-term strength limit on the Larson – Miller parameter for heat-resistant nickel alloys: a) Inconel 792; b) ChS88U

Таблица 3. Сравнительные результаты расчетов по двум математическим моделям
Table 3. Comparative results of calculations using two mathematical models

№ п/п No.	Температура, К (°С) Temperature, K (°C)	Время до разрушения, ч Time to destruction, h	Параметр Ларсона – Миллера, · 10³ Larson – Miller parameter, · 10³	Механическое напряжение, МПа Mechanical stress, MPa	Величина напряжений, МПа* Stress magnitude, MPa*	Относительное отклонение, %* Relative deviation, %*
Inconel 792						
1	1255,15 (982)	1000	28,87	97	47 / 102	51,5 / 4,8
2	1143,15 (870)	1000	26,29	260	262 / 253	0,8 / 2,3
3	1088,15 (815)	1000	25,03	380	379 / 389	0,2 / 2,3
ЧС88У ChS88U						
4	1223,15 (950)	5000	28,98	140	182 / 154	30,6 / 10,5
5	1123,15 (850)	5000	26,61	250	293 / 255	17,3 / 2,0
6	973,15 (700)	9000	23,31	550	545 / 556	0,8 / 1,2

* Полином / искусственная нейронная сеть.

* Polynomial / artificial neural network.

Максимальная величина относительной погрешности полиномиальной модели для этих сплавов равна 30,6 и 51,5 % соответственно.

Анализируя полученные результаты, можно отметить, что, несмотря на удовлетворительную точность в области малых температур, применение регрессионных зависимостей для построения многофакторных моделей заметно ограничено формой используемого полинома и, следовательно, коли-

чеством факторов. Другими словами, чем больше факторов влияет на целевую функцию и чем сложнее форма их корреляционной зависимости, тем бóльшую погрешность полиномиальной модели следует ожидать. Это объясняет значительное, более 30 %, отклонение экспериментальных данных от полиномиальной модели в области больших величин τ , T и P_{LM} . Применение нейросетевой модели позволяет практически полностью

снять ограничения на количество факторов и форму их корреляционной зависимости, что делает ИНС более универсальной для описания сложных функциональных зависимостей на основе экспериментальных данных.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе показано, что математический аппарат ИНС может быть использован для решения задач расчетного прогнози-

вания механических свойств ЖНС на примере сплавов Inconel 792 и ЧС88У вне диапазона экспериментальных данных: при их работе до 50 тыс. ч в широком диапазоне температур от 873,15 до 1253,15 К.

Основные преимущества применения нейросети в качестве регрессионных моделей заключаются в практически неограниченной сложности описываемых функциональных зависимостей

и возможности использования большого числа разрозненных переменных, что позволяет применять ИНС для решения самого широкого круга исследовательских задач. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Логунов А.В. Жаропрочные никелевые сплавы для лопаток и дисков газовых турбин. Рыбинск: Газотурбинные технологии, 2017. 854 с.
2. Кротинов Н.Б. Продление ресурса лопаток газотурбинных двигателей упрочняющей обработкой // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. 2016. № 5. С. 221–224.
3. Тягунов А.Г., Тарасов Д.А., Мильдер О.Б., Савин Г.О. Метод оценки структурной стабильности жаропрочных никелевых сплавов на основе определения параметра фазовой стабильности PS // Металловедение и термическая обработка металлов. 2022. № 2. С. 49–52.
4. Настека В.В. Повышение эксплуатационных свойств литых лопаток из жаропрочных никелевых сплавов за счет наноструктурирования поверхности: автореф. дис. ... канд. техн. наук. Уфа: Уфимский гос. авиац. техн. ун-т, 2019. 19 с.
5. Шейн Е. Жаропрочные сплавы промышленных газовых турбин // ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский институт авиационных материалов»: офиц. сайт. URL: <https://viam.ru/review/3800> (дата обращения: 09.11.2023).
6. Каблов Е.Н. Литые лопатки газотурбинных двигателей. Сплавы, технологии, покрытия. М.: МИСИС, 2001. 631 с.
7. Кузнецов В.П., Лесников В.П., Попов Н.А. Структура и свойства монокристаллических жаропрочных никелевых сплавов. Екатеринбург: Уральский ун-т, 2016. 160 с.
8. Sowa R., Aarabasz S., Parlinska-Wojtan M. Classification and microstructural stability of high generation single crystal nickel-based superalloys // *Zastita Materijala*. 2016. No. 57 (2). P. 274–281. DOI: 10.5937/ZasMat1602274S.
9. Круглов В.В., Борисов В.В. Искусственные нейронные сети. Теория и практика. М.: Горячая линия – Телеком, 2001. 381 с.
10. Осовский С. Нейронные сети для обработки информации / пер. с пол. И.Д. Рудинского. М.: Финансы и статистика, 2004. 344 с.
11. Александрова О.В., Мацевич Т.А., Кирьянова Л.В., Соловьев В.Г. Статистические методы решения технологических задач. М.: МИСИ-МГСУ, 2017. 154 с.
12. Чупакова А.О., Гудин С.В., Хабибулин Р.Ш. Разработка и обучение модели искусственной нейронной сети для создания систем поддержки принятия решений // Вестник Астраханского государственного технического университета. Серия: Управление, вычислительная техника и информатика. 2020. № 3. С. 61–73. DOI: 10.24143/2072-9502-2020-3-61-73.
13. ГОСТ 10145–81. Металлы. Метод испытания на длительную прочность // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200005492> (дата обращения: 09.11.2023).
14. Donachie M.J., Donachie S.J. *Superalloys: A technical guide*. 2nd ed. Materials Park, OH, USA: ASM International, 2002. 402 p.
15. IN-792 cast nickel superalloy // MatWeb: база данных. URL: <https://matweb.com/search/datasheettext.aspx?matguid=4ccb7dbb90d04a7a85701a8e6cac1660> (дата обращения: 09.11.2023).
16. Larson R.R., Miller J. Time-temperature relationship for rupture and creep stresses // *Trans. ASME*. 1952. Vol. 74, No. 5. P. 765–771. DOI: 10.1115/1.4015909.
17. Аношина О.В., Трубникова А.С., Мильдер О.Б. и др. Моделирование изменения предела длительной прочности сплавов на основе никеля с использованием байесовских искусственных нейронных сетей // Письма о материалах. 2020. Т. 10, № 1 (57). С. 106–111. DOI: 10.22226/2410-3535-2020-1-106-111.
18. Masters T. *Practical neural network recipes in C++*. San Diego, CA, USA: Academic Press, 1993. 493 p.

REFERENCES

- (1) Logunov AV. *Heat-Resistant Nickel Alloys for Gas Turbine Blades and Disks*. Rybinsk, Russia: Gas turbine technologies [Gazoturbinnye tekhnologii]; 2017. (In Russian)
- (2) Krotinov NB. Service life extension of gas turbine engines blades by strengthening treatment. *Izvestiya Tula State University. Technical sciences* [Izvestiya Tul'skogo gosudarstvennogo universiteta. Tekhnicheskie nauki]. 2016; (5): 221–224. (In Russian)
- (3) Tyagunov AG, Tarasov DA, Milder OB, Savin GO. Method for assessing the structural stability of refractory nickel alloys based on determination of parameter PS of phase stability. *Metal Science and Heat Treatment* [Metallovedenie i termicheskaya obrabotka metallov]. 2022; (2): 49–52. (In Russian)
- (4) Nasteka VV. *Increasing the performance properties of cast blades made of heat-resistant nickel alloys due to surface nanostructuring*. PhD thesis. Ufa State Aviation Technical University; 2019. (In Russian)
- (5) Shein E. *Heat-resistant alloys of industrial gas turbines*. Available from: <https://viam.ru/review/3800> [Accessed: 9 November 2023]. (In Russian)
- (6) Kablov EN. *Cast Blades of Gas Turbine Engines. Alloys, Technologies, and Coatings*. Moscow: MISIS; 2001. (In Russian)
- (7) Kuznetsov VP, Lesnikov VP, Popov NA. *Structure and Properties of Single-Crystalline Heat-Resistant Nickel Alloys*. Ekaterinburg, Russia: Ural Federal University; 2016. (In Russian)
- (8) Sowa R, Aarabasz S, Parlinska-Wojtan M. Classification and microstructural stability of high generation single crystal nickel-based superalloys. *Zastita Materijala*. 2016; 57(2): 274–281. <https://doi.org/10.5937/ZasMat1602274S>.
- (9) Kруглов ВВ, Борисов ВВ. *Artificial Neural Networks. Theory and Practice*. Moscow: Hotline – Telecom [Goryachaya liniya – Telekom]; 2001. (In Russian)
- (10) Osowski S. *Neural Networks for Information Processing*. Trans Rudinskiy ID. Moscow: Finance and Statistics [Finansy i statistika]; 2004. (In Russian)
- (11) Aleksandrova OV, Matseevich TA, Kiryanova LV, Solovev VG. *Statistical Methods for Solving Technological Problems*. Moscow: MISI-MGSU; 2017. (In Russian)
- (12) Chupakova AO, Gudini SV, Khabibulin RSh. Developing and training model of artificial neural network for creating decision support systems. *Vestnik of Astrakhan State Technical University. Series: Management, Computer Science and Informatics* [Vestnik Astrakhanskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Seriya: Upravlenie, vychislitel'naya tekhnika i informatika]. 2020; (3): 61–73. <https://doi.org/10.24143/2072-9502-2020-3-61-73>. (In Russian)
- (13) USSR State Committee of Standards. *GOST 10145–81 (state standard). Metals. Stressorupture test method*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/1200005492> [Accessed: 9 November 2023]. (In Russian)
- (14) Donachie MJ, Donachie SJ. *Superalloys: A Technical Guide*. 2nd ed. Materials Park, OH, USA: ASM International; 2002.
- (15) MatWeb. *IN-792 cast nickel superalloy*. Available from: <https://matweb.com/search/datasheettext.aspx?matguid=4ccb7dbb90d04a7a85701a8e6cac1660> [Accessed: 9 November 2023].
- (16) Larson RR, Miller J. Time-temperature relationship for rupture and creep stresses. *Trans. ASME*. 1952; 74(5): 765–771. <https://doi.org/10.1115/1.4015909>.
- (17) Anoshina OV, Trubnikova AS, Milder OB, Tarasov DA, Ganeev AA, Tyagunov AG. Modeling of changes in heat resistance of nickel-based alloys using Bayesian artificial neural networks. *Letters on Materials* [Pis'ma o materialakh]. 2020; 10(1): 106–111. <https://doi.org/10.22226/2410-3535-2020-1-106-111>.
- (18) Masters T. *Practical Neural Network Recipes in C++*. San Diego, CA, USA: Academic Press; 1993.

РАЗВИТИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ АБСОРБЦИИ ПРИ ПОДГОТОВКЕ ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА ВАЛАНЖИНСКОЙ ЗАЛЕЖИ ЯМБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ К МАГИСТРАЛЬНОМУ ТРАНСПОРТУ

УДК 622.279.8

А.А. Касьяненко, к.т.н., ООО «Газпром добыча Ямбург»
(Новый Уренгой, Россия), priemnaia@ygd.gazprom.ru

В.В. Моисеев, ООО «Газпром добыча Ямбург», priem1@ygd.gazprom.ru

Д.А. Яхонтов, ООО «Газпром добыча Ямбург», D.Yahontov@yamburg.gazprom.ru

М.Н. Макшаев, ООО «Газпром добыча Ямбург», M.Makshaev@yamburg.gazprom.ru

В.В. Кутуков, ООО «Газпром добыча Ямбург», V.Kutukov@yamburg.gazprom.ru

Г.С. Кудияров, ООО «Газпром добыча Ямбург», G.Kudiyarov@yamburg.gazprom.ru

Степень извлечения углеводородов C_{3+} – важнейший критерий оценки эффективности промышленной подготовки углеводородного сырья газоконденсатных залежей к магистральному транспорту. В работе проведен анализ существующих технологических схем подготовки, рассмотрены их особенности, преимущества, недостатки и перспективные направления развития. Для промышленной подготовки газа и газового конденсата валанжинской залежи на установке комплексной подготовки газа № 1В Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (Ямало-Ненецкий авт. окр.) применяется технология низкотемпературной абсорбции. Повышение эффективности эксплуатации данной установки для сокращения потерь целевых компонентов C_{3+} с осушенным газом и увеличения степени их извлечения в составе нестабильного конденсата в условиях падающей добычи и существующих технических ограничений – актуальная научно-техническая задача.

В целях снижения потерь компонентов нестабильного конденсата с осушенным газом была разработана технологическая схема низкотемпературной абсорбции с теплым орошением. В ходе моделирования удалось установить, что подача теплого абсорбента в массообменную секцию низкотемпературных абсорберов А-2 не влияет на степень извлечения нестабильного конденсата из осушаемого газа, при этом увеличение удельного выхода конденсата достигается за счет дополнительного снижения температуры газа на входе в абсорбер А-2. При опробовании предложенной схемы на промышленном оборудовании было отмечено, что снижение температуры газа происходит без дополнительных энергозатрат за счет изменения потоков газа и нестабильного конденсата через теплообменные аппараты, а удельный выход конденсата увеличивается до 3,5 г/м³.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НИЗКОТЕМПЕРАТУРНАЯ АБСОРБЦИЯ, АБСОРБЕР, ТЕПЛООБМЕННИК, ПРОМЫСЛОВАЯ ПОДГОТОВКА ГАЗА, ВЫХОД НЕСТАБИЛЬНОГО КОНДЕНСАТА, СНИЖЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ.

Технологическая схема промышленной подготовки газа к магистральному транспорту определяется рядом факторов, основные из которых – компонентный состав пластовой смеси и требования к конечной продукции. В пластовом газе газоконденсатных место-

рождений удельное содержание высокомолекулярных углеводородов группы C_{5+} может достигать 350 г/м³ и более [1]. Подготовка углеводородного сырья (УВС) таких месторождений заключается в осушке газа до нормативной температуры точки росы по воде

и углеводородам и извлечении из него фракции C_{3+} за счет низкотемпературных процессов.

Основная технология, используемая в отечественной промышленной практике подготовки УВС газоконденсатных месторождений к магистральному транспорту, –

A.A. Kasyanenko, PhD in Engineering, Gazprom добыча Yamburg LLC (Novy Urengoy, Russia),
priemnaia@ygd.gazprom.ru

V.V. Moiseev, Gazprom добыча Yamburg LLC, priem1@ygd.gazprom.ru

D.A. Yakhontov, Gazprom добыча Yamburg LLC, D.Yakhontov@yamburg.gazprom.ru

M.N. Makshaev, Gazprom добыча Yamburg LLC, M.Makshaev@yamburg.gazprom.ru

V.V. Kutukov, Gazprom добыча Yamburg LLC, V.Kutukov@yamburg.gazprom.ru

G.S. Kudiyarov, Gazprom добыча Yamburg LLC, G.Kudiyarov@yamburg.gazprom.ru

Development of the low-temperature absorption technology implementation for treatment of gas and gas condensate from Valanginian pool of Yamburgskoye oil, gas and condensate field prior to transmission through main pipelines

C_{3+} hydrocarbons' recovery rate is the major criterion for the assessment of crude hydrocarbons field treatment efficiency prior to transmission through main pipelines. The paper analyses the existing treatment process flows, considers their features, advantages, disadvantages, and perspectives for development.

Gas and gas condensate from Valanginian pool is treated at No. 1V comprehensive gas treatment unit of Yamburgskoye oil, gas and condensate field (Yamalo-Nenets Autonomous Okrug) by means of low-temperature absorption technology. Improvement of the gas treatment unit operation efficiency to reduce losses of C_{3+} target components with dry gas and increase the recovery ratio with an unstable condensate under the conditions of declining production and actual technical constrains is a crucial science and technology objective.

To reduce loss of unstable condensate components with the dried gas there was developed a technology of low-temperature absorption with warm reflux. It has been determined during the simulation that heated absorbent feed into a mass transfer section of A-2 low-temperature absorbers has no effect on the ratio of unstable condensate recovery from the gas being dried, and the specific condensate yield is increased due to decrease of gas temperature at A-2 absorber inlet to lower values. The field test of the process has revealed that decrease of gas temperature does not require additional power input due to variation of gas and unstable condensate flows through the heat exchangers, and specific condensate yield is increased up to 3.5 g/m³.

KEYWORDS: OIL, GAS AND CONDENSATE FIELD, LOW-TEMPERATURE ABSORPTION, ABSORBER, HEAT EXCHANGER, GAS FIELD TREATMENT, UNSTABLE CONDENSATE YIELD, DECREASE OF TEMPERATURE.

низкотемпературная сепарация. Она заключается в ступенчатом понижении температуры газа и отделении сконденсировавшейся жидкой фазы в низкотемпературных сепараторах. При этом глубина извлечения целевых компонентов нестабильного конденсата (НК) – $C_3 - C_4$ и C_{5+} – зависит от термобарических условий процесса. Достоинство данной технологии состоит в ее относительной простоте: требуется небольшое количество оборудования, отсутствуют массообменные процессы. Недостаток заключается в невысокой степени извлечения целевых фракций НК: $C_3 - C_4$ – менее 50 масс. %, C_{5+} – до 90–96 масс. % [2].

Степень извлечения фракции C_{3+} – важнейший критерий оценки эффективности промышленной подготовки УВС газоконденсатных залежей. Увеличения глубины извлечения целевых компонентов НК возможно добиться за счет

снижения температуры и подбора оптимального давления конечной ступени сепарации, а также применения совокупности низкотемпературных и абсорбционных технологий, например низкотемпературной абсорбции (НТА). Достижение низких температур связано с использованием холодильного оборудования (дроссель, эжектор, турбодетандер), при этом значительное охлаждение до температуры от –45,0 до –50,0 °C приводит к увеличению расхода ингибитора гидратообразования и концентрации метан-этановой фракции в НК.

Основная особенность НТА заключается в использовании на последней ступени осушки газа и выделения НК низкотемпературных абсорберов, в массообменной секции которых из газа дополнительно абсорбируются углеводородные компоненты за счет подачи выделенного на первой ступени

сепарации и частично дегазированного НК. Низкотемпературная абсорбция хоть и является более сложным и капиталоемким процессом по сравнению с низкотемпературной сепарацией, но позволяет существенно сократить потери компонентов C_{3+} с осушенным газом (при одинаковых термобарических режимах потери на 15–20 масс. % ниже, чем по схеме низкотемпературной сепарации). Однако и такая установка имеет свои ограничения и нуждается в периодической корректировке технологического режима для обеспечения более полного извлечения компонентов НК [3].

НИЗКОТЕМПЕРАТУРНАЯ АБСОРБЦИЯ ПРИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ ГАЗА

Процесс НТА при промышленной подготовке газа и газового конденсата реализован в промышленном масштабе на установке

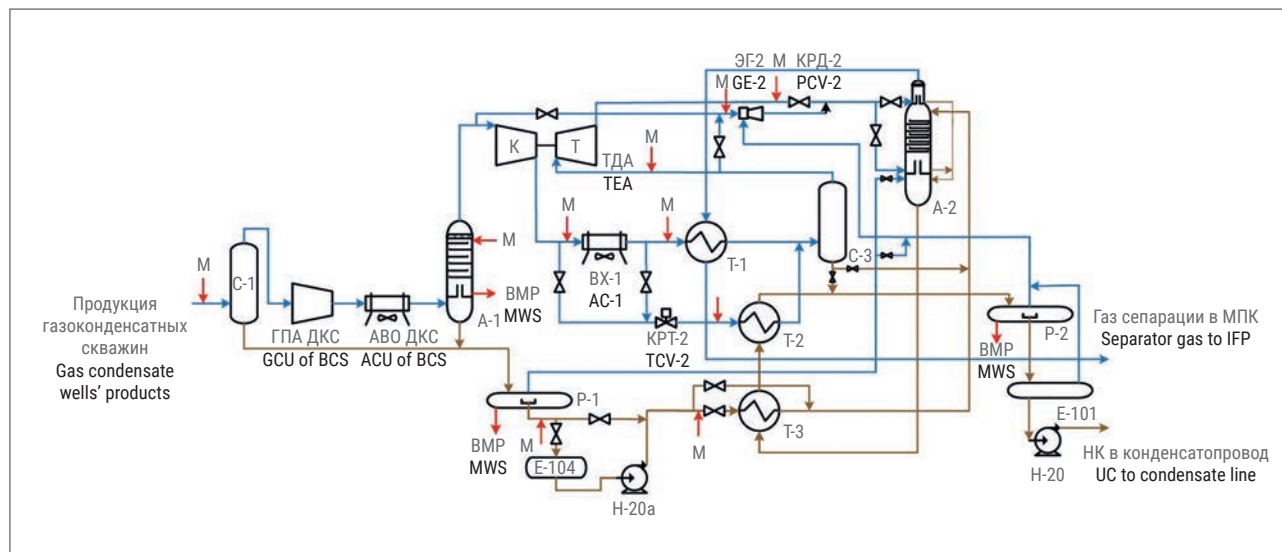


Рис. 1. Принципиальная схема подготовки газа и газового конденсата к магистральному транспорту на установке комплексной подготовки газа № 1В Ямбургского месторождения: А-1 – абсорбер отдувки метанола; А-2 – низкотемпературный абсорбер; ВМР – водометанольный раствор; ВХ-1 – воздушный холодильник; ГПА и АВО ДКС – газоперекачивающие агрегаты и аппараты воздушного охлаждения дожимной компрессорной станции; Е-101, Е-104 – буферные емкости; К – компрессор; КРД-2 – клапан – регулятор давления; КРТ-2 – клапан – регулятор температуры; М – метанол высокой концентрации; МПК – межпромысловый коллектор; Н-20, Н-20а – насосы газового конденсата; НК – нестабильный конденсат; Р-1, Р-2 – трехфазные разделители; С-1, С-3 – сепараторы; Т – турбина; Т-1, Т-2 и Т-3 – теплообменники «газ – газ», «газ – конденсат» и «конденсат – конденсат» соответственно; ТДА – турбодетандерный агрегат; ЭГ-2 – эжектор газовый [4]

Fig. 1. Process flow diagram of gas and gas condensate treatment at No. 1V comprehensive gas treatment unit of Yamburgskoye oil, gas and condensate field prior to its transmission through main pipelines: А-1 – methanol removal absorber; А-2 – low-temperature absorber; МWS – methanol-water solution; АС-1 – air cooler; GCU and ACU of BCS – gas compressor and air cooling units of a booster compression station; Е-101, Е-104 – surge tanks; К – compressor; PCV-2 – pressure control valve; TCV-2 – temperature control valve; М – high concentrated methanol; IFP – interfield pipeline; Н-20, Н-20а – gas condensate pumps; UC – unstable condensate; Р-1, Р-2 – three-phase separators; С-1, С-3 – separators; Т – turbine; Т-1, Т-2 and Т-3 – gas/gas, gas/condensate, and condensate/condensate heat exchangers, respectively; TEA – turbo-expanding assembly; GE-2 – gas ejector [4]

комплексной подготовки газа № 1В (УКПГ-1В) Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (Ямало-Ненецкий авт. окр.). Она является центральным комплексом подготовки УВС к магистральному транспорту валанжинской залежи месторождения [4].

На данный момент разработка валанжинской залежи находится на стадии падающей добычи. Этот этап характеризуется снижением объемов добываемого НК, что связано среди прочего с уменьшением конденсатного фактора из-за проявлений ретроградных свойств газоконденсатной смеси. Как следствие, сокращение потерь целевых компонентов C_{3+} с осушенным газом и увеличение степени их извлечения в состав НК при промышленной подготовке УВС представляют собой актуальную научно-техническую задачу.

Схема подготовки газа, реализованная на УКПГ-1В, позволяет проводить обработку сырья двумя потоками: газ старого фонда скважин с более низким устьевым давлением, который подается в цех подготовки газа 2-й очереди (ЦПГ-2), и газ нового фонда в ЦПГ-1 (технологической схемой предусмотрена совместная подготовка газа старого и нового фонда после выравнивания входных давлений на УКПГ-1В).

Для подготовки к магистральному транспорту скважинной продукции старого фонда скважин применяется двухступенчатое компримирование перед подачей газа в ЦПГ-2. Пластовый газ нового фонда на сегодняшний день имеет достаточное для реализации низкотемпературных процессов давление и не требует предварительного компримирования. Температурный режим процесса

НТА находится на уровне от $-32,0$ до $-28,0$ °С. Принципиальная схема подготовки газа и НК к магистральному транспорту на УКПГ-1В представлена на рис. 1.

В работах [3–6] подробно рассмотрены пути повышения эффективности процесса НТА с учетом технических и технологических особенностей УКПГ-1В. Основные решения, направленные на сокращение потерь компонентов C_{3+} с осушенным газом при подготовке по схеме НТА на УКПГ-1В, связаны со следующими оптимизационными направлениями:

- подбором оптимальных давлений на последней ступени выделения НК из осушаемого газа;
- снижением температуры газа;
- использованием селективного абсорбента на основе углеводородного конденсата, выделенного на первой ступени сепарации.

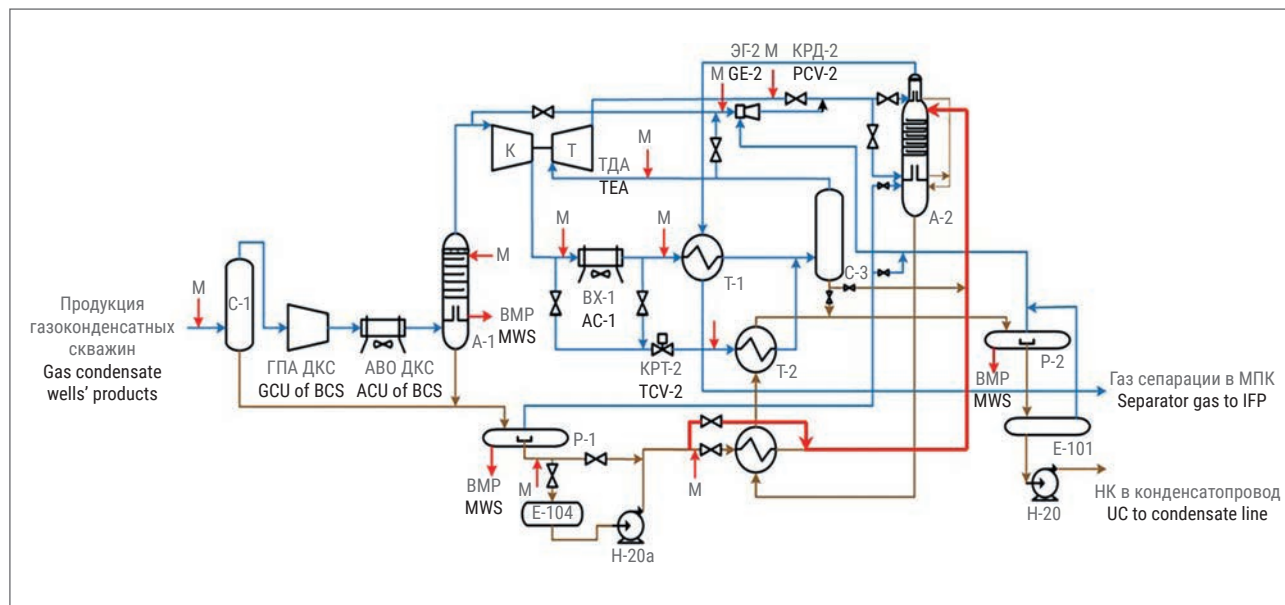


Рис. 2. Принципиальная схема низкотемпературной абсорбции с теплым орошением на установке комплексной подготовки газа № 1В Ямбургского месторождения. Обозначения см. на рис. 1
Fig. 2. Process flow diagram of low-temperature absorption with warm reflux at No. 1V comprehensive gas treatment unit of Yamburgskoye oil, gas and condensate field. For symbols see fig. 1

Реализация этих решений требует в той или иной степени доработки технологической схемы и соответствующих капитальных вложений.

Одним из способов сокращения потерь компонентов C_{3+} стала реализация насосного орошения конденсатом низкотемпературных абсорберов А-2, которое позволило сохранить возможности оптимизации технологических режимов в условиях падения пластового давления [7].

В краткосрочной перспективе на первый план выходит задача по развитию процесса НТА на УКПГ-1В в существующих технико-технологических условиях, основная цель которой – сокращение потерь компонентов C_{3+} с осушаемым газом.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ АБСОРБЦИИ

Для оценки эффективности процесса НТА на УКПГ-1В в специализированном программном комплексе была создана и адаптирована на основе результатов анализа компонентного состава отобранных проб газа и угле-

водородного конденсата технологическая модель установки. В целях корректного описания поведения многофазных систем «газ – конденсат – вода – метанол», достаточного для практического применения, использовался термодинамический пакет CPA (от англ. cubic-plus-association).

На первом этапе рассматривались показатели удельного извлечения НК и его фракций при фактическом режиме работы УКПГ-1В. Давление в низкотемпературном абсорбере А-2 ЦПГ-1 поддерживалось на уровне 3,6 МПа, расход газа – 185 тыс. м³/ч, удельный расход НК на орошение – 67,5 л/тыс. м³; в ЦПГ-2: давление – 3,7 МПа, расход газа – 300 тыс. м³/ч, удельный расход НК на орошение – 65,1 л/тыс. м³. Температура газа на выходе из абсорберов А-2 ЦПГ-1 и ЦПГ-2 составляла –32,0 °С. При таком режиме удельное извлечение НК – 99,34 г/м³, содержание фракций C_{1-2} , C_{3-4} , C_{5+} в НК от начального в пластовом газе – 1,2; 45,7 и 95,2 масс. % соответственно.

На сегодняшний день отсутствует возможность поддерживать давление в низкотемпературных абсорберах в области оптималь-

ных значений (4,50–4,75 МПа) [4]. Для обеспечения транспортировки товарного газа в однофазном состоянии регулировать давление в абсорбере А-2 необходимо на линии осушенного газа после теплообменника Т-1 (см. рис. 1). Эта возможность технически не реализована. Температура процесса также имеет ограничения, связанные с минимальной рабочей температурой материала исполнения стенок трубопроводов, идущих от низкотемпературных абсорберов А-2 к теплообменникам Т-1 (не ниже –32,0 °С).

ПОДАЧА ТЕПЛОГО АБСОРБЕНТА НА ОРОШЕНИЕ АБСОРБЕРОВ А-2

Для решения задачи снижения конечной температуры конденсации была предложена схема НТА с теплым орошением и дополнительным понижением температуры газа на входе в абсорбер А-2 (рис. 2). Технологически она реализуется путем подачи НК первой ступени сепарации без охлаждения встречным потоком НК с кубовой секции абсорбера А-2 в теплообменнике Т-3 (конденсат – конденсат) напрямую в массообменную секцию А-2.

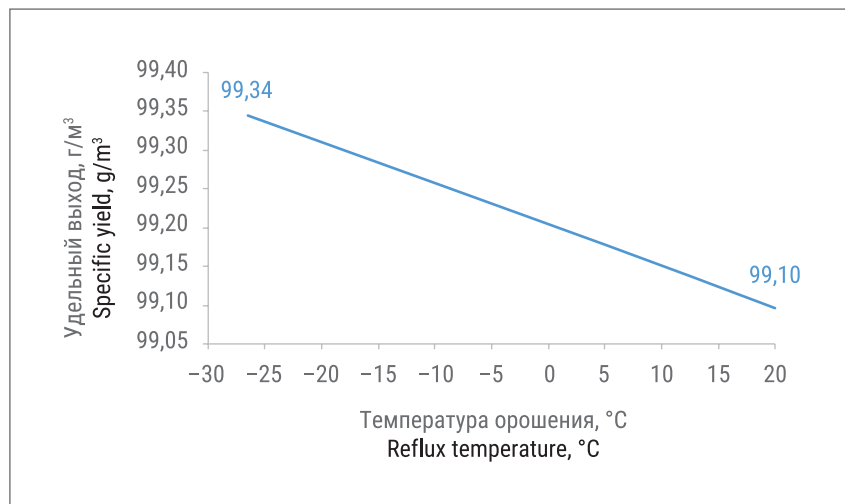


Рис. 3. Зависимость удельного выхода товарного нестабильного конденсата от температуры орошения
Fig. 3. Dependence of the commercial grade unstable condensate specific yield on the reflux temperature

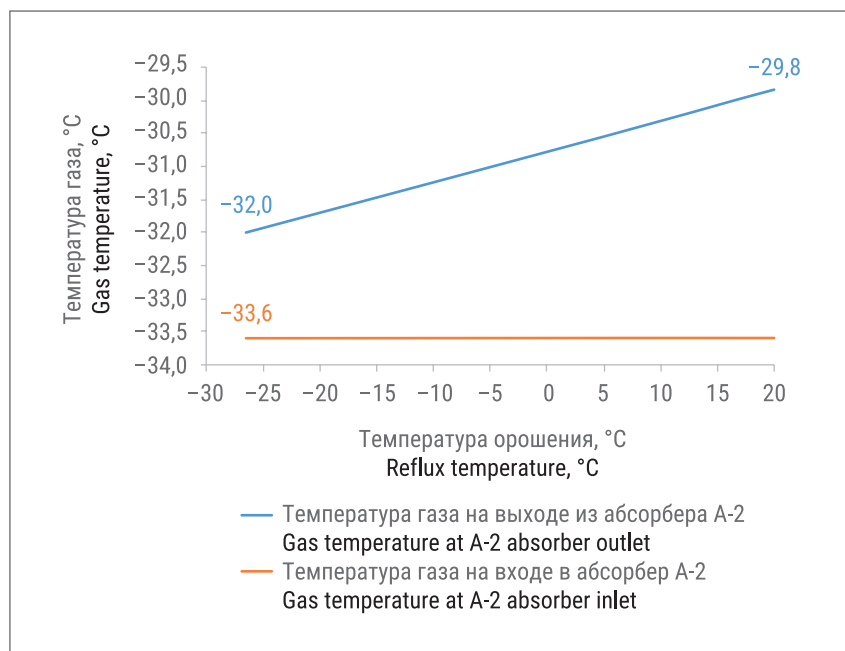


Рис. 4. Зависимость температуры газа на выходе из абсорбера А-2 от температуры орошения при фактической температуре газа на входе
Fig. 4. Dependence of gas temperature at A-2 absorber outlet on the reflux temperature at the actual A-2 absorber inlet gas temperature

На первом этапе расчетов была проведена оценка влияния подачи теплого НК в массообменную секцию низкотемпературного абсорбера на степень извлечения углеводородного конденсата и отдельно фракций C_{1-2} , C_{3-4} и C_{5+} с учетом фактического давления в абсорбере А-2 и температурного режима газа на входе в него. Как видно из рис. 3, повышение температуры

НК, подаваемого на орошение, с режимных $-26,5$ °C до среднего фактического значения температуры перед теплообменником Т-3 ($20,0$ °C) снижает степень извлечения товарного НК всего на $0,25$ %, или в пересчете на текущие показатели добычи – на $0,38$ т/ч. При этом извлечение C_{1-2} уменьшается на $0,03$ г/м³, C_{3-4} – на $0,13$ г/м³, C_{5+} – на $0,04$ г/м³.

Столь незначительное снижение выхода товарного НК при орошении теплым конденсатом объясняется повышением температуры потока газа в верхней сепарационной секции абсорбера и свидетельствует о том, что в рассмотренном диапазоне температур отсутствует зависимость абсорбционных свойств абсорбента от его температуры.

На рис. 4 представлены зависимость изменения температуры газа на выходе из абсорбера А-2 от температуры абсорбента и график температуры газа на входе. Отмечается повышение температуры газа на выходе из абсорбера А-2 с $-32,0$ до $-29,8$ °C при постоянной температуре на входе, составляющей $-33,6$ °C.

Далее рассмотрен режим НТА с теплым орошением и температурой газа на выходе из абсорбера А-2, равной $-32,0$ °C. На рис. 5 представлены результаты расчетов удельного извлечения НК в зависимости от температуры орошения при поддержании постоянной температуры газа на выходе из абсорбера.

Повышение температуры НК, подаваемого на орошение, до $20,0$ °C позволяет увеличить извлечение НК на $2,76$ г/м³, C_{1-2} – на $0,68$ г/м³, C_{3-4} – на $1,83$ г/м³, C_{5+} – на $0,21$ г/м³. Температура газа на входе в абсорбер А-2 снижается с $-33,6$ до $-36,0$ °C при минимально разрешенной температуре на выходе $-32,0$ °C (рис. 6), что и определяет уменьшение потерь целевых фракций НК с осушенным газом.

Снижение температуры газа происходит за счет подачи холодного НК с кубовой секции абсорбера А-2 напрямую в теплообменник Т-2 (газ – конденсат) без предварительного подогрева НК в межтрубном пространстве теплообменника Т-3 (конденсат – конденсат), а также за счет дополнительного охлаждения газа в воздушных холодильниках ВХ-1.

Линейный характер полученных зависимостей изменения удельного выхода НК от температуры газа обусловлен составом абсор-

бента и изобарическими условиями расчетных вариантов процесса НТА с фиксированным соотношением расходов газа и абсорбента по абсорберам А-2.

По результатам расчетов можно сделать выводы, что повышение температуры абсорбента не ухудшает его абсорбционные свойства и тем самым не снижает степень извлечения компонентов НК из осушаемого газа, что, в свою очередь, позволяет использовать теплый НК первой ступени сепарации как инструмент регулирования температуры верха абсорбера при дополнительном снижении температуры газа перед абсорбером А-2.

АПРОБАЦИЯ СХЕМЫ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ АБСОРБЦИИ С ТЕПЛЫМ ОРОШЕНИЕМ НА ПРОМЫСЛОВОМ ОБОРУДОВАНИИ

В целях определения практического интереса и подтверждения расчетов, полученных с использованием технологической модели, проведены промышленные испытания предложенной схемы НТА с теплым орошением на технологическом оборудовании УКПГ-1В. Основные задачи, которые необходимо было решить во время испытаний, – установление закономерностей изменения компонентного состава осушенного газа и товарного НК при работе по схеме НТА с теплым орошением, определение дополнительных энергозатрат на снижение температуры газа перед абсорбером А-2 и оценка изменения количественных показателей товарной продукции УКПГ-1В.

Испытание проводилось на трех режимах:

- режим 1: принятая схема НТА на УКПГ-1В с холодным орошением на технологических нитках ЦПГ-1 и ЦПГ-2 (температура газа на выходе из абсорберов А-2 $-32,0$ °С);
- режим 2: схема НТА с холодным орошением на технологических нитках ЦПГ-1 и теплым – на ЦПГ-2 (температура газа на выходе из абсорберов А-2 $-32,0$ °С);

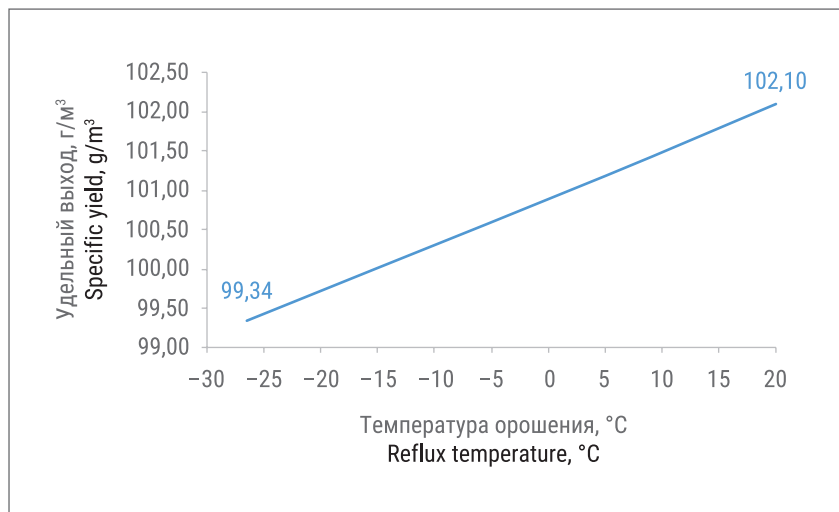


Рис. 5. Зависимость удельного выхода товарного нестабильного конденсата от температуры орошения при температуре газа на выходе из абсорбера А-2 $-32,0$ °С

Fig. 5. Dependence of the commercial grade unstable condensate specific yield on the reflux temperature at the A-2 absorber inlet gas temperature equal to $-32,0$ °С

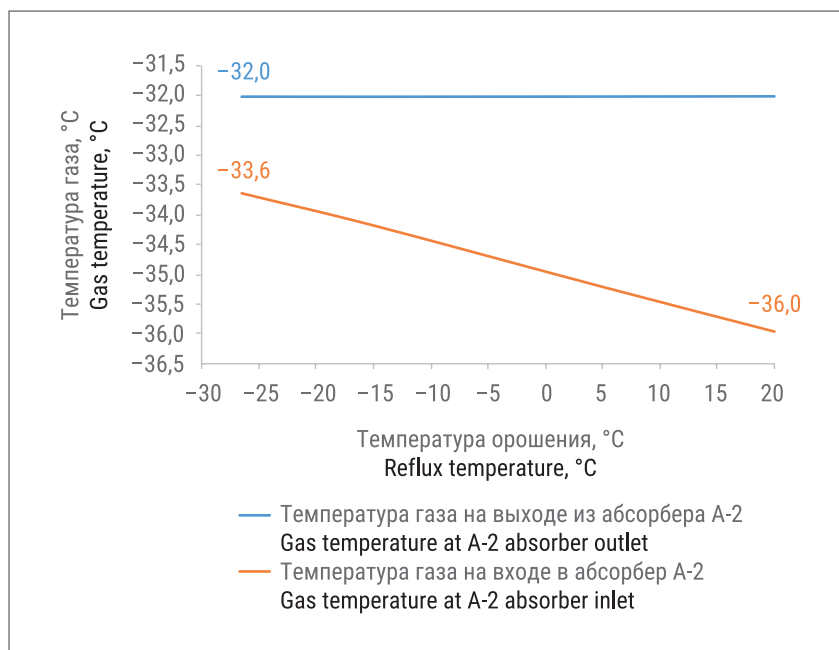


Рис. 6. Зависимость температуры газа на входе в абсорбер А-2 от температуры орошения при температуре газа на выходе $-32,0$ °С

Fig. 6. Dependence of gas temperature at A-2 absorber inlet on the reflux temperature at the outlet gas temperature equal to $-32,0$ °С

- режим 3: схема НТА с теплым орошением на технологических нитках ЦПГ-1 и ЦПГ-2 (температура газа на выходе из абсорберов А-2 $-32,0$ °С).

На практике в качестве основного инструмента, регулирующего температуру газа, используются аппараты воздушного охлаждения (ВХ-1 на рис. 1). Именно количество

дополнительных рабочих секций этих аппаратов определяет основные энергозатраты на снижение температуры газа. На рис. 7 представлена зависимость количества рабочих секций воздушных холодильников ВХ-1 при режимах 1–3 от температуры окружающего воздуха.

Анализ работы воздушных холодильников ВХ-1 показал, что

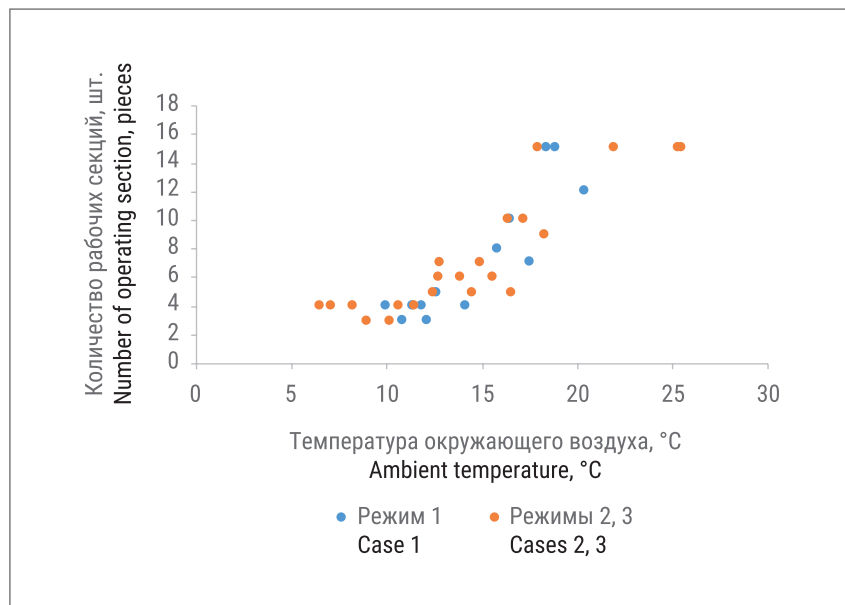


Рис. 7. Зависимость количества рабочих секций воздушных холодильников ВХ-1 при режимах 1–3 от температуры окружающего воздуха
Fig. 7. Dependence of the number of AC-1 air cooler sections in operation for cases 1–3 on the ambient temperature

с переходом на режимы 2 и 3 количество секций не увеличивается. Данный факт может свидетельствовать об отсутствии дополнительных энергозатрат, а значит, снижение температуры потока газа перед абсорбером А-2 до значений, при которых на выходе из него поддерживается регламентная температура $-32,0\text{ }^{\circ}\text{C}$, происходит за счет подачи холодного НК напрямую с кубовой секции абсорбера А-2 в межтрубное пространство теплообменника Т-2 и перераспределения сырого газа между теплообменниками Т-1 и Т-2. При этом по наблюдениям за технологическими параметрами во время испытания отмечалось, что с переходом на режимы НТА с теплым орошением температура газа на выходе из трубного пространства теплообменника Т-2 снижалась на $15,0\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Вместе с тем в результате уменьшения количества газа, подаваемого в трубное пространство теплообменника Т-1, отмечалось снижение температуры товарного газа на выходе из теплообменника Т-1 в среднем на $1,2\text{ }^{\circ}\text{C}$. Это положительный эффект с точки зрения поддержания регламент-

ной температуры транспортировки товарного газа (от $-6,0$ до $0\text{ }^{\circ}\text{C}$) в целях исключения растепления мерзлого грунта, окружающего межпромысловые коллекторы, что особенно необходимо при высоких температурах окружающего воздуха в летний период. Результатом перераспределения потоков газа и НК при режимах 2 и 3 стало снижение температуры входного потока газа в абсорберы А-2 на $2,4\text{--}3,5\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Для оценки влияния снижения температуры газа перед абсорбером А-2 и подачи теплого НК в массообменную секцию на извлечение целевых фракций НК (C_{3+}) проводился хроматографический анализ химического состава отобранных проб товарного газа и НК. Результаты представлены в таблице. В целях сопоставления расчетных и экспериментальных значений в ней также приведены составы товарного газа и НК, полученные в ходе моделирования.

Как следует из таблицы, химический состав товарного газа имеет тенденцию к снижению содержания компонентов группы C_{3+} при переходе на теплое орошение: режим 1 – $30,861\text{ г/м}^3$, режим 2 –

$30,367\text{ г/м}^3$, режим 3 – $30,567\text{ г/м}^3$. Вместе с тем доля компонентов C_{5+} и, как следствие, рассчитанный на основе мольных долей показатель остаточного содержания этой фракции, определяемый в г/м^3 , увеличиваются.

Данные исследования и результаты моделирования могут отличаться по причине наличия погрешности при проведении хроматографического анализа компонентного состава товарного газа и НК. Дополнительную погрешность вносят условия отбора проб и их транспортировки, разница температур отобранных проб и, как следствие, изменение объема пробы, а также возможная негерметичность пробоотборных контейнеров.

Отличия в содержании отдельных компонентов товарного газа и НК, зафиксированные при разных режимах испытаний, находятся в пределах погрешности измерений. Это затрудняет объективную оценку изменения компонентного состава при переходе на схему НТА с теплым орошением. В данном случае практический интерес представляет оценка изменения удельного извлечения НК с переходом на режимы 2 и 3. Как видно из таблицы, выход НК с переходом на теплое орошение увеличился на $2,0\text{--}3,5\text{ г/м}^3$, или на $3,0\text{--}5,0\text{ т/ч}$ на момент проведения испытаний. При этом отмечается сохранение компонентного состава и плотности НК с теми же показателями.

Резюмируя, стоит отметить, что для решения задачи снижения потерь компонентов C_{3+} с осушенным газом при промысловой подготовке углеводородной смеси газоконденсатной залежи к магистральному транспорту на УКПГ-1В Ямбургского месторождения испытана схема НТА. Подача НК первой ступени сепарации в массообменную секцию абсорберов А-2 без предварительного охлаждения в теплообменнике Т-3 позволяет дополнительно снизить температуру потока газа на входе в абсорбер А-2, не нарушая регламентные

Состав товарного газа и нестабильного конденсата установки комплексной подготовки газа № 1В по результатам хроматографического анализа отобранных проб при режимах 1–3 и модельных расчетов с холодным и теплым орошением

Composition of the commercial grade gas and unstable condensate produced by No. 1V comprehensive gas treatment unit based on the result of chromatographic analysis of samples taken at cases 1–3 and model calculation with cold and warm reflux

Компонент/ параметр Component/ parameter	Режим 1 (анализ проб) Case 1 (sample analysis)	Режим 2 (анализ проб) Case 2 (sample analysis)	Режим 3 (анализ проб) Case 3 (sample analysis)	Холодное орошение (моделирование) Cold reflux (simulation)	Теплое орошение (моделирование) Warm reflux (simulation)
Товарный газ. Мольное содержание компонентов, % Commercial grade gas. Mole content of components, %					
C ₁	93,25 ± 0,14	93,26 ± 0,14	93,28 ± 0,14	93,11	93,22
C ₂	4,43 ± 0,18	4,44 ± 0,18	4,41 ± 0,18	4,36	4,34
C ₃	1,25 ± 0,08	1,23 ± 0,07	1,23 ± 0,07	1,34	1,29
изо-C ₄ iso-C ₄	0,137 ± 0,008	0,132 ± 0,008	0,135 ± 0,008	0,164	0,151
н-C ₄ п-C ₄	0,112 ± 0,007	0,108 ± 0,007	0,112 ± 0,007	0,139	0,128
нео-C ₅ neo-C ₅	0,0010 ± 0,0003	0,0010 ± 0,0003	0,0010 ± 0,0003	0,0010	0,0010
изо-C ₅ iso-C ₅	0,0193 ± 0,0014	0,0192 ± 0,0014	0,0204 ± 0,0015	0,0273	0,0261
н-C ₅ п-C ₅	0,0143 ± 0,0011	0,0144 ± 0,0011	0,0153 ± 0,0012	0,0219	0,0210
Группа C ₆ C ₆ group	0,0128 ± 0,0010	0,0139 ± 0,0011	0,0139 ± 0,0011	0,0165	0,0161
Группа C ₇ C ₇ group	0,0053 ± 0,0006	0,0061 ± 0,0006	0,0057 ± 0,0006	0,0059	0,0057
Группа C ₈ C ₈ group	0,0012 ± 0,0003	0,0016 ± 0,0003	0,0013 ± 0,0003	0,0024	0,0023
Бензол Benzene	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001
Толуол Toluene	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001	< 0,001
Диоксид углерода Carbon dioxide	0,363 ± 0,023	0,366 ± 0,023	0,364 ± 0,023	0,346	0,345
Азот Nitrogen	0,398 ± 0,017	0,400 ± 0,017	0,399 ± 0,017	0,409	0,409
Кислород Oxygen	< 0,005	< 0,005	< 0,005	< 0,005	< 0,005
Гелий Helium	0,0064 ± 0,0006	0,0066 ± 0,0006	0,0064 ± 0,0006	0,0067	0,0068
Водород Hydrogen	0,0029 ± 0,0004	0,0029 ± 0,0004	0,0029 ± 0,0004	0,0031	0,0031
Товарный газ. Абсолютная плотность при 20 °С, кг/м ³ Commercial grade gas. Absolute density at 20 °C, kg/m ³					
–	0,7206	0,7207	0,7206	0,7216	0,7208
Товарный газ. Остаточное содержание целевых фракций нестабильного конденсата, г/м ³ Commercial grade gas. Residual content of target fractions of unstable condensate, g/m ³					
C ₃ – C ₄	29,070 ± 0,051	28,482 ± 0,045	28,651 ± 0,045	32,334	31,618
C ₅₊	1,791 ± 0,002	1,885 ± 0,002	1,916 ± 0,002	2,702	2,596
C ₃₊	30,861 ± 0,059	30,367 ± 0,053	30,567 ± 0,054	35,036	34,214

Продолжение таблицы

Компонент/ параметр Component/ parameter	Режим 1 (анализ проб) Case 1 (sample analysis)	Режим 2 (анализ проб) Case 2 (sample analysis)	Режим 3 (анализ проб) Case 3 (sample analysis)	Холодное орошение (моделирование) Cold reflux (simulation)	Теплое орошение (моделирование) Warm reflux (simulation)
Товарный нестабильный конденсат. Массовое содержание компонентов, % Commercial grade unstable condensate. Mass content of components, %					
C ₁	4,10 ± 1,00	4,20 ± 1,10	4,30 ± 1,10	4,41	4,46
C ₂	5,40 ± 1,00	5,50 ± 1,00	5,80 ± 1,00	5,42	5,63
C ₃	13,10 ± 1,80	12,80 ± 1,80	13,00 ± 1,80	12,83	13,64
изо-C ₄ iso-C ₄	7,20 ± 1,30	6,60 ± 1,20	7,00 ± 1,30	6,87	7,03
н-C ₄ n-C ₄	9,70 ± 1,70	8,90 ± 1,60	9,40 ± 1,60	9,76	9,82
нео-C ₅ neo-C ₅	0,17 ± 0,07	0,16 ± 0,06	0,17 ± 0,07	0,13	0,13
изо-C ₅ iso-C ₅	5,00 ± 1,20	4,80 ± 1,20	4,90 ± 1,20	5,37	5,27
н-C ₅ n-C ₅	4,50 ± 1,10	4,40 ± 1,10	4,50 ± 1,10	5,24	5,15
Группа C ₆ C ₆ group	15,90 ± 2,20	16,80 ± 2,40	16,10 ± 2,30	13,96	14,04
Группа C ₇ C ₇ group	14,50 ± 2,00	15,40 ± 2,20	15,00 ± 2,10	14,27	14,39
Группа C ₈ C ₈ group	8,60 ± 1,60	8,60 ± 1,60	8,50 ± 1,50	9,26	9,04
Группа C ₉ C ₉ group	4,50 ± 1,10	4,50 ± 1,10	4,40 ± 1,10	5,06	4,93
Группа C ₁₀ C ₁₀ group	2,80 ± 0,70	2,70 ± 0,70	2,70 ± 0,70	2,11	2,06
Группа C ₁₁ C ₁₁ group	1,70 ± 0,40	1,60 ± 0,40	1,70 ± 0,40	1,88	1,54
C ₁₂₊	2,60 ± 0,60	2,90 ± 0,70	2,30 ± 0,60	2,42	2,37
Диоксид углерода Carbon dioxide	0,18 ± 0,07	0,18 ± 0,07	0,19 ± 0,07	0,29	0,30
Азот Nitrogen	< 0,005	< 0,005	< 0,005	< 0,005	< 0,005
Товарный нестабильный конденсат. Плотность при рабочих условиях, кг/м ³ Commercial grade unstable condensate. Density at operating conditions, kg/m ³					
–	623,5	626,6	622,9	621,2	619,3
Товарный нестабильный конденсат. Содержание целевых фракций нестабильного конденсата, % Commercial grade unstable condensate. Content of target fractions of unstable condensate, g/m ³					
C ₃ – C ₄	30,00 ± 4,80	28,30 ± 4,60	29,40 ± 4,70	29,4	30,5
C ₅₊	60,27 ± 10,97	61,86 ± 11,46	60,27 ± 11,07	59,7	58,9
C ₃₊	90,27 ± 15,77	90,16 ± 16,06	89,67 ± 15,77	89,1	89,4
Товарный нестабильный конденсат. Удельное извлечение, г/м ³ Commercial grade unstable condensate. Specific recovery, g/m ³					
–	101,35	104,38	103,87	99,34	102,10



Фото: ООО «Газпром добыча Ямбург»

ограничения по температуре газа на выходе из абсорбера (не ниже $-32,0$ °C), и тем самым увеличить извлечение НК и его целевых компонентов.

ВЫВОДЫ

Оценка абсорбционных свойств НК с использованием технологической модели показала, что изменение температуры НК орошения в рассмотренном диапазоне не влияет на степень извлечения конденсата из осушаемого газа. Полученные результаты позволяют использовать теплый НК первой

ступени сепарации как инструмент регулирования температуры верха абсорбера при дополнительном снижении температуры газа перед абсорбером А-2.

Результаты производственных испытаний продемонстрировали, что дополнительное снижение температуры газа перед абсорбером А-2 достигается за счет подачи НК с его кубовой секции напрямую в теплообменник Т-2 и перераспределения потоков газа между теплообменниками Т-1 и Т-2 без дополнительных энергетических и экономических

затрат. При этом основной показателем эффективности процесса подготовки газа, содержащего конденсат, – удельный выход НК – увеличивается до $3,5$ г/м³.

В перспективе внедрение предложенной схемы НТА с теплым орошением в промышленную эксплуатацию позволит увеличить товарные объемы НК при плановых показателях добычи газа на $42,21$ тыс. т/год, что в денежном эквиваленте при существующих ценовых котировках составит $32,31$ млн руб. (с учетом налога на добычу полезных ископаемых). ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Прокопов А.В., Истомин В.А., Федулов Д.М. Выделение углеводородов C_{3-6} из газоконденсатной смеси при промышленной подготовке пластового флюида // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2016. № 4 (28). С. 202–206.
2. Прокопов А.В., Истомин В.А., Федулов Д.М. Степень извлечения и остаточное содержание углеводородов C_{3-6} в газе сепарации газоконденсатных месторождений // Нефтегазохимия. 2016. № 2. С. 64–70.
3. Кутуков В.В., Пономарев А.И., Чеботарев В.В. Оценка влияния термобарических условий на эффективность процесса низкотемпературной абсорбции при промышленной подготовке газа на месторождении Крайнего Севера // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331, № 11. С. 147–156. DOI: 10.18799/24131830/2020/11/2894.
4. Агеев А.Л., Яхонтов Д.А., Партилов М.М. и др. Технические и технологические решения применения низкотемпературной абсорбции при промышленной подготовке углеводородного сырья газоконденсатных залежей в условиях падающей добычи // Газовая промышленность. 2021. № 3 (813). С. 38–48.
5. Прокопов А.В., Истомин В.А., Федулов Д.М. Разработка новой технологии низкотемпературной абсорбции для подготовки природного газа газоконденсатных месторождений // Химическая промышленность сегодня. 2017. № 6. С. 37–47.
6. Рычков Д.А., Прытков В.В., [Ефимов А.Н.] и др. Определение путей повышения эффективности подготовки добываемого газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении в условиях имеющихся технологических ограничений // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 3. С. 68–73.
7. Патент № 2775239 Российская Федерация, МПК В01Д 53/14 (2006.01), F25J 3/00 (2006.01). Способ подготовки природного газа на завершающей стадии разработки газоконденсатного месторождения: № 2021107797: заявл. 23.03.2021: опубл. 28.06.2022 / Дегтярев С.П., Агеев А.Л., Партилов М.М. и др.; заявитель ООО «Газпром добыча Ямбург» // Yandex.ru: патенты. URL: https://yandex.ru/patents/doc/RU2775239C1_20220628 (дата обращения: 06.11.2023).

REFERENCES

- (1) Prokopov AV, Istomin VA, Fedulov DM. C_{3-6} hydrocarbons' extraction from gas-condensate mixture during field treatment of formation fluid. *Scientific-Technical Collection Book "Gas Science Bulletin"* [Nauchno-tekhnicheskii sbornik "Vesti gazovoy nauki"]. 2016; 28(4): 202–206. (In Russian)
- (2) Prokopov AV, Istomin VA, Fedulov DM. Extent of extraction and the residual content of C_{3-6} hydrocarbons in produced gas of gas-condensate fields. *Oil & Gas Chemistry* [Neftegazokhimiya]. 2016; (2): 64–70. (In Russian)
- (3) Kutukov VV, Ponomarev AI, Chebotarev VV. Evaluation of temperature and pressure conditions effect on low-temperature absorption effectiveness at gas treatment on the Far North field. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering* [Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov]. 2020; 331(11): 147–156. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/11/2894>. (In Russian)
- (4) Ageev AL, Yakhontov DA, Partilov MM, Kudiyarov GS, Kutukov VV. Technical and technological solutions for low-temperature absorption implementation into field treatment of hydrocarbon raw materials from gas condensate deposits under condition of declining production. *Gas Industry* [Gazovaya promyshlennost']. 2021; 813(3): 38–48. (In Russian)
- (5) Prokopov AV, Istomin VA, Fedulov DM. Development of a new low-temperature absorption technology for the treatment of natural gas from gas condensate fields. *Chemical Industry Developments* [Khimicheskaya promyshlennost' segodnya]. 2017; (6): 37–47. (In Russian)
- (6) Rychkov DA, Prytkov VV, [Efimov AN], Yakhontov DA, Kadyrov TF. Ways of improving efficiency of the gas treatment in the Yamburgskoe oil and gas-condensate field under process restrictions. *Oil and Gas Territory* [Territoriya "NEFTEGAZ"]. 2017; (3): 68–73. (In Russian)
- (7) Degtyarev SP, Ageev AL, Partilov MM, Yakhontov DA, Dyakonov AA, Golyakov DP, et al. *Method for preparing natural gas at the final stage of development of a gas condensate field*. RU2775239 (Patent) 2022.

ПРИМЕНЕНИЕ ИННОВАЦИОННОГО ИСПЫТАТЕЛЬНОГО СТЕНДА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ КОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ В УСЛОВИЯХ УГЛЕКИСЛОТНЫХ СРЕД ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 620.197.3.:622.324.5

Р.Р. Кантюков, к.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Санкт-Петербург, Россия), R_Kantyukov@vniigaz.gazprom.ru

Д.Н. Запечалов, к.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ», D_Zapevalov@vniigaz.gazprom.ru

Р.К. Вагапов, д.т.н., к.х.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ», R_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru

К.А. Ибатуллин, к.х.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ», K_Ibatullin@vniigaz.gazprom.ru

В.В. Ярковой, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», V_Yarkovoi@vniigaz.gazprom.ru

В статье рассмотрен опыт применения разработанной в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» коррозионной испытательной установки (стенда). Она позволяет проводить имитационные испытания в условиях углекислотной коррозии, характерных для действующих и проектируемых (по данным изысканий) газовых месторождений России. Инициативная разработка стенда обусловлена потребностью проводить в исследовательской лаборатории моделирование параметров и режимов движения газожидкостных сред, воспроизводящих наиболее интенсивные коррозионные воздействия (переменное смачивание с разрушением продуктов коррозии и защитных пленок ингибиторов коррозии) на внутреннюю поверхность трубопроводных систем объектов добычи и транспорта неподготовленного газа ПАО «Газпром».

Для учета реальных коррозионно-опасных факторов газовых месторождений в испытательной установке задаются и регулируются следующие параметры, влияющие на внутреннюю коррозию: температура, парциальное давление диоксида углерода, минеральный состав и динамические условия переноса потока жидкой фазы по трубопроводу (за счет регулирования скорости вращения и уровня заполнения автоклавных ячеек). Одновременное использование в составе установки большого (до 14) количества автоклавных ячеек позволяет оптимизировать проведение испытаний за счет реализации параллельных экспериментов и варьирования параметров их реализации.

Исследовано влияние времени проведения испытаний в коррозионной ячейке на развитие и характер коррозионных повреждений. Определено воздействие указанных коррозионно-опасных факторов на скорость протекания общей и локальной коррозии. Оценено влияние варьирования коррозионных параметров на образование отложений (карбонатов железа). Их формирование может приводить как к усилению, так и к замедлению углекислотной коррозии. Полученные результаты подтверждают эффективность применения разработанной установки в экспериментальных исследованиях с моделированием коррозионно-опасных условий реальных эксплуатируемых и проектируемых газовых объектов. Опыт ее практического использования для решения задач оценки коррозионной агрессивности сред, коррозионной стойкости материалов, эффективности реагентов (ингибиторов коррозии) подтверждает возможность существенной оптимизации (ускорения) коррозионных испытаний.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ, МЕТОД ИСПЫТАНИЯ, УГЛЕКИСЛОТНАЯ КОРРОЗИЯ, КОРРОЗИОННЫЙ ЛОКАЛЬНЫЙ ДЕФЕКТ, СКОРОСТЬ КОРРОЗИИ, ИНГИБИТОР КОРРОЗИИ.

На ряде действующих и перспективных объектов добычи газа (Крайнего Севера и Дальнего Востока) имеются существенные коррозионные риски повреждения и разрушения стальных элементов

инфраструктуры, обусловленные протеканием углекислотной коррозии (УКК) на скважинном оборудовании и (или) промышленных газопроводах [1, 2]. Наличие диоксида углерода в пластовом

газе обусловлено генезисом последнего: при повышенных температуре и давлении сложные органические соединения распадаются до более простых (метана, воды, CO₂ и др.).

R.R. Kantyukov, PhD in Engineering, Gazprom VNIIGAZ LLC (Saint Petersburg, Russia),

R_Kantyukov@vniigaz.gazprom.ru

D.N. Zapevalov, PhD in Engineering, Gazprom VNIIGAZ LLC, D_Zapevalov@vniigaz.gazprom.ru

R.K. Vagapov, DSc in Engineering, PhD in Chemistry, Gazprom VNIIGAZ LLC, R_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru

K.A. Ibatullin, PhD in Chemistry, Gazprom VNIIGAZ LLC, K_Ibatullin@vniigaz.gazprom.ru

V.V. Yarkovoi, Gazprom VNIIGAZ LLC, V_Yarkovoi@vniigaz.gazprom.ru

Application of innovative test stand to study corrosion processes under carbon dioxide environment of gas fields

The article discusses the experience of using a corrosion test facility (stand) developed at Gazprom VNIIGAZ LLC, which makes it possible to conduct simulation tests under carbon dioxide corrosion conditions typical for existing and projected (according to survey data) gas fields in the Russian Federation. The initiative development of the stand is due to the need to simulate in a research laboratory the parameters and modes of movement of gas-liquid media that reproduce the most intense corrosion effects (variable wetting with the destruction of corrosion products and protective films of corrosion inhibitors) on the inner surface of pipeline systems of PJSC Gazprom raw gas production and transmission facilities.

To take into account the parameters of real corrosion-hazardous factors of gas fields, the following parameters are set and adjusted in the test facility that affect internal corrosion: temperature, carbon dioxide partial pressure, mineral composition and dynamic conditions for transferring the liquid phase flow through the pipeline (by controlling the rotation speed and filling level of autoclave cells). The simultaneous use of a large number (up to 14) of autoclave cells as part of the stand makes it possible to optimize testing by implementing parallel tests and varying their parameters.

The influence of the time of testing in a corrosion cell on the development and nature of corrosion damage has been studied. The effect of the above corrosion factors on the rate of general and local corrosion has been determined. The effect of varying corrosion parameters on the formation of deposits (iron carbonates), which can both enhance and slow down carbon dioxide corrosion, has been evaluated. The results obtained confirm the effectiveness of the developed stand for the tasks of experimental studies with the simulation of corrosive conditions of real operated and designed gas facilities. The experience of its use for solving research problems of assessing the corrosive aggressiveness of the media, the corrosion resistance of materials, the effectiveness of reagents (corrosion inhibitors) confirms the possibility of significant optimization (acceleration) of corrosion tests.

KEYWORDS: CORROSION PROTECTION, TEST METHOD, CARBON DIOXIDE CORROSION, CORROSION LOCAL DEFECTS, CORROSION RATE, CORROSION INHIBITOR.

До осушки, которая осуществляется на объектах подготовки и переработки, газ транспортируется в коррозионно-агрессивном по отношению к стальным объектам состоянии. Внутренние повреждения при сочетании коррозионных условий могут возникнуть в газопроводной системе на любом участке и в случае УКК будут носить локальный характер с развитием интенсивных питтинговых и язвенных дефектов и вероятными высокими скоростями коррозии, что делает их наиболее опасными для эксплуатации и трудно предсказуемыми (с точки зрения места и времени образования) [3–5].

Проведение имитационных испытаний служит основным методом получения первичной коррозионной информации по объекту исследования [6]. Методические аспекты выполнения коррозионных испытаний в условиях атмосферной

и внутренней коррозии достаточно давно изучаются исследователями [7–9]. Для объектов добычи углеводородов разработка методов испытаний была сосредоточена преимущественно на нефтепромысловых средах [10]. Однако эксплуатационные условия нефтепроводов отличаются от газопроводов как по фазовому составу транспортируемого флюида, так и по другим коррозионно-опасным параметрам, способным оказать влияние на протекание внутренней коррозии. Поэтому актуально развитие средств и методов исследований коррозионных процессов, поиска эффективных средств защиты от коррозии при добыче и транспортировке газа и газового конденсата.

Для выбранных в качестве предмета исследования газовых объектов имитационные испытания, во-первых, позволяют оценить

потенциальную опасность эксплуатационных условий по отношению к стальным газопроводам и оборудованию, изготавливаемым преимущественно из нестойких к УКК углеродистых или низколегированных сталей [11, 12]. Во-вторых, с их помощью возможно подобрать средства защиты, например ингибиторы УКК, использование которых позволит обеспечить безопасную эксплуатацию объектов инфраструктуры газовых месторождений [13, 14]. Такие предварительные исследования могут быть проведены еще на стадии проектирования, по результатам изысканий, что позволит обоснованно оценить влияние коррозионного фактора и выбрать решения для ограничения коррозионных воздействий.

Следует отметить, что сероводородная коррозия не менее опасна, чем УКК. Однако среди

отечественных газовых объектов с повышенным содержанием в добываемой продукции H_2S можно выделить только Оренбургское и Астраханское месторождения, которые уже эксплуатируются и эффективно защищаются от внутренней коррозии на протяжении многих десятилетий. К тому же набор испытаний и оценочных мероприятий, проводимых в целях определения стойкости сталей к сульфидному растрескиванию под напряжением и водородному растрескиванию, давно включен в нормативные документы и имеет долгую историю успешного применения на практике [15]. В то же время проблема УКК остается актуальной и получила более широкое распространение в последние годы с началом эксплуатации новых Бованенковского, Уренгойского (ачимовские отложения) и других месторождений.

К коррозионно-опасным факторам, оказывающим наибольшее влияние на разрушения при УКК, можно отнести присутствие водной фазы и ее минеральный состав, температуру среды и парциальное давление CO_2 [12, 16]. Дополнительным ускоряющим протекание внутренней коррозии параметром выступает динамический фактор движения среды по трубопроводной системе, что также должно учитываться при моделировании коррозионных испытаний [17].

Проведение имитационного тестирования носит комплексный и последовательный характер и направлено на максимально возможное воспроизведение реальных промысловых условий газовых объектов. Как было описано ранее [12], оно включает комплекс лабораторных и автоклавных (стендовых) испытаний с дальнейшей апробацией стойкости сталей к локальной коррозии и выбранного решения по ингибиторной защите в опытно-промышленных условиях на газовом объекте. Если при лабораторных испытаниях имитируются минеральный состав

водной фазы, температура и присутствие CO_2 (режим постоянного барботирования), то в автоклавных (стендовых) условиях – значение парциального давления, характерное для конкретного газового месторождения.

Для изучения УКК была разработана экспериментальная (стендовая) установка, которая моделирует коррозионно-агрессивные параметры внутри газопроводной системы [18]. Начальным этапом оценки возможностей стенда стала отработка технологий подготовки модельных сред в автоклавных ячейках; далее – его применение для оценки стойкости стали к локальной УКК и эффективности ингибиторной защиты от нее при различных параметрах имитационных сред.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Известно [18], что в газопроводной системе можно провести градацию коррозионно-опасных условий по их пространственному расположению. Основные методы испытаний в случае коррозии в нижней части трубы при движении влаги были рассмотрены ранее в статье [12]. Исследование коррозии в верхней части газопровода при конденсации влаги также получило свое методическое обеспечение (см. [19]). Помимо этих двух основных зон, на участках протяженной трубопроводной системы возникают места скопления влаги и переменного смачивания, к которым можно отнести щели, зазоры, застойные зоны, возникающие из-за изменения рельефа местности и перепада высот газопровода. Такое чередование наличия и отсутствия контакта стальной поверхности внутри трубы с водной фазой становится причиной протекания УКК с локальными дефектами (питтингами, язвами). К этому же типу коррозии можно отнести и некоторые случаи коррозии в нижней части газопровода, когда из-за низкого содержания жидкой фазы поток жидкости может носить прерывистый характер

с попеременным смачиванием внутренней поверхности трубы.

Как было указано ранее, одним из этапов исследования являются автоклавные испытания, в ходе которых моделируются повышенное парциальное давление и температура. Традиционно для таких тестов используются толстостенные аппараты больших размеров (объемом от 3–5 л и более), выдерживающие повышенное давление газов (5–20 МПа) и температуры. Возможности проведения испытаний в подобных автоклавах сдерживаются техническими ограничениями, высокой стоимостью и длительностью. Дополнительным лимитирующим фактором выступает тот факт, что для тестирования необходимо либо создать только статические условия, либо обеспечить перемешивание среды, но с постоянным погружением стальных образцов в жидкую фазу. Однако эксплуатационные условия на действующих российских газовых объектах (Бованенковском, Юбилейном и других месторождениях) таковы, что на газопроводах парциальное давление CO_2 преимущественно не превышает 0,2–0,3 МПа, температура составляет от 20 до 70 °С, а минерализация водной среды находится в основном в диапазоне от 1 до 15 г/л [1, 2]. Поэтому для моделирования не требуется высокое давление, характерное для традиционных автоклавов.

Для исключения указанных ограничений автоклавов и имитации основных коррозионных условий воздействия газовых и водных сред при переменном нахождении в этих двух фазах при повышенной температуре была создана стендовая установка [18], представленная на рис. 1, разработчиком и патентообладателем которой является ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Она позволяет моделировать условия УКК, обеспечивающие динамическое коррозионное воздействие на образцы и приводящие к образованию на внутренней поверхности инфраструктурных объектов

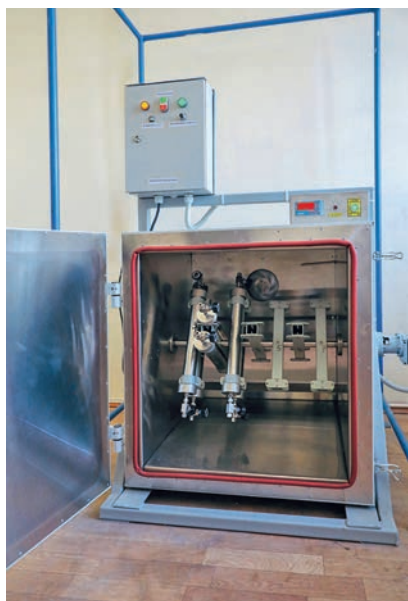


Рис. 1. Внешний вид испытательной установки [18]
Fig. 1. Appearance of the test stand [18]

газовых месторождений наиболее типичных и опасных локальных коррозионных дефектов.

Решение поставленной задачи достигается проведением тестов в герметичных испытательных ячейках небольшого объема (300 мл) с завинчивающимися крышками и уплотнительными элементами, способными выдержать температуру до 80 °С, внутреннее давление, создаваемое при нагревании, и избыточные парциальные давления CO₂ (от 0,1 до 0,5 МПа). Сами ячейки, закрепленные на валу и вращающиеся вокруг своей оси, находятся внутри термошкафа, в котором задается и поддерживается необходимый температурный режим. Внутри них образцы размещаются на максимальном удалении друг от друга при помощи специальных фиксаторов, инертных по отношению к испытуемым средам и образцам при всех температурах испытаний. Такое расположение образцов приводит к тому, что они поочередно на одно и то же время попадают из газовой фазы в жидкую и обратно [18].

Наличие и одновременное использование до 14 коррозионных ячеек, которые являются мини-автоклавами, позволяют ускорить

проведение параллельных испытаний в 3–4 раза (по сравнению с последовательным тестированием в традиционных автоклавах) и варьировать коррозионные условия УКК или исследуемые материалы и ингибиторы, применяемые для защиты от коррозионных воздействий.

Вращение испытательных ячеек вокруг своей оси позволяет воспроизводить динамический характер движения потока жидкой фазы и переменного смачивания ею стенки трубы. Это важно с нескольких точек зрения. Во-первых, на начальном этапе (в отсутствие слоя продуктов коррозии) будет усиливаться перенос и подвод коррозионно-агрессивной среды к стальной поверхности, что увеличит скорость коррозионных процессов. Во-вторых, на следующем этапе (при образовании коррозионных отложений на стали) периодический контакт с жидкой фазой может способствовать отводу продуктов коррозии [20], особенно если они имеют рыхлый и неплотный характер, что также будет сказываться на росте скорости коррозии. В-третьих, при использовании ингибитора коррозии (ИК) для защиты внутренней поверхности трубопроводов поток может влиять на адсорбцию ИК на стали и сохранение ингибиторным слоем своих пленкообразующих свойств [21]. Это позволяет оценивать возможность их применения для условий периодической подачи и ударных обработок.

ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

При проведении испытаний в ячейки с установленными двумя стальными (сталь марки 20) образцами вводили разные объемы (V) водных растворов конденсационного или пластового типа, отличающиеся по общей минерализации (M) и компонентному составу. Внутри шкафа задавалась необходимая температура (T), а в ячейки закачивался CO₂ до требуемых значений парциального

давления ($P(\text{CO}_2)$). Время проведения испытаний составляло от пяти дней до четырех недель. Затем оценивалась скорость коррозии согласно рекомендациям ГОСТ 9.908–85 [22]:

- общая (равномерная) скорость коррозии ($K_{\text{общ}}$) по потере массы образца;
- скорость питтинговой (локальной, неравномерной) коррозии, определяемая по глубине коррозионного поражения: средняя ($K_{\text{лок ср}}$) путем усреднения всех полученных значений и максимальная ($K_{\text{лок макс}}$) по наиболее глубокому дефекту.

Определение параметров локальной коррозии проводилось с помощью микроскопа. После удаления ее продуктов измерялось расстояние между плоскостью устья и дном локального дефекта (питтинга, коррозионной язвы) методом двойной фокусировки по ГОСТ 9.908–85 [22]. Далее скорость локальной коррозии рассчитывали по глубинному показателю следующим образом:

$$K_{\text{лок}} = \delta/t,$$

где δ – глубина локального дефекта, мм; t – время проведения коррозионных испытаний, год.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

В рамках одного испытательного цикла в коррозионных ячейках варьировались основные факторы, которые могут повлиять на протекание УКК. В качестве водных сред были выбраны модели конденсационной ($M = 1,59$ г/л) и пластовой ($M = 9,68$ г/л) воды. На первом этапе ячейка заполнялась водным электролитом наполовину ($V = 150$ мл), а время испытаний составляло пять дней ($t = 119$ ч). В ней создавалось парциальное давление CO₂, равное 0,18 и 0,28 МПа. Значение T в экспериментальной установке достигало 60 °С. Из таблицы видно, что $K_{\text{общ}}$ составляет 0,0580–0,1252 мм/год (преимущественно не выше или незначительно выше 0,1 мм/год). Необходимо отметить,

Экспериментальные результаты измерения скорости коррозии при различных условиях испытаний
Experimental results of measurement of corrosion rate under various test conditions

M, г/л (g/l)	P(CO ₂), МПа (MPa)	T, °C	Скорость коррозии, мм/год Corrosion rate, mm/year		
			$K_{\text{общ}}$ K_{total}	$K_{\text{лок ср}}$ $K_{\text{loc av}}$	$K_{\text{лок макс}}$ $K_{\text{loc max}}$
V = 150 мл (ml), t = 119 ч (h)					
9,68	0,18	60	0,1252	0,957	1,693
9,68	0,28	60	0,0776	0,994	2,429
1,59	0,18	60	0,0580	0,589	0,663
1,59	0,28	60	0,0655	0,920	1,472
V = 225 мл (ml), t = 331 ч (h)					
9,68	0,18	40	0,0728	0,252	0,451
9,68	0,28	40	0,0528	0,278	0,476
1,59	0,18	40	0,0790	0,305	0,557
1,59	0,28	40	0,1956	0,463	0,609
V = 225 мл (ml), t = 644 ч (h)					
9,68	0,18	60	0,1378	0,136	0,190
9,68	0,28	60	0,3575	0,122	0,163
1,59	0,18	60	0,2494	0,374	0,416
1,59	0,28	60	0,1600	0,272	0,354
9,68*	0,28	60	0,0227	0,082	0,100
1,59*	0,28	60	0,0062	0,082	0,082

Примечание. M – общая минерализация; P(CO₂) – парциальное давление; T – температура; K_{общ}, K_{лок ср}, K_{лок макс} – скорость коррозии общая, локальная средняя и локальная максимальная соответственно; V – объем водного раствора; t – время выдержки.

Note. M – total salt content; P(CO₂) – partial pressure; T – temperature; K_{total}, K_{loc av}, K_{loc max} – total, local average, and local maximum corrosion rate, respectively; V – volume of water solution; t – exposure time.

* В присутствии ингибитора коррозии.

* In the presence of a corrosion inhibitor.

что при оценке внутренней коррозии применяется следующий подход: превышение $K_{\text{общ}}$ и $K_{\text{лок}}$ значения 0,1 мм/год, принятого в качестве порогового, позволяет относить эксплуатационную среду к коррозионно-агрессивному (опасному) уровню. Несмотря на относительно низкую величину $K_{\text{общ}}$, на поверхности стальных образцов происходит активное развитие локальных дефектов язвенного и питтингового характера (рис. 2). Значения $K_{\text{лок}}$ высокие (0,663–2,429 мм/год). В пластовой воде $K_{\text{лок}}$ выше, чем в конденсационной. Это, по-видимому, объясняется повышенной минерализацией пластовой воды, а именно концентрацией хлорид-анионов, интенсифицирующих локализа-

цию коррозии стали (рис. 2а, 2б). Следует отметить, что на высокие значения $K_{\text{лок}}$ повлияла кратковременность цикла испытаний (пять дней), так как в начальный период из-за отсутствия продуктов коррозии на стали УКК развивается более интенсивно [23]. Далее с образованием слоя карбоната железа процесс УКК несколько затормаживается [20].

Еще один фактор, влияющий на УКК и образование продуктов коррозии, – T среды. В диапазоне от 40 до 60 °C могут образовываться продукты коррозии (карбонаты железа), обладающие определенным защитным функционалом. Поэтому дальнейшие испытания проводились в более продолжительные периоды вре-

мени и при указанном диапазоне T. Для повышения воздействия переменного смачивания водной средой ее объем был увеличен с 50 до 75 % от объема испытательной ячейки.

Как видно из таблицы, во втором цикле испытаний (при увеличении t до 331 ч) происходит некоторое снижение и стабилизация $K_{\text{лок}}$ (0,252–0,609 мм/год), что связано как с формированием на стали слоя карбоната железа, так и с более низкой T, равной 40 °C. При этом значение $K_{\text{общ}}$ не претерпевает значительных изменений по сравнению с предыдущим этапом.

Для определения оптимального временного периода для имитации УКК на экспериментальной установке на третьем этапе были

проведены более продолжительные испытания ($t = 644$ ч). При этом $K_{\text{общ}}$ возросла для всех условий испытаний (0,1378–0,3575 мм/год) и превысила 0,1 мм/год. Это свидетельствует о том, что за указанный промежуток общие потери с УКК протекают с высокой степенью интенсивности. Значение $K_{\text{лок}}$ (0,122–0,416 мм/год) со временем стабилизируется, что обусловлено влиянием на развитие локальных дефектов образующихся продуктов коррозии (рис. 2в, 2г). В отличие от первого цикла испытаний на данном этапе $K_{\text{лок}}$ стала примерно в два раза выше в конденсационной воде, чем в пластовой. Этот факт можно объяснить тем, что из-за низкой минерализации воды ($M = 1,59$ г/л) в ней возникает недостаточный уровень бикарбонат-анионов, необходимых для формирования карбоната железа. Как следствие, пленка продуктов коррозии образуется несплошная, пористая и неспособная противостоять локальной УКК [20].

Цель имитационных коррозионных испытаний – учет всех возможных эксплуатационных факторов, способных как повысить (M , T и др.), так и понизить (продукты коррозии) скорость УКК. Поэтому наиболее оптимальной продолжительностью проведения тестов в ячейках на стенде будет 25–30 дней, когда коррозионная ситуация внутри них и на стальных образцах стабилизируется и станет возможно получить объективные значения скорости коррозии, отражающие реальные условия протекания УКК. Менее длительные испытания могут привести к получению завышенных данных по скоростям УКК.

Сравнение значений из таблицы со скоростями коррозии, полученными в ходе эксплуатационных испытаний на газовых месторождениях [1, 2], показывает схожий диапазон (до 1–2 мм/год) и тип (локальный в виде питтингов и коррозионных язв). Преимущество предлагаемых модельных иссле-

дований с помощью стенда [18] заключается в том, что они существенно менее затратны и просты в организации, чем эксплуатационные испытания на действующих объектах, где идет добыча газа в условиях повышенных давлений и которые подвержены влиянию климатических условий. Кроме того, для проведения подобных испытаний есть необходимость в подготовке и обслуживании

элементов технологического оборудования. Резюмируя, экспериментальная установка позволяет обеспечить экспресс-оценку опасности развития УКК на конкретных объектах газовых месторождений по результатам имитационных испытаний.

В рамках одного цикла испытаний можно варьировать внутри различных ячеек компонентный состав и M водной фазы, а также



Рис. 2. Внешний вид стальных образцов после испытаний
Fig. 2. Appearance of steel samples after testing

$P(\text{CO}_2)$. Для моделирования и исследования влияния различных значений T и скорости вращения ячеек требуется проведение последовательных тестов.

Еще одно преимущество разработанной установки – возможность совместного (в рамках одного цикла испытаний) определения эффективности средств противокоррозионной защиты. Как известно [24], есть такой риск использования ИК, как формирование несплошностей в ингибиторной пленке из-за ее нестойкости в условиях движения потока среды внутри трубопровода. Поэтому в рамках рассматриваемого исследования дополнительно были проведены идентичные испытания с добавлением ИК. Возникновение гетерогенности на стальной поверхности может привести к усилению локализации УКК в местах отсутствия пленки ингибитора. В статье [25] было показано, что $K_{\text{лок}}$ в углекислотной среде в присутствии ИК (в местах несплошности ингибиторной пленки на стальном образце) составляла до 6 мм/год, а на поверхности стали, не под-

вергавшейся ингибированию, она была в три раза меньше (2 мм/год). По результатам авторских испытаний (табл.) в присутствии ИК в конденсационной и пластовой водах $K_{\text{общ}}$ и $K_{\text{лок}}$ ниже 0,1 мм/год. Это означает, что на поверхности стального образца формируется прочная ингибиторная пленка, стойкая к условиям движения потока среды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотрен опыт применения разработанной в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» установки для динамических коррозионных испытаний, позволяющей исследовать коррозионные условия и проводить анализ решений по защите от коррозии исследуемых объектов добычи газа с высоким содержанием CO_2 .

Подтверждена возможность оценки коррозионной стойкости сталей и эффективности ИК с применением представленной установки. Получен и проанализирован ряд экспериментальных результатов определения скорости УКК при имитации условий переменного смачивания и вариации

основных коррозионных факторов (M , $P(\text{CO}_2)$, T и др.), характерных для трубопроводных систем на действующих газовых месторождениях. Установлена оптимальная продолжительность проведения испытаний с учетом параметров развития как общей, так и локальной коррозии (не менее четырех недель).

Характер и параметры развития сформированных в процессе испытаний на стальной поверхности образцов локальных дефектов (преимущественно в виде питтингов и коррозионных язв) сопоставимы с параметрами моделируемых реальных газовых объектов.

Разработанный ООО «Газпром ВНИИГАЗ» стенд успешно включен в состав испытательной базы института, может быть эффективно использован в научных целях и уже нашел практическое применение в 2022–2023 гг. для решения задач проектирования и эксплуатации газовых объектов в условиях воздействия агрессивных углекислотных сред, в том числе с добавлением к CO_2 других коррозионно-опасных примесных газов (SO_2 , O_2 и др.). ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Слугин П.П., Полянский А.В. Оптимальный метод борьбы с углекислотной коррозией трубопроводов на Бованенковском НГКМ // Наука и техника в газовой промышленности. 2018. № 2 (74). С. 104–109.
2. Байдин И.И., Харитонов А.Н., Величкин А.В. и др. Влияние углекислоты в природном газе газоконденсатной залежи нижнемеловых отложений Юбилейного нефтегазоконденсатного месторождения на эксплуатацию УКПГ–НТС // Наука и техника в газовой промышленности. 2018. № 2 (74). С. 23–35.
3. Вагапов Р.К., Ибатуллин К.А. Оценка локальных дефектов на внутренней поверхности газопроводов, транспортирующих CO_2 -содержащую продукцию // Дефектоскопия. 2022. № 10. С. 49–56. DOI: 10.31857/S0130308222100050.
4. Tan Z., Yang L., Zhang D., et. al. Development mechanism of internal local corrosion of X80 pipeline steel // J. Mater. Sci. Technol. 2020. Vol. 49. P. 186–201. DOI: 10.1016/j.jmst.2019.10.023.
5. Alamri A.H. Localized corrosion and mitigation approach of steel materials used in oil and gas pipelines – An overview // Eng. Failure Anal. 2020. Vol. 116. Article ID 104735. DOI: 10.1016/j.engfailanal.2020.104735.
6. Розенфельд И.Л., Жигалова К.А. Ускоренные методы коррозионных испытаний металлов (теория и практика). М.: Металлургия, 1966. 347 с.
7. Каблов Е.Н., Старцев О.В., Медведев И.М. Обзор зарубежного опыта исследований коррозии и средств защиты от коррозии // Авиационные материалы и технологии. 2015. № 2 (35). С. 76–87.
8. Papavinasam S., Revie R.W., Attard M., et. al. Comparison of laboratory methodologies to evaluate corrosion inhibitors for oil and gas pipelines // Corrosion. 2003. Vol. 59, No. 10. P. 897–912. DOI: 10.5006/1.3287711.
9. Гладченкова Ю.С. Анализ методов коррозионных испытаний сталей. Методы определения показателей коррозионной стойкости сталей для нефтепромысловых трубопроводов // Проблемы черной металлургии и материаловедения. 2020. № 3. С. 83–93.
10. Андреев Н.Н., Сивоконь И.С. Методология лабораторного тестирования ингибиторов углекислотной коррозии для нефтепромысловых трубопроводов // Практика противокоррозионной защиты. 2014. № 4 (74). С. 36–43.
11. Li J., Liu Z., Du C., et. al. Study on the corrosion behaviours of API X65 steel in wet gas environment containing CO_2 // Corros. Eng., Sci. Technol. 2017. Vol. 52, No. 4. P. 317–323. DOI: 10.1080/1478422X.2016.1278513.
12. Вагапов Р.К. Научно-методические аспекты исследования коррозии и противокоррозионной защиты для условий газовых месторождений в присутствии CO_2 // Коррозия: материалы, защита. 2021. № 7. С. 1–10. DOI: 10.31044/1813-7016-2021-0-7-1-10.
13. Shamsa A., Barker R., Hua Y., et. al. Performance evaluation of an imidazoline corrosion inhibitor in a CO_2 -saturated environment with emphasis on localised corrosion // Corros. Sci. 2020. Vol. 176. Article ID 108916. DOI: 10.1016/j.corsci.2020.108916.
14. Меньшиков С.Н., Мельников И.В., Байдин И.И. и др. Эффективность применения ингибитора коррозии «СОНКОР–9020»: результаты промышленных испытаний на установке комплексной подготовки газа – низкотемпературной сепарации Юбилейного НГКМ // Газовая промышленность. 2020. № 11 (809). С. 40–47.
15. Моисеева Л.С., Макаров А.П. Комплекс мер по повышению безопасности на нефтегазовых предприятиях, добывающих, перерабатывающих и транспортирующих сероводородсодержащую продукцию. Часть I. Коррозионно-механическое воздействие сероводородсодержащих сред на стальное оборудование. Выбор конструкционных сталей и коррозионно-стойких сплавов для нефтегазового оборудования // Практика противокоррозионной защиты. 2021. Т. 26, № 2. С. 32–53. DOI: 10.31615/j.corros.prot.2021.100.2-3.

16. Elgaddafi R., Ahmed R., Osisanya S. Modeling and experimental study on the effects of temperature on the corrosion of API carbon steel in CO₂-saturated environment // *J. Pet. Sci. Eng.* 2021. Vol. 196. Article ID 107816. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107816.
17. Zhong X., Shang T., Zhang C., et. al. *In situ* study of flow accelerated corrosion and its mitigation at different locations of a gradual contraction of N80 steel // *J. Alloys Compd.* 2020. Vol. 824. Article ID 153947. DOI: 10.1016/j.jallcom.2020.153947.
18. Патент № 2772614 Российская Федерация, МПК G01N 17/00 (2006.01). Способ коррозионных испытаний и установка для его осуществления: № 2021122174: заявл. 26.07.2021: опубл. 23.05.2022 / Кантюков Р.Р., Залевалов Д.Н., Вагапов Р.К., Ибатуллин К.А.; заявитель ООО «Газпром ВНИИГАЗ» // Yandex.ru: патенты. URL: https://yandex.ru/patents/doc/RU2772614C1_20220523 (дата обращения: 08.11.2023).
19. Ибатуллин К.А., Вагапов Р.К. Оценка влияния различных факторов на коррозию сталей при конденсации влаги в условиях транспортировки коррозионно-агрессивного газа // *Практика противокоррозионной защиты.* 2022. Т. 27, № 3. С. 31–46. DOI: 10.31615/j.corros.prot.2022.105.3–2.
20. Вагапов Р.К. Анализ влияния агрессивных факторов и условий на состав коррозионных продуктов // *Вопросы материаловедения.* 2022. № 3 (111). С. 85–97. DOI: 10.22349/1994-6716-2022-111-3-85-97.
21. Askari M., Aliofkhaezrai M., Ghaffari S., Hajizadeh A. Film former corrosion inhibitors for oil and gas pipelines – A technical review // *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 2018. Vol. 58. P. 92–114. DOI: 10.1016/j.jngse.2018.07.025.
22. ГОСТ 9.908–85. Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы и сплавы. Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200007383> (дата обращения: 08.11.2023).
23. Barker R., Burkle D., Charpentier T., et. al. A review of iron carbonate (FeCO₃) formation in the oil and gas industry // *Corros. Sci.* 2018. Vol. 142. P. 312–341. DOI: 10.1016/j.corsci.2018.07.021.
24. Моисеева Л.С., Айсин А.Е. Эффект последействия в ингибировании коррозии нефтегазопромысловых трубопроводов и скважин // *Коррозия: материалы, защита.* 2006. № 4. С. 19–23.
25. Paolinelli L.D., Brown B., Simison S.N., Nesic S. Inhibition of CO₂ corrosion of carbon steel with 1% Cr // *Mater. Chem. Phys.* 2012. Vol. 136, No. 2–3. P. 1092–1102. DOI: 10.1016/j.matchemphys.2012.08.055.

REFERENCES

- (1) Slugin PP, Polyanskiy AV. Optimal method of prevention the carbon dioxide corrosion of pipelines at the Bovanenkovskoye oil, gas and gas condensate field. *Science and Technology in the Gas Industry* [Наука и техника в газовой промышленности]. 2018; 74(2): 104–109. (In Russian)
- (2) Baydin II, Kharitonov AN, Velichkin AV, Ilin AV, Podolyanskiy ES. Influence of carbon dioxide in the natural gas of the gas condensate pool of the Lower Cretaceous deposits of the Yubileynoye oil, gas and gas condensate field on the operation of the comprehensive gas treatment unit – low temperature separation. *Science and Technology in the Gas Industry.* 2018; 74(2): 23–35. (In Russian)
- (3) Vagapov RK, Ibatullin KA. Assessment of local defects on the inner surface of gas pipelines transporting CO₂-containing products. *Russ. J. Nondestr. Test.* [Defektoskopiya]. 2022; (10): 49–56. <https://doi.org/10.31857/S0130308222100050>. (In Russian)
- (4) Tan Z, Yang L, Zhang D, Wang Z, Cheng F, Zhang M, et al. Development mechanism of internal local corrosion of X80 pipeline steel. *J. Mater. Sci. Technol.* 2020; 49: 186–201. <https://doi.org/10.1016/j.jmst.2019.10.023>.
- (5) Alamri AH. Localized corrosion and mitigation approach of steel materials used in oil and gas pipelines – An overview. *Eng. Failure Anal.* 2020; 116: article ID 104735. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2020.104735>.
- (6) Rozenfeld IL, Zhigalova KA. *Accelerated Methods of Corrosion Testing of Metals (Theory and Practice)*. Moscow: Metallurgy [Metallurgiya]; 1966. (In Russian)
- (7) Kablov EN, Startsev OV, Medvedev IM. Review of international experience on corrosion and corrosion protection. *Aviation Materials and Technologies* [Авиационные материалы и технологии]. 2015; 35(2): 76–87. (In Russian)
- (8) Papavinasam S, Revie RW, Attard M, Demoz A, Michaelian K. Comparison of laboratory methodologies to evaluate corrosion inhibitors for oil and gas pipelines. *Corrosion.* 2003; 59(10): 897–912. <https://doi.org/10.5006/1.3287711>.
- (9) Gladchenkova YuS. Analysis of methods for corrosion testing of steels. Methods for determining the corrosion resistance of steels for oilfield pipelines. *Problems of Ferrous Metallurgy and Materials Science* [Проблемы черной металлургии и материаловедения]. 2020; (3): 83–93. (In Russian)
- (10) Andreev NN, Sivokon IS. Methodology of laboratory assessment of efficiency of carbon dioxide corrosion inhibitors in oilfield pipelines. *Theory and Practice of Corrosion Protection* [Практика противокоррозионной защиты]. 2014; 74(4): 36–43. (In Russian)
- (11) Li J, Liu Z, Du C, Li X, He R, Xing Y, et. al. Study on the corrosion behaviours of API X65 steel in wet gas environment containing CO₂. *Corros. Eng., Sci. Technol.* 2017; 52(4): 317–323. <https://doi.org/10.1080/1478422X.2016.1278513>.
- (12) Vagapov RK. Scientific and methodological aspects of corrosion investigation and anti-corrosion protection for gas field conditions in presence of CO₂. *Corrosion: Materials, Protection* [Коррозии: материалы, защита]. 2021; (7): 1–10. <https://doi.org/10.31044/1813-7016-2021-0-7-1-10>. (In Russian)
- (13) Shamsa A, Barker R, Hua Y, Barmatov E, Hughes TL, Neville A. Performance evaluation of an imidazoline corrosion inhibitor in a CO₂-saturated environment with emphasis on localised corrosion. *Corros. Sci.* 2020; 176: article ID 108916. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2020.108916>.
- (14) Menshikov SN, Melnikov IV, Baidin II, Velichkin AV, Podolyanskiy YeS, Ermilov OM, et al. Effectiveness of S0NC0R-9020 corrosion inhibitor: Results of field tests at the low-temperature separation complex gas treatment plant, Yubileynoye oil, gas, and condensate field. *Gas Industry* [Газовая промышленность]. 2020; 809(11): 40–47. (In Russian)
- (15) Moiseeva LS, Makarov AP. The series of measures for improvement of safety in oil and gas facilities producing, processing and transporting materials containing hydrogen sulfide. Part 1. Corrosion-mechanical attack of hydrogen sulfide-containing media on steel equipment. The choice of construction steels and noncorrosive alloys for the oil and gas equipment. *Theory and Practice of Corrosion Protection.* 2021; 26(2): 32–53. <https://doi.org/10.31615/j.corros.prot.2021.100.2-3>. (In Russian)
- (16) Elgaddafi R, Ahmed R, Osisanya S. Modeling and experimental study on the effects of temperature on the corrosion of API carbon steel in CO₂-saturated environment. *J. Pet. Sci. Eng.* 2021; 196: article ID 107816. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107816>.
- (17) Zhong X, Shang T, Zhang C, Hu J, Zhang Z, Zhang Q, et. al. *In situ* study of flow accelerated corrosion and its mitigation at different locations of a gradual contraction of N80 steel. *J. Alloys Compd.* 2020; 824: article ID 153947. <https://doi.org/10.1016/j.jallcom.2020.153947>.
- (18) Kanyukov RR, Zapevalov DN, Vagapov RK, Ibatullin KA. *Corrosion testing method and installation for its implementation.* RU2772614 (Patent) 2022.
- (19) Ibatullin KA, Vagapov RK. Evaluation of the influence of various factors on the corrosion of steels during moisture condensation under the conditions of transportation of a corrosive gas. *Theory and Practice of Corrosion Protection.* 2022; 27(3): 31–46. <https://doi.org/10.31615/j.corros.prot.2022.105.3-2>. (In Russian)
- (20) Vagapov RK. Analysis of the influence of aggressive factors and conditions on the composition of corrosive products. *Materials Science Issues* [Вопросы материаловедения]. 2022; 111(3): 85–97. <https://doi.org/10.22349/1994-6716-2022-111-3-85-97>. (In Russian)
- (21) Askari M, Aliofkhaezrai M, Ghaffari S, Hajizadeh A. Film former corrosion inhibitors for oil and gas pipelines – A technical review. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 2018; 58: 92–114. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.07.025>.
- (22) USSR State Committee of Standards. *GOST 9.908–85 (state standard). Unified system of corrosion and ageing protection. Metals and alloys. Methods for determination of corrosion and corrosion resistance indices.* Available from: <https://docs.cntd.ru/document/1200007383> [Accessed: 8 November 2023]. (In Russian)
- (23) Barker R, Burkle D, Charpentier T, Thompson H, Neville A. A review of iron carbonate (FeCO₃) formation in the oil and gas industry. *Corros. Sci.* 2018; 142: 312–341. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2018.07.021>.
- (24) Moiseeva LS, Aysin AE. Aftereffect in inhibiting corrosion of oil and gas pipelines and wells. *Corrosion: Materials, Protection.* 2006; 4: 19–23. (In Russian)
- (25) Paolinelli LD, Brown B, Simison SN, Nesic S. Inhibition of CO₂ corrosion of carbon steel with 1% Cr. *Mater. Chem. Phys.* 2012; 136(2–3): 1092–1102. <https://doi.org/10.1016/j.matchemphys.2012.08.055>.

ВНЕДРЕНИЕ СЕТЕЙ БЕСПРОВОДНЫХ ЭНЕРГОНЕЗАВИСИМЫХ ДАТЧИКОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ПРОМЫШЛЕННОГО ИНТЕРНЕТА ВЕЩЕЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

УДК 681.518.3

А.М. Малько, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, Россия), A.Malko@adm.gazprom.ru

И.А. Дяченко, ПАО «Газпром», I.Diachenko@adm.gazprom.ru

В.В. Муравьев, ПАО «Газпром», V.Muravyev@adm.gazprom.ru

П.П. Слугин, ПАО «Газпром», P.Slugin@adm.gazprom.ru

В.А. Дрошнев, ООО «Газпром добыча Оренбург» (Оренбург, Россия), V.Droshnev@gdo.gazprom.ru

И.В. Кириллов, ООО «Газпром добыча Оренбург», I.Kirillov@gdo.gazprom.ru

С.В. Завьялов, ООО «Газпром добыча Ямбург» (Новый Уренгой, Россия), S.Zavialov@yamburg.gazprom.ru

В ПАО «Газпром» большое внимание уделяется повышению эффективности добычи газа, газового конденсата, нефти за счет совершенствования моделей для планирования разработки месторождений, внедрения инновационных решений по их обустройству, развитию и интеллектуализации алгоритмов управления производственно-технологическими процессами. Разработаны методы, алгоритмы и технические решения, которые крайне актуальны как для вновь обустриваемых, так и для эксплуатируемых газодобывающих активов. Однако текущий уровень оснащения скважин и газосборных сетей средствами телеметрии не позволяет тиражировать имеющиеся разработки на все производственно-технологические комплексы. Возможность решения данной задачи появилась в рамках цифровой инициативы №144 «Внедрение сети беспроводных энергонезависимых датчиков с использованием технологии «Промышленного Интернета Вещей» Стратегии цифровой трансформации ПАО «Газпром» (Группы «Газпром»). На объектах ООО «Газпром добыча Оренбург» и ООО «Газпром добыча Ямбург» апробируется совместное использование технологий промышленного интернета вещей и цифровых двойников для оперативного контроля режимов работы скважин и газосборных сетей, моделирования подземной и наземной части месторождений, обеспечения оптимальных параметров добычи углеводородного сырья, выбора наилучших управленческих решений по развитию добычных мощностей.

Успешная реализация инициативы открывает путь к созданию систем автоматизации нового поколения – цифровых платформ управления производственными технологическими процессами.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ЦИФРОВИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА, ПРОМЫШЛЕННЫЙ ИНТЕРНЕТ ВЕЩЕЙ, ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК, СЕТЬ БЕСПРОВОДНЫХ ЭНЕРГОНЕЗАВИСИМЫХ ДАТЧИКОВ, СКВАЖИНА, ЭФФЕКТИВНОСТЬ.

АКТУАЛЬНОСТЬ

В ПАО «Газпром» большое внимание уделяется повышению эффективности добычи газа, газового конденсата, нефти за счет совершенствования моделей для планирования разработки месторождений, внедрения инновационных решений по их обустройству, развития и интеллектуализации алгоритмов управления, реали-

зуемых АСУ ТП и информационно-управляющими системами (ИУС) газопромысловых объектов [1–3].

Данные направления крайне актуальны как для вновь обустриваемых, так и для эксплуатируемых активов. Все месторождения обладают специфическими геологическими, геофизическими, природными и иными характеристиками. Вновь обустриваемые характе-

ризуются сложным строением и многокомпонентным составом пластового флюида, что усложняет добычу и управление технологическими процессами комплексной подготовки углеводородов к транспорту. Многие из эксплуатируемых месторождений находятся в стадии падающей добычи [4]. Для обеспечения требуемых режимов введены и постоянно рас-

ширяются дожимные компрессорные станции (ДКС). Технологические режимы комплексов осложнены подъемом газодляного контакта, обводнением скважин, выносом механических примесей с добываемыми углеводородами [5, 6].

Учесть описанную специфику на протяжении всего жизненного цикла газодобывающих комплексов и повысить их эффективность возможно за счет использования технологии цифровых двойников. Указанным вопросам посвящена работа [7], авторским коллективом предложена концептуальная модель реализации технологии цифровых двойников для предприятий нефтегазового комплекса.

В работе [8] предложен триединый подход к цифровизации процессов добычи углеводородов в рамках реализации идеологии «Индустрия 4.0» [9]. В соответствии с ним в качестве объекта управления и оптимизации должен рассматриваться газодобывающий производственно-технологический комплекс, состоящий из подземной и наземной части, активно взаимодействующий с окружающей средой. Предложено использовать существующие ИУС газопромысловых объектов для интеллектуализации методов и алгоритмов:

- управления технологическими процессами газовых промыслов (реализованы гибридные алгоритмы управления вводом ингибитора гидратообразования, предусматривающие использование детерминированных моделей, уточняемых контурами нечеткой логики и экспертной системой; автоматизированное проведение газодинамических исследований скважин с использованием систем телемеханики без выброса газа в атмосферу и т.д.);

- исследования газоносных залежей и продуктивных пластов (реализована функциональность автоматического построения карт изобар газоносной и многопластовой залежей, контроля за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений с использованием

прецизионного гравиметрического мониторинга, гидропрослушивания);

- мониторинга потенциально опасных факторов окружающей среды в целях предотвращения техногенных катастроф (использование 4D-сеймики для мониторинга образования природно-техногенных залежей углеводородов, мониторинг температурной стабилизации геотехнических систем и т.д.).

При этом авторами не учтены особенности систем телемеханики и АСУ ТП газопромысловых объектов, включая трудоемкость и длительность модернизации и расширения указанных систем в случае сбора дополнительного объема технологических параметров, превышающего резерв расширения систем (как правило, составляет 10 % от количества измерительных каналов).

Необходимо отметить, что с учетом текущего уровня оснащения эксплуатируемых газодобывающих скважин и газосборных сетей средствами телеметрии расширение числа контролируемых параметров, выбираемых с учетом технологических, геологических и экологических особенностей конкретного месторождения, – одна из ключевых задач развития систем АСУ ТП и ИУС добычных комплексов, так как в соответствии с законом необходимого разнообразия [10] повышение наблюдаемости управляемых процессов позволит обеспечить требуемое качество управления ими.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Гипотеза исследования гласит, что совместное использование технологий промышленного интернета вещей и цифровых двойников для оперативного контроля, моделирования газодобывающих комплексов позволяет оперативно и наиболее полно учесть вышеописанные особенности газопромысловых объектов, реализовать предложенный триединый подход [8], обеспечить оптимальные пара-

метры добычи углеводородного сырья, повысить ее эффективность.

Ключевой задачей, требующей решения для подтверждения гипотезы, являются разработка и испытания российских сетей беспроводных энергонезависимых датчиков (СБЭД), позволяющих с минимальными затратами собирать объем онлайн-данных, достаточный для функционирования цифрового двойника, соответствующего концептуальной модели [7].

РЕАЛИЗАЦИЯ ЦИФРОВОЙ ИНИЦИАТИВЫ

Разработка и испытания российских СБЭД организованы в рамках цифровой инициативы №144 «Внедрение сети беспроводных энергонезависимых датчиков с использованием технологии «Промышленного Интернета Вещей» (далее – ЦИ 144) Стратегии цифровой трансформации ПАО «Газпром» (Группы «Газпром»).

Основой для разработки технических решений стали многолетний опыт эксплуатации энергонезависимых систем телемеханики кустов газовых скважин и результаты внедрения беспроводных средств телеметрии на объектах Ямбургского, Уренгойского и других месторождений ПАО «Газпром» [6, 11–14].

В целях апробирования указанных технологий выделены унифицированные базовые участки «скважина – куст газовых скважин – газосборная сеть – установка комплексной подготовки газа (УКПГ)» в зоне эксплуатационной ответственности ООО «Газпром добыча Оренбург» и ООО «Газпром добыча Ямбург». На указанных участках организована апробация нескольких беспроводных решений российского производства.

В ООО «Газпром добыча Ямбург» уже имеется опыт организации контроля разработки продуктивных пластов, определения состояния и режимов работы газосборных шлейфов для мониторинга

процессов сбора газа на основе телеметрических данных. В связи с этим с учетом необходимости повышения уровня автоматизации скважин и имеющихся разработок реализация ЦИ 144 в ООО «Газпром добыча Ямбург» сконцентрирована на задаче совершенствования энергонезависимых решений по телеметрии газовых скважин.

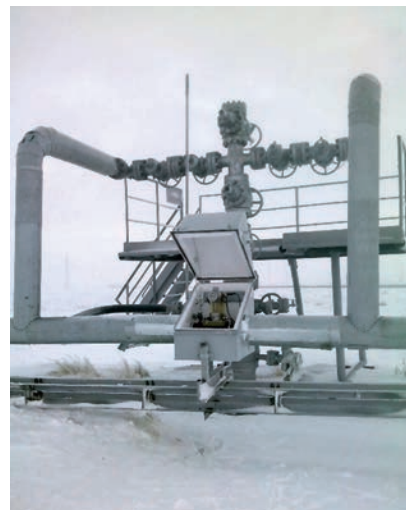
Цель реализации ЦИ 144 в ООО «Газпром добыча Оренбург» комплексная. Требуется создание единой среды, позволяющей получать и использовать в цифровом двойнике Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) информацию о состоянии технологических объектов, оборудования, режимах работы газовых скважин и газосборных сетей УКПГ, ДКС за счет применения беспроводных технологий.

Необходимо отметить особенности Оренбургского НГКМ. В добываемой продукции содержание сероводорода в газе на некоторых участках достигает 4,5 %. Часть объектов газодобычи расположена близко к жилым районам. Поэтому наряду с контролем технологических параметров скважин создаваемая система должна позволять контролировать содержание сероводорода в окружающей среде, решать задачи производственной безопасности.

Проект планируется реализовать в два этапа. Первый включает проектирование и оснащение газопромышленных объектов и сетей сбора газа системой телеметрии, интеграцию с системой оперативно-диспетчерского управления объектов западной части Оренбургского НГКМ. В рамках этого этапа обеспечивается возможность создания и наполнения моделей необходимыми онлайнданными. Второй предусматривает оснащение объектов добычи и сбора газа системой телеметрии восточной и центральной части, создание платформы цифрового двойника. Платформа предназначена для работы со всеми шестью слоями в соответствии



а)



б)



в)

Рис. 1. Апробирование системы «ГиперФлоу-АССД» на скважинах Ямбургского месторождения: а) монтаж оборудования на скважине; б) термостабилизация оборудования; в) мнемосхема пульта оператора

с концептуальной моделью [7]. Обеспечивается сбор, нормализация, хранение и обработка необходимых данных из различных источников, их использование для управления производственно-технологическими процессами.

С учетом изложенного ООО «Газпром добыча Оренбург» определено базовую площадку для апробирования в ПАО «Газпром» цифровых решений, обеспечивающих контроль опасных производственных объектов с использованием технологии промышленного интернета вещей.

ИСПЫТАНИЯ СЕТЕЙ БЕСПРОВОДНЫХ ЭНЕРГОНЕЗАВИСИМЫХ ДАТЧИКОВ

При участии ООО «Газпром добыча Ямбург» и ПАО «Газпром» разработано цифровое решение по применению технологий про-

мышленного интернета вещей для сбора телеметрии с газодобывающих скважин «ГиперФлоу-АССД» производства ООО «Научно-производственное объединение «Вымпел». Апробирование системы ведется в рамках реализации ЦИ 144 на скважинах Ямбургского НГКМ (рис. 1).

Передача данных в системе с куста газовых скважин на уровень пульта оператора УКПГ осуществляется по беспроводной сети передачи данных с помощью встроенного радиопередающего модуля концентратора данных куста газовых скважин/модема на концентратор данных, расположенный на пульте управления УКПГ. Нижний уровень системы – уровень беспроводных устройств, на котором выполняется сбор, первичная обработка и передача информации по радиоканалу связи



Рис. 2. Общий вид газовой скважины, оснащенной системой «Скважина-ТР» с функциями контроля технологических параметров и загазованности по сероводороду

в безлицензионном диапазоне частот на верхний уровень, а также прием технологической информации настройки сети по командам от пульта управления. На верхнем уровне обеспечивается дистанционный контроль параметров технологического процесса, организация человеко-машинного интерфейса, накопление информации и взаимодействие со смежными системами.

С учетом возможностей использования частотного ресурса наиболее подходящим для данного образца является протокол LoRaWAN (от англ. long range wide-area network – «энергоэффективная сеть дальнего радиуса действия»). Время работы системы без замены элементов питания – не менее 3 лет (с учетом периодичности передачи данных 1 раз в 15 мин).

Дополнительно проведены испытания нового исполнения энергонезависимой системы телемеханики кустов газовых скважин «ГиперФлоу-ТМ» [15] разработки ООО «НПО «Вымпел» на базе российского контроллера ПЛК 3000 и отечественного программного обеспечения (ПО).

В ООО «Газпром добыча Оренбург» испытывается несколько инновационных цифровых решений. Первое из них – система контроля загазованности и мониторинга технологических параметров скважин «Скважина-ТР» производства ПАО «Газпром автоматизация». В системе применяются беспроводные энергонезависимые датчики контроля давления, температуры, а также датчики контроля загазованности производства ООО «Эрис КИП» (рис. 2, 3). При создании системы использованы технологии промышленного интернета вещей, в том числе технология передачи данных LoRaWAN. За счет ее применения реализуется опрос датчиков на больших расстояниях, при этом обеспечивается оптимальное время их автономной работы и предъявляются минимальные требования к инфраструктуре. Аварийные сигналы, включая превышение уровня загазованности по сероводороду, передаются на пульт управления



Рис. 4. Энергонезависимая система телемеханики кустов газовых скважин «СТН-3000-Р» с применением солнечных батарей

немедленно, до того как наступит цикл опроса. За время апробации оборудование зарекомендовало себя как надежный и достоверный источник данных для контроля режима работы распределенных технологических объектов. Расстояние между скважинами и пультом управления УКПГ, при котором обеспечивается надежная работа системы, составило более 7 км. Кроме того, удалось добиться максимальной дальности передачи сигнала в системе на расстояние в 20 км (с учетом применения ретрансляторов).

Вторым решением является энергонезависимая система телемеханики кустов газовых скважин «СТН-3000-Р» на базе российского ПО и отечественного контроллера СТН-3000-РКУ производства АО «АтлантикТрансгазСистема» с применением существующей технологической ультракоротковолновой радиосвязи и солнечных батарей (рис. 4). Система позволяет осуществлять контроль, управление и аварийную защиту скважин в условиях отсутствия кабельных линий связи и электрификации контролируемых объектов. Данное решение целесообразно применять на скважинах, оснащенных пневматическими станциями управления фонтанной арматурой, в рамках комплексных мероприятий по техническому перевооружению технологических объектов и систем автоматизации. «СТН-3000-Р» также является источником онлайнданных для цифрового двойника Оренбургского НГКМ.

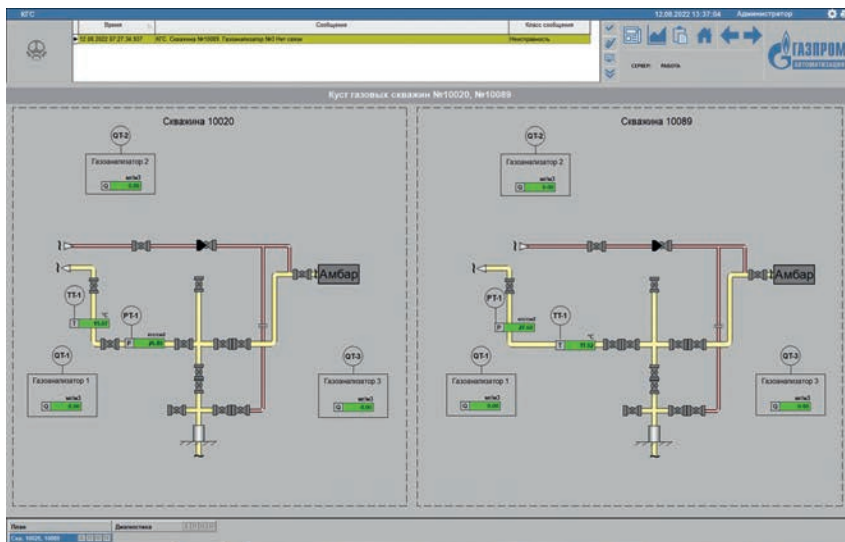


Рис. 3. Мнемосхема мониторинга состояния оборудования в системе «Скважина-ТР»

Разработка систем «Скважина-ТР», «СТН-3000-Р» и «ГиперФлоу-АССД» завершена. Все они построены на базе российского ПО и оборудования, проходят испытания в соответствии с Регламентом проведения испытаний средств и систем автоматизации на объектах ПАО «Газпром», включая проверку исполнения требований информационной безопасности. Полученные положительные результаты открывают возможности дальнейшего тиражирования систем в соответствии с подходами [5] для решения задач повышения эффективности добычи углеводородов и обеспечения производственной безопасности.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОНЛАЙН-ДАННЫХ БЕСПРОВОДНОЙ ТЕЛЕМЕТРИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Необходимо отметить, что за время эксплуатации систем телемеханики и телеметрии на скважинах ПАО «Газпром» разработан ряд технических решений, направленных на повышение эффективности контроля разработки месторождений и технического состояния скважин, оптимизацию технологических процессов сбора газа и др. Среди них следующие способы, разработанные авторским коллективом специалистов ООО «Газпром добыча Ямбург» и ПАО «Газпром» и являющиеся частями слоя 5 «Математические модели» цифрового двойника [7]:

- определение коэффициента гидравлического сопротивления в стволе газовой скважины [16];
- построение карт изобар [17];
- определение коэффициента гидравлического сопротивления газосборного шлейфа [18];
- определение коэффициента теплопередачи газа в газосборных шлейфах [19];
- сейсмический мониторинг процесса освоения НГКМ [20].

С учетом уровня телемеханики кустов газовых скважин данные решения внедрены только

на объектах Харвутинской площади Ямбургского НГКМ. ЦИ 144 позволит реализовать оперативный контроль технологических параметров на всем фонде сеноманских скважин и масштабировать эффекты внедрения указанных способов на объекты основной залежи.

В ООО «Газпром добыча Оренбург» есть опыт эксплуатации информационной автоматизированной системы мониторинга и анализа технологических данных [21] с универсальной модульной отчетной системой. Она построена на базе импортного ПО, интегрирована с системой оперативного диспетчерского управления и подсистемой экологического мониторинга. Позволяет с помощью веб-технологий собирать и выводить информацию о режимах работы и состоянии технологического оборудования не только специалистам производственной диспетчерской службы, но и другим техническим работникам (техническому отделу, производственному отделу метрологического обеспечения, а также инженерному составу технологических установок). Таким образом, у руководства и сотрудников Общества есть опыт использования информационных технологий для оптимизации процессов газодобычи. При этом существует большой запрос на их совершенствование и создание новых цифровых инструментов с учетом политики импортозамещения.

С учетом изложенного в рамках ЦИ 144 в соответствии с концептуальной моделью [7] на базе полученных с помощью СБЭД онлайн-данных также предусмотрено создание платформы цифрового двойника. Назначение – цифровой инструмент для принятия обоснованных решений, обеспечения непрерывного цикла управления разработкой Оренбургского НГКМ. Основой платформы является постоянно действующая геолого-технологическая модель месторождения. При помощи указанной платформы становится

возможным решение задач прогнозирования влияния управляющих решений на поведение системы «пласт – скважины – сеть сбора углеводородного сырья – УКПГ – межпромысловый сбор – ДКС – система трубопроводного транспорта до Оренбургского ГПЗ», а также выбор оптимальных решений.

Архитектура платформы, реализуемой в рамках ЦИ 144 для Оренбургского НГКМ, представлена на рис. 5.

Платформа представляет собой трехуровневую систему от непосредственного источника первичных (сырых) данных – беспроводных энергонезависимых датчиков давления, температуры, загазованности, промежуточных ИУС различного назначения – до конечного пользователя с возможностью обратного воздействия по результатам проведенного человеком и (или) машиной анализа. Одной из функций системы предусмотрена реализация предиктивного анализа (предсказательной аналитики).

Параллельно с реализацией ЦИ 144 организованы необходимые НИОКР по созданию интегрированной геолого-технологической модели месторождения с доработкой специализированного российского ПО. Интегрированное геолого-технологическое моделирование является не только базовым инструментом для долгосрочного прогноза показателей разработки. С его помощью осуществляется прогнозирование режима работы эксплуатируемых скважин, оптимизация технологического режима их работы, обоснование выбора скважин для проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ). Помимо этого, с помощью интегрированной модели осуществляется анализ и повышение эффективности ГТМ, оценка прироста добычи после проведения ГТМ при вводе новых производственных мощностей. Создается гибкий инструмент для определения путей оптимизации системы разработки залежей, газопромысловых объектов, наземной сети сбора, подготовки

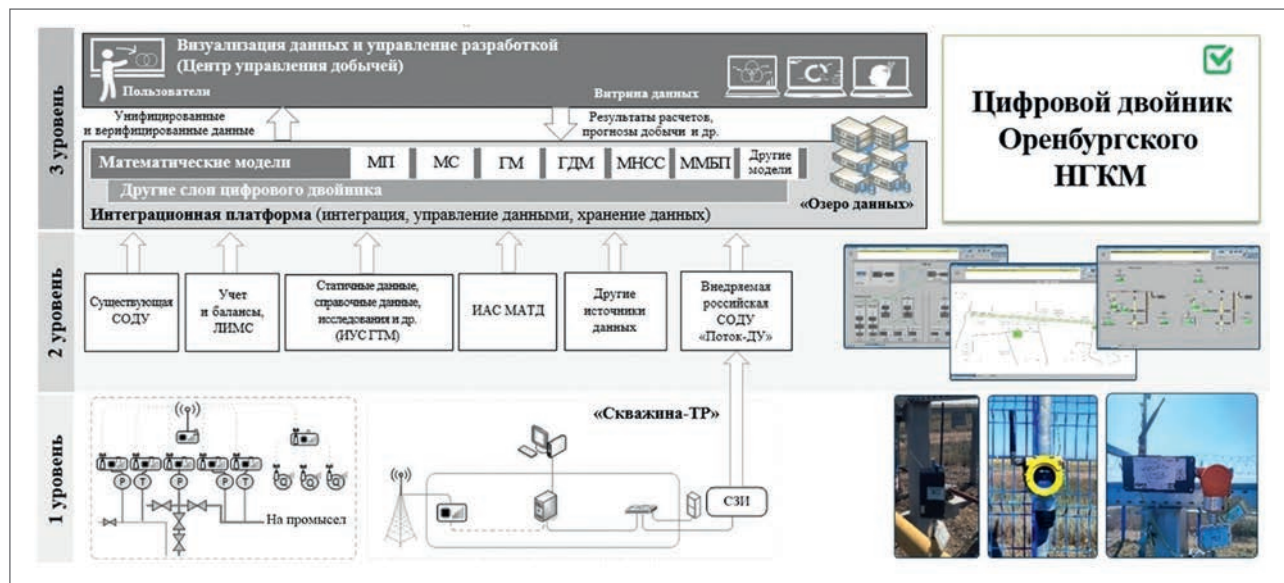


Рис. 5. Архитектура цифровой платформы для Оренбургского месторождения: ГДМ – гидродинамическая модель; ГМ – геологическая модель; ИАС МАТД – информационная автоматизированная система мониторинга и анализа технологических данных; ИУС ГТМ – информационно-управляющая система геолого-технических мероприятий; ЛИМС – лабораторная информационная менеджмент-система; ММБП – модель материального баланса потоков; МНСС – модель наземной сети сбора; МП – модель пласта; МС – модель скважин; СЗИ – средства защиты информации; СОДУ – система оперативного диспетчерского управления

и транспорта продукции с учетом изменения динамики давления в узлах системы, оценки потерь добычи углеводородов при отказе от реализации мероприятий, что повысит эффективность принятия управленческих решений.

Применение результатов НИОКР при реализации ЦИ 144 позволит получить целостную систему управления разработкой Оренбургского НГКМ. В случае положительных результатов работы появится гибкий цифровой инструмент, который может быть использован в рамках осуществления деятельности геолого-технических и производственных подразделений ООО «Газпром добыча Оренбург», а также Департамента ПАО «Газпром» (С.Н. Меньшиков) для подсчета (пересчета) запасов углеводородов, повышения достоверности прогнозных показателей по месторождению (залежам, участкам, скважинам), научно-технического сопровождения и повышения эффективности управленческих решений.

Таким образом, в рамках создания единой платформы решаются задачи:

- повышения оснащенности скважин средствами телеметрии, получения необходимых онлайн-данных от разнотипных систем автоматизации УКПГ и ДКС;

- обеспечения единой среды автоматизированного сбора, хранения и обработки данных, интеграции разрозненных и на первый взгляд не связанных источников данных, информационных систем;

- ведения единой объектной модели данных Оренбургского НГКМ с обеспечением регулярности, доступности и достоверности производственной информации;

- управления интегрированными моделями и расчетами, включая процесс анализа разработки месторождений, контроль рисков и осложнений при их разработке и эксплуатации;

- построения наглядных и удобных аналитических данных, графиков, отчетов за счет использования современных средств визуализации.

Создаваемая платформа соответствует актуальным требованиям информационной безопасности.

В частности, реализована устойчивость системы к случайному или преднамеренному изменению информации, передаваемой от беспроводных датчиков с использованием средств криптографической защиты.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На современном уровне развития ИУС добычных комплексов применение технологии промышленного интернета вещей позволяет оптимизировать их структуру, повысить эксплуатационные характеристики систем, снизить затраты на их внедрение. Применение современных цифровых инструментов и беспроводных технологий на объектах, до настоящего времени не оснащенных средствами телеметрии, позволяет значительно улучшить качество исходных данных для моделирования, тем самым повысить точность расчетов технологических режимов работы скважин и качество прогнозирования технологических показателей и сценариев разработки залежей.

Реализация ЦИ 144 на газовых и нефтегазоконденсатных месторождениях ПАО «Газпром»

обеспечит безопасность и эффективность по нескольким направлениям:

– повышение экологической безопасности за счет создания системы раннего обнаружения загазованности по сероводороду с передачей информации для отражения на интерактивной карте в существующем Центре газовой и экологической безопасности ООО «Газпром добыча Оренбург»;

– управленческий и экономический эффекты за счет повышения эффективности бизнес-процесса

«Добыча углеводородного сырья», являющегося результатом повышения скорости и обоснованности управленческих решений, точности и достоверности прогнозных показателей;

– стратегический эффект за счет возможности тиражирования апробированных решений на объектах ПАО «Газпром».

Таким образом, положительные результаты реализации инициативы позволяют доказать гипотезу исследования. Совместное использование технологий промышленного интернета вещей

и цифровых двойников [7] позволит наиболее полно учесть описанные особенности добычных комплексов ПАО «Газпром», реализовать предложенный триединый подход [8], обеспечить оптимальные параметры добычи углеводородного сырья и повысить ее эффективность.

Немаловажным фактором является то, что успешная реализация ЦИ 144 открывает путь к созданию систем автоматизации нового поколения – цифровых платформ управления производственными технологическими процессами. ■

ЛИТЕРАТУРА

- Алиев Р.А., Арабский А.К., Арно О.Б. и др. ИУС газопромысловых объектов: современное состояние и перспективы развития. М.: Недра, 2014. 461 с.
- Арно О.Б., Николаев О.А., Арабский А.К. и др. Автоматизированная система оперативного контроля технического состояния газовых и газоконденсатных скважин по данным эксплуатации // Газовая промышленность. 2018. № 4 (767). С. 10–15.
- Еремин Н.А., Мельников И.В., Бобриков Н.М. и др. Применение комплексных алгоритмов управления газодобычей как элементов цифрового двойника технологического комплекса Бованенковского НГМК // Газовая промышленность. 2019. № 6 (785). С. 42–49.
- Дяченко И.А., Никаноров В.В., Столяров В.Е. Комплексный подход при автоматизации газовых и газоконденсатных скважин ОАО «Газпром»: основные подходы по реализации концепции автоматизированного газового месторождения // Современные технические инновационные решения, направленные на повышение эффективности реконструкции и технического перевооружения объектов добычи углеводородного сырья: сб. докл. III междунар. конф. М.: Газпром, 2014. С. 19–31.
- Никаноров В.В., Минликаев В.З., Дикамов Д.В. и др. Газовая скважина как объект автоматизации в современных условиях // Газовая промышленность. 2014. № 10 (713). С. 52–56.
- Завьялов С.В., Кушнирюк В.Д., Горлов С.Н. и др. Телеметрический мониторинг режимов эксплуатации скважин Харвутинской площади ЯНГМК в условиях выноса песка и жидкости с использованием датчиков-сигнализаторов ДСП-А // Газовая промышленность. 2017. № 1 (747). С. 74–84.
- Семенов П.В., Семишкур Р.П., Дяченко И.А. Концептуальная модель реализации технологии «цифровых двойников» для предприятий нефтегазового комплекса // Газовая промышленность. 2019. № 7 (787). С. 24–30.
- Арно О.Б., Арабский А.К., Сопнев Т.В. и др. Триединый подход к цифровизации инновационных технологий, гарантирующих безопасность добычи газа. Идеология «Индустрия 4.0» // Газовая промышленность. 2020. № 5 (800). С. 16–28.
- Четвертая промышленная революция. Целевые ориентиры развития промышленных технологий и инноваций: информационный документ // Всемирный экономический форум: офиц. сайт. URL: https://www3.weforum.org/docs/WEF_Четвертая_промышленная%20революция.pdf (дата обращения: 24.11.2023).
- Новиков Д.А. Законы, закономерности и принципы управления // Инновации в менеджменте. 2016. № 1 (7). С. 44–53.
- Ларцов С.В., Столяров В.Е., Дяченко И.А., Карюк В.М. Применение беспроводных сенсорных сетей для автоматизированного управления объектами // Информационные системы и технологии 2013: материалы XIV Междунар. науч.-техн. интернет-конф. Нижний Новгород: НГТУ им. Р.Е. Алексеева, 2013. С. 128–129.
- Ларцов С.В., Столяров В.Е., Дяченко И.А. и др. Организация АСУ ТП распределенных объектов на основе беспроводных сенсорных сетей // Экспозиция Нефть Газ. 2013. № 3 (28). С. 29–32.
- Диденко В.Г., Ежов С.А., Карюк В.М. Система регистрации выноса песка из газовых скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2013. № 3 (28). С. 7–8.
- Ларцов С.В., Столяров В.Е., Дяченко И.А., Карюк В.М. Создание АСУ ТП на основе беспроводных промышленных сетей // Перспективные технологии в средствах передачи информации: материалы X Междунар. науч.-техн. конф. Владимир: ВлГУ, 2013. Т. 1. С. 105–107.
- Деревягин А.М., Степанов А.Р., Чернов А.Е. и др. Безлюдные технологии автоматизации труднодоступных месторождений // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 9. С. 14–18.
- Патент № 2626098 Российская Федерация, МПК E21B 43/00 (2006.01), E21B 47/00 (2012.01). Способ определения коэффициента гидравлического сопротивления в стволе газовой скважины: № 2016101684: заявл. 20.01.2016: опубл. 21.07.2017 / Арно О.Б., Арабский А.К., Ахметшин Б.С. и др.; заявитель ООО «Газпром добыча Ямбург» // Yandex.ru: патенты. URL: https://yandex.ru/patents/doc/RU2626098C1_20170721 (дата обращения: 24.11.2023).
- Патент № 2709046 Российская Федерация, МПК E21B 47/06 (2012.01), E21B 49/00 (2006.01), G01V 99/00 (2009.01). Способ построения карт изобар: № 2019100280: заявл. 09.01.2019: опубл. 13.12.2019 / Арно О.Б., Меркулов А.В., Арабский А.К. и др.; заявитель ООО «Газпром добыча Ямбург» // Yandex.ru: патенты. URL: https://yandex.ru/patents/doc/RU2709046C1_20191213 (дата обращения: 24.11.2023).
- Патент № 2568737 Российская Федерация, МПК F17D 5/00 (2006.01). Способ определения коэффициента гидравлического сопротивления газосборного шлейфа в АСУ ТП установок комплексной подготовки газа газоконденсатных месторождений Крайнего Севера: № 2014132399/06: заявл. 05.08.2014: опубл. 20.11.2015 / Андреев О.П., Арабский А.К., Ахметшин Б.С. и др.; заявитель ООО «Газпром добыча Ямбург» // Yandex.ru: патенты. URL: https://yandex.ru/patents/doc/RU2568737C1_20151120 (дата обращения: 24.11.2023).
- Патент № 2474753 Российская Федерация, МПК F17D 5/00 (2006.01). Способ определения коэффициента теплопередачи газа в газосборном шлейфе в окружающую среду в автоматизированных системах управления технологическими процессами установок комплексной подготовки газа газоконденсатных месторождений Крайнего Севера: № 2011117664/06: заявл. 05.05.2011: опубл. 10.02.2013 / Арабский А.К., Дьяконов А.А., Гункин С.И. и др.; заявитель ООО «Газпром добыча Ямбург» // Yandex.ru: патенты. URL: https://yandex.ru/patents/doc/RU2474753C2_20130210 (дата обращения: 24.11.2023).
- Патент № 2761052 Российская Федерация, МПК G01V 1/00 (2006.01), G01V 1/38 (2006.01), G01V 1/22 (2006.01). Способ сейсмического мониторинга процесса освоения нефтегазоконденсатных месторождений севера РФ: № 2021108626: заявл. 29.03.2021: опубл. 02.12.2021 / Арно О.Б., Арабский А.К., Ефимов А.Н. и др.; заявитель ООО «Газпром добыча Ямбург» // Google Patents: сайт. URL: <https://patents.google.com/patent/RU2761052C1/ru> (дата обращения: 24.11.2023).
- Еремин Н.А., Столяров В.Е., Дрошнев В.А. и др. Информационная автоматизированная система мониторинга и анализа технологических данных объектов нефтегазодобычи // Информационные, измерительные, экспертные, обучающие системы. 2020. № 2 (559). С. 11–20.



ГАЗПРОМБАНК

Банк ГПБ (АО). Ген. лицензия ЦБ РФ № 354.

ПОЛНОЕ ПОГРУЖЕНИЕ Школьники примерили на себя самые востребованные нефтегазовые профессии и протестировали новейшие разработки

С кого срисован виртуальный охранник Паша, как устроена система управления вертолетом и каково это – опуститься в батискафе на морское дно?

Ответы на эти вопросы учащиеся «Газпром-классов» получили, посетив Петербургский международный газовый форум. Школьникам показали новинки техники и оборудования для ТЭК, а также рассказали о перспективных проектах «Газпрома».



Кроме того, ребята узнали о масштабах и важности реализуемой в стране программы газификации и научились управлять бульдозером дистанционно. В лектории «Газпром открытая наука» преподаватель Высшей школы менеджмента Санкт-Петербургского государственного университета рассказал о ключевых компетенциях ближайшего будущего и дал рекомендации, как выбрать программу при поступлении в вуз.



ИНВЕСТИРУЕМ В БУДУЩЕЕ УЖЕ СЕГОДНЯ

ОАО «Севернефтегазпром» является наследником великих традиций, которые заложили покорители Западной Сибири. Основанная в 1998 г., компания уже 25 лет занимается разведкой и разработкой месторождений на Южно-Русском лицензионном участке в Красноселькупском р-не Ямало-Ненецкого авт. окр. Помимо производственных задач по обеспечению уровня добычи и реализации газа, в Обществе большое внимание уделяется научно-исследовательской деятельности, охране окружающей среды, работе с молодежью.



Преподаватели ЧПОУ «Газпром техникум Новый Уренгой» на Южно-Русском нефтегазоконденсатном месторождении

Газодобытчики «Севернефтегазпрома» отбирают кадры для предприятия скрупулезно и тщательно, о подготовке нужных специалистов задумываются заранее. Люди – основная движущая сила, ключевой актив и самая главная ценность компании. Сотрудничество с опорными образовательными учреждениями (высшего и среднего профессионального образования) ПАО «Газпром», участие в ярмарках вакансий, днях открытых дверей – обычная практика.

В рамках мероприятий по профессиональной ориентации для старшеклассников, студентов и преподавателей организуют поездки на Южно-Русское месторождение. Молодежь после таких встреч и визитов всерьез задумывается о том, чтобы связать свою жизнь с нефтегазодобывающей отраслью. На газовый промысел приезжают педагоги не только местных профессиональных образовательных организаций среднего профессионального образова-

ния, но и преподаватели вузов из других регионов России. Они проходят стажировку в соответствии с утвержденным планом ПАО «Газпром». Им интересно знакомиться с деятельностью предприятия, особенностями рабочего процесса представителей различных профессий.

Как отмечают сами педагоги, такого рода мероприятия полезны тем, что помогают наглядно соотнести теорию с практикой, дают уникальный практический опыт, который они затем могут передать студентам. Своими глазами увидеть месторождение, познакомиться с процессом добычи газа на практике – все это помогает лучше понять особенности производственного процесса и осуществлять подготовку молодых специалистов, руководствуясь актуальными запросами предприятий ТЭК. В Год педагога и наставника такие мероприятия приобретают особую значимость.

Ежегодно ОАО «Севернефтегазпром» создает временные

рабочие места для подростков. В течение всего лета на территории, прилегающей к офису Общества в Новом Уренгое, работают ребята из Трудового отряда. Они учатся беречь природу, зарабатывают первые деньги. Для несовершеннолетних работников специалистами отдела кадров и социального развития компании разработана Программа проведения профориентационных мероприятий, благодаря которой ребята заняты не только трудовыми подвигами. У них есть замечательная возможность посредством имиджевых фильмов и 3D VR-технологий более тесно познакомиться с деятельностью газодобывающего предприятия.

По итогам 2022 г. ОАО «Севернефтегазпром» признано лучшим работодателем в сфере содействия занятости населения в Ямало-Ненецком авт. окр. В номинации «Лучший работодатель по временному трудоустройству несовершеннолетних граждан в возрасте от 14 до 18 лет в свободное от учебы время в ЯНАО» компания заняла первое место.

Профориентационная работа с молодежью – одна из важнейших задач компании. Это гарантия будущей стабильности, новых производственных успехов и процветания ОАО «Севернефтегазпром». ■



ОАО «Севернефтегазпром»
Тел.: +7 (3494) 24-81-06
E-mail: sngp@sngp.su
www.severneftegazprom.com

ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ УФА» И УГНТУ: ТРАДИЦИИ ДОСТИЖЕНИЙ

Совершенствование технологий и оборудования, цифровизация вновь вводимых и действующих производственных мощностей требуют от специалистов высокого уровня профессиональных компетенций. Индустриальное и научное развитие газовой отрасли легло в основу выстраивания взаимодействия ООО «Газпром трансгаз Уфа», предприятия с 70-летней историей, с опорным вузом России и ПАО «Газпром» – Уфимским государственным нефтяным техническим университетом, которому в этом году исполнилось 75 лет. Давние партнеры также входят в созданный в республике Евразийский научно-образовательный центр мирового уровня.

УГНТУ сегодня – один из ведущих технических университетов России. В вузе обучается 23 тыс. студентов из 86 регионов страны и 47 государств. Образовательный процесс обеспечивают свыше тысячи преподавателей, более 150 из которых имеют ученые степени докторов наук и 500 – кандидатов наук. Это уникальная площадка взаимодействия работодателей и студентов, производства и науки.

В рамках партнерства с учетом широких образовательных возможностей, педагогического и научного потенциала вуза предприятием «Газпром трансгаз Уфа» реализуются совместные проекты, направленные на решение актуальных и перспективных задач.

С 2019 г. на базе кафедры «Гидрогазодинамика трубопроводных систем и гидромашин» факультета трубопроводного транспорта УГНТУ при непосредственном участии ООО «Газпром трансгаз Уфа» успешно реализуется уникальное направление магистерской подготовки «Технический контроль и диагностирование объектов и сооружений нефтегазового комплекса». Сегодня в вузе обучаются работники из 14 дочерних обществ компании.

С ростом востребованности отечественного оборудования на объектах «Газпрома», в частности индустриальных двигателей серии «АЛ», развитие компетенций специалистов, задействованных при его эксплуатации, приобретает первостепенное значение. В столице Башкортостана в рамках

сетевого взаимодействия организовано обучение рабочих, инженерно-технического персонала и руководящего состава компрессорных станций газотранспортных предприятий из Уфы, Томска, Югорска, Казани, Чайковского. В список слушателей вошли также работники смежных эксплуатационных служб. Проект является примером межотраслевого взаимодействия и реализуется в тесном сотрудничестве Общества с опорными вузами компании и производителем индустриальных двигателей – «Уфимским моторостроительным производственным объединением», входящим в состав «Объединенной двигателестроительной корпорации».

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЙ ПРОЦЕСС ОБЕСПЕЧИВАЮТ СВЫШЕ ТЫСЯЧИ ПРЕПОДАВАТЕЛЕЙ, БОЛЕЕ 150 ИЗ КОТОРЫХ ИМЕЮТ УЧЕННЫЕ СТЕПЕНИ ДОКТОРОВ НАУК И 500 – КАНДИДАТОВ НАУК.

Особую актуальность ему придает применение газотурбинного привода АЛ-31СТ в составе новых газоперекачивающих агрегатов, вводимых в эксплуатацию на компрессорных станциях газопровода «Сила Сибири» и других объектах ЕСГ России. Сегодня уфимские моторостроители успешно решают задачу по созданию двигателя АЛ-41СТ мощностью 25 МВт с возможностью дальнейшего увеличения мощности до 32 и даже 42 МВт.

В целях подготовки высококвалифицированных специалистов по разработке и эксплуатации

сложных систем управления, в том числе с использованием искусственного интеллекта, направленным на повышение надежности их эксплуатации, а также в области предиктивной аналитики технического состояния сложного оборудования, в частности газоперекачивающих агрегатов, создана специализированная выпускающая кафедра в УГНТУ «Цифровые технологии в газовой промышленности». Задачи формирования кадрового потенциала транспортных подразделений дочерних обществ компании решаются базовой кафедрой «Эксплуатация наземного транспорта в нефтегазовой промышленности и строительстве».

С 2009 г. на базе Учебно-производственного центра «Газпром трансгаз Уфа» в составе факультета трубопроводного транспорта УГНТУ действует базовая кафедра «Транспорт и хранение нефти и газа», которая обеспечивает дуальную составляющую образовательного процесса. В течение учебного года студенты проходят на кафедре производственные и преддипломные практики, выполняют лабораторные работы, получают рабочие специальности и консультационную помощь специалистов

предприятия. В целях решения задач дипломного проектирования и в качестве площадки взаимодействия студентов и аспирантов нефтяного вуза при участии Уфимского университета науки и технологий на базе Инженерно-технического центра Общества был создан Научно-технический полигон. Здесь студенты занимаются научно-исследовательскими проектами и в дальнейшем приходят на объекты адаптированными к специфике производства Общества.

При поддержке ПАО «Газпром» в вузе с 2018 г. реализуется образовательный проект «Газпром-группа», целью которого является подготовка ориентированных на работу в отрасли студентов с учетом реальных потребностей дочерних обществ и организаций компании.

Предприятием и университетом разработаны совместные программы довузовской подготовки. В сле-

дующем году состоится очередной выпуск «Газпром-класса». На базе республиканских школ реализуются проекты «Предуниверсарий», «Новое поколение», «Школа инженера», направленные на подготовку к поступлению на инженерные специальности детей из отдаленных районов республики.

В ООО «Газпром трансгаз Уфа» особое внимание уделяется научному развитию. В рамках сотрудничества с опорным вузом компании руководители и специалисты Общества сопровождают исследовательские работы студентов, преподают, участвуют в совершенствовании учебного процесса, выступают в качестве экспертов на защитах выпускных квалификационных работ.

Укреплению взаимодействия с вузом способствует активная инновационная деятельность. В настоящее время в Обществе действуют 46 патентов Российской Федерации.

Команды башкирских газотранспортников и УГНТУ нацелены на дальнейшее эффективное партнерство и решение актуальных задач отрасли. ■



ООО «Газпром трансгаз Уфа»
450054, Россия, г. Уфа,
ул. Р. Зорге, д. 59
Тел.: +7 (347) 237-35-84
Факс: +7 (347) 237-56-40
E-mail: info@ufa-tr.gazprom.ru



ФГБОУ ВО «УГНТУ»
450064, Россия, г. Уфа,
ул. Космонавтов, д. 1
Тел.: +7 (347) 242-03-70
E-mail: info@rusoil.net



Шамиль Гусманович Шарипов,
генеральный директор ООО «Газпром трансгаз Уфа»:

«ПАО «Газпром», развивая институт опорных вузов компании, масштабирует потенциал науки, производства, высшей школы и регионов. ООО «Газпром трансгаз Уфа» выстраивает взаимодействие с Уфимским государственным нефтяным техническим университетом, используя программный, системный подход. Это эффективная площадка для совместной деятельности, разработки и внедрения наукоемких решений. На протяжении 75 лет вуз является кузницей кадров для ТЭК страны. В планах – вместе идти вперед, опираясь на имеющиеся достижения и опыт!»



Олег Александрович Баулин,
ректор Уфимского государственного нефтяного технического университета:

«Сотрудничество УГНТУ и компании «Газпром» многогранно и реализуется по всем направлениям деятельности университета как в части совместной работы со школами и целевого обучения студентов, их трудоустройства, так и по научным проектам и исследованиям. Наши достижения – одновременно успех наших партнеров, ведь они являются целью и результатом образовательного, научного и воспитательного процесса в университете и непосредственно влияют на уровень подготовки выпускников. Системность и эффективность наших отношений с ООО «Газпром трансгаз Уфа» на протяжении семи десятилетий служат прочным основанием для новых совместных достижений!»

ВОПРОС СТИЛЯ ДОВЕРЯЮТ ПРОФЕССИОНАЛАМ О чем говорит ваш костюм

Стильная функциональная одежда дарит своему обладателю силу и уверенность, а это меняет видение мира. Костюм – во всех смыслах авторитетный предмет гардероба, способный подчеркнуть статус своего хозяина. Как подобрать идеальный костюм, на что ориентироваться при выборе базовой вещи в первую очередь и какие мелочи не стоит упускать из виду при поиске предметов капсульного гардероба? На эти и другие вопросы в интервью «Газовой промышленности» дала ответы управляющий партнер компании MAURO PRATO Екатерина Бурса.



– Как одежда MAURO PRATO подчеркивает статус своего обладателя?

– В завершенном образе главным должен быть тот, кто облачен в одежду. Основная задача нашего бренда в том, чтобы умело подобранная одежда стала комплиментом своему обладателю, не перетягивая внимание на себя. Тогда можно смело сказать, что человек одет со вкусом или, как любят говорить, стильно. Наша компания не про моду, а про стиль. Подчеркнуть статус одеждой можно, если ваш гардероб создан из качественных материалов, гармоничен и комфортен. За этими достоинствами одежды определенно к нам.

– В чем ключевые преимущества индивидуального кроя от MAURO PRATO?

– В идеальной и комфортной посадке по фигуре. Мы стараемся узнать предпочтения наших гостей, а уже потом фабрика создает подходящие лекала.

Наше преимущество в том, что мерки мы снимаем как при bespoke-пошиве – сантиметровой лентой, а скорость исполнения, минимальное число примерок и стоимость – как при более упрощенной технологии MTM (made to measure). Мы учитываем все детали и при замерах, и при выявлении всех особенностей фигуры, например осанки, положения рук, головы, обращаем внимание даже

на лопатки и ключицы. Я могу с уверенностью сказать, что компания MAURO PRATO объединила лучшее, что есть в индивидуальном пошиве.

– Как заказчик может участвовать в создании своей уникальной вещи?

– Наш гость может почувствовать себя дизайнером создаваемой одежды и при желании взять инициативу в свои руки, а стилисты помогут ему прийти к ожидаемому, завершенному образу. Каждая вещь от MAURO PRATO уникальна. Среди клиентов маловероятно полное совпадение фасона, выбранной ткани, подкладки, фильца, пуговиц, цвета и шрифта монограммы, вспушки, расположения карманов снаружи и внутри, а также многих других деталей.

– Почему базовый гардероб важно отшить по индивидуальным лекалам?

– Комфортная, удобная одежда, пошитая по индивидуальным меркам, придает спокойствие и уверенность своему обладателю. Идеально, когда даже вешалки в гардеробной соответствуют нужной ширине плеч.

Костюм MAURO PRATO можно легко увеличить на два размера благодаря специально заложенному запасу в каждый шов, чего точно нет в готовой продукции любого другого бренда. Если в будущем клиент поменяет свой размер,

вещи будут подогнаны по фигуре нашими портными.

Когда гардероб клиента отшит в одном месте, практически все вещи сочетаются между собой. Наши стилисты создают так называемую капсулу, включающую перечень необходимых базовых вещей от костюма до неформального пиджака, от деловой сорочки до однотонной футболки, от классических брюк до чиносов или джинсов.

– Как можно «упростить» очень деловой гардероб?

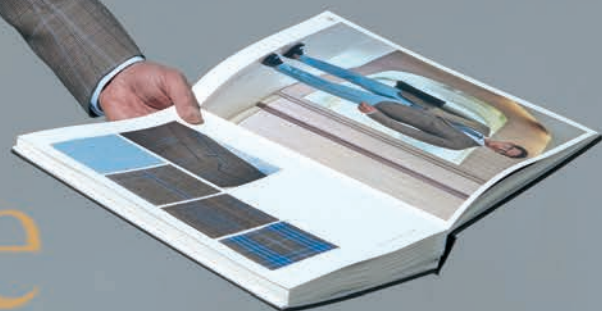
– Сейчас даже в деловой среде очень актуально кэжуал-направление, например, костюм не с сорочкой, а с той самой правильной белой, серой или черной футболкой, нужной плотности и качества – кстати, именно такие мы тоже шьем по меркам.

Кроме того, в моду вошло понимание непарного костюма, где мягкий, бесконструкционный или классический пиджак легко сочетается с брюками другого оттенка и фактуры, при этом такой пиджак хорошо будет смотреться и с джинсами для встречи в выходной день.

Сейчас много возможностей облегчить тяжелую классику. Я уверена, что за функциональным и стильным гардеробом нужно обращаться только к профессионалам: это позволяет не только получить желаемый результат, но и сэкономить время и средства. ■



MAURO PRATO
BY APPOINTMENT ONLY



Exclusive Tailoring Menswear & Shoes



А: МОСКВА,
ОТЕЛЬ «ЗВЁЗДЫ АРБАТА»,
УЛ. НОВЫЙ АРБАТ, 32
Т: +7499.702.49.48

А: МОСКВА,
ТЦ «ГИМЕНЕЙ»,
УЛ. БОЛЬШАЯ ЯКИМАНКА, 22, 2 ЭТАЖ
Т: +7499.702.59.57

А: САНКТ-ПЕТЕРБУРГ,
ТК «ГРАНД-ПАЛАС»,
УЛ. ИТАЛЬЯНСКАЯ, 15, ЛИТ. «Б», 3 ЭТАЖ
Т: +7812.292.11.03

W: SUIT.RU

АНАЛИЗ ПРОЧНОСТИ ТРУБ ГАЗОПРОВОДА С ДЕФЕКТАМИ ОВАЛЬНОСТИ

УДК 539.4::622.692.4.053

И.И. Велиюлин, д.т.н., ООО «ЭКСИКОМ» (Москва, Россия),

i.veliyulin@eksikom.ru

В.И. Городниченко, к.т.н., ФАУ «Центральный аэрогидродинамический институт имени профессора Н.Е. Жуковского» (Жуковский, Россия), v.gorodnichenko@yandex.ru

В.В. Харионовский, д.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Санкт-Петербург, Россия), v.kharionovsky@mail.ru

В статье представлены результаты анализа прочности труб газопровода с дефектами овальности, обнаруженными при внутритрубном техническом диагностировании после завершения строительства. Для обеспечения безопасной эксплуатации подземного участка этого газопровода были проведены расчеты напряженно-деформированного состояния в упругой и пластической постановках задачи. Результаты расчета в упругой постановке в соответствии с нормативной документацией показали, что как для максимальной абсолютной овальности, равной 210 мм, так и для минимальной, равной 100 мм, максимальные кольцевые напряжения превышают предел прочности. Аналогичные расчеты в упругой постановке методом конечных элементов из-за неопределенности граничных условий были выполнены для плоского напряженного и плоского деформированного состояния. Хотя в результате и был сделан вывод о более низком уровне максимальных напряжений, тем не менее они превышали предел прочности в случае плоского деформированного состояния и предел текучести в случае плоского напряженного состояния. Так как расчеты выполнялись в упругой постановке задачи, для определения фактического уровня кольцевых напряжений, превышающих предел пропорциональности, был проведен уточняющий расчет прочности труб с овальностью поперечного сечения в пластической постановке. Полученные данные подтвердили наличие значительного уровня напряжений, превосходящего допускаемый как для плоского деформированного, так и для плоского напряженного состояния (отличие в результатах расчетов максимальных напряжений не превышало 4 %). На основании результатов исследований прочности труб с овальностью поперечного сечения они были отбракованы и заменены новыми трубами.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ГАЗОПРОВОД, ДЕФЕКТ, ДИАМЕТР, КОЛЬЦЕВОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, ОВАЛЬНОСТЬ, ПОПЕРЕЧНОЕ СЕЧЕНИЕ, ПРЕДЕЛ ТЕКУЧЕСТИ, РАСЧЕТНАЯ МОДЕЛЬ, ТРУБА.

Одна из причин, снижающих безопасность эксплуатации газопроводов, – напряжения, превышающие проектные и возникающие вследствие изменения пространственного положения оси газопровода при пересечении тектонических разломов, участков развития оползней и карста. При проведении внутритрубного технического диагностирования (ВТД) дефектоскопами–профилемерами выявлялись участки с нарушениями в 1,5–2,0 раза нормативных значений, установленных для линии упругого изгиба оси

газопровода (пример нарушения проектного положения приведен на рис. 1), а также с дефектами овальности поперечного сечения трубы, что зафиксировано в базе данных Информационной системы оценки технического состояния объектов ЕСГ России «Инфотех» [1].

Нарушение проектного положения оси газопровода может привести к значительному изменению продольных напряжений, а при овальности труб – к повышению кольцевых напряжений. В обоих случаях необходимо выполнить расчеты на прочность

и установить величину напряжений, в соответствии с которой формируются организационно-технические мероприятия по повышению безопасности эксплуатации газопровода.

Овальность определяется как нарушение геометрии поперечного сечения трубы и характеризует его отклонение от идеальной кольцевой формы. Этот дефект приводит к изгибу стенки трубы и повышению в ней кольцевых напряжений. При эксплуатации газопроводов наблюдались случаи их разрушений в местах повышенных напряже-

I.I. Veliyulin, DSc in Engineering, EKSİKOM LLC (Moscow, Russia), i.veliyulin@eksikom.ru

V.I. Gorodnichenko, PhD in Engineering, Central Aerohydrodynamic Institute named after Professor N.E. Zhukovsky (Zhukovsky, Russia), vigorodnichenko@yandex.ru

V.V. Kharionovsky, DSc in Engineering, Gazprom VNIIGAZ LLC (Saint Petersburg, Russia), v_kharionovsky@mail.ru

Strength evaluation of gas line pipes with ovality defects

This article presents the results of strength evaluation of gas line pipes with ovality defects detected during an in-line inspection after construction. In order to ensure safe operation of the underground section of this gas pipeline stress analysis in elastic and plastic modes was carried out. The results of the analysis in the elastic mode in accordance with applicable standards and specifications showed that both for the maximum absolute ovality equal to 210 mm and for the minimum one equal to 100 mm, the maximum hoop stresses exceed the ultimate strength. Similar finite element analysis in elastic mode was performed due to the indeterminacy of boundary conditions for plane stress and plane strain condition. Although the results concluded that the maximum stresses were lower, they nevertheless exceeded the ultimate strength in the case of the plane strain condition and the yield strength in the case of the plane stressed condition. Since the calculations were performed in the elastic mode, in order to determine the actual level of hoop stresses exceeding the proportional limit, a refining stress analysis was performed for pipes with ovality of cross section in the plastic mode. The results confirmed a high level of stress exceeding the allowable stress for both plane strain and plane stress conditions (calculation results for maximum stress did not differ by more than 4 %). Based on the results of strength evaluation of pipes with ovality of cross section, they were rejected and replaced with new pipes.

KEYWORDS: GAS PIPELINE, DEFECT, DIAMETER, HOOP STRESS, OVALITY, CROSS SECTION, YIELD STRENGTH, CALCULATION MODEL, PIPE.

ний, вызванных в числе прочего овальностью труб.

Решить проблему обнаружения дефектов овальности труб позволило ВТД. В настоящее время объемы данного вида диагностирования газотранспортной системы ПАО «Газпром», формируемые по стандартам, предназначенным для установления периодичности ВТД, составляют порядка 20 тыс. км/год. Для определения степени опасности дефектов овальности ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработало рекомендации [2] по оценке прочности труб с дефектами овальности, так как применяемые в газовой промышленности методы оценки напряженного состояния были справедливы только для труб с идеальной кольцевой формой поперечного сечения и не учитывали переменные по толщине кольцевые напряжения, обусловленные несовершенством формы сечения.

Поскольку в начальный период эксплуатации газопроводов нередко случаи обнаружения недопустимых дефектов, в настоящее время для предупреждения аварий после завершения строительства согласно СТО Газпром 2–3.5–

454–2010 [3] проводят ВТД в целях выявления отклонений пространственного положения оси газопровода от проекта, дефектов геометрии труб (овальность, гофры, вмятины), механических дефектов и др. Кроме того, при испытаниях участков газопровода перед его вводом в эксплуатацию обнаруживаются негативные моменты, непосредственно связанные со строительством и, что особенно важно, обусловленные некачественными сварными соединениями. Эти организационно-технические мероприятия системы управления безопасностью позволяют обеспечить соблюдение требований Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору и международных стандартов по частоте аварий.

Как показано в публикации [4], система управления безопасностью должна представлять собой производственно-аналитический цикл, состоящий из функциональных блоков по диагностике, анализу результатов, формированию организационно-технических мероприятий и ремонту. В представленной статье функционирование производственно-аналитического цикла продемонстрировано на примере

участка газопровода, на котором после завершения строительства при проведении ВТД были обнаружены дефекты овальности. В целях оценки их опасности для труб с нарушениями формы поперечного сечения выполнялся анализ прочности, на основании которого были предложены организационно-технические мероприятия по повышению безопасности эксплуатации.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ ФЕДЕРАЛЬНОГО И ОТРАСЛЕВОГО УРОВНЕЙ

Нормативные документы федерального уровня регламентируют овальность труб на стадиях проектирования и строительства газопроводов. Так, в СНиП 2.05.06–85 [5] и в актуализированной редакции СП 36.13330.2012 [6] устанавливается 1%-й предел овальности для концов труб с толщиной стенки менее 20 мм и 0,8 % – для труб с толщиной стенки 20 мм и более. Согласно СП 86.13330.2022 [7] овальность газопровода должна соответствовать требованиям заказчика и не превышать значения, регламентированного нормативной документацией и техническими условиями на трубы.

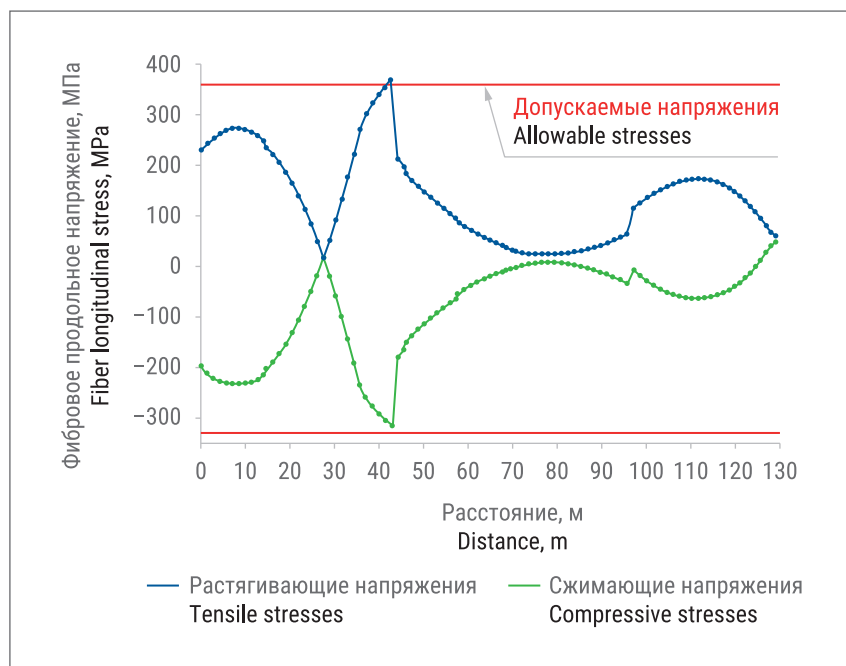


Рис. 1. Распределение фибровых продольных растягивающих и сжимающих напряжений в трубе газопровода, расположенного на оползневом участке
Fig. 1. Distribution of fiber longitudinal tensile and compressive stresses in a gas pipeline located in a landslide area

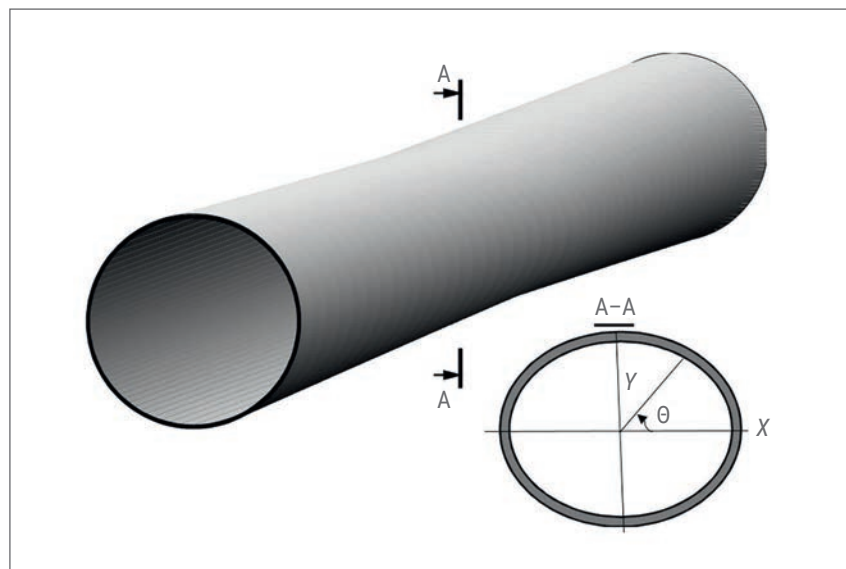


Рис. 2. Дефект овальности трубы, где θ – угол, отсчитываемый от оси X, °
Fig. 2. Pipe ovality defect, where θ – angle measured from the X axis, °

Методика расчетной оценки напряженного состояния труб с овальностью, представленная в рекомендациях отраслевого уровня [2], была реализована в экспертной системе анализа технического состояния газопроводов [8]. В соответствии с этой методикой трубы с дефектом овальности поперечного сечения подлежат

отбраковке, если данный параметр превышает допустимое значение или кольцевые напряжения больше допустимых. Последние определяются по формуле:

$$[\sigma] = \frac{m}{0,9k_n} R_2^H, \quad (1)$$

где m и k_n – коэффициенты, определяемые по СНиП 2.05.06–85 [5];

R_2^H – минимальное значение предела текучести, которое принимается по ГОСТам или техническим условиям на трубы, МПа.

Допускаемый параметр овальности трубы вычисляется следующим образом:

$$[\beta] = \frac{2\delta(1 + \bar{p})}{3D_n} \left([\sigma] \frac{2\delta}{pD_n} - 1 \right) 100 \%, \quad (2)$$

где δ – толщина стенки трубы, мм; D_n – наружный диаметр трубы, мм; p – рабочее давление, МПа; \bar{p} – параметр давления, определяемый по формуле:

$$\bar{p} = \frac{1 - \mu^2 \left(\frac{D_n}{\delta} \right)^3}{2E} p, \quad (3)$$

где μ – коэффициент Пуассона, безразмерная величина; E – модуль упругости, МПа.

Абсолютная овальность трубы рассчитывается следующим образом:

$$\beta_a = D_{max} - D_{min}, \quad (4)$$

где D_{max} – максимальный диаметр овальности, мм; D_{min} – минимальный диаметр овальности, мм.

Согласно СНиП 2.05.06–85 [5] относительная овальность определяется как отношение разности между максимальным и минимальным диаметрами в одном сечении к номинальному диаметру трубы.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПО НОРМАМ ПРОЧНОСТИ

Для оценки опасности выявленных дефектов овальности труб (рис. 2) были проведены расчеты на прочность и даны рекомендации по организационно-техническим мероприятиям, направленным на обеспечение безопасности исследуемого газопровода. В расчетах учтено, что на рассматриваемом участке использованы трубы категории прочности X70 ($D_n = 1420$ мм, $\delta = 15,7$ мм). В соответствии с сертификатом на эти трубы предел текучести равен 493 МПа, предел прочности – 565 МПа, модуль упругости – 207 тыс. МПа, коэффициент Пуассона (ν) – 0,3.

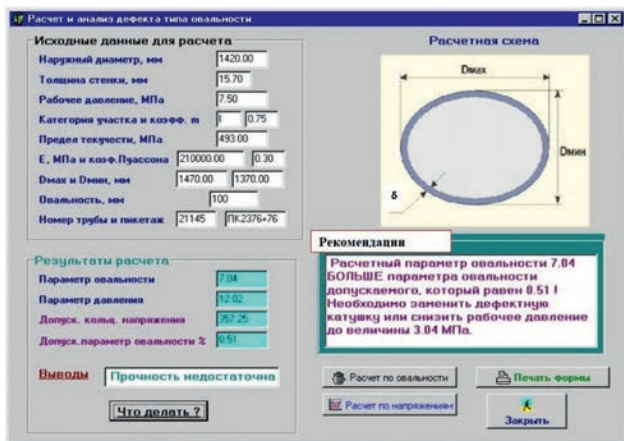


Рис. 3. Результаты расчета для трубы с минимальной (100 мм) овальностью поперечного сечения по допускаемому параметру овальности
Fig. 3. Calculation results for a pipe with minimum (100 mm) ovality of cross section for the allowable ovality parameter

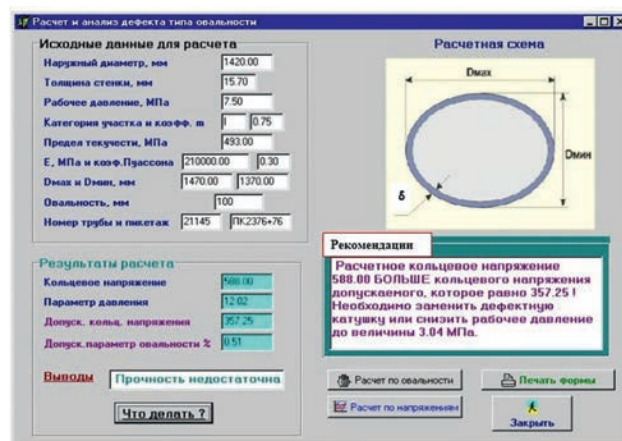


Рис. 4. Результаты расчета для трубы с минимальной (100 мм) овальностью поперечного сечения по допускаемым кольцевым напряжениям
Fig. 4. Calculation results for a pipe with minimum (100 mm) ovality of cross section for the allowable circumferential stress

С использованием экспертной системы [8] в соответствии с рекомендациями [2] были проведены расчеты в упругой постановке задачи для выяснения возможности эксплуатации газопровода с дефектами овальности труб при $p = 7,40$ МПа. Расчет производился для труб с минимальной и максимальной величиной овальности поперечного сечения (по данным профилемера максимальная абсолютная овальность составляла 210 мм (14,8 %), минимальная – 100 мм (7 %)). На рис. 3 показаны результаты расчета для минимальной овальности поперечного сечения по допускаемому параметру овальности, а на рис. 4 – по допускаемым кольцевым напряжениям.

Необходимо отметить тот факт, что значения напряжений вычислялись в предположении упругой работы материала труб. Как показано на рис. 3, расчетный параметр овальности равен 7,04, а $[\beta] = 0,51$ %. Следовательно, в соответствии с рекомендациями, выданными экспертной системой, необходимо заменить дефектный участок или снизить рабочее давление с 7,40 до 3,04 МПа.

Аналогичный вывод о недостаточной прочности был получен и по результатам расчета по допускаемым кольцевым напряжениям

(см. рис. 4). При $[\sigma] = 357,25$ МПа расчетные кольцевые напряжения составили 588 МПа. Таким образом, и в этом случае необходимо либо заменить дефектный участок, либо снизить рабочее давление.

МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

Несмотря на то что результаты упругого расчета свидетельствуют о необходимости замены трубы даже с минимальной обнаруженной овальностью, с учетом значительного объема ремонтных работ дополнительно выполнялись расчеты напряжений методом конечных элементов (МКЭ). Для вычисления напряжений была разработана конечно-элементная модель в целях проведения уточняющего расчета прочности труб с овальностью поперечного сечения в упругой и пластической постановке задачи.

Для проведения расчетных исследований использовался специализированный вычислительный комплекс программ «ФИТИНГ» [9, 10]. Это универсальная автоматизированная система, основанная на сочетании МКЭ с аналитическими методами расчета задач прочности на стадиях проектирования, технологической отработки и ремонта конструк-

ций. Она нацелена на решение задач определения параметров напряженно-деформированного состояния в рамках теории упругости и деформационной теории пластичности.

Так как на рассматриваемом участке газопровода для труб с овальностью поперечного сечения граничные условия, в которых трубы должны работать, неизвестны, задача была решена в двумерной постановке для двух расчетных случаев. В первом рассматривалось плоское напряженное состояние (ПНС), а во втором – плоское деформированное состояние (ПДС).

Расчетная модель представляла собой полукольцо, имеющее две плоскости симметрии – вертикальную и горизонтальную. Общее число узлов составляло 1010. В модели использовались плоские четырехугольные элементы с линейным полем перемещений. Кинематические граничные условия (ограничения на перемещения узлов конечно-элементной сетки в вертикальных и горизонтальных направлениях) наложены из условия симметрии расчетной модели. При $\Theta = 0^\circ$ и $\Theta = 180^\circ$ (см. рис. 2) перемещения узлов в направлении оси Y отсутствуют, а при $\Theta = 90^\circ$ накладываются ограничения на перемещения узлов в направлении оси X. Для обеспечения

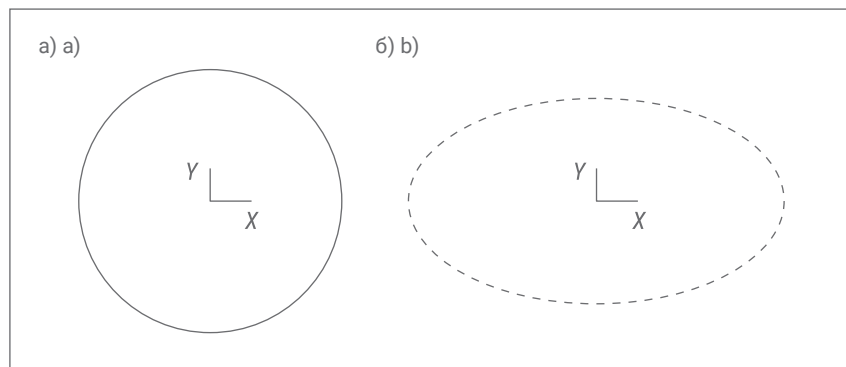


Рис. 5. Исходное (а) и деформированное (б) состояния расчетной модели
Fig. 5. Initial (a) and strained (b) conditions of the calculation model

заданной величины овалности на узлы конечно-элементной модели, лежащие на внешней поверхности сечения трубы ($\Theta = 0^\circ$ и 180°), в горизонтальной плоскости приложены кинематические воздействия, равные 52,5 и $-52,5$ мм соответственно. В вертикальной плоскости при $\Theta = 90^\circ$ кинематическое воздействие составило $-52,5$ мм. На рис. 5 показаны исходное и деформированное состояния расчетной модели.

Для случая плоской деформации упругие характеристики материала трубы (модуль упругости (E) и коэффициент Пуассона (ν)) определялись по приведенным в монографии [11] формулам:

$$E_1 = E / (1 - \nu^2), \quad (5)$$

$$\nu_1 = \nu / (1 - \nu). \quad (6)$$

Представленная конечно-элементная модель может быть использована наряду с методикой, изложенной в статье [12], для определения предельно допустимых значений овалностей труб по условию недопустимости пластических деформаций с учетом параметров труб и механических характеристик.

РАСЧЕТЫ МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

На рис. 6 приведено распределение кольцевых напряжений на внутренней и наружной поверхностях поперечного сечения расчетной модели при ПНС. Как видно из графиков, кольцевые напряжения

на внутренней поверхности в случае упругого расчета равны -516 , 533 и -516 МПа, на наружной – 509 , -515 и 509 МПа. Из результатов расчета следует, что как на наружной, так и на внутренней поверхности кольцевые напряжения превышают предел текучести, равный 493 МПа. Полученные данные не противостоят известному решению для гибкого кольца [12, 13], согласно которому максимальные напряжения изгиба имеют место на внутренней стороне стенки трубы.

Кольцевые напряжения на внутренней поверхности поперечного сечения при упругом расчете по модели с ПДС равны -577 , 569 и -577 МПа, на наружной – 568 ,

-571 и 568 МПа. Следовательно, в этой постановке задачи расчетные напряжения в сечении с овалностью трубы превышают предел прочности, равный 565 МПа.

Расчет кольцевых напряжений для пластической задачи выполнен в соответствии с подходами, представленными в монографии [11]. Для решения пластической задачи деформирования при ПНС применялся метод переменных параметров упругости [14].

Результаты расчета по пластической модели при ПДС представлены на рис. 7. На нем приведено распределение кольцевых напряжений на внутренней и наружной поверхностях поперечного сечения расчетной модели. Кольцевые напряжения на внутренней поверхности равны -419 , 423 и -419 МПа, на наружной – 412 , -415 и 412 МПа. По результатам расчетов пластической задачи при ПДС можно сделать вывод, что кольцевые напряжения превышают допустимые и близки к пределу текучести материала труб.

Кольцевые напряжения на внутренней поверхности поперечного сечения при упругом расчете по модели с ПНС равны -401 , 406 и -401 МПа, на наружной – 396 ,

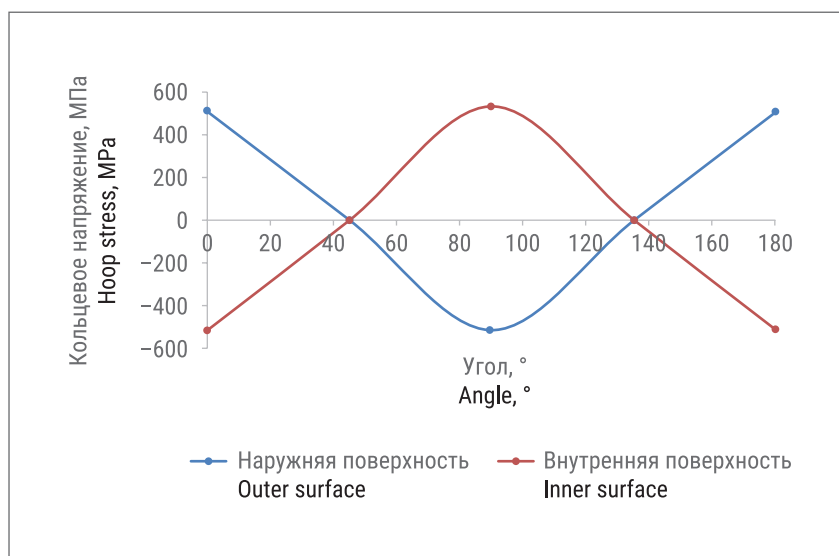


Рис. 6. Распределение напряжений на внутренней и наружной поверхностях поперечного сечения упругой расчетной модели при плоском напряженном состоянии
Fig. 6. Stress distribution on the inner and outer surface of the cross section of the elastic calculation model in plane stress condition

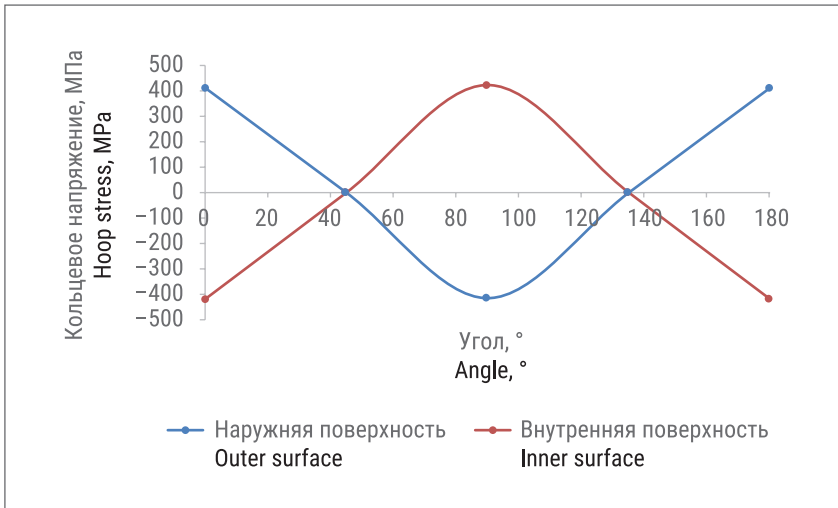


Рис. 7. Распределение напряжений на внутренней и наружной поверхностях поперечного сечения пластической расчетной модели при плоском деформированном состоянии
Fig. 7. Stress distribution on the inner and outer surface of the cross section of the elastic calculation model in plane strain condition

-400 и 396 МПа, что практически совпадает с результатами решения пластической задачи при ПДС. Следовательно, данные МКЭ-расчетов также показывают,

что для того, чтобы на газопроводе не допустить аварийных ситуаций, все трубы с дефектами овальности должны быть заменены на новые.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для решения вопроса о допустимости эксплуатации газопровода с дефектами овальности труб, выявленными при проведении ВТД по завершении строительства, разработана конечно-элементная модель и проведены расчеты кольцевых напряжений в упругой и пластической постановке задачи, а также в упругой постановке в соответствии с рекомендациями ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Результаты МКЭ-расчетов и расчетов по рекомендациям показывают, что даже при минимальной обнаруженной абсолютной овальности, равной 100 мм, кольцевые напряжения имеют высокий уровень, превышающий допустимые напряжения. Проведение уточненных расчетов позволило определить безопасные параметры овализации трубопроводов большого диаметра и дать рекомендации по внесению изменений в нормативные документы. ■



**ГАЗОВАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ**

Подробности у менеджеров:
+7 (495) 240-54-57

gp@neftegaz.info

СПИСОК УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

List of symbols

β_a – абсолютная овальность трубы, мм absolute ovality of a pipe, mm	D_{\min} – минимальный диаметр овальности, мм minimum diameter of ovality, mm
$[\beta]$ – допускаемый параметр овальности трубы, % allowable parameter of ovality, %	D_n – наружный диаметр трубы, мм pipe outside diameter, mm
δ – толщина стенки трубы, мм pipe wall thickness, mm	E – модуль упругости, МПа elastic modulus, MPa
θ – угол, отсчитываемый от оси X, ° angle measured from the X axis, °	E_1 – модуль упругости для случая плоской деформации, МПа elastic modulus for the case of plain deformation, MPa
μ – коэффициент Пуассона, безразмерная величина Poisson's ratio, dimensionless quantity	t и k_n – коэффициенты, определяемые по СНиП 2.05.06–85 coefficients determined according to SNiP 2.05.06–85
ν – коэффициент Пуассона при плоском напряженном состоянии, безразмерная величина Poisson's ratio in plane stress condition, dimensionless quantity	p – рабочее давление, МПа working pressure, MPa
ν_1 – коэффициент Пуассона для случая упругой деформации, безразмерная величина Poisson's ratio for the case of elastic deformation, dimensionless quantity	\bar{p} – параметр давления, безразмерная величина pressure parameter, dimensionless quantity
$[\sigma]$ – допускаемое напряжение, МПа allowable stress, MPa	R_n^H – минимальное значение предела текучести, которое принимается по ГОСТам или техническим условиям на трубы, МПа minimum value of yield strength, which is taken according to national standards or specifications for pipes, MPa
D_{\max} – максимальный диаметр овальности, мм maximum diameter of ovality, mm	

ЛИТЕРАТУРА

- Герке В.Г., Григорьев Б.А., Егоров И.Ф. и др. «ИНФОТЕХ» – информационная основа мониторинга технического состояния объектов ЕСГ // Диагностика–2002: сб. тез. двенадцатой междунар. деловой встречи. М.: ИРЦ Газпром, 2002. Т. 3. С. 13–19.
- P 51-31323949–42–99. Рекомендации по оценке работоспособности дефектных участков газопроводов. М.: ВНИИГАЗ, 1998. 67 с.
- СТО Газпром 2–3.5–454–2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов // 000 «Газпром трансгаз Самара»: офиц. сайт. URL: https://samara-tr.gazprom.ru/d/textpage/8e/142/sto_2_35_454_2010-2.pdf (дата обращения: 08.10.2023).
- Велиюлин И.И., Городниченко В.И., Харионовский В.В. Система управления целостностью и обеспечение промышленной безопасности газопроводов с повреждениями // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2022. № 9–10. С. 32–41.
- СНиП 2.05.06–85. Магистральные трубопроводы. М.: Госстрой, 1988. 50 с.
- СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06–85* // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200103173> (дата обращения: 08.10.2023).
- СП 86.13330.2022. Магистральные трубопроводы // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200111111> (дата обращения: 08.10.2023).
- Салюков В.В., Бегеев Т.К., Городниченко В.И. Экспертная система анализа технического состояния газопроводов с дефектами // Надежность и ресурс газопроводных конструкций: сб. науч. тр. / науч. ред. В.В. Харионовский. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2003. С. 110–119.
- Голован В.И., Гришин В.И., Дзюба А.С. и др. Проектирование, расчеты и статические испытания металлокомпозитных конструкций. М.: ТЕХНОСФЕРА, 2022. 408 с.
- Ушаков А.Е., Гришин В.И. Методы расчета местной прочности авиационных конструкций. М.: Арктика, 1999. 252 с.
- Филин А.П. Прикладная механика твердого деформируемого тела. М.: Наука, 1975. Т. 1. 832 с.
- Митрохин А.М., Чубунов М.В. Определение предельно допустимых значений овальности труб по условию недопустимости пластических деформаций // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2012. № 1 (29). С. 34–36.
- Прочность, устойчивость, колебания: в 3 т. / под ред. И.А. Биргера, Я.Г. Пановко. М.: Машиностроение, 1968. Т. 1. 831 с.
- Гришин В.И. Применение метода дискретных элементов к расчету панелей за пределом упругости // Труды ЦАГИ. 1972. Вып. 1401. С. 77–89.

REFERENCES

- Gerke VG, Grigoriev BA, Egorov IF, et al. INFOTECH: Information basis for monitoring the technical condition of Unified Gas Supply System facilities. In: OAO Gazprom (open joint stock company) *Diagnostics–2002: Proceedings of the 12th International Business Meeting*. Vol. 3, 23–26 April 2002, Belek, Turkey. Moscow: Gas Industry Information and Advertising Center; 2002. p. 13–19. (In Russian)
- Gazprom. R 51-31323949–42–99 (guidelines). *Guidelines for assessing the performance of defective sections of gas pipelines*. Moscow: VNIIGAZ; 1998. (In Russian)
- Gazprom. *STO Gazprom 2–3.5–454–2010 (company standard). Rules for the operation of main gas pipelines*. Available from: https://samara-tr.gazprom.ru/d/textpage/8e/142/sto_2_35_454_2010-2.pdf [Accessed: 8 October 2023]. (In Russian)
- Veliyulin II, Gorodnichenko VI, Kharionovsky VV. Integrity management system and ensuring industrial safety of gas pipelines with damages. *Oil and Gas Territory [Territoriya "NEFTEGAS"]*. 2022; (9–10): 32–41. (In Russian)
- Ministry of Construction of Oil and Gas Industries. *SNiP 2.05.06–85 (building codes and regulations). Main pipelines*. Moscow: State Committee for Construction in the Soviet Union; 1988. (In Russian)
- Federal Agency for the Construction, Housing and Utilities. *SP 36.13330.2012 (code of practice). Trunk pipelines. Revised edition of SNiP 2.05.06–85*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/1200103173> [Accessed: 8 October 2023]. (In Russian)
- Ministry of Construction, Housing and Utilities of the Russian Federation. *SP 86.13330.2022. Main (Trunk) pipelines*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/1200111111> [Accessed: 8 October 2023]. (In Russian)
- Salyukov VV, Begeev TK, Gorodnichenko VI. Expert system for analyzing the technical condition of gas pipelines with defects. In: Kharionovsky VV (ed.) *Reliability and service life of gas pipeline*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ; 2003. p. 110–119. (In Russian)
- Golovan VI, Grishin VI, Dzyuba AS, Zamula GN, Limonin MV, Dudarkov VI, et al. *Design, Calculations, and Static Tests of Metal Matrix Composit Structures*. Moscow: TECHNOSPHERE [TEKHNOСFERA]; 2022. (In Russian)
- Ushakov AE, Grishin VI. *Methods for Calculating the Local Strength of Airframes*. Moscow: Arctic [Arktika]; 1999. (In Russian)
- Filin AP. *Applied Mechanics of a Solid Deformable Body*. Vol. 1. Moscow: Science [Nauka]; 1975. (In Russian)
- Mitrochin AM, Chubunov MV. Determination of maximum permissible values for pipe non-circulating on a condition of the plastic deformations is not permitted. *Pipeline Transport: Theory and Practice [Truboprovodnyy transport: Teoriya i praktika]*. 2012; 29(1): 34–36. (In Russian)
- Birger IA, Panovko YaG (eds). *Strength, Stability, and Vibrations*. Vol. 1. Moscow: Mechanical Engineering [Mashinostroenie]; 1968. (In Russian)
- Grishin VI. Application of the Discrete Element Method to the Calculation of Panels Beyond the Limit of Elasticity. *TsAGI Science Journal [Trudy TsAGI]*. 1972; (1401): 77–89. (In Russian)

СТТ ЭХРО

ОСНОВА ВАШЕГО УСПЕХА

Главная выставка строительной
техники и технологий в России

28–31 мая 2024

Крокус Экспо, Москва



Разделы выставки:

- Строительная техника и транспорт
- Производство строительных материалов
- Добыча, обогащение и транспортировка полезных ископаемых
- Запчасти и комплектующие для машин и механизмов. Смазочные материалы



ctt-expo.ru

Организатор

SIGMA
ЭХРО

При поддержке

КРОКУС ЭКСПО
Международный выставочный центр

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ КОМПЬЮТЕРНОГО ЗРЕНИЯ ДЛЯ ЦИФРОВИЗАЦИИ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТЬЮ

УДК 681.518.3.:614.8.084

А.М. Малько, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, Россия),

A.Malko@adm.gazprom.ru

И.А. Дяченко, ПАО «Газпром», I.Diachenko@adm.gazprom.ru

Ю.Е. Тюленев, ПАО «Газпром», Y.Tyulenev@adm.gazprom.ru

Р.Ш. Аминев, ПАО «Газпром», R.S.Aminev@adm.gazprom.ru

П.В. Демушкин, ПАО «Газпром», P.Demushkin@adm.gazprom.ru

А.А. Касьяненко, ООО «Газпром добыча Ямбург» (Новый Уренгой, Россия), A.Kasyanenko@yamburg.gazprom.ru

В.В. Моисеев, ООО «Газпром добыча Ямбург»,

V.Moiseev@yamburg.gazprom.ru

Я.С. Сывак, ООО «Газпром добыча Ямбург», Y.Syvak@yamburg.gazprom.ru

Совершенствование государственных нормативных правовых актов в области производственной безопасности, а также текущий уровень развития современной радиоэлектроники, программного обеспечения и программно-технических комплексов открывают новые возможности мониторинга технического состояния технологического оборудования, анализа и классификации событий производственной безопасности с помощью технологий компьютерного зрения. Использование полученных результатов для оперативного принятия решений позволяет повысить эффективность производства, оптимизировать рутинные процессы.

Отдельные решения по компьютерному зрению и видеоаналитике активно используются в нефтегазовой промышленности. В частности, на объектах ПАО «Газпром» внедрены системы промышленного телевидения. С их помощью оперативный и инженерно-технический персонал решает задачи мониторинга технического состояния технологического оборудования, недопущения нарушений требований промышленной безопасности и охраны труда. Имеется опыт использования пожарных извещателей пламени с встроенной видеокамерой для обеспечения контроля соблюдения требований пожарной безопасности объекта. Активно применяются тренажеры на базе технологий виртуальной и дополненной реальности.

При этом в большинстве случаев решения являются локальными, не интегрированы между собой, по отдельности задействованы для узкого спектра задач. Сам термин «компьютерное зрение» не имеет устоявшегося определения и охватывает большое количество различных способов, методов и алгоритмов обработки данных, инструментария, технических устройств, программных средств. Технологии компьютерного зрения – активно развивающееся направление. Методы их использования в различных сферах деятельности человека совершенствуются с развитием научной и технической базы. Появляются новые подходы и способы эффективного выполнения задач, на которые ранее приходилось тратить большое количество времени и трудовых ресурсов. Такие методы применимы для исполнения требований законодательства Российской Федерации в области промышленной безопасности.

В 2022 г. в рамках цифровизации системы управления производственной безопасностью начаты работы по созданию Информационно-управляющей системы производственной безопасностью ПАО «Газпром». Реализация проекта ведется с применением платформенных решений и обеспечит создание единого информационного пространства для всех субъектов, участвующих в управлении производственной безопасностью, а также повысит оперативность и корректность формирования плановых и отчетных показателей за счет контролируемого сбора исходных данных и аналитических подсистем.

В целях синхронизации проекта создания указанной системы с реализуемыми инициативами Стратегии цифровой трансформации ПАО «Газпром» (Группы «Газпром»), учета заложенной

в различных информационных системах функциональности, а также обеспечения внедрения технологий компьютерного зрения для решения задач производственной безопасности разработана архитектура единой цифровой платформы управления производственно-технологическими процессами.

Реализация указанной архитектуры позволяет повысить эффективность мониторинга состояния технологического оборудования, безопасности производственных процессов, предоставить новые инструменты персоналу для принятия решений, получить дополнительные технологические и экономические эффекты.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ЦИФРОВИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА, КОМПЬЮТЕРНОЕ ЗРЕНИЕ, ВИДЕОАНАЛИТИКА, ЦИФРОВАЯ ПЛАТФОРМА УПРАВЛЕНИЯ, ОХРАНА ТРУДА, ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.



АКТУАЛЬНОСТЬ

Совершенствование требований государственных нормативных правовых актов в области производственной безопасности, а также текущий уровень развития современной радиоэлектроники, программного обеспечения и программно-технических комплексов открывают новые возможности использования технологий компьютерного зрения.

Сам термин «компьютерное зрение» не имеет устоявшегося определения и охватывает большое количество различных способов, методов и алгоритмов обработки данных, инструментария, технических устройств, программных средств [1, 2]. Технологии компьютерного зрения – активно развивающееся направление.

Необходимо отметить, что в промышленности наибольшее применение данные технологии находят в задачах управления летательными аппаратами, в медицине, контроле качества продукции

на дискретных производствах, при решении задач управления доступом и обеспечения безопасности, в других областях [3–5]. Количество методов и алгоритмов, применяемых для непрерывных и непрерывно-дискретных производств, к которым относятся объекты нефтегазовой отрасли, существенно меньше. Одной из активно развивающихся прикладных областей внедрения указанных технологий стало обеспечение производственной безопасности.

В ПАО «Газпром» действует Единая система управления производственной безопасностью (ЕСУПБ) [6], которая является частью интегрированной системы менеджмента ПАО «Газпром». Система создана для управления рисками в области охраны труда, промышленной и пожарной безопасности, а также достижения целей и выполнения обязательств, принятых Обществом в области охраны труда, промышленной и пожарной безопасности, безопасности дорожного движения.

Необходимо отметить, что совершенствование требований российского законодательства в области промышленной безопасности, требований по выявлению нарушений пожарной безопасности и охраны труда мотивирует организации, эксплуатирующие опасные производственные объекты, модернизировать подходы, механизмы и инструменты формирования, хранения, предоставления информации о состоянии охраны труда и промышленной безопасности.

В соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 06.05.2018 №198 [7] основными целями и задачами государственной политики в области промышленной безопасности являются обеспечение комплексной защиты и противоаварийной устойчивости промышленных объектов и их инфраструктуры, минимизация влияния человеческого фактора на технологические процессы на промышленных

объектах, внедрение научно-технических достижений и передового опыта в целях обеспечения промышленной безопасности, развитие и внедрение информационных технологий, позволяющих осуществлять взаимодействие с эксплуатирующими организациями, оптимизировать процесс получения, хранения и анализа информации о производственном контроле за соблюдением требований промышленной безопасности, о системах управления промышленной безопасностью, об авариях и инцидентах на промышленных объектах. Кроме того, поставлена задача совершенствования механизмов компенсации затрат, связанных с локализацией аварий и ликвидацией их последствий за счет осуществления добровольного страхования в сочетании с формированием резерва финансовых средств для локализации и ликвидации последствий аварий и ЧС на промышленных объектах.

С учетом изложенного в рамках системной работы по цифровой трансформации, проводимой Департаментом ПАО «Газпром» (Н.А. Кисленко) совместно со структурными подразделениями и дочерними обществами ПАО «Газпром», разработчиками программно-технических комплексов, определены следующие актуальные задачи:

- разработка методов и алгоритмов апробирования технологий компьютерного зрения и искусственного интеллекта для параллельной обработки видеоконтента и онлайн-данных с различных устройств и автоматизированных систем технологических объектов нефтегазовой отрасли в целях решения задач мониторинга технического состояния оборудования, обеспечения производственной безопасности, повышения эффективности управления производством;

- создание эффективных инструментов видеомониторинга технического состояния технологического оборудования, предупреждения



Рис. 1. Использование лазерных детекторов метана с видеокамерой: а) беспилотный летательный аппарат с лазерным детектором и видеокамерой; б) стационарный лазерный детектор метана ДЛС-КС; в) видеоизображение, получаемое с беспилотного летательного аппарата; г) видеоизображение, получаемое с ДЛС-КС

инцидентов в области промышленной, пожарной безопасности и охраны труда, контроля допуска персонала для проведения работ, перемещения спецтехники и др. за счет функциональной интеграции локальных решений.

Исполнение указанных задач в рамках цифровизации ЕСУПБ позволит повысить производственную безопасность опасных производственных объектов, своевременно принимать решения по изменению режимов работы технологического оборудования и реализации необходимых мер, снизить риски возникновения инцидентов и аварий, травматизма персонала, повысить производительность труда. За счет цифровизации бизнес-процессов также обеспечивается автоматизированное формирование нарядов-допусков, журналов, необходимой отчетной документации и аналитических материалов.

Таким образом создаются предпосылки для рассмотрения в установленном порядке возможности снижения взносов добровольного страхования, резерва финансовых средств в целях локализации и ликвидации последствий аварий

и чрезвычайных ситуаций на промышленных объектах.

ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОМПЬЮТЕРНОГО ЗРЕНИЯ

Технологии компьютерного зрения успешно применяются в ПАО «Газпром» в различных производственных бизнес-процессах.

Базой применения данных технологий послужил опыт использования систем промышленного телевидения. Стандартным требованием при капитальном строительстве и реконструкции технологических объектов ПАО «Газпром» является оснащение объектов указанными системами. С их помощью оперативным и инженерно-техническим персоналом решаются задачи мониторинга технического состояния технологического оборудования, контроля исполнения требований промышленной безопасности и охраны труда.

В ООО «Газпром ПХГ» и ООО «Газпром трансгаз Уфа» прошли испытания и успешно применяются системы дистанционного лазерного обнаружения метана ДЛС-КС разработки АО «Пергам-Инжиниринг» (рис. 1). Лазерный детектор, совме-

щенный с видеокамерой, позволяет не только получать информацию о самом факте утечки, но и определять место ее возникновения. Кроме реализации описанной функции, комплекс нашел ряд интересных с инженерной точки зрения применений. В частности, он используется при определении качества настройки пневматической части систем управления антипомпажных клапанов газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций. В случае некачественной настройки пневматики система подтравливает импульсный газ через сбросной клапан, что приводит к небольшому увеличению концентрации метана в зоне размещения антипомпажных клапанов. С помощью ДЛС-КС удастся идентифицировать повышение концентрации метана, перенастроить клапан и обеспечить требуемое качество антипомпажного регулирования.

Помимо этого, разработаны портативные лазерные детекторы, установленные на беспилотных летательных аппаратах, позволяющие охватить большие участки технологического объекта, подлежащего мониторингу.

Имеется опыт использования пожарных извещателей пламени с встроенной видеокамерой. Кроме обнаружения пламени, реализована функциональность автоматического определения координат возгорания, наличия движения, распознавания значений местных контрольно-измерительных приборов, образования задымления в технологических отсеках.

Преимуществами таких систем в сравнении с классическими решениями являются: осуществление мониторинга температуры поверхности технологического оборудования (в том числе за счет применения тепловизоров), обнаружение факторов, предшествующих возгоранию, раннее обнаружение пожара, фиксация очага с низкой температурой пламени, повышение эффективности систем оповещения и управления эвакуацией.

Системы пожарообнаружения с использованием видеонаблюдения, системы лазерного обнаружения метана позволяют получить информацию для идентификации факторов, предшествующих возникновению пожара, своевременно их купировать и не допустить развития. В случае возникновения пожара можно определить координаты его очага, составить объективную картину о происшествии, определить и принять точечные меры по изолированию отдельных участков производства, предотвратить развитие пожара.

Апробированные подходы и инновационные технические решения послужили базой для создания роботизированных комплексов пожаротушения, примененных на Чаяндинском месторождении ООО «Газпром добыча Ноябрьск» в рамках реализации автоматизированного производственно-технологического комплекса добычи и подготовки газа на малолюдных технологиях [8].

Еще один пример интеграции средств компьютерного зрения в системы автоматизации – реализация подсистем видеонаблюдения в составе АСУ ТП компрессорных цехов. Такое техническое решение реализовано в рамках строительства магистрального газопровода «Сила Сибири». Объединение подсистем в единой системе позволило не только оптимизировать системно-техническую инфраструктуру, но и реализовать ряд перспективных функций:

- установление взаимосвязи событий, фиксируемых в системе с видеоконтентом;
- вывод синхронизированного архива трендов, событий, видеоконтента, в том числе для использования при расследовании инцидентов и аварийных остановов технологического оборудования.

Указанное решение создает предпосылки для использования алгоритмов машинного распознавания образов в АСУ ТП в целях получения дополнительной информации о техническом состоянии объекта

автоматизации, причинах развития событий, предупреждения развития потенциально опасных ситуаций и т.д.

В ПАО «Газпром» также внедрена подсистема формуляров целевых проверок газораспределительных станций (ГРС) с применением мобильных устройств (планшетов) и QR-кодов (штрихкодов быстрого отклика, от англ. quick response – «быстрый отклик»). Средствами системы автоматизированы процессы паспортизации оборудования ГРС, ведения оперативной документации, контроля выполнения требований производственной безопасности, фиксирования предписаний по устранению нарушений норм и правил, выполнения мероприятий для их устранения и т.д. Завершается тиражирование решения на все ГРС всех дочерних обществ ПАО «Газпром». Система предоставляет формализованный механизм, который определяет единый уровень требований, предъявляемых ко всему однотипному оборудованию всеми контролирующими органами. Эта инновационная разработка позволяет эффективно управлять промышленной безопасностью опасных производственных объектов с помощью современных информационных технологий.

Кроме того, апробированы технологии компьютерного зрения и искусственного интеллекта для решения задач контроля за выполнением работ и управления ими. Мероприятия выполнены ООО «Газпром добыча Ямбург» в 2021 г. В ходе реализации демонстрационного решения апробированы следующие функциональные блоки: мониторинг и контроль исполнения требований производственной безопасности, управление доступом транспорта на объекты и доступом персонала на основе биометрических данных (рис. 2).

Использование технологий виртуальной и дополненной реальности позволило качественно изменить процесс обучения и профессиональной подготовки технологического персонала дочерних обществ

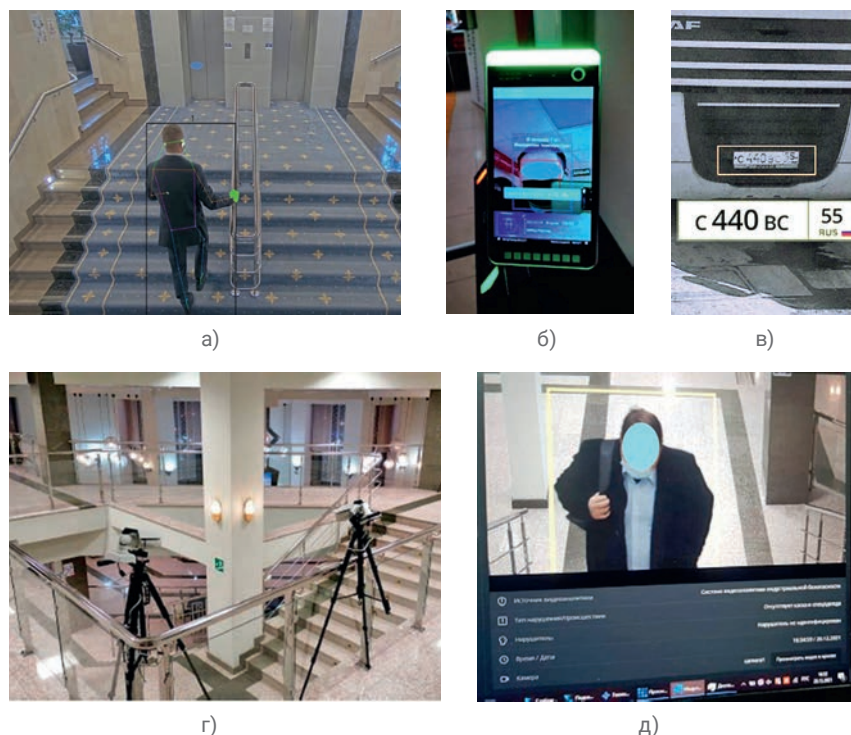


Рис. 2. Апробирование технологий компьютерного зрения для обеспечения контроля соблюдения требований охраны труда и промышленной безопасности в ООО «Газпром добыча Ямбург»: а) контроль исполнения требований производственной безопасности; б) контроль доступа персонала на производственный объект; в) управление доступом транспорта; г) размещение демонстрационного решения для апробирования технологий; д) управление доступом персонала на основе биометрических данных

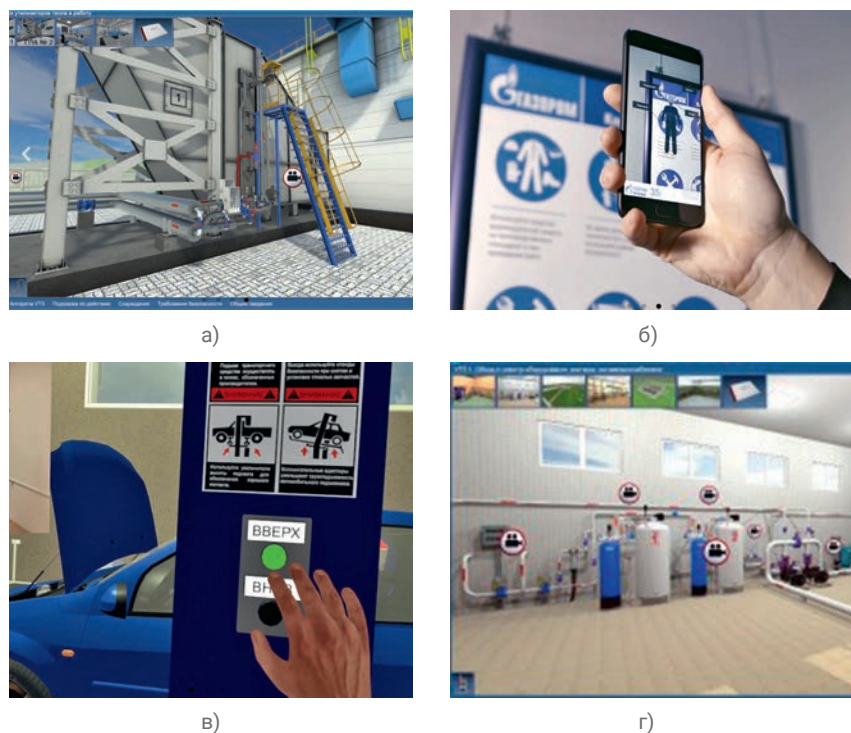


Рис. 3. Интерактивные обучающие системы разработки ООО «Газпром ОНУТЦ»: а) 3D-модель технологического объекта, используемая для обучения; б) удаленный доступ к материалам и тренажерам со стационарных и мобильных устройств; в) тренажер на базе имитационной и 3D-модели объекта; г) отработка выполнения технологических операций на 3D-тренажере

ПАО «Газпром» в области безопасного ведения работ и обеспечения производственной безопасности объектов.

ООО «Газпром ОНУТЦ» разработаны и используются для обучения работников дочерних обществ ПАО «Газпром» интерактивные обучающие системы, имитирующие оборудование и производственную обстановку (рис. 3). Системы создают эффект присутствия, тренируют отработку действий в нештатных и аварийных ситуациях и доступны без отрыва от производства в географически удаленных местах и с различных устройств (смартфон, планшет, персональный компьютер).

Необходимо отметить, что описанные решения локальны и не интегрированы между собой. По отдельности они решают специфический спектр задач. Перспективным направлением развития информационно-управляющих систем и систем автоматизации производственно-технологических процессов является функциональная интеграция описанных решений в рамках цифровизации ЕСУПБ, интеллектуализация применяемых методов и алгоритмов решения функциональных задач обеспечения производственной безопасности.

ЦИФРОВИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТЬЮ

В соответствии со Стратегией цифровой трансформации ПАО «Газпром» (Группы «Газпром») (далее – Стратегия) под цифровизацией понимается повышение эффективности существующих бизнес-процессов за счет внедрения цифровых технологий, изменение подходов к использованию, хранению и передаче информации в целях повышения эффективности управления и получения дополнительных конкурентных преимуществ.

В 2022 г. в рамках цифровизации ЕСУПБ начаты работы по проекту

Информационно-управляющей системы производственной безопасностью ПАО «Газпром» (ИУС ПБ). Реализация ведется с применением платформенных решений и обеспечит создание единого информационного пространства для всех субъектов, участвующих в управлении производственной безопасностью, а также повысит оперативность и корректность формирования плановых и отчетных показателей за счет контролируемого сбора исходных данных и аналитических подсистем.

В настоящее время в стадии реализации цифровые сервисы «Производственный контроль за условиями труда», «Проверки и аудиты», «Происшествия», «Нормативно-техническая документация» и др.

Помимо этого, ПАО «Газпром» участвует в эксперименте Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору по внедрению систем дистанционного контроля промышленной безопасности опасных производственных объектов. В рамках эксперимента апробируется новый подход к обеспечению организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты, а также профильных надзорных органов цифровыми инструментами оценки рисков возникновения аварий с использованием систем оперативного мониторинга технологических процессов и расчета показателей состояния промышленной безопасности.

В ряде дочерних обществ проводятся мероприятия по пилотному внедрению модуля «Электронный наряд-допуск» в составе цифровых сервисов обеспечения работ повышенной опасности. В частности, активно ведет указанную деятельность ООО «Газпром добыча Ямбург», где модуль обеспечивает переход от бумажного оформления нарядов-допусков к электронному. Сегодня на их оформление и согласование уходит немало времени, а попытка его сократить за счет контрольных процедур

приводит к увеличению риска возникновения происшествий при выполнении работ повышенной опасности. Дополнительно внедряемая система предоставляет единую среду для оформления и согласования нарядов-допусков, блокировки конфликтующих работ, фото- и видеофиксации, контроля обязательных мероприятий по инструктажу, контроля наличия средств индивидуальной защиты и необходимых инструментов, быстрой выгрузки отчетов, контроля выполнения работ с применением беспроводных меток и QR-кодов.

В большинстве описанных модулей используется фото- и видеофиксация. Дальнейшее развитие решения – реализация сервисов «Обучение и аттестация персонала», «Управление рисками» и т.д.

Необходимо отметить, что Стратегией также предусматривается реализация цифровых инициатив:

– ЦИ 124 «Развитие системы контроля состояния и производства работ на удаленных объектах магистральных газопроводов с использованием передовых цифровых технологий»;

– ЦИ 143 «Компьютерное зрение для мониторинга технического состояния технологического оборудования и выявления нештатных ситуаций на опасных производственных объектах»;

– ЦИ 149 «Применение технологий дополненной и виртуальной реальности для тренажа и поддержки оперативного персонала технологических объектов при выполнении регламентных и аварийно-восстановительных работ».

В целях синхронизации проекта создания ИУС ПБ с реализуемыми инициативами Стратегии, учета реализованной в различных информационных системах функциональности, а также обеспечения внедрения технологий компьютерного зрения для решения задач производственной безопасности разработана архитектура единой цифровой платформы управления производственно-

технологическими процессами (рис. 4). Представленная архитектура является детализацией концептуальной модели [9].

В соответствии с разработанными концептуальными решениями функции управления производственной безопасностью на уровне технологических объектов, филиалов, дочерних обществ и Администрации ПАО «Газпром» реализуются средствами единой цифровой платформы с учетом обеспечения информационной безопасности. Подсистемы (сервисы), в которых предусматривается применение технологий компьютерного зрения, обозначены на рис. 4 синей заливкой.

Единое ядро для реализации всех сервисов целевой архитектуры – цифровой двойник [9]. Шестислойная модель цифрового двойника планомерно создается для всех технологических объектов в рамках информационно-управляющих систем производственными процессами (ИУС ПП). На уровне производственных вертикально интегрированных решений (ВИР) модели технологических объектов и участков трубопроводов агрегируются в цифровой двойник ЕСГ России. Также обеспечивается возможность перейти с агрегированной модели ЕСГ на детальные модели уровня ИУС ПП.

Ряд функций обеспечения промышленной и пожарной безопасности, а также описанных в предыдущем разделе локальных решений по применению компьютерного зрения реализуется в системах автоматизации технологических процессов, относящихся к критической информационной инфраструктуре, а также системах промышленного телевидения. Они имеют однопользовательскую связь с вышестоящими производственными информационно-управляющими системами. Следовательно, при обеспечении единого пространства для всех субъектов, участвующих в управлении производственной безопасностью, важным этапом развития ИУС ПБ становится интеграция:



Рис. 4. Использование технологий компьютерного зрения в рамках целевой архитектуры управления производством для решения задач обеспечения производственной безопасности: ВИР – вертикально интегрированные решения; ESG – Единая система газоснабжения; ИУС ПБ – информационно-управляющая система промышленной безопасности; ИУС ПП – информационно-управляющие системы производственных процессов; М АСДУ ESG – модернизированная автоматизированная система диспетчерского управления Единой системой газоснабжения; ПДС – производственные диспетчерские службы; ПП АСБУ – планирование производства в автоматизированной системе бухгалтерского учета; СОДУ – системы оперативного диспетчерского управления; СПА – системы пожарной автоматики; ТВ – телевидение; ЦДП – центральные диспетчерские пункты

– с создаваемыми ИУС ПП, реализующими в числе прочего сервисы мониторинга технического состояния технологического оборудования, экологического мониторинга, управления инцидентами и планирования производства;

– эксплуатируемыми и развиваемыми производственными ВИР, в том числе реализующими управление техническим состоянием и целостностью трубопроводов, технологического оборудования (например, функциональность формуляра целевых проверок ГРС).

Доступность и эффективность создаваемых сервисов повышается за счет применения сетей

беспроводных энергонезависимых датчиков и устройств компьютерного зрения на базе промышленного интернета вещей для сбора необходимого объема телеметрии, а также подключения мобильных устройств для обеспечения оперативного и эффективного поддержания интерфейса «человек – машина».

Необходимо отметить, что ключевым направлением развития описанной архитектуры является интеллектуализация применяемых методов/алгоритмов анализа и выявления закономерностей для разработки мероприятий по обеспечению производственной безопасности.

В частности, за счет интеграции нижестоящих систем автоматизации и ИУС ПП, описанных локальных решений по применению компьютерного зрения, а также за счет использования информационных роботов возможно повышение оперативности и качества определения технического состояния, локализации и расследования отказов/неисправностей технологического оборудования.

Данные ИУС ПП и производственных ВИР, включая оценку технического состояния; результаты расследования отказов; частоту их возникновения; соблюдение требуемой периодичности и качества выполнения регламентных работ; критичность технологического объекта для ESG вместе с информацией о результатах производственного контроля, перечне коллизий и нарушений при планировании газо- и пожароопасных работ, прохождении обучения и аттестации работников, целесообразно использовать в ИУС ПБ для оценки уровня производственной безопасности объекта, имеющихся рисков и формирования обоснованного перечня мероприятий по их минимизации.

В рамках дальнейшего развития целевой архитектуры рациональна интеграция единой платформы с интерактивными системами обучения и тренажерами. За счет такой интеграции становится возможным использование цифровых двойников ИУС ПП для адаптации и обеспечения адекватности моделей и алгоритмов, применяемых при обучении, реальным технологическим объектам и установкам, на которых в дальнейшем будут работать обучаемые.

Перспективными становятся решения, объединяющие цифровой двойник (включая математическую модель, 3D-модель и онлайн-данные с объекта), пульт оператора, мобильные устройства, стенд АСУ ТП и гарнитуру виртуальной/дополненной реальности. С помощью таких решений возможно обучение персонала в группах, включая старшего оператора, управляющего

объектом средствами АСУ ТП, операторов, выполняющих осмотры и работы «в поле», электриков, слесарей КИПиА, инженеров АСУ ТП, ответственных за оперативное устранение неисправностей и отказов соответствующего оборудования. Для имитации работы «в поле» при наличии 3D-модели объекта (разработанной, например, на стадии его проектирования и строительства) может использоваться гарнитура дополненной реальности. На эксплуатируемых объектах тренировки могут проводиться с применением гарнитуры дополненной реальности и виртуальной модели, дополняющей отдельные элементы реального объекта в соответствии с отрабатываемым сценарием.

Особенно данная функциональность востребована для установок переработки углеводородов, отнесенных к опасным производственным объектам I категории. Для таких установок наличие тренажеров операторов, соответствующих объекту управления, – обязательное требование федеральных норм и правил в области промышленной безопасности. Данные тренажеры позволяют отрабатывать автоматизм действий при проведении регламентных работ, возникновении отказов/неисправностей, восстановлении работоспособности оборудования, предупреждении, локализации и ликвидации последствий аварий на производстве.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Цифровизация системы управления производственной безопасностью, включая использование технологий компьютерного зрения в рамках создания единой цифровой платформы управления производственно-технологическими процессами, открывает новые возможности в обеспечении производственной безопасности, сохранении жизни и здоровья работников дочерних обществ и организаций ПАО «Газпром». Предлагаемые решения применимы на оперативном, функциональном, стратегическом уровне управления производством и позволяют достичь существенных эффектов, в том числе:

- экономических – за счет снижения простоя персонала и оборудования, сокращения бумажного документооборота, снижения взносов добровольного страхования, резерва финансовых средств для локализации и ликвидации последствий аварий и иных чрезвычайных событий на промышленных объектах, снижения затрат на восстановление оборудования и режима работы объекта в случае их возникновения;
- управленческих – за счет обеспечения оперативного контроля, повышения качества планирования и принятия управленческих решений;
- социальных – за счет снижения рисков аварий, количества нарушений и взысканий, производ-

ственного травматизма, повышения трудовой дисциплины.

В целях дальнейшей детализации разработанной архитектуры цифровых решений, ее адаптации и внедрения для всех видов деятельности ПАО «Газпром» необходимо решить ряд методологических задач, описанных в данной статье:

- разработать основополагающие концептуальные документы, фиксирующие понятия «компьютерное зрение», «технологии компьютерного зрения» и т.д. применительно к задачам нефтегазовой отрасли;
- систематизировать опыт использования указанных решений для непрерывных и непрерывно-дискретных производств;
- разработать новые способы и алгоритмы решения функциональных задач обеспечения производственной безопасности с применением технологий компьютерного зрения, виртуальной и дополненной реальности.

С учетом решения указанных задач целесообразна разработка нормативной базы и методик расчета экономической эффективности внедрения соответствующих цифровых инициатив. Такая работа организована ПАО «Газпром». К ней привлечены Фонд «Национальное интеллектуальное развитие», ООО «Газпром информ», ООО «НИИгазэкономика», другие дочерние общества и организации ПАО «Газпром», системные интеграторы, разработчики программно-технических средств и программного обеспечения. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Шапиро Л., Стокман Дж. Компьютерное зрение // пер. с англ. А.А. Богуславского, под ред. С.М. Соколова. М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2006. 752 с.
2. Зуева Е.Ю. Компьютерное зрение в ИПМ им. В.М. Келдыша РАН – история развития // Математические машины и системы. 2009. № 4. С. 18–26.
3. Желтов С.Ю., Визильтер Ю.В. Перспективы интеллектуализации систем управления ЛА за счет применения технологий машинного зрения // Труды МФТИ. 2009. Т. 1, № 4. С. 164–181.
4. Иванов П.В., Бойков А.В. Области применения систем машинного зрения // Записки Горного института. 2011. Т. 192. С. 190–191.
5. Луков Д.К. Проблемы и перспективы применения машинного зрения // Международный научно-исследовательский журнал «Аллея Науки»: сетевое изд. 2018. № 11. (27). URL: https://alley-science.ru/domains_data/files/79December2018/PROBLEMY%20I%20PERSPEKTIVY%20PRIMENENIYA%20MASHINNOGO%20ZRENIYA.pdf (дата обращения: 08.11.2023).
6. СТО Газпром 18000.1-001-2021. Единая система управления производственной безопасностью. Основные положения // ООО «Газпром инвест»: офиц. сайт. URL: <https://invest.gazprom.ru/d/textpage/4b/75/sto-gazprom-18000.1-001-2021-osnovnye-polozheniya.pdf> (дата обращения: 08.11.2023).
7. Российская Федерация. Президент. Об Основах государственной политики Российской Федерации в области промышленной безопасности на период до 2025 года и дальнейшую перспективу: Указ Президента Российской Федерации от 06.05.2018 № 198 // Президент России: офиц. сайт. URL: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/43022> (дата обращения: 08.11.2023).
8. Дяченко И.А., Петропавлов В.Е., Муравьев В.В. и др. Опыт внедрения и эксплуатации отечественных автоматизированных технологических комплексов на месторождениях ООО «Газпром добыча Ноябрьск» // Газовая промышленность. 2021. № 9 (821). С. 164–170.
9. Семенов П.В., Семишкур Р.П., Дяченко И.А. Концептуальная модель реализации технологии «цифровых двойников» для предприятий нефтегазового комплекса // Газовая промышленность. 2019. № 7 (787). С. 24–30.

РАСЧЕТ ИНСПЕКЦИОННОГО ИНТЕРВАЛА ПРУЖИННОГО ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНОГО КЛАПАНА С ПРИМЕНЕНИЕМ РИСК-ОРИЕНТИРОВАННОГО ПОДХОДА ПО МЕТОДИКЕ API RP 581

УДК 658.588::621.643

А.В. Бриков, к.т.н., ООО «Сахалинская Энергия» (Южно-Сахалинск, Россия), alex_v_brikov@list.ru

С.И. Александрович, ООО «Арктик СПГ 2» (Новый Уренгой, Россия), alexandrovich_si@mail.ru

И.В. Климова, к.т.н., доц., ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого» (Санкт-Петербург, Россия), klimova_iv@spbstu.ru

Обеспечение промышленной безопасности – одна из главных целей любой компании. Ее достижение осуществляется путем синергетического воздействия различных факторов, выраженных в виде комплекса организационных и технических мероприятий, средств измерения и контроля режимов работы, автоматизированных систем управления и безопасности, на объект защиты. Среди мероприятий в области обеспечения промышленной безопасности можно выделить такую меру, как разработка программы инспекции применяемого на предприятии оборудования. В статье приводится пример использования методики, описанной в стандарте Американского института нефти API RP 581 (3-я ред.), для расчета инспекционного интервала пружинного предохранительного клапана колонны стабилизации газового конденсата, которая применяется на опасном производственном объекте. Детально описаны ход расчета и концепция определения риска отказа. Обоснована и доказана эффективность методики API RP 581 как инструмента, позволяющего снизить уровень риска до приемлемых значений. Имеющаяся практика использования риск-ориентированного подхода к оценке целостности оборудования, в частности пружинных предохранительных клапанов, может быть рекомендована к применению для повышения эффективности производства в Российской Федерации при обеспечении соответствующей нормативно-правовой базы.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ИНСПЕКЦИЯ, РЕВИЗИЯ, ФАКТОР РИСКА, РИСК-ОРИЕНТИРОВАННЫЙ ПОДХОД, API RP 581, ПРУЖИННЫЙ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЙ КЛАПАН, РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЙБУЛЛА.

Одна из приоритетных задач при эксплуатации опасных производственных объектов – обеспечение промышленной безопасности. Ее решение достигается путем синергетического воздействия различных факторов, выраженных в виде комплекса организационных и технических мероприятий, средств измерения и контроля режимов работы, автоматизированных систем управления и безопасности, на объект защиты [1, 2].

Среди основных технических устройств, обеспечивающих защиту производственных объек-

тов, можно отметить пружинный предохранительный клапан (ППК). Цель его применения заключается в предотвращении повреждения и разрушения технологического оборудования и трубопроводов в результате воздействия повышенного давления. Такие клапаны, как и любые другие технические устройства, требуют проведения инспекции и ТОиР [3–7]. Объем и периодичность подобных мероприятий указываются производителем в руководстве по эксплуатации ППК или эксплуатирующей организацией в производственных

инструкциях. В последнем случае, как правило, требования строго регламентированы на основании данных о скорости коррозии деталей затвора и возможности примерзания, прикипания и полимеризации (закупоривания) клапанов в рабочем состоянии. Подобный подход можно назвать традиционным, поскольку он применяется на большинстве российских предприятий в течение многих лет [8–10].

В международной практике широко распространен риск-ориентированный подход, или инспекция

A.V. Brikov, PhD in Engineering, Sakhalin Energy LLC (Yuzhno-Sakhalinsk, Russia), alex_v_brikov@list.ru

S.I. Alexandrovich, Arctic LNG 2 LLC (Novy Urengoy, Russia), alexandrovich_si@mail.ru

I.V. Klimova, PhD in Engineering, Associate Professor, Peter the Great Saint Petersburg Polytechnic University (Saint Petersburg, Russia), klimova_iv@spbstu.ru

Calculation of inspection interval for spring safety valve using risk-based approach according to API RP 581 methodology

Ensuring industrial safety is one of the main goals of any company. It is achieved through the synergistic impact of various factors, expressed as a complex of organizational and technical measures, means of measurement and control of operating modes, automated control and safety systems, on the protected object. Amongst the measures in the field of industrial safety, the development of an inspection programme for equipment used in the enterprise can be highlighted.

The article provides an example of using the methodology described in the American Petroleum Institute standard API RP 581 (3rd ed.) to calculate the inspection interval for a spring safety valve of a gas condensate stabilization column, which is used at a hazardous production facility. The calculation process and the concept of determining the risk of failure are described in detail. Using the API RP 581 methodology for reducing the risk to acceptable levels has been justified and proven as an efficient tool. The existing practice of using a risk-based approach to assess the integrity of equipment, particularly spring safety valves, can be recommended for implementation to enhance production efficiency in the Russian Federation if the appropriate regulatory framework is provided.

KEYWORDS: INSPECTION, AUDIT, RISK FACTOR, RISK-BASED APPROACH, API RP 581, SPRING SAFETY VALVE, WEIBULL DISTRIBUTION.

с учетом факторов риска, в основу которого заложена методология планирования и проведения инспекций с учетом результатов оценки риска отказа [11–18].

Целью представленной статьи стала демонстрация использования методики расчета инспекционного интервала ППК колонны стабилизации (КС) газового конденсата (ГК) СПГ-завода, описанной в стандарте Американского института нефти API RP 581 (3-я ред.) [17].

ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

Система стабилизации конденсата завода по производству СПГ предназначена для обеспечения требуемых характеристик ГК. К ее основным элементам относятся блок отделения воды от углеводородов в трехфазном сепараторе и блок стабилизации ГК.

Нестабильный конденсат от береговых сооружений поступает на границу установки СПГ-завода. Далее он подогревается теплоносителем для увеличения скорости отделения воды от углеводородов. Затем ГК подается в трехфазный сепаратор, где происходит разделение водной, углеводородной

и газовой фаз. Водная фаза собирается в отстойнике и отводится за пределы установки. Отходящий газ подается в блок компримирования верхнего продукта, где сжимается для повторной переработки с сырым газом.

Часть нестабильного конденсата направляется непосредственно на верхнюю тарелку КС, остальная подогревается в теплообменнике потоком стабильного конденсата из куба колонны перед подачей на промежуточную тарелку КС.

Стабильный конденсат собирается в кубе КС, охлаждается в теплообменнике потоком нестабильного конденсата и насосами подается в емкость хранения для последующей отгрузки. Колонна стабилизации ГК оборудована двумя ППК (DN 150/200) с пилотным управлением. Температура в нижней части КС составляет 140 °С, рабочее давление – 0,55 МПа, материальное исполнение системы – низкотемпературная углеродистая сталь. Установочное давление ППК – 1,00 МПа, расчетное давление колонны – 1,05 МПа. В качестве объекта исследования были выбраны ППК, установленные на КС ГК.

МЕТОДОЛОГИЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИНТЕРВАЛА ИНСПЕКЦИИ

Методика, описанная в стандарте API RP 581, – одна из самых распространенных методик инспекции с учетом факторов риска в нефтяной и нефтехимической промышленности. В соответствии с ней риск (R) определяется как комбинация вероятности отказа ($P_{\text{отказ}}$) в установленный период и его последствий ($C_{\text{отказ}}$). Математически это выражается формулой:

$$R = P_{\text{отказ}} \cdot C_{\text{отказ}} \quad (1)$$

Инспекция ППК осуществляется для того, чтобы убедиться в способности клапанов выполнять свою функцию по предотвращению превышения давления в защищаемом оборудовании. Дополнительно оценивается вероятность утечки по ППК и связанные с ней последствия.

В процессе эксплуатации ППК подвержены различным отклонениям от нормального режима работы, которые можно принципиально разделить на две категории отказов: механические и гидравлические. Первые выражаются, например, в невыполнении функции

«открытие», неполном открытии или открытии ППК при давлении, превышающем установленное. Гидравлические отказы сопровождаются утечкой среды и могут произойти при нарушении герметичности уплотнительных поверхностей, открытии клапана ниже установленного давления, неполном закрытии после сработки.

Наиболее негативные последствия возникают при механических отказах. Гидравлические отказы ППК не приводят к повышению давления, однако могут стать причиной потери продукта, изменений параметров производства, имеющих как технологические, так и экономические последствия.

Вероятность механического и гидравлического отказов выражается в виде функции времени эксплуатации. Данная зависимость описывается распределением Вейбулла. При отсутствии информации о работе оборудования параметры этого распределения принимаются по данным табл. 7.6 и 7.13 API RP 581. Однако по мере получения результатов инспекций они пересчитываются на основе теоремы Байеса.

Инспекция, ремонт или замена ППК дают возможность значительно снизить вероятность его отказа. Принцип методологии проведения инспекции с учетом факторов риска заключается в допущении, что проверка исправности клапана принудительным кратковременным открыванием (проверка подрывом), произведенная до очистки и ремонта, позволяет определить его состояние и эффективность работы. На основании данных испытаний проводится переоценка вероятности отказа. Это позволяет установить необходимую эффективность и интервал инспекций ППК. Требования к эффективности инспекций описаны в API RP 581 (табл. 2.С.3.1).

Согласно методике API RP 581 после проведения ремонта, настройки и регулировки значения срабатывания ППК в специализированной мастерской клапан достигает сво-

его исходного состояния и должен идентифицироваться «как новый». Дата ввода ППК в эксплуатацию остается прежней, но дата последней инспекции меняется на дату, когда клапан был отремонтирован. В этом случае интервал инспекций и новая дата очередной инспекции рассчитываются с даты ремонта.

В случаях, когда клапан заменяется на новый, дата ввода в эксплуатацию и дата проведения инспекции одинаковы. Интервал и новая дата инспекции, соответственно, должны быть рассчитаны с учетом даты замены ППК. Иногда проверка клапана подрывом проводится без последующего ремонта. В данном случае ППК идентифицируется не «как новый», а как был до проверки. Таким образом, вероятность отказа клапана может быть скорректирована с учетом данных о проверках. При этом дата последующего ремонта не изменяется.

Расчет механического отказа клапана

Под механическим отказом в статье подразумевается неспособность ППК выполнить функцию по предотвращению превышения давления в защищаемом оборудовании, что приводит к разгерметизации (порыву). Таким образом, принцип расчета вероятности механического отказа основывается на определении трех параметров: вероятности отказа сработки ППК по требованию, требуемой частоты сработок для определенного сценария превышения давления и вероятности отказа защищаемого оборудования при превышении давления. Вероятность механического отказа ППК рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{отказ } j}^{\text{мех}} = P_{\text{отказ } j}^{\text{сраб}} \cdot \nu_{\text{сраб } j}^{\text{треб}} \cdot P_{\text{отказ } j}^{\text{оборуд}} \quad (2)$$

где $P_{\text{отказ } j}^{\text{сраб}}$ – вероятность отказа сработки ППК по требованию для j -го сценария превышения давления, год⁻¹; $\nu_{\text{сраб } j}^{\text{треб}}$ – требуемая частота сработок для j -го сценария превышения давления, год⁻¹; $P_{\text{отказ } j}^{\text{оборуд}}$ –

вероятность отказа защищаемого оборудования при превышении давления для j -го сценария превышения давления, шт./год.

Расчет требуемой частоты сработок для j -го сценария превышения давления

Первый шаг в оценке вероятности механического отказа ППК – определение требуемой частоты сработок. Параметр $\nu_{\text{сраб } j}^{\text{треб}}$ определяется с учетом вероятности различных сценариев превышения давления и рассчитывается по формулам:

$$\nu_{\text{сраб } j}^{\text{треб}} = P_{\text{событ } j} \cdot f_{\text{сраб } j}^{\text{треб}} \quad (3)$$

$$\nu_{\text{сраб}}^{\text{треб}} = \sum_{j=1}^n \nu_{\text{сраб } j}^{\text{треб}} \quad (4)$$

где $P_{\text{событ } j}$ – вероятность возникновения события для j -го сценария, год⁻¹; $f_{\text{сраб } j}^{\text{треб}}$ – фактор уменьшения требования по сработке для j -го сценария.

В случае эксплуатации КС ГК завода по производству СПГ были определены следующие сценарии превышения давления в соответствии с табл. 7.2 API RP 581:

- пожар – 1;
- блокировка выходных штуцеров колонны при наличии административного контроля (об административном контроле подробнее см. прим. 1 табл. 7.2) – 4а;
- отказ клапана управления, возвращающегося в безопасное положение при отказе системы управления (fail safe), – 5;
- отказ трубок теплообменника – 8;
- перелив жидкости при наличии административного контроля – 11а.

Параметры $P_{\text{событ } j}$, $f_{\text{сраб } j}^{\text{треб}}$ и $\nu_{\text{сраб } j}^{\text{треб}}$ для данных событий приведены в табл. 1.

Расчет вероятности отказа сработки клапана по требованию для j -го сценария превышения давления

Согласно методике API RP 581 для расчета параметра $P_{\text{отказ } j}^{\text{сраб}}$ необходимо применять распределение Вейбулла. Его исходные параметры определены с учетом анализа

Таблица 1. Вероятность возникновения события, фактор уменьшения требования по сработке и требуемая частота сработок для сценариев превышения давления колонны стабилизации газового конденсата СПГ-завода
Table 1. Probability of event, response reduction factor and required response frequency for overpressure scenarios in the gas condensate stabilization column at the LNG plant

Наименование сценария Scenario	№ по табл. 7.2 [17] No. as per table 7.2 [17]	$P_{\text{событ } j}$, год ⁻¹ (year ⁻¹)	$f_{\text{треб сраб } j}$	$\nu_{\text{треб сраб } j}$, год ⁻¹ (year ⁻¹)
Пожар Fire	1	0,0040	0,1	0,0004
Блокировка выходных штуцеров колонны при наличии административного контроля Locking up the column outlet choke valves under administrative control	4a	0,0100	1,0	0,0100
Отказ клапана управления, возвращающегося в безопасное положение при отказе системы управления Failure of the control valve to return to the safe position in the event of a control system failure	5	0,1000	1,0	0,1000
Отказ трубок теплообменника Heat exchanger tubing failure	8	0,0010	1,0	0,0010
Перелив жидкости при наличии административного контроля Fluid overflow under administrative control	11a	0,0100	0,1	0,0010

Примечание. Здесь и далее обозначения см. на с. 125–126.
Note. Hereinafter, for symbols see p. 125–126.

Таблица 2. Избыточное давление системы, установочное давление клапана и их отношение, коэффициент превышения давления для сценариев превышения давления
Table 2. System overpressure, valve set pressure and their relationship, overpressure ratio for overpressure scenarios

Наименование сценария Scenario	№ по табл. 7.2 [17] No. as per table 7.2 [17]	$P_{\text{изб } j}$, МПа (MPa)	$P_{\text{уст}}$, МПа (MPa)	$P_{\text{изб } j}/P_{\text{уст}}$	F_{P_j} превыш
Пожар Fire	1	4,0	1,05	2,4	0,26
Блокировка выходных штуцеров колонны при наличии административного контроля Locking up the column outlet choke valves under administrative control	4a	2,2	1,05	1,4	0,76
Отказ клапана управления, возвращающегося в безопасное положение при отказе системы управления Failure of the control valve to return to the safe position in the event of a control system failure	5	2,2	1,05	1,4	0,76
Отказ трубок теплообменника Heat exchanger tubing failure	8	2,7	1,05	1,7	0,62
Перелив жидкости при наличии административного контроля Fluid overflow under administrative control	11a	2,2	1,05	1,2	0,76

случаев отказов ППК на промышленных предприятиях. Методика предусматривает корректировку начальных параметров с учетом условий и технологии эксплуатации, а также ряда других факторов.

Первый шаг в расчете $P_{\text{отказ } j}^{\text{сраб}}$ – определение условий эксплуатации клапана, которые делятся на три типа: легкие, средние и тяжелые. Руководство по определению типа условий эксплуатации для слу-

чаев отказа сработки клапана приведено в табл. 7.5 API RP 581. На его основании было определено, что условия в КС ГК завода по производству СПГ относятся к типу «средний».

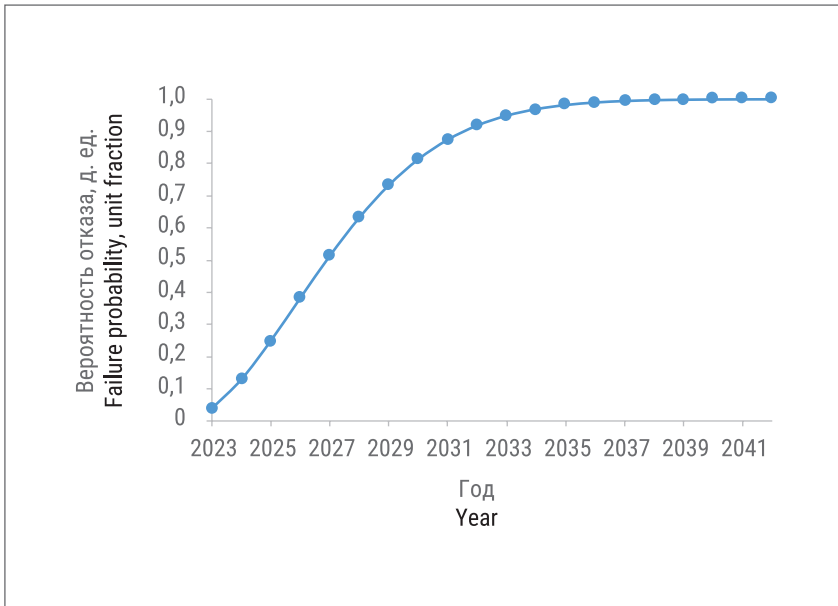


Рис. 1. Зависимость вероятности отказа клапана при открытии по требованию от времени эксплуатации без проведения инспекции
Fig. 1. Dependence of the probability of valve failure when opening on demand on the time of service without inspection

По табл. 7.6 API RP 581 с учетом условий эксплуатации и типа ППК (ППК с пилотным управлением) определены параметры β (параметр формы кривой Вейбулла) и $T_{усл f}$ (параметр условного срока службы по умолчанию, год). В рассматриваемом случае $\beta = 1,8$ и $T_{усл f} = 8,0$.

Как было указано, методика позволяет учесть условия и технологию эксплуатации ППК. Для этого используются поправочные коэффициенты для клапанов, сбрасывающих рабочую среду в закрытую систему или на факел ($F_{сброс}$), и фактор окружающей среды и условий эксплуатации ($F_{экспл}$). Параметр условного срока службы с учетом перечисленных факторов рассчитывается следующим образом:

$$T_{усл}^{экспл} = F_{сброс} \cdot F_{экспл} \cdot T_{усл f} \quad (5)$$

В рассматриваемом случае сброс углеводородов из КС производится в закрытую факельную систему: $F_{сброс} = 0,75$.

Факторы окружающей среды и условий эксплуатации (вибрация, пульсация и др.) могут в значительной степени повлиять на надежность работы ППК. Их оценка про-

водится в соответствии с табл. 7.7 API RP 581. В рассматриваемом случае $F_{экспл} = 1$. Таким образом, $T_{усл}^{экспл} = 0,75 \cdot 1,0 \cdot 8,0 = 6,0$.

Расчет вероятности отказа срабатки клапана по требованию проводится по формуле:

$$P_{отказ}^{сраб} = 1 - \exp\left[-\left(\frac{t}{T_{усл}^{инсп}}\right)^\beta\right] \quad (6)$$

где t – время эксплуатации ППК, год; $T_{усл}^{инсп}$ – параметр условного срока службы, учитывающий результаты инспекции ППК, год.

Далее приведены примеры расчетов $P_{отказ}^{сраб}$ при $t = 10$ лет для случаев, когда в период времени t инспекции не проводились, т.е. $T_{усл}^{инсп} = T_{усл}^{экспл}$; и когда инспекция была проведена через пять лет после начала эксплуатации.

Для случая $T_{усл}^{инсп} = T_{усл}^{экспл}$:

$$P_{отказ}^{сраб} = 1 - \exp\left[-\left(\frac{10}{6}\right)^{1,8}\right] = 0,92.$$

Таким образом, без проведения инспекции вероятность несработки ППК по требованию на 10-й год эксплуатации составляет 92 %.

Как было указано ранее, методика API RP 581 предполагает возможность уточнения параметров распределения Вейбулла,

в частности параметра условного срока службы. При наличии данных инспекции расчет проводится по формулам (7) – (12):

$$P_{отказ}^{сраб \text{ апrior}} = 1 - \exp\left[-\left(\frac{t}{T_{усл}^{экспл}}\right)^\beta\right] \quad (7)$$

$$P_{сраб \text{ апrior}} = 1 - P_{отказ}^{сраб \text{ апrior}} \quad (8)$$

где $P_{отказ}^{сраб \text{ апrior}}$ – априорная вероятность отказа сработки ППК при открытии по требованию, год⁻¹; $P_{сраб \text{ апrior}}$ – априорная вероятность сработки ППК по требованию, год⁻¹.

С учетом результатов проведенной инспекции возможно обновить параметр вероятности сработки клапана по требованию. Расчет производится с использованием фактора достоверности ($F_{дост}$), который определяется по табл. 7.7 API RP 581. В случае если ППК прошел инспекцию, расчет проводится по формуле (9), если не прошел – (10):

$$P_{отказ}^{сраб \text{ усл}} = (1 - F_{дост}^{сраб}) \cdot P_{отказ}^{сраб \text{ апrior}} \quad (9)$$

$$P_{отказ}^{сраб \text{ усл}} = F_{дост}^{отказ} \cdot P_{отказ}^{сраб \text{ апrior}} + (1 - F_{дост}^{отказ}) \cdot P_{отказ}^{сраб \text{ апrior}} \quad (10)$$

где $P_{отказ}^{сраб \text{ усл}}$ – условная вероятность отказа сработки ППК по требованию, год⁻¹; $F_{дост}^{сраб}$ – фактор достоверности при сработке ППК во время инспекции; $F_{дост}^{отказ}$ – фактор достоверности при отказе сработки во время инспекции.

Расчет взвешенной вероятности отказа сработки ППК по требованию ($P_{отказ}^{сраб \text{ взвеш}}$) проводится по формулам табл. 7.10 API RP 581. Их выбор зависит от уровня эффективности инспекции, который определяется в соответствии с табл. 2.С.3.1 прил. 2.С API RP 581.

Если допустить, что ППК прошел испытания и уровень инспекции соответствует категории А («высокая эффективность»), тогда расчет $P_{отказ}^{сраб \text{ взвеш}}$ проводится по формуле:

$$P_{отказ}^{сраб \text{ взвеш}} = P_{отказ}^{сраб \text{ апrior}} - 0,2 \cdot P_{отказ}^{сраб \text{ апrior}} \cdot \frac{t}{T_{усл}^{инсп}} + 0,2 \cdot P_{отказ}^{сраб \text{ усл}} \cdot \frac{t}{T_{усл}^{инсп}} \quad (11)$$

Параметр условного срока службы с учетом результатов инспекции клапана рассчитывается следующим образом:

$$T_{\text{усл}}^{\text{инсп}} = \frac{t}{(-\ln[1 - P_{\text{отказ}}^{\text{сраб взвеш}}])^{\frac{1}{\beta}}} \quad (12)$$

Далее продемонстрирован ход расчета $T_{\text{усл}}^{\text{инсп}}$ для ППК после пяти лет эксплуатации с учетом того, что клапан прошел испытания и уровень инспекции соответствует категории А («высокая эффективность»):

$$P_{\text{отказ}}^{\text{сраб априор}} = 1 - \exp\left[-\left(\frac{5}{6}\right)^{1,8}\right] = 0,51;$$

$$P_{\text{сраб априор}} = 1 - 0,51 = 0,49;$$

$$P_{\text{отказ}}^{\text{сраб усл}} = (1 - 0,9) \cdot 0,49 = 0,049;$$

$$P_{\text{отказ}}^{\text{сраб взвеш}} = 0,51 - 0,2 \cdot 0,51 \cdot \frac{5}{6} + 0,2 \cdot 0,049 \cdot \frac{5}{6} = 0,43;$$

$$T_{\text{усл}}^{\text{инсп}} = \frac{5}{(-\ln[1 - 0,43])^{\frac{1}{1,8}}} = 6,9;$$

$$P_{\text{отказ}}^{\text{сраб}} = 1 - \exp\left[-\left(\frac{10}{6,9}\right)^{1,8}\right] = 0,86.$$

Таким образом, при проведении инспекции вероятность отказа сработки ППК по требованию на 10-й год эксплуатации составляет 86 %.

Вероятность отказа сработки ППК зависит от значения превышения давления. По данным API RP 581, в случае, когда давление системы в четыре и более раз выше установочного давления ППК, вероятность механического отказа снижается в пять раз, т.е. коэффициент превышения давления $F_{P_j}^{\text{превыш}} = 0,2$. По API Standard 520 [19] тест ППК считается непройденным, если его открытие не произошло при давлении, в 1,3 раза превышающем установочное. В этом случае $F_{P_j}^{\text{превыш}} = 1,0$. В остальных случаях $F_{P_j}^{\text{превыш}}$ рассчитывается по формуле:

$$F_{P_j}^{\text{превыш}} = 1 - \frac{1}{3,375} \cdot \left(\frac{P_{\text{изб } j}}{P_{\text{уст}}} - 1,3\right), \quad (13)$$

где $P_{\text{уст}}$ – установочное давление ППК, МПа; $P_{\text{изб } j}$ – избыточное дав-

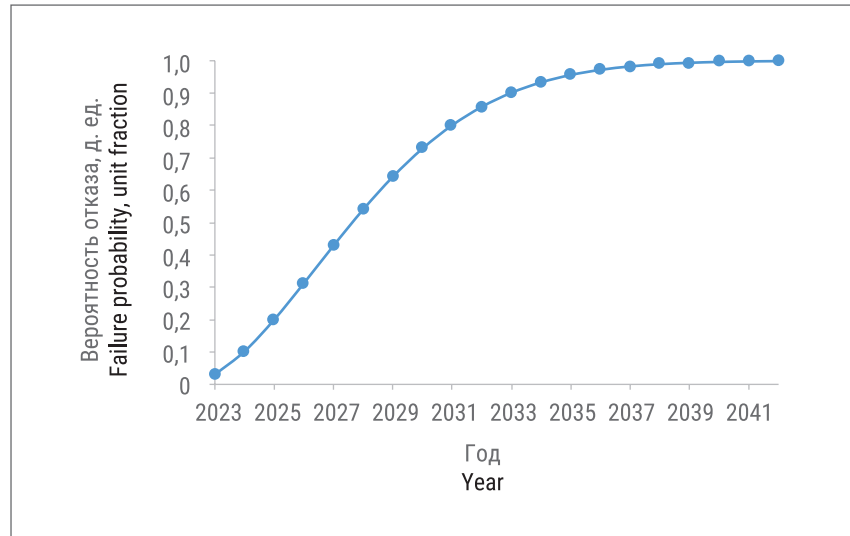


Рис. 2. Зависимость вероятности отказа сработки клапана по требованию от времени эксплуатации при проведении инспекции
Fig. 2. Dependence of the probability of valve failure to trip on demand on the time of operation during inspection

ление системы для j -го сценария превышения давления, МПа.

Уровень превышения давления зависит от реализуемого сценария. В этой связи $F_{P_j}^{\text{превыш}}$ должен быть определен для каждого сценария отдельно. Параметры $P_{\text{изб } j}$, $P_{\text{изб } j}/P_{\text{уст}}$ и $F_{P_j}^{\text{превыш}}$ для сценариев превышения давления КС ГК завода по производству СПГ приведены в табл. 2.

На рис. 1 и 2 показаны графики зависимости $P_{\text{отказ}}^{\text{сраб}}$ от t без проведения инспекции и при ее проведении соответственно.

Вероятность отказа сработки ППК по требованию для определенного сценария рассчитывается следующим образом:

$$P_{\text{отказ } j}^{\text{сраб}} = P_{\text{отказ}}^{\text{сраб}} \cdot F_{P_j}^{\text{превыш}} \quad (14)$$

В дальнейшем расчете используется значение $P_{\text{отказ}}^{\text{сраб}}$, уточненное по результатам инспекции: $P_{\text{отказ } 1}^{\text{сраб}} = 0,22$; $P_{\text{отказ } 4a}^{\text{сраб}} = 0,66$; $P_{\text{отказ } 5}^{\text{сраб}} = 0,66$; $P_{\text{отказ } 8}^{\text{сраб}} = 0,53$; $P_{\text{отказ } 11a}^{\text{сраб}} = 0,66$.

Расчет вероятности отказа защищаемого оборудования при превышении давления

Вероятность отказа оборудования по методологии API RP 581 определяется с учетом расчетного давления. Очевидно, что при отказе

ППК давление может превысить расчетное, и вероятность отказа увеличивается. $P_{\text{отказ } j}^{\text{оборуд}}$ при отказе ППК вычисляется по формуле:

$$P_{\text{отказ } j}^{\text{оборуд}} = 0,031\ 288\ 1 \cdot v_{\text{отказ}}^{\text{тип}} \cdot f_{\text{деград}}^{\text{тип}} \cdot F_{MS} \cdot e^{3,464\ 837 \cdot \frac{P_{\text{изб } j}}{P_{\text{раб}}^{\text{max}}}} \quad (15)$$

где $v_{\text{отказ}}^{\text{тип}}$ – частота типичных отказов, год⁻¹; F_{MS} – коэффициент системы управления предприятием; $f_{\text{деград}}^{\text{тип}}$ – фактор специфических для данного объекта механизмов деградации (рассчитывается на 10-й год эксплуатации); $P_{\text{раб}}^{\text{max}}$ – максимально допустимое рабочее давление, МПа.

Указанные параметры для КС ГК были рассчитаны авторами в работе [20]. Максимально допустимое рабочее давление было принято по паспортным данным и составило 1,8 МПа. Таким образом,

$$P_{\text{отказ } 1}^{\text{оборуд}} = 0,031\ 288\ 1 \cdot 3,06 \cdot 10^{-5} \cdot 6,768 \cdot 1 \cdot e^{3,464\ 837 \cdot \frac{4,0}{1,8}} = 0,0143;$$

$$P_{\text{отказ } 4a}^{\text{оборуд}} = 0,0004; P_{\text{отказ } 5}^{\text{оборуд}} = 0,0004; P_{\text{отказ } 8}^{\text{оборуд}} = 0,0012; P_{\text{отказ } 11a}^{\text{оборуд}} = 0,0004.$$

Расчет вероятности механического отказа ППК для всех определенных сценариев

превышения давления проводится по формуле (2):

$$P_{\text{отказ } 1}^{\text{мех}} = 0,220 \cdot 0,0004 \cdot 0,01430 = 1,3 \cdot 10^{-6};$$

$$P_{\text{отказ } 4a}^{\text{мех}} = 0,656 \cdot 0,0100 \cdot 0,00045 = 2,9 \cdot 10^{-6};$$

$$P_{\text{отказ } 5}^{\text{мех}} = 0,656 \cdot 0,1000 \cdot 0,00045 = 29,5 \cdot 10^{-6};$$

$$P_{\text{отказ } 8}^{\text{мех}} = 0,530 \cdot 0,0010 \cdot 0,00120 = 0,6 \cdot 10^{-6};$$

$$P_{\text{отказ } 11a}^{\text{мех}} = 0,660 \cdot 0,0010 \cdot 0,00040 = 0,3 \cdot 10^{-6}.$$

График зависимости $P_{\text{отказ } j}^{\text{мех}}$ от времени эксплуатации в период 2023–2042 гг. приведен на рис. 3. Видно, что наибольшая вероятность отказа сработки ППК связана с отказом клапана управления.

Расчет гидравлического отказа клапана

Принцип расчета вероятности гидравлического отказа ППК ($P_{\text{отказ } j}^{\text{гидр}}$) в определенной степени аналогичен расчету вероятности механического отказа. Однако первый не зависит от требуемой частоты сработки и не приводит к отказу защищаемого оборудования. Это означает, что в формуле (2) значения $v_{\text{сраб } j}^{\text{треб}}$ и $P_{\text{отказ } j}^{\text{оборуд}}$ отсутствуют, а вероятность отказа определяется только распределением Вейбулла.

Так как вероятности гидравлического и механического отказов определяются аналогичным образом, подробно расчет гидравлического отказа в статье не приводится. Стоит отметить, что расчетные значения распределения Вейбулла и коэффициенты принимаются по данным соответствующих таблиц API RP 581.

Расчет проводился для случая $T_{\text{инсп}} = T_{\text{экспл}}^{\text{усл}}$. В результате значение $P_{\text{отказ } j}^{\text{гидр}}$ на 10-й год эксплуатации составило 0,24. График зависимости вероятности гидравлического отказа ППК от времени эксплуатации приведен на рис. 4. Необходимо обратить внимание, что форма

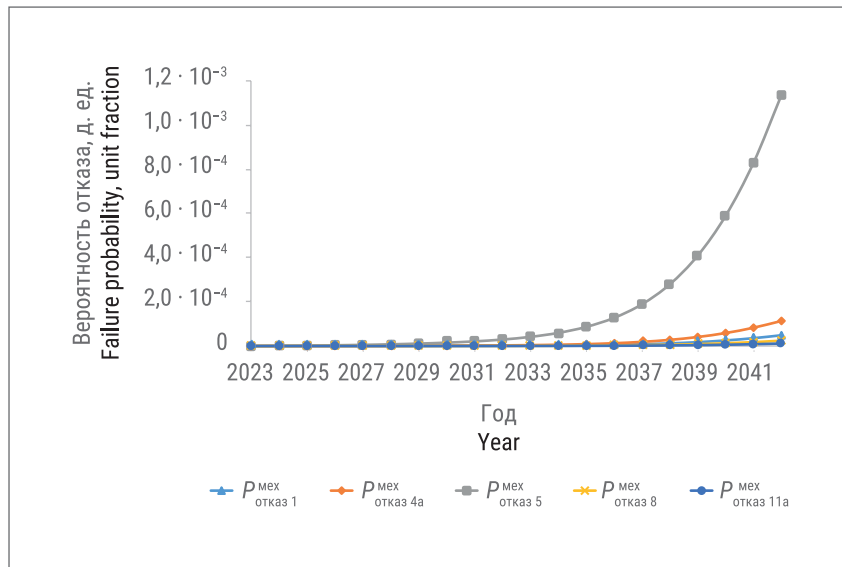


Рис. 3. Зависимость вероятности механического отказа пружинного предохранительного клапана от времени эксплуатации
Fig. 3. Dependence of the probability of mechanical failure of a spring safety valve on the operating time

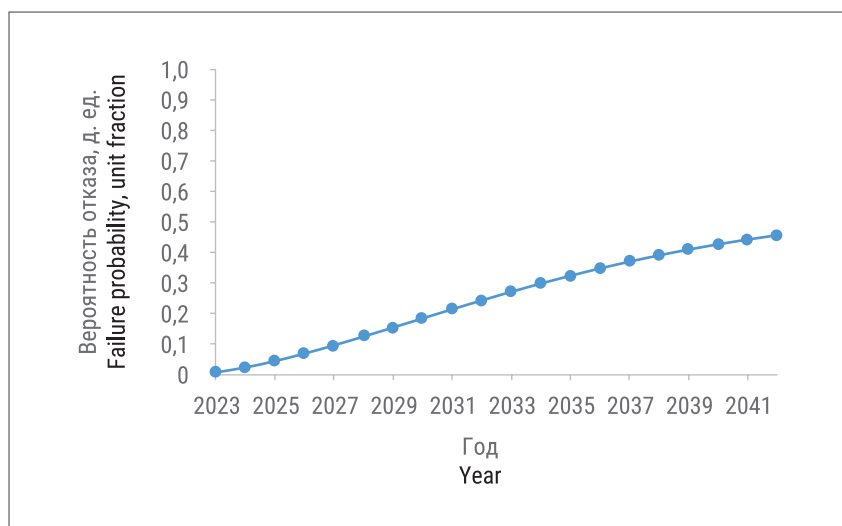


Рис. 4. Зависимость вероятности гидравлического отказа пружинного предохранительного клапана от времени эксплуатации без проведения инспекции
Fig. 4. Dependence of the probability of hydraulic failure of the spring safety valve on the operating time without inspection

вероятностных кривых для $P_{\text{отказ } j}^{\text{гидр}}$ и $P_{\text{отказ } j}^{\text{мех}}$ отличается, а значение $P_{\text{отказ } j}^{\text{гидр}}$ существенно выше (см. рис. 1 и 4).

Расчет последствий механического и гидравлического отказов клапана

Расчет последствий отказа в методике API RP 581 – достаточно сложная и трудоемкая задача. Она подразделяется на два уровня

в зависимости от детализации. Описание проведенного расчета последствий механического отказа требует большого объема дополнительной информации, поэтому в данной статье не приводится.

Последствия механического отказа ППК были определены как $S_{\text{отказ}}^{\text{пож}} = 92,9 \text{ м}^2$, где $S_{\text{отказ}}^{\text{пож}}$ – количественный показатель последствий отказа при пожаре, выраженный площадью воздействия. Это зна-

Таблица 3. Расчетные значения последствий отказа пружинного предохранительного клапана для различных сценариев превышения давления
Table 3. Calculated values of the consequences of failure of the spring safety valve for various scenarios of overpressure

Наименование сценария Scenario	№ по табл. 7.2 [17] No. as per table 7.2 [17]	$P_{изб}$, МПа (MPa)	$P_{изб}/P_{раб}$	$C_{отказ}^{пож}$, м ² (m ²)
Пожар Fire	1	4,0	7,3	675,6
Блокировка выходных штуцеров колонны при наличии административного контроля Locking up the column outlet choke valves under administrative control	4a	2,2	4,0	371,6
Отказ клапана управления, возвращающегося в безопасное положение при отказе системы управления Failure of the control valve to return to the safe position in the event of a control system failure	5	2,2	4,0	371,6
Отказ трубок теплообменника Heat exchanger tubing failure	8	2,7	4,9	456,1
Перелив жидкости при наличии административного контроля Fluid overflow under administrative control	11a	2,2	4,0	371,6

чение использовалось для оценки последствий для различных сценариев превышения давления. Показатель $C_{отказ}^{пож}$ был рассчитан для рабочего давления колонны ($P_{раб}$), равного 0,55 МПа. Он зависит от превышения давления для каждого случая. В целях учета влияния превышения давления был введен и рассчитан соответствующий коэффициент $P_{изб}/P_{раб}$. Значения $C_{отказ}^{пож}$ приведены в табл. 3. Расчет последствий гидравлического отказа ППК производился по формуле:

$$C_{отказ}^{гидр} = V_{отказ}^{прод} + V_{потерь}^{экол} + V_{затрат}^{рем} + V_{затрат}^{прост} \quad (16)$$

где $C_{отказ}^{гидр}$ – последствия гидравлического отказа ППК, долл. США; $V_{отказ}^{прод}$ – стоимость потерянного в результате утечки продукта, долл. США; $V_{затрат}^{экол}$ – затраты на ликвидацию экологических последствий утечки, долл. США; $V_{затрат}^{рем}$ – затраты, связанные с ремонтом и обслуживанием ППК, долл. США; $V_{затрат}^{прост}$ – затраты, связанные с простоем производства во время ремонта ППК, долл. США.

Стоимость потерянного в результате утечки продукта рассчитывается по формулам (17) – (21):

$$Q_{отказ}^{част} = 0,01 \cdot Q_{max} \quad (17)$$

$$Q_{отказ}^{полн} = 0,25 \cdot Q_{max} \quad (18)$$

где $Q_{отказ}^{част}$ и $Q_{отказ}^{полн}$ – скорость утечки при частичном и полном гидравлическом отказе ППК соответственно, кг/ч; Q_{max} – пропускная способность ППК, кг/ч.

По данным API RP 581, при частичном гидравлическом отказе скорость утечки составляет не более 1 % от пропускной способности клапана, при полном – 25 %. Значение Q_{max} было принято по паспорту ППК и составило 35 700 кг/ч, соответственно:

$$Q_{отказ}^{част} = 0,01 \cdot 35\,700 = 357 \text{ кг/ч};$$

$$Q_{отказ}^{полн} = 0,25 \cdot 35\,700 = 8925 \text{ кг/ч}.$$

Размер входного штуцера ППК более 150 мм, поэтому в соответствии с табл. 7.15 API RP 581 время утечки при частичном гидравлическом отказе ($t_{отказ}^{част}$) до ее обнаружения составило 2 сут. Время утечки при полном гидравлическом отказе ($t_{отказ}^{полн}$) до обнаружения стандартное, не зависит от размера ППК и равно 0,021 сут.

При сработке ППК углеводороды сбрасываются на факел

для сжигания и не подвергаются регенерации. В этой связи коэффициент регенерации $F_{рег} = 1,0$. Расчет стоимости потерянного продукта в результате обычной утечки и утечки при заклинивании клапана проводился по формулам (19) и (20):

$$V_{отказ}^{прод\ част} = 24 \cdot F_{рег} \cdot V_{прод} \cdot t_{отказ}^{част} \cdot Q_{отказ}^{част} \quad (19)$$

$$V_{отказ}^{прод\ полн} = 24 \cdot F_{рег} \cdot V_{прод} \cdot t_{отказ}^{полн} \cdot Q_{отказ}^{полн} \quad (20)$$

где $V_{отказ}^{прод\ част}$ и $V_{отказ}^{прод\ полн}$ – стоимость потерянного продукта в результате частичного и полного гидравлического отказа ППК соответственно, долл. США; $V_{прод}$ – удельная стоимость продукта (для расчета принято, что $V_{прод} = 0,1$ долл. США/кг).

Таким образом,

$$V_{отказ}^{прод\ част} = 24 \cdot 1,0 \cdot 0,1 \cdot 2 \cdot 357 = 1714 \text{ долл. США};$$

$$V_{отказ}^{прод\ полн} = 24 \cdot 1,0 \cdot 0,1 \cdot 0,021 \cdot 8925 = 446 \text{ долл. США}.$$

Для простоты расчета параметры $V_{затрат}^{экол}$, $V_{затрат}^{рем}$, $V_{затрат}^{прост}$ принимались равными нулю. В этом случае последствия утечки по клапану

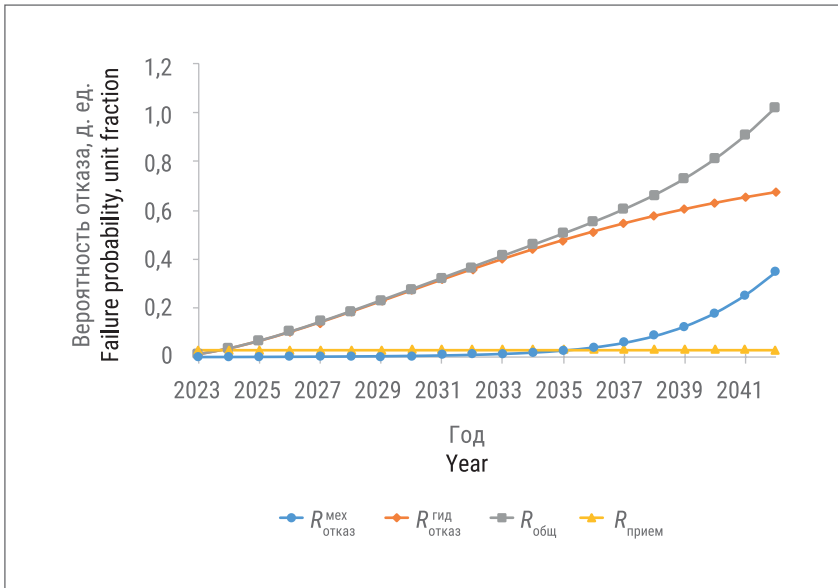


Рис. 5. Суммарный риск в период 2023–2042 гг.
Fig. 5. Cumulative risk for 2023–2042

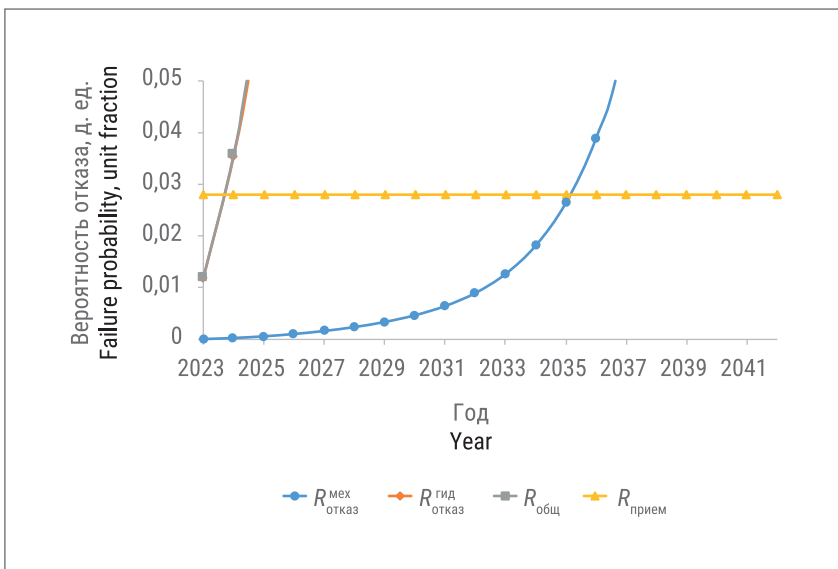


Рис. 6. Суммарный риск в период 2023–2042 гг. в уточненном масштабе
Fig. 6. Cumulative risk for 2023–2042 in a refined scale

рассчитываются следующим образом:

$$C_{\text{отказ}}^{\text{гидр}} = 0,9 \cdot V_{\text{потерь}}^{\text{прод част}} + 0,1 \cdot V_{\text{потерь}}^{\text{прод полн}} \quad (21)$$

т. е. $C_{\text{отказ}}^{\text{гидр}} = 0,9 \cdot 1714 + 0,1 \cdot 446 = 1587$ долл. США.

Учитывая, что последствия отказа ППК при его открытии были рассчитаны для случая пожара, последствия утечки по клапану пересчитывались пропорционально

на основании данных табл. 4.1М и 4.2 API RP 581. В результате условного пересчета $C_{\text{отказ}}^{\text{гидр}} = 1,47 \text{ м}^2$.

Расчет риска отказа сработки клапана и утечки

Матричный способ оценки риска предполагает откладывание по оси абсцисс категории последствий, по оси ординат – их вероятности, результирующая которых представляет собой уровень риска. Количественные критерии вероятности и последствий отказа,

а также их связь с качественными критериями приведены в табл. 4.1М API RP 581. Принято, что приемлемый уровень риска ($R_{\text{прием}}$) определяется зеленой зоной матрицы, а в числовом выражении не должен превышать 0,028. Расчет риска механического и гидравлического отказа сработки клапана и утечки производился по формуле:

$$R_{\text{общ}} = \sum_{j=1}^n P_{\text{отказ } j}^{\text{оборуд}} \cdot C_{\text{отказ}}^{\text{пож}} + P_{\text{отказ}}^{\text{гидр}} \cdot C_{\text{отказ}}^{\text{гидр}} \quad (22)$$

где $R_{\text{общ}}$ – общий риск эксплуатации ППК, $\text{м}^2/\text{год}$.

Следовательно, на 10-й год эксплуатации ППК общий риск составит: $R_{\text{общ}} = 1,3 \cdot 10^{-6} \cdot 675,6 + 2,9 \cdot 10^{-6} \cdot 371,6 + 29,5 \cdot 10^{-6} \cdot 371,6 + 0,6 \cdot 10^{-6} \cdot 456,1 + 0,6 \cdot 10^{-6} \cdot 371,6 + 0,24 \cdot 1,47 = 0,37$.

При сравнении видно, что суммарный риск на дату анализа в 13 раз превышает максимально приемлемый. Расчет суммарного риска в период 2023–2042 гг. приведен на рис. 5 и 6.

Таким образом, суммарный уровень риска определяется риском гидравлического отказа ППК, когда при низких последствиях утечки высока его вероятность. На основании расчета установлено, что уровень риска превысит предельно допустимый во втором полугодии 2023 г. В этой связи рекомендуемый инспекционный интервал данного клапана составит 1,5 года (18 мес.).

В соответствии с требованиями [5], а также с учетом скорости коррозии оборудования (0,12 мм/год по [21]) и условий его эксплуатации периодичность ревизии ППК не должна превышать 18 мес. В руководстве по эксплуатации клапана заявленная производителем периодичность технического обслуживания составляет 12 мес.

Необходимо отметить, что по инструкции [5] периодичность ревизии, ремонта и регулировки ППК определяется с учетом условий и опыта его эксплуатации, вредного воздействия рабочей среды (коррозия, примерзание, прикипание, полимеризация). При этом

последствия отказа (например, потери продукта при утечке) в расчет не принимаются. В свою очередь, стандарт API RP 581 показывает, что в рассматриваемом случае определяющим фактором для проведения инспекции выступают утечка и потеря продукта. Вероятно, рекомендуемая производителем периодичность инспекции (12 мес.) основывается не на техническом анализе условий эксплуатации или скорости коррозии, а лишь на желании обезопасить себя от возможных претензий со стороны эксплуатирующей организации, назначив низкий инспекционный интервал и тем самым обеспечив более надежную работу клапана.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Методология риск-ориентированного подхода к инспекции широко применяется в мировой практике и положительно зарекомендовала себя как инструмент обеспечения целостности оборудования. В статье представлен пример расчета инспекционного интервала для ППК установки ста-



Фото: www.shutterstock.com

билизации ГК СПГ-завода по методике API RP 581 на основе определения риска.

С течением времени методы организации производственных процессов совершенствуются, соответственно, должны совершенствоваться и методы обеспечения промышленной безопасности. Эти изменения должны находить отражение в современных принципах организации ТОиР. Важный вклад в обеспечение промышленной безопасности вносят производители оборудования. В этой связи обязательным условием примене-

ния методологии риск-ориентированного подхода должно быть согласование расчетных методик с производителями. На сегодняшний день в России отсутствуют соответствующая нормативно-правовая база и методологическое обеспечение, что осложняет практическую реализацию методологии риск-ориентированного подхода. Возможно повышение эффективности производства за счет уменьшения времени простоя оборудования для подготовки и проведения инспекции путем решения данной проблемы. ■

СПИСОК УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ List of symbols

β – параметр формы кривой Вейбулла
Weibull curve shape parameter

$V_{отказ}^{тип}$ – частота типичных отказов, год⁻¹
typical failure rate, year⁻¹

$V_{сраб j}^{треб}$ – требуемая частота сработок для j -го сценария превышения давления, год⁻¹
required frequency of activation for the j th overpressure scenario, year⁻¹

$C_{отказ}$ – последствия отказа
consequences of failure

$C_{отказ}^{гидр}$ – последствия гидравлического отказа клапана, долл. США
consequences of hydraulic valve failure, USD

$C_{отказ}^{пож}$ – количественный показатель последствий отказа при пожаре, м²
quantitative indicator of the consequences of failure in a fire, m²

F_{MS} – коэффициент системы управления предприятием
enterprise management system factor

$F_{Pj}^{превыш}$ – коэффициент превышения давления
overpressure factor

$f_{деград}^{тип}$ – фактор специфических для данного объекта механизмов деградации
factor of degradation mechanisms specific to the object

$F_{дост}$ – фактор достоверности
credibility factor

$F_{отказ дост}^{отказ}$ – фактор достоверности при отказе сработки во время инспекции
credibility factor for failure to activate during inspection

$F_{отказ дост}^{сраб}$ – фактор достоверности при сработке во время инспекции
credibility factor when activated during inspection

$F_{рег}$ – коэффициент регенерации
recovery factor

$F_{сброc}$ – поправочный коэффициент для клапанов, сбрасывающих рабочую среду в закрытую систему или на факел
correction factor for valves that discharge the working fluid into a closed system or to a flare

$f_{сраб j}^{треб}$ – фактор уменьшения требования по сработке для j -го сценария
factor reducing the response requirement for the j th scenario

$F_{экспл}$ – фактор окружающей среды и условий эксплуатации
environmental and operating conditions factor

$P_{max}^{раб}$ – максимально допустимое рабочее давление, МПа
maximum permissible working pressure, MPa

$P_{изб j}$ – избыточное давление системы для j -го сценария превышения давления, МПа
system overpressure for the j th scenario, MPa
 $P_{отказ}$ – вероятность отказа, год⁻¹
probability of failure, year⁻¹
 $P_{гидр\ отказ}$ – вероятность гидравлического отказа клапана, год⁻¹
probability of valve hydraulic failure, year⁻¹
 $P_{мех\ отказ j}$ – вероятность механического отказа клапана для j -го сценария превышения давления, год⁻¹
probability of valve mechanical failure for the j th overpressure scenario, year⁻¹
 $P_{оборуд\ j}$ – вероятность отказа защищаемого оборудования при превышении давления для j -го сценария превышения давления, шт./год
probability of failure of protected equipment when pressure is exceeded for the j th scenario of overpressure, pieces/year
 $P_{сраб\ отказ j}$ – вероятность отказа сработки клапана по требованию для j -го сценария превышения давления, год⁻¹
probability of valve activation failure on demand for the j th overpressure scenario, year⁻¹
 $P_{сраб\ априор}$ – априорная вероятность отказа сработки клапана при открытии по требованию, год⁻¹
a priori probability of valve activation failure when opening on demand, year⁻¹
 $P_{сраб\ взвеш}$, $P_{сраб\ усл\ j}$ – взвешенная и условная вероятность отказа сработки клапана по требованию, год⁻¹
weighted and conditional probability of valve activation failure on demand, year⁻¹
 $P_{раб}$ – рабочее давление колонны, МПа
column operating pressure, MPa
 $P_{событ j}$ – вероятность возникновения события для j -го сценария, год⁻¹
probability of an event occurring for the j th scenario, year⁻¹
 $P_{сраб\ априор}$ – априорная вероятность сработки клапана по требованию, год⁻¹
a priori probability of valve activation on demand, year⁻¹
 $P_{уст}$ – установочное давление клапана, МПа
valve setting pressure, MPa
 Q_{max} – пропускная способность клапана, кг/ч
valve capacity, kg/h
 $Q_{отказ\ част}$, $Q_{отказ\ полн}$ – скорость утечки при частичном и полном гидравлическом отказе клапана, кг/ч
leakage rate for partial and complete hydraulic failure of the valve, kg/h

R – риск
risk
 $R_{мех\ отказ}$, $R_{гид\ отказ}$ – риск механического и гидравлического отказа
risk of mechanical and hydraulic failure
 $R_{общ}$ – общий риск эксплуатации клапана, м²/год
total risk of valve operation, m²/year
 $R_{прием}$ – приемлемый уровень риска
acceptable level of risk
 t – время эксплуатации клапана, год
valve operation time, year
 $t_{отказ\ част}$, $t_{отказ\ полн}$ – время утечки при частичном и полном гидравлическом отказе клапана, сут
leakage time for partial and complete hydraulic failure of the valve, days
 $T_{усл\ f}$ – параметр условного срока службы по умолчанию, год
default conditional service life parameter, year
 $T_{инсп\ усл}$ – параметр условного срока службы, учитывающий результаты инспекции клапана, год
conditional service life parameter, taking into account the results of valve inspection, year
 $T_{экссп\ усл}$ – параметр условного срока службы, учитывающий условия и технологию эксплуатации клапана, год
conditional service life parameter, taking into account the operating conditions and technology of the valve, year
 $V_{затрат\ прост}$ – затраты, связанные с простоем производства во время ремонта клапана, долл. США
costs associated with production downtime during valve repair, USD
 $V_{затрат\ рем}$ – затраты, связанные с ремонтом и обслуживанием клапана, долл. США
costs associated with valve repair and maintenance, USD
 $V_{затрат\ экол}$ – затраты на ликвидацию экологических последствий утечки, долл. США
costs of eliminating the environmental consequences of a leak, USD
 $V_{потерь\ прод}$ – стоимость потерянного в результате утечки продукта, долл. США
cost of product lost due to leakage, USD
 $V_{потерь\ прод\ част}$, $V_{потерь\ прод\ полн}$ – стоимость потерянного продукта в результате частичного и полного гидравлического отказа клапана, долл. США
cost of lost product due to partial and total hydraulic valve failure, USD
 $V_{прод}$ – удельная стоимость продукта, долл. США/кг
unit cost of product, USD/kg

ЛИТЕРАТУРА

1. Гуревич Д.Ф. Трубопроводная арматура. 3-е изд. М.: URSS, 2008. 366 с.
2. Гуревич Д.Ф., Заринский О.Н., Косых С.И. и др. Трубопроводная арматура с автоматическим управлением / под общ. ред. С.И. Косых. Л.: Машиностроение, 1982. 320 с.
3. ГОСТ Р 52720–2007. Арматура трубопроводная. Термины и определения // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200050073> (дата обращения: 10.11.2023).
4. Гошко А.И. Арматура промышленная общего и специального назначения: в 2 кн. М.: Мелго, 2007.
5. ИПКМ–2005. Порядок эксплуатации, ревизии и ремонта пружинных предохранительных клапанов, мембранных предохранительных устройств нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий Минпромэнерго России. М.: СГМ, 2006. 76 с.
6. Российская Федерация. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»: приказ Федер. службы по экол., технол. и атом. надзору от 21.12.2021 № 444 // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/727902346> (дата обращения: 10.11.2023).
7. Российская Федерация. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования,

- работающего под избыточным давлением»: приказ Федер. службы по экол., технол. и атом. надзору от 15.12.2020 № 536 // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/573275722> (дата обращения: 10.11.2023).
8. СТО Газпром 2-2.3-253-2009. Методика оценки технического состояния и целостности газопроводов // Охрана труда в России: информ. портал. URL: https://ohranatruda.ru/ot_biblio/norma/248938/ (дата обращения: 10.11.2023).
 9. ГОСТ Р 55234.3-2013. Практические аспекты менеджмента риска. Процедуры проверки и технического обслуживания оборудования на основе риска // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200108150> (дата обращения: 10.11.2023).
 10. ГОСТ Р 58771-2019. Менеджмент риска. Технологии оценки риска // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200170253> (дата обращения: 10.11.2023).
 11. Ma Z.-Y., Hou J.-S., Cai L., et al. Research on the advancement of Russia oil pump unit operation and maintenance standards // Automation in Petro-Chemical Industry. 2016. Vol. 52, No. 5. URL: <https://www.syhgzdh.com/EN/abstract/abstract388.shtml> (дата обращения: 10.11.2023).
 12. Trasatti S.P. Risk-based inspection and integrity management of pipeline systems // Degradation assessment and failure prevention of pipeline systems / ed. by G. Bolzon et al. Cham, Switzerland: Springer, 2021. P. 89-98. DOI: 10.1007/978-3-030-58073-5_7.
 13. Shafiee M., Soares C.G. New advances and developments in risk-based inspection (RBI) of marine structures // Proceedings of the 30th European Safety and Reliability Conference and the 15th Probabilistic Safety Assessment and Management Conference / ed. by P. Baraldi et al. Singapore: Research Publishing, 2020. P. 4485-4492. DOI: 10.3850/978-981-14-8593-0.
 14. СТ РК 3731-2021. Промышленность нефтяная и газовая. Техническое освидетельствование оборудования с учетом факторов риска. Нур-Султан: Госстандарт, 2022. 120 с.
 15. DS/CWA 15740-2008. Risk-based inspection and maintenance procedures for European industry (RIMAP) // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/431826237> (дата обращения: 10.11.2023). Режим доступа: после приобретения.
 16. EN 16991:2018. Risk-based inspection framework. Brussels: CEN, 2018. 86 p.
 17. API RP 581. Risk-based inspection methodology. 3rd ed. // American Petroleum Institute: офиц. сайт. URL: <https://www.api.org/> (дата обращения: 10.11.2023). Режим доступа: после приобретения.
 18. Сингуров А.А., Дерябин П.Г. Инспекция оборудования с учетом факторов риска в компании «Сахалин Энерджи» // Газовая промышленность. 2018. № 12 (778). С. 114-121.
 19. API Standard 520. Sizing, selection, and installation of pressure-relieving devices. Part I – Sizing and selection. 10th ed. // American Petroleum Institute: офиц. сайт. URL: <https://www.api.org/> (дата обращения: 10.11.2023). Режим доступа: после приобретения.
 20. Бриков А.В., Александрович С.И. Расчет инспекционного интервала с применением риск-ориентированного подхода по методике API RP 581 // Газовая промышленность. 2023. № 2 (845). С. 44-53.
 21. Бриков А.В., Александрович С.И., Белкин Д.С. и др. Алгоритм расчета инспекционного интервала технологического трубопровода с применением риск-ориентированного подхода по методике API 581 // Безопасность труда в промышленности. 2023. № 4. С. 75-83. DOI: 10.24000/0409-2961-2023-4-75-83.

REFERENCES

- (1) Gurevich DF. *Pipeline Valves*. 3rd ed. Moscow: URSS; 2008. (In Russian)
- (2) Gurevich DF, Zarinskiy ON, Kosykh SI (ed.), Tarasiev Yul, Shchuchinskiy SKh. *Automatically Controlled Pipeline Valves*. Leningrad: Mechanical Engineering [Mashinostroenie]; 1982. (In Russian)
- (3) Federal Agency on Technical Regulating and Metrology (Rosstandart). *GOST R 52720-2007 (state standard). Pipeline valves. Terms and definitions*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/1200050073> [Accessed: 10 November 2023]. (In Russian)
- (4) Goshko AI. *Industrial Valves for General and Special Purposes*. Moscow: Melgo; 2007. (In Russian)
- (5) Council of Chief Mechanics of Oil Refining and Petrochemical Enterprises of Russia and CIS Countries. *IPKM-2005 (instructions). Procedure for operation, inspection, and repair of spring safety valves, membrane safety devices of oil refineries and petrochemical enterprises of the Ministry of Industry and Energy of the Russian Federation*. Moscow: Council of Chief Mechanics of Oil Refining and Petrochemical Enterprises of Russia and CIS Countries; 2006. (In Russian)
- (6) Federal Service for Environmental, Technological, and Nuclear Supervision (Rostekhnadzor). *Order No. 444 dated 21 December 2021. On approval of federal norms and rules in the field of industrial safety "Rules for the Safe Operation of Process Pipelines"*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/727902346> [Accessed: 10 November 2023]. (In Russian)
- (7) Rostekhnadzor. *Order No. 536 dated 15 December 2020. On approval of federal norms and rules in the field of industrial safety "Industrial Safety Rules when Using Equipment Operating Under Overpressure"*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/573275722> [Accessed: 10 November 2023]. (In Russian)
- (8) OAO Gazprom (open joint-stock company). *STO Gazprom 2-2.3-253-2009 (company standard). Methodology for assessing the technical condition and integrity of gas pipelines*. Available from: https://ohranatruda.ru/ot_biblio/norma/248938/ [Accessed: 10 November 2023]. (In Russian)
- (9) Rosstandart. *GOST R 55234.3-2013. Practical aspects of management of risk. Risk-based inspection and maintenance procedures*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/1200108150> [Accessed: 10 November 2023]. (In Russian)
- (10) Rosstandart. *GOST R 58771-2019. Risk management. Risk assessment technologies*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/1200170253> [Accessed: 10 November 2023]. (In Russian)
- (11) Ma Z-Y, Hou J-S, Cai L, Zhang Z-G, Ma W-P. Research on the advancement of Russia oil pump unit operation and maintenance standards. *Automation in Petro-Chemical Industry*. 2016; 52(5). <https://www.syhgzdh.com/EN/abstract/abstract388.shtml>.
- (12) Trasatti SP. Risk-based inspection and integrity management of pipeline systems. In: Bolzon G, Gabetta G, Nykyforchyn H (eds.) *Degradation assessment and failure prevention of pipeline systems*. Cham, Switzerland: Springer; 2021. p. 89-98. https://doi.org/10.1007/978-3-030-58073-5_7.
- (13) Shafiee M, Soares CG. New advances and developments in risk-based inspection (RBI) of marine structures. In: Baraldi P, Di Maio F, Zio E (eds.) *Proceedings of the 30th European Safety and Reliability Conference and the 15th Probabilistic Safety Assessment and Management Conference, 1-5 November 2020, Venice, Italy*. Singapore: Research Publishing; 2020. p. 4485-4492. <https://doi.org/10.3850/978-981-14-8593-0>.
- (14) Technical Regulation and Metrology Committee of the Ministry of Trade and Integration of the Republic of Kazakhstan (Gosstandart). *ST RK 3731-2021 (standard). Oil and gas industry. Technical examination of equipment based on risk factors*. Nur-Sultan: Gosstandart; 2022. (In Russian)
- (15) Danish Standards. *DS/CWA 15740-2008. Risk-based inspection and maintenance procedures for European industry (RIMAP)*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/431826237> [Accessed: 10 November 2023]. (Available upon purchase)
- (16) CEN. *EN 16991:2018. Risk-based inspection framework*. Brussels: CEN; 2018. (In Russian)
- (17) American Petroleum Institute (API). *API RP 581. Risk-based inspection methodology*. 3rd ed. Available from: <https://www.api.org/> [Accessed: 10 November 2023]. (Available upon purchase)
- (18) Singurov AA, Deryabin PG. Risk-based inspection in Sakhalin Energy Company. *Gas Industry [Gazovaya promyshlennost']*. 2018; 778(12): 114-121. (In Russian)
- (19) API. *API Standard 520. Sizing, selection, and installation of pressure-relieving devices. Part I – Sizing and selection. 10th ed*. Available from: <https://www.api.org/> [Accessed: 10 November 2023]. (Available upon purchase)
- (20) Brikov AV, Aleksandrovich SI. Calculation of the inspection interval using the risk-based inspection methodology according to API RP 581. *Gas Industry*. 2023; 845(2): 44-53. (In Russian)
- (21) Brikov AV, Aleksandrovich SI, Belkin DS, Shteyn AM, Osipov SP. Algorithm for calculating the inspection interval of a process pipeline using a risk-oriented approach according to the API 581 methodology. *Occupational Safety in Industry [Bezopasnost' truda v promyshlennosti]*. 2023; (4): 75-83. <https://doi.org/10.24000/0409-2961-2023-4-75-83>.

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ СИСТЕМЫ СТАНДАРТИЗАЦИИ ПАО «ГАЗПРОМ» (СТО ГАЗПРОМ, Р ГАЗПРОМ),
УТВЕРЖДЕННЫХ И ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫХ В ПЕРИОД С 01.10.2023 ПО 31.10.2023

№ п/п	Параметр	Описание
1	Обозначение стандарта/ рекомендаций	СТО Газпром 12-2.1-029-2023
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Документы нормативные в области охраны окружающей среды. Система газоснабжения. Каталог экологических характеристик газотранспортного оборудования
	Область применения стандарта/ рекомендаций	Настоящий стандарт устанавливает каталог экологических характеристик газотранспортного оборудования дочерних обществ и организаций ПАО «Газпром». Положения настоящего стандарта предназначены для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», а также сторонними организациями: – при проектировании объектов строительства и реконструкции, эксплуатации компрессорных станций, дожимных компрессорных станций, компрессорных станций подземных хранилищ газа, оборудования газораспределительных станций и контрольно-распределительных пунктов; – для установления нормативных показателей выбросов загрязняющих веществ и шума газотранспортного оборудования; – для оценки воздействия на атмосферный воздух проектируемых и эксплуатируемых производственных объектов; – при планировании мероприятий по сокращению выбросов загрязняющих веществ
	Дата введения в действие и срок действия	01.11.2023
	Введен	Взамен СТО Газпром 2-3.5-041-2005; СТО Газпром 2-3.5-039-2005; Каталога удельных выбросов загрязняющих веществ с отработавшими газами газомоторкомпрессоров, утвержденного ПАО «Газпром»
2	Обозначение стандарта/ рекомендаций	Р Газпром 17-2.1-021-2023
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Освоение морских нефтегазовых ресурсов. Подводные трубопроводы. Инженерные изыскания для проектирования и строительства
	Область применения стандарта/ рекомендаций	Настоящие рекомендации определяют порядок выполнения инженерных изысканий для проектирования и строительства подводных трубопроводов во внутренних морских водах, территориальном море и на континентальном шельфе Российской Федерации. Положения настоящих рекомендаций предназначены для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», а также сторонними организациями при планировании и выполнении инженерных изысканий для проектирования и строительства подводных трубопроводов
	Дата введения в действие и срок действия	25.01.2024. 5 лет (25.01.2029)
	Введен	Впервые
3	Обозначение стандарта/ рекомендаций	Изменение № 1 Р Газпром 177-2020
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Страховая защита имущественных интересов ПАО «Газпром». Разработка требований к ключевым страховым параметрам программ страхования экологических рисков производственных объектов ПАО «Газпром»
	Суть изменения стандарта/ рекомендаций	Элемент «Предисловие» Элемент «Первая страница» Пункт 6.4.2 Приложения Б, Г, Д Элемент «Библиография»
	Дата введения в действие и срок действия	01.01.2024



MISTRAL

HOTEL & SPA

Новогодние торжества в отеле премиум-класса

КОГДА* ЧИСТО

СИСТЕМЫ ОЧИСТКИ

*ПОВЫШЕНИЕ КПД НА 5%, МОЩНОСТИ НА 10%

Продукция и услуги АО «Турботект Санкт-Петербург»

- Системы промывки осевых компрессоров ГТУ
- Мобильные и стационарные устройства для подготовки и подачи моющего раствора и воды
- Моющие растворы
- Маслозаправочные установки
- Устройство для сбора масла
- Очиститель масла электростатический
- Сервисные работы и оборудование для наружной и внутренней промывки АВО газа
- Проектирование и изготовление нестандартного оборудования

АО «Турботект Санкт-Петербург»
198095, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Метростроевцев, д. 18, лит. А, пом. 22
Тел.: +7 812 380 20 77
Факс: +7 812 380 31 46
E-mail: info@turbotectspb.com
www.turbotectspb.com



TURBOTECT® ТУРБОТЕКТ®