

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

№ 12

842 | 2022

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



64 ТРУБОПРОВОДНАЯ ЛОГИСТИКА
ВОДОРОДА В РАЗРЕЗЕ ТЕХНОЛОГИЙ,
РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРАКТНОЙ
ПРАКТИКИ. ЧАСТЬ 1

82 ОСОБЕННОСТИ ТРУБОПРОВОДНОГО
ТРАНСПОРТА ДИОКСИДА УГЛЕРОДА,
СПЕЦИФИКА ПРОЕКТИРОВАНИЯ,
СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ

92 МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОЦЕНКИ
ПОКАЗАТЕЛЕЙ БЕЗОПАСНОСТИ
ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ РЕГУЛЯТОРОВ
ДАВЛЕНИЯ НА ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫХ ПУНКТАХ



ГАЗПРОМБАНК
БИЗНЕС



От кредитования до банковских гарантий,
в том числе лизинг и факторинг

Цифровые кредитные продукты для поставщиков и подрядчиков

gazprombank.ru

Банк ГПБ (АО). Ген. лицензия ЦБ РФ № 354. Реклама.



Уважаемые читатели!

«Газпром» в уходящем году достиг существенных результатов в реализации обозначенных ранее приоритетных проектов. В их числе дальнейшее развитие новых центров газодобычи – Ямальского, Якутского и Иркутского, магистрального газопровода «Сила Сибири», усиление газоперерабатывающего комплекса, создание условий для газификации и газоснабжения регионов. Проекты «Газпрома» в буквальном смысле охватывают всю нашу страну и имеют стратегическое значение для государства.

Так, мощный импульс для еще более эффективного развития Дальнего Востока и наращивания экспортного потенциала России обеспечит ввод в эксплуатацию Ковыктинского месторождения и участка магистрального газопровода Ковыкта – Чайнда.

На Чайндинском месторождении в Якутии компания в настоящее время осуществляет эксплуатационное бурение – до конца года запланирован ввод новых газовых скважин.

В рамках развития Сахалинского центра газодобычи продолжается работа по расширению производительности магистрального газопровода Сахалин – Хабаровск – Владивосток и дооснащению оборудованием берегового технологического комплекса Киринского месторождения.

Еще один важный объект на востоке страны – Амурский ГПЗ – пересек отметку готовности в 87 %.

Одновременно с этим «Газпром» продолжает осваивать ключевой центр газодобычи на п-ове Ямал и реализовывать проекты на северо-западе России. В сентябре начался выпуск товарной продукции в Комплексе по производству, хранению и отгрузке СПГ в районе компрессорной станции «Портовая» производительностью 1,5 млн т/год.

Важно, что активная производственная деятельность «Газпрома» способствует улучшению качества жизни в регионах страны. В частности, расширяются возможности по их газоснабжению и газификации. С начала года компания создала условия для газификации 51,4 тыс. домовладений и квартир, 212 котельных в 309 населенных пунктах.

Все эти проекты остаются в фокусе внимания научно-технического журнала «Газовая промышленность».

В преддверии нового года на страницах издания рассмотрим тему обеспечения защиты конечных потребителей газа от спонтанно возникающих несанкционированных перепадов давления; изучим специфику проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводов для транспорта диоксида углерода в России; узнаем о проблемах и путях совершенствования параметрической диагностики газоперекачивающих агрегатов. Кроме того, в этом номере журнала публикуется работа лауреата V Международного конкурса молодых ученых «Нефтегазовые проекты: взгляд в будущее»: исследование направлено на изучение механизмов лазерной модификации халькогенидных пленок, которые особенно актуальны для газового анализа и при создании подложек для микроаналитических исследований различных жидкостей.

Уважаемые читатели, авторы и партнеры! От лица редакции научно-технического журнала «Газовая промышленность» позвольте поблагодарить вас за сотрудничество и готовность делиться своим опытом. Только в открытом диалоге можно найти ответы на вызовы времени и достичь реальных целей. Желаю вам успехов, благополучия и воплощения всего задуманного. До встречи на страницах «Газовой промышленности» в 2023 г.!

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



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ РЕДАКЦИЯ

ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Камелот Пабблишинг»

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР:
КОНОВАЛОВА О.В.

ДИРЕКТОР ПО МАРКЕТИНГУ:
ВОСТРУХОВА Е.О.

НАУЧНЫЙ РЕДАКТОР:
ВИСХАДЖИЕВА К.С.

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

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
КРОПОТКИНА О.В.

РЕДАКТОР:
НИКОРА К.Б.

ВЕРСТКА, ДИЗАЙН:
СОНИН Л.Б., ХОТЕЕВА А.И.

КОРРЕКТУРА:
ЕГОРОВА А.А.

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

Журнал входит в Перечень рецензируемых научных изданий, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ для публикации основных результатов диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук.

Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № ФС77-68735 от 17.02.2017, выданное Роскомнадзором.

Подписано в печать 05.12.2022
Формат 60 × 90/8. Бумага мелованная.
Печать офсетная.
Тираж 10 000 экз.
Цена свободная.

Фотографии в номер предоставлены
ПАО «Газпром», дочерними компаниями.

Отпечатано в типографии ИП Роммелаер М.О.:
107045, Россия, г. Москва, Б. Головин пер., д. 11
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.

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

№ 12 | 842 | 2022 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. АТН РФ

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

БУДЗУЛЯК Б.В.
д.т.н., проф., президент СРО АСГИНК, акад. АТН РФ, АГН, РИА и РЗА

БЫКОВ И.Ю.
д.т.н., проф. кафедры машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности Ухтинского государственного технического университета, действ. чл. РАЕН

ВАСИЛЬЕВ Г.Г.
д.т.н., проф., заведующий кафедрой сооружения и ремонта газонепфтепроводов 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 АО «Газпром энергетика»

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 Института проблем нефти и газа РАН, проф. РАН

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

ИШКОВ А.Г.
д.х.н., проф., заместитель начальника Департамента ПАО «Газпром», начальник Управления, вице-президент и акад. РЗА, акад. РАЕН и МАИ

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 Пабблишинг»

КОНСТАНТИНОВ Е.И.
д.б.н., к.т.н., ведущий научный сотрудник Центра производственной безопасности ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

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, чл.-корр. РАО, действ. чл. МАН ВШ, РАЕН и АГН

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., главный научный сотрудник Центра обработки и интерпретации данных геофизических методов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (г. Тюмень)

НОВИКОВ С.В.
к.э.н., ректор Уфимского государственного авиационного технического университета

ПАКРАТОВ С.Н.
к.э.н., начальник Департамента ПАО «Газпром»

ПОЗДНЯКОВ А.П.
д.т.н., проф. кафедры общей и нефтегазопромысловый геологии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, акад. РЗА

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» Башкирского государственного университета

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 отдела ученого совета ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

ФОКИН Г.А.
д.т.н., доцент, заведующий базовой кафедрой газотурбинных агрегатов для газоперекачивающих агрегатов Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого, генеральный директор ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»

ФУТИН В.А.
д.т.н., доцент кафедры теплотехники и энергетического машиностроения Казанского национального исследовательского технического университета имени А.Н. Туполева – КАИ

ХАРИОНОВСКИЙ В.В.
д.т.н., проф., председатель диссертационного совета Д 151.001.03 ООО «Газпром ВНИИГАЗ», акад. РАЕН

ЧЕРЕПАНОВ В.В.
к.г.-м.н., генеральный директор ООО «Газпром недр», заместитель генерального директора ООО «Газпром инвест», член АТН РФ

ШАРОХИН В.Ю.
начальник Департамента ПАО «Газпром», генеральный директор ООО «Газпром 335»



ГОД ВМЕСТЕ С ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА КРАСНОДАР»



НОВОСТИ

БУРЕНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН

Р.Ю. Дашков, Т.Н. Гафаров, Р.Н. Окишев, А.В. Дудочкин, Д.В. Глущенко, А.Г. Плотников, Ф.С. Прокопиев, И.С. Лось, Д.А. Алеев, Д.С. Жуков, Д.В. Павлов, А.Г. Дубок, А.А. Антонов
Опыт проектирования и строительства скважин с морских нефтегазодобывающих платформ

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Что предлагает ИТ-бизнес нефтегазовой отрасли

Цифровые проекты под ключ: цифровизация на службе у производства

С.В. Трапезников, А.С. Саломатин, С.С. Кукушкин, П.Д. Широких, А.В. Шипилов, А.М. Басов
Формирование сквозной цифровой технологии в области диагностирования и оценки технического состояния объектов линейной части магистральных газопроводов на основе результатов автоматизированных обследований

С.А. Коледа
Технологии информационного моделирования КРЕДО – инженерные изыскания

Н.Г. Миронов, Н.Д. Рябухин, Р.Д. Рамазанов
Новейшее программное обеспечение для технологического проектирования объектов нефтегазоперерабатывающей и нефтехимической промышленности Chemingway

Р.Р. Усманов, М.В. Чучкалов, Ф.Р. Шакирова, А.А. Габидуллина
Цифровая трансформация ООО «Газпром трансгаз Казань»

КРОК обеспечил непрерывность бизнес-процессов при переходе на отечественное программное обеспечение в подразделениях ПАО «Газпром»

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ

А.А. Ольхова, А.А. Патрикеева, М.А. Дубкова, М.М. Сергеев
Модификация оптических свойств халькогенидных пленок селенида свинца с помощью непрерывного лазерного излучения

Импортозамещение в нефтепереработке и газохимии от Новомичуринского катализаторного завода

Российский производитель сварочных материалов «КЕРАМАКС» стремительно завоевывает позиции на отечественном рынке

СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

Сварные шпунтовые профили для гидротехнического строительства

ТРАНСПОРТИРОВКА ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

А.А. Крутько, Д.А. Скоков, Е.А. Колошкин, А.И. Афонина, В.А. Мазилев
Трубопроводная логистика водорода в разрезе технологий, регулирования и контрактной практики. Часть 1

6	Впервые в ПАО «Газпром» разработана и внедрена однониточная газоизмерительная станция нового поколения для трубопровода с номинальным диаметром 1400 мм	72
14	Е.А. Смирнов, Ю.Ю. Толстихин, А.В. Шишов, В.А. Баукин Проблемы и пути совершенствования параметрической диагностики газоперекачивающих агрегатов	74
21	ГАЗОМОТОРНОЕ ТОПЛИВО На базе ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» состоялась отраслевое совещание по вопросам эксплуатации объектов газомоторной инфраструктуры и газомоторного транспорта	81
22	ЭКОЛОГИЯ С.А. Вершинин, А.Н. Блябляс, Д.А. Голованов, М.А. Попов, Е.А. Хлопотова, А.С. Казакова Особенности трубопроводного транспорта диоксида углерода, специфика проектирования, строительства и эксплуатации	82
24	ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ И ГАЗОСНАБЖЕНИЕ А.М. Короленок, А.В. Карманов, С.В. Ларионов, К.П. Орлова Математическая модель оценки показателей безопасности функционирования регуляторов давления на газорегуляторных пунктах	92
30	Комплексы учета природного газа на основе ротационных счетчиков «ЭМИС-РГС 245»	97
32	РЕМОНТ И ДИАГНОСТИКА С.В. Налимов, Н.Н. Иванова, М.А. Шашков, А.В. Дьячков, А.А. Ершов Мониторинг как эффективный инструмент оценки технического состояния трубопроводов	98
34	ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА И УПРАВЛЕНИЕ Нефтехимия – специализация омской особой экономической зоны «Авангард»	101
45	Д.А. Пашковский, А.А. Быков О подходах к проведению оценки зрелости системы управления рисками в международных вертикально интегрированных нефтегазовых холдингах. Часть 2. Методологический подход к проведению оценки зрелости систем управления рисками в компаниях нефтегазовой отрасли	102
46	ПОДГОТОВКА КАДРОВ А.П. Козаченко, А.В. Коновалов, Е.А. Смирнов Итоги образовательной деятельности ЧОУ ДПО «Учебный центр ПАО «Газпром» в 2022 году	108
58	ОХРАНА ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ Т.К. Лосик, Е.И. Константинов Реабилитация работников нефтегазового комплекса с применением тепловых оздоровительных процедур	110
60	СТАНДАРТИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ КАЧЕСТВОМ Перечень документов системы стандартизации ПАО «Газпром» (СТО Газпром, Р Газпром), утвержденных и зарегистрированных в период с 01.11.2022 по 30.11.2022	118
64	Перечень отмененных документов системы стандартизации ПАО «Газпром» (СТО Газпром, Р Газпром) в период с 01.11.2022 по 30.11.2022	119

Monthly scientific, engineering,
and industrial journal
Founded in 1956

Founder
PJSC GAZPROM

EDITOR-IN-CHIEF
MARKELOV V.A.

EDITORIAL ADVISORY BOARD:

AGINEY R.V.
AKSYUTIN O.E.
BOCHKAREV A.V.
BUDZULYAK B.V.
BYKOV I.YU.
CHEREPOV V.V.
DMITRIEVSKY A.N.
DYUKOV A.V.
ERMOLAIEV A.I.
FOKIN G.A.
FUTIN V.A.
GALYSHEV YU.V.
GOLOFAST S.L.
GOLUBEVA I.A.
GRIGORIEV B.A.
ISHKOV A.G.
ISTOMIN V.A.
KASYAN E.B.
KHARIONOVSKY V.V.
KISLENKO N.A.
KONOVALOVA O.V.
KONSTANTINOV E.I.
KOROLENOK A.M.
MARTYNOV V.G.
MIKHALENKO V.A.
MITROKHIN M.YU.
NASTICH S.YU.
NEZHDA NOV A.A.
NOVIKOV S.V.
PANKRATOV S.N.
POTAPOV A.G.
POZDNYAKOV A.P.
RASSOKHIN V.A.
SEMENOVA I.P.
SHAROKHIN V.YU.
SKRYNNIKOV S.V.
STEPIN YU.P.
TEREKHOV A.L.
VASILIEV G.G.
ZAKIROV E.S.

EDITORIAL STAFF

Publisher: Camelot Publishing LLC
General director: Konovalova O.V.
Marketing director: Vostrukhova E.O.
Scientific editor: Viskhadzhiyeva K.S.
Scientific consultant: Kharionovskiy V.V.
Publishing editor: Krapotkina O.V.
Editor: Nikora K.B.
Composition and design: Sonin L.B., Khoteeva A.I.
Proofreading: Yegorova A.A.

EDITORIAL OFFICE

108811, Russia, Moscow,
set, Moskovskiy, PO box 1688
Phone: +7 (495) 240-54-57
E-mail: info@neftegas.info
The journal is included in the list of Higher Attestation
Commission, "the leading reviewed scientific journals
and editions in which the basic scientific results
of dissertations on competition of scientific degrees
of doctor and candidate of sciences should
be published".

SUBSCRIPTION INDEX IN THE CATALOG
URAL-PRESS 81450

It's possible to subscribe at Camelot Publishing LLC
by phone: +7 (495) 240-54-57
or by mail: gp@neftegas.info
Print in 10 000 copies
Agreed price
Signed to press on 05.12.2022
All photos are provided by PJSC GAZPROM, subsidiary
companies
Printed by IP Rommelaer M.O. (individual entrepreneur)
11 Bolshoy Golovin Lane, 107045, Moscow, 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.

NEWS

DRILLING AND WELL CONSTRUCTION

R.Yu. Dashkov, T.N. Gafarov, R.N. Okishev,
A.V. Dudochkin, D.V. Glushchenko, A.G. Plotnikov,
F.S. Prokopiev, I.S. Los, D.A. Aleev, D.S. Zhukov,
D.V. Pavlov, A.G. Dubok, A.A. Antonov
Experience in well design and construction
from offshore oil and gas rigs 14

DIGITALIZATION

What IT business offers the petroleum industry 21

Turn-key digital projects: Digitalization
in service to the production 22

S.V. Trapeznikov, A.S. Salomatina, S.S. Kukushkin,
P.D. Shirokikh, A.V. Shipilov, A.M. Basov
Forming an end-to-end digital technology
for diagnosing and technical evaluation
of facilities within line sections of main
gas pipelines based on automated inspection
results 24

S.A. Koleda
Information modeling technologies
by CREDO: Engineering survey 30

N.G. Mironov, N.D. Ryabukhin, R.D. Ramazanov
Chemingway: The newest software for designing
facilities for the petroleum and petrochemical
industries 32

R.R. Usmanov, M.V. Chuchkalov,
F.R. Shakirova, A.A. Gabidullina
Digital transformation of Gazprom
transgaz Kazan LLC 34

CROC ensured business process continuity
in PJSC Gazprom departments' transfer
to domestic software 45

NEW TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT

A.A. Olkhova, A.A. Patrikeeva, M.A. Dubkova,
M.M. Sergeev
Modification of lead selenide chalcogenide
films' optical properties by continuous wave
laser irradiation 46

Import substitution in oil refining and gas
chemistry by the Novomichurinsk catalyst plant 54

Russian welding material manufacturer
KERAMAX is swiftly gaining ground
on the domestic market 58

CONSTRUCTION AND OPERATION
OF OIL AND GAS PIPELINES

Welded sheet piles for hydraulic engineering 60

GAS AND GAS CONDENSATE TRANSPORTATION

A.A. Krutko, D.A. Skokov, E.A. Koloshkin,
A.I. Afonina, V.A. Mazilov
Pipeline logistics of hydrogen
from the perspective of technologies,
regulation, and contractual aspects. Part 1 64

A new-generation single-line gas metering
station for a 1400-mm DN pipeline is developed
and implemented for the first time
at PJSC Gazprom 72

E.A. Smirnov, Yu.Yu. Tolstikhin,
A.V. Shishov, V.A. Baukin
Challenges of parametric diagnostics
of gas pumping units and methods
of its improvement 74

GAS ENGINE FUEL

The sectoral meeting on the operation
of NGV infrastructure and transport
has been held at Gazprom transgaz
Nizhny Novgorod LLC 81

ECOLOGY

S.A. Vershinin, A.N. Blyabiyas, D.A. Golovanov,
M.A. Popov, E.A. Khlopotova, A.S. Kazakova
Special aspects of pipeline transportation
of carbon dioxide, specifics of design,
construction, and operation 82

GAS DISTRIBUTION AND GAS SUPPLY

A.M. Korolenok, A.V. Karmanov,
S.V. Larionov, K.P. Orlova
Mathematical model to evaluate safety
indices of pressure control valves
functioning at gas control points 92

Natural gas metering systems based
on the EMIS-RGS 245 rotary meters 97

REPAIR AND DIAGNOSTICS

S.V. Nalimov, N.N. Ivanova, M.A. Shashkov,
A.V. Dyachkov, A.A. Yershov
Monitoring as an effective means
for pipeline technical evaluation 98

ORGANIZATION OF PRODUCTION
AND MANAGEMENT

Petrochemistry – the specialization
of the Avant-garde exclusive economic
zone in Omsk 101

D.A. Pashkovsky, A.A. Bykov
On approaches to assessing the risk
management system maturity in vertically
integrated international petroleum holding
companies. Part 2. Methodological approach
to assessing the risk management systems'
maturity in petroleum companies 102

PROFESSIONAL TRAINING

A.P. Kozachenko, A.V. Kononov, Ye.A. Smirnov
The results of PJSC Gazprom Training
Center's educational activities in 2022 108

OCCUPATIONAL PROTECTION
AND INDUSTRIAL SAFETY

T.K. Losik, E.I. Konstantinov
Rehabilitation of oil and gas workers using
thermal health-improving procedures 110

STANDARDIZATION
AND QUALITY MANAGEMENT

List of documents of PJSC Gazprom
standardization system (STO Gazprom,
R Gazprom), approved and registered during
the period from 1.11.2022 to 30.11.2022 118

List of documents of PJSC Gazprom
standardization system (STO Gazprom,
R Gazprom), canceled during the period
from 1.11.2022 to 30.11.2022 119

С НАЧАЛА ГОДА «ГАЗПРОМ» СОЗДАЛ УСЛОВИЯ ДЛЯ ГАЗИФИКАЦИИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В 309 НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТАХ

В настоящее время программы развития газоснабжения и газификации действуют между ПАО «Газпром» и 72 субъектами РФ.

С начала года созданы условия для подключения к сетевому газу 51,4 тыс. домовладений и квартир, 212 котельных в 309 населенных пунктах, преимущественно сельских.

Для этого построены газопроводы-отводы с газораспределительными станциями (ГРС) в Омской, Сахалинской, Ивановской областях и Республике Марий Эл. Кроме того, компания завершила сооружение 129 межпоселковых газопроводов.

Сегодня с рядом субъектов ведется работа по расширению действующих программ и строительству дополнительных объек-

тов газификации. Об этом стало известно по итогам заседания Правления «Газпрома».

В фокусе внимания остается восток страны. На сегодняшний день «Газпром» завершил корректировку Генеральной схемы газоснабжения и газификации Красноярского края. Проанализированы варианты организации сетевого газоснабжения центральных и южных районов региона. Правительство края ведет работу по уточнению прогнозного спроса региональных потребителей на газ.

В Камчатском крае «Газпром» заканчивает строительство газопро-



Фото: www.gazprom.ru

вода-отвода с ГРС к п. Раздольному в Елизовском р-не. Межпоселковый газопровод от ГРС к населенному пункту построен. Идет проектирование газопроводов для подачи газа еще в шесть поселков Елизовского р-на: Двуречье, Красный, Нагорный, Новый, Пионерский и Светлый.

В стадии проектирования – межпоселковый газопровод к котельным Вилючинского гор. окр. Проект реализуется по поручению Президента РФ В.В. Путина.



Фото: www.gazprom.ru

«ГАЗПРОМ» НАЧАЛ СТРОИТЬ В ОРЕНБУРГЕ АКАДЕМИЮ НАСТОЛЬНОГО ТЕННИСА ДЛЯ ОДАРЕННЫХ ДЕТЕЙ

Во втором квартале 2024 г. в Оренбурге заработает масштабный проект для юных теннисистов со всей России. В Академии настольного тенниса будут круглогодично готовить игроков мирового уровня, на территории комплекса обеспечат условия для проживания учащихся.

Реализация проекта федерального значения стала возможна благодаря участию ПАО «Газпром». Десять лет назад компания уже построила в городе Центр настольного тенниса. За это время его

воспитанники завоевали десятки медалей европейского уровня и были включены в составы сборных команд России. В октябре этого года Председатель Правления «Газпрома» А.Б. Миллер встретился

с местным клубом настольного тенниса «Факел-Газпром», который в 11-й раз стал чемпионом России, что является историческим рекордом. Тогда же глава компании рассказал о планах по созданию академии.

В Оренбурге состоялась торжественная церемония, посвященная началу строительства спортивного объекта. По видеосвязи А.Б. Миллер и помощник Президента России И.Е. Левитин дали старт процессу. Губернатор Оренбургской обл. Д.В. Паслер, заместитель Председателя Правления – начальник Департамента ПАО «Газпром» В.А. Маркелов и генеральный директор ООО «Газпром добыча Оренбург» О.А. Николаев посетили стройплощадку будущей академии.

«Мы с вами делаем шаг вперед – начинаем строительство академии. Здесь талантливые ребята со всей России, со всех регионов смогут бок о бок с профессионалами заниматься своим любимым видом спорта. Смогут жить, учиться и, конечно же, оттачивать мастерство в настольном теннисе», – сказал А.Б. Миллер.

К 2025 Г. «ГАЗПРОМ» СОЗДАСТ УСЛОВИЯ ДЛЯ ГАЗИФИКАЦИИ БОЛЕЕ 27 ТЫС. ДОВОМЛАДЕНИЙ И ПОРЯДКА 114 КОТЕЛЬНЫХ ВО ВЛАДИМИРСКОЙ ОБЛ.

Председатель Совета директоров ПАО «Газпром» В.А. Зубков провел совещание по вопросам газификации и догазификации Владимирской обл., а также развития рынка газомоторного топлива.

Участие в нем приняли губернатор региона А.А. Авдеев, заместитель Председателя Правления – начальник Департамента ПАО «Газпром» В.А. Маркелов, генеральный директор ООО «Газпром межрегионгаз» С.В. Густов, исполняющий обязанности генерального директора ООО «Газпром газомоторное топливо» Д.Г. Корниенко, руководители профильных подразделений «Газпрома».

С начала 2021 г. «Газпром» построил 12 межпоселковых газопроводов в девяти районах области, в результате 46 населенных пунктов смогли подключиться к газу. К 2025 г. будет возможность газифицировать более 27 тыс. домовладений и порядка 114 котельных.

«Это масштабная задача, которую совместно решают газораспределительные компании «Газпрома»



Фото: www.gazprom.ru

и администрация региона. С экономической точки зрения газификация позволит существенно повысить инвестиционную привлекательность Владимирской обл. А с обычной, бытовой, – будут улучшены условия проживания в сельской местности многих и многих тысяч людей», – сказал В.А. Зубков.



Фото: www.gazprom.ru

«ГАЗПРОМ» РАСШИРЯЕТ СОТРУДНИЧЕСТВО С ПРЕДПРИЯТИЯМИ ВОЛГОГРАДСКОЙ ОБЛ.

В рамках межрегионального форума и специализированной выставки «ПРОМ-ЭНЕРГО-VOLGA'22» состоялось обсуждение перспектив кооперационного взаимодействия промышленных предприятий Волгоградской обл. с ПАО «Газпром».

Участие в круглом столе приняли заместитель директора Департамента машиностроения для топливно-энергетического комплекса Министерства промышленности и торговли РФ А.В. Дубинин, заместитель начальника Департамента ПАО «Газпром» И.А. Масленицын, генеральный директор ООО «Газпром трансгаз Волгоград» Ю.А. Марамыгин, представители администрации региона, а также промышленного кластера: ОАО «Волгограднефтемаш», АО «Волжский трубный завод», ООО «Интов-Эласт» и др.

Как ранее отмечал заместитель Председателя Правления – начальник Департамента ПАО «Газпром» В.А. Маркелов, компания значительно увеличила спрос на продукцию региональных промышленных кластеров. В целях привлечения промышленного потенциала субъектов «Газпромом» подписано 19 дорожных карт. Одна из них – с Волгоградской обл.

В настоящее время более 60 наименований оборудования и материалов, произведенных местными промышленниками, включены в Единый реестр матери-

ально-технических ресурсов, допущенных к применению на объектах ПАО «Газпром» и соответствующих требованиям компании. В текущем году объем закупок у предприятий региона увеличен почти в 10 раз.

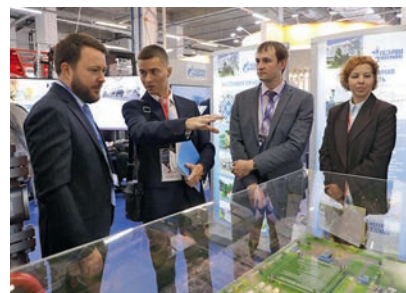
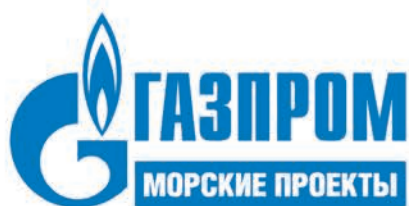


Фото: www.gazprom.ru



ООО «КРАСНОЯРСКГАЗПРОМ НЕФТЕГАЗПРОЕКТ» ПЕРЕИМЕНОВАНО В ООО «ГАЗПРОМ МОРСКИЕ ПРОЕКТЫ»

Совет директоров ООО «Красноярсказпром нефтегазпроект» принял решение о смене наименования компании на ООО «Газпром морские проекты». Соответствующие изменения внесены 10 октября 2022 г. в сведения о компании, содержащиеся в Едином государственном реестре юридических лиц.

ООО «Газпром морские проекты» сосредоточит усилия на проектировании и инжиниринге объектов нефтегазового комплекса, в основном для освоения и эксплуатации морских месторождений «Газпрома». В частности, компания будет выполнять предпроектные работы, инженерные изыскания, обеспечивать выбор технических решений и оборудования, сопровождать строительство и эксплуатацию морских нефтегазовых объектов, включая экологический и технический надзор. ООО «Газпром морские проекты» обладает для этого всеми необходимыми компетенциями.

С 2014 г. компания является генеральным проектировщиком обустройства уникальных по объему запасов газа месторождений Каменномысское-море и Северо-Каменномысское, расположенных на российском арктическом шельфе в Обской губе Карского моря.

СПРАВКА

ООО «Газпром морские проекты» – 100-процентное дочернее предприятие АО «Газпром закупки». Головной офис компании располагается в Красноярске. В Москве, Санкт-Петербурге, Самаре, Тюмени, Астрахани, Калининграде и Северодвинске работают обособленные подразделения.

С момента основания компании в 2001 г. ее коллективом накоплены широкие компетенции по проектированию обустройства месторождений и строительства скважин на суше и на море.

ООО «Газпром морские проекты»

Инжиниринговый центр Группы «Газпром»
по реализации проектов газодобычи на шельфе

Приоритетная цель компании – проектирование и инжиниринг морских объектов нефтегазового комплекса, отвечающих принципам промышленной и экологической безопасности, эксплуатационной надежности, рациональности и эффективности проектных решений с соблюдением интересов заказчика в соответствии со стратегией развития государства.



Направления деятельности:

- 1 Проектирование обустройства морских месторождений и береговой инфраструктуры нефтегазового комплекса
- 2 Сопровождение строительства и эксплуатации морских объектов нефтегазового комплекса
- 3 Проектирование строительства скважин различного назначения
- 4 Инженерно-технологическое сопровождение строительства скважин



- 5 Обеспечение выбора технических решений и оборудования
- 6 Фоновый и производственный экологический мониторинг и контроль
- 7 Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
- 8 Предпроектные работы в рамках морских проектов
- 9 Инженерные изыскания на море
- 10 Авторский и технический надзор

ГАЗИФИКАЦИЮ КУЗБАССА ВЫВЕДУТ НА НОВЫЙ УРОВЕНЬ

Власти региона и ПАО «Газпром» обсуждают расширение действующей программы газоснабжения и газификации.

Ожидается, что в рамках дополнительных мероприятий будет построено 11 газопроводов протяженностью 123 км. Это создаст условия для обеспечения газом 7 тыс. домовладений и квартир, 26 котельных.

На прошедшем совещании, посвященном этому вопросу, заместитель Председателя Правления – начальник Департамента ПАО «Газпром» В.А. Маркелов отметил, что Кузбасс является особым регионом с точки зрения взаимодействия с компанией по причине реализации проекта по добыче метана из угольных

пластов. Уникальный для России проект на Талдинском и Нарыкско-Осташкинском месторождениях реализует ООО «Газпром добыча Кузнецк». Сегодня выполнен полный комплекс геолого-разведочных работ, пробурено 39 скважин, планируется строительство СПГ-завода производительностью 220 тыс. т/год.

Реализация СПГ планируется по двум направлениям – заправка карьерной техники угледобывающих предприятий и газификация отдаленных районов региона, в том числе горнолыжного курорта «Шерегеш».

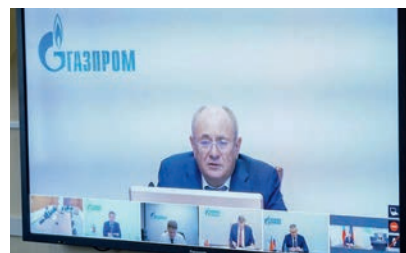


Фото: www.gazprom.ru

«Совместно с «Газпромом» мы пересматриваем программу в сторону расширения объемов не только по обеспечению газом частных абонентов. В Кузбассе в этом году по решению Правительства РФ создано пять зон льготного режима налогообложения. Там будет развиваться промышленность, многие инвесторы уже изъявили желание открыть производства, им тоже нужен газ», – сообщил губернатор Кемеровской обл. С.Е. Цивилев.

СОТРУДНИКИ ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ САМАРА» ЗАВЕРШИЛИ РАБОТЫ ДЛЯ АВТОМАГИСТРАЛИ ЕВРОПА – ЗАПАДНЫЙ КИТАЙ

В границах ответственности ООО «Газпром трансгаз Самара» завершились работы по переустройству участков газопроводов в связи со строительством международного транспортного коридора Европа – Западный Китай.



Фото: www.gazprom.ru

Финальным этапом стало подключение переуложенного участка (912–918 км) магистрального газопровода (МГ) Челябинск – Петровск. Для обеспечения безопасности на новой трассе были соблюдены все нормативные и технологические требования и правила, обеспечено проведение всего комплекса строительно-монтажных работ: замена и перекладка труб, гидравлическое испытание, осушка азотом, подключение к действующему газопроводу, запол-

нение природным газом и пуск в работу.

Как сообщили в компании «Газпром трансгаз Самара», работы по подключению последнего переустроенного участка выполнялись строго по графику в отведенный для них сжатый срок – 7 сут.

Участок МГ Челябинск – Петровск оказался одним из самых сложных во многом из-за наличия объектов инфраструктуры и необходимости их переноса. Для выполнения переустройства внесены изменения

в генеральный план с. Подстепки. Помимо этого, осуществлен перенос части автодороги Ягодное – Подстепки для недопущения нарушения зоны минимальных расстояний к действующему МГ.

В общей сложности с 2021 г. в рамках строительства международного транспортного коридора Европа – Западный Китай ООО «Газпром трансгаз Самара» реконструировало 14 участков: 16 км газопроводов и более 10 км кабелей связи.

**«АТОМЭНЕРГОМАШ»
РАЗРАБОТАЕТ
СПГ-ОБОРУДОВАНИЕ
ДЛЯ «САХАЛИНСКОЙ ЭНЕРГИИ»**

Машиностроительный дивизион Росатома – АО «Атомэнергомаш» – и ООО «Сахалинская Энергия» подписали Меморандум о сотрудничестве по импортозамещению оборудования для крупнотоннажного производства СПГ.

Стороны договорились создать рабочую группу для совместного анализа потребности в критически важном оборудовании для крупнотоннажного производства СПГ, возможности производства на российских предприятиях «Атомэнергомаша» требуемых систем или узлов, а также перспектив выполнения специалистами машиностроительного дивизиона ремонта иностранного



Фото: аеп-групп.ру

оборудования на объектах проекта «Сахалин-2».

«Атомэнергомаш» работает над задачей обеспечения технологического суверенитета в области сжижения природного газа с 2017 г. и в настоящий момент является единственным в России изготовителем криогенных насосов для средне- и крупнотоннажного производства СПГ. В 2021 г. в Санкт-Петербурге на площадке

АО «НИИЭФА им. Д.В. Ефремова» был успешно введен в эксплуатацию первый в Европе стенд для испытаний критически важного СПГ-оборудования.

В настоящее время в компании «Атомэнергомаш» ведутся работы по созданию пилотного образца первого российского жидкостного турбодетандера, а также разработка первых отечественных стэндеров отгрузки СПГ.



Фото: www.kremlin.ru

РОССИЙСКИЙ ЛЕДОКОЛ «ЯКУТИЯ» СПУСТИЛИ НА ВОДУ

На Балтийском заводе (входит в состав Объединенной судостроительной корпорации) состоялась церемония спуска на воду третьего серийного универсального атомного ледокола проекта 22220 «Якутия». Участие в торжественном мероприятии по видео-конференц-связи принял Президент России В.В. Путин.

«Якутия» будет обеспечивать проводку судов с углеводородным сырьем с месторождений Ямальского, Гыданского полуостровов и с шельфа Карского моря

на рынки стран АТР. Судно было заложено на Балтийском заводе 2,5 года назад.

«Отмечу, что первые два ледокола этой серии – «Арктика» и «Сибирь» –

уже несут службу, уже работают, и своей работой на труднейших участках и сложных маршрутах они на практике подтвердили надежность и эффективность, свои высочайшие характеристики», – сообщил В.В. Путин.

Сдача еще одного ледокола этой же серии – «Чукотки» – намечена на 2026 г. Кроме того, в 2027 г. на судовой верфи «Звезда» на Дальнем Востоке должно завершиться строительство сверхмощного атомного ледокола «Россия».

«Суда такого высокого ледового класса имеют для нас стратегическое значение. Они нужны для изучения и освоения Арктики, для обеспечения безопасного, устойчивого судоходства в данном регионе, для увеличения перевозок по Северному морскому пути», – сказал президент.

Всего за 15 лет корабли Объединенной судостроительной корпорации построили уже более 20 ледоколов и судов ледового класса для работы в Арктике и северных широтах.



РЕКОМЕНДУЕМ ПРОЧИТАТЬ



Фото: www.shutterstock.com

В работе анализируются термобарические свойства диоксида углерода в целях выбора оптимального фазового состояния для его транспортировки по трубопроводам. Выявлены особенности обеспечения безопасной эксплуатации последних с учетом мирового опыта проектирования и эксплуатации таких систем. Приведен перечень основных требований к конструктивному исполнению трубопроводов, которые могут стать основанием для новой нормативной базы в России, регулирующей процесс транспортировки CO₂.

«ОСОБЕННОСТИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ДИОКСИДА УГЛЕРОДА, СПЕЦИФИКА ПРОЕКТИРОВАНИЯ, СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ». С. 82

В первой части статьи рассмотрены вопросы, связанные с трубопроводной логистикой водорода, включая технические и экономические аспекты. На основе анализа мирового опыта эксплуатации водородопроводов и систематизации актуальных в настоящий момент потенциальных схем трубопроводной логистики этого энергоносителя предложены принципы, которые рекомендуется соблюдать при выборе того или иного варианта для последующей проектной реализации. По результатам рассмотрения серии инициатив по созданию водородной газотранспортной инфраструктуры выделены подходы к планированию ее формирования и развития.

«ТРУБОПРОВОДНАЯ ЛОГИСТИКА ВОДОРОДА В РАЗРЕЗЕ ТЕХНОЛОГИЙ, РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРАКТНОЙ ПРАКТИКИ. ЧАСТЬ 1». С. 64



Фото: www.shutterstock.com



Статья посвящена анализу методик расчета коэффициентов технического состояния газотурбинной установки, определяемых по мощности и расходу топливного газа. Актуальность проблемы связана с задачей повышения энергоэффективности технологического оборудования, используемого при транспортировке газа, и его эксплуатационного уровня. Предлагается внести изменения в ряд нормативных документов, что позволит улучшить качество результатов параметрической диагностики газоперекачивающих агрегатов.


«ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ». С. 74

АВТОРИТЕТНАЯ ПЛАТФОРМА
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СООБЩЕСТВА
ДЛЯ ОБМЕНА ОПЫТОМ

18–20 АПРЕЛЯ 2023



РОССИЙСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
РМЭФ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ

XXIX МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
 **ЭНЕРГЕТИКА И
ЭЛЕКТРОТЕХНИКА**

ОДНОВРЕМЕННО С РМЭФ-2023 ПРОЙДУТ ИННОВАЦИОННЫЕ ПРОМЫШЛЕННЫЕ ПРОЕКТЫ:
**ВЫСТАВКА «ЖКХ РОССИИ», ВЫСТАВКА «СВАРКА/WELDING»,
ВЫСТАВКА-КОНГРЕСС «ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ»**



@ENERGYFORUMSPB САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О РМЭФ В НАШЕМ TELEGRAM-КАНАЛЕ!

18+

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

ENERGYFORUM.RU
rief@expoforum.ru
+7 (812) 240 40 40, доб.2626

EXPOFORUM

ENERGETIKA-RESTEC.RU
energo@restec.ru
+7 (812) 303 88 68

РЕСТЭК®
ВЫСТАВОЧНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ





ОПЫТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН С МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПЛАТФОРМ

Р.Ю. Дашков, ООО «Сахалинская Энергия»
Т.Н. Гафаров, ООО «Сахалинская Энергия»
Р.Н. Окишев, ООО «Сахалинская Энергия»
А.В. Дудочкин, ООО «Сахалинская Энергия»
Д.В. Глущенко, ООО «Сахалинская Энергия»
А.Г. Плотников, ООО «Сахалинская Энергия»
Ф.С. Прокопьев, ООО «Сахалинская Энергия»

И.С. Лось, ООО «Сахалинская Энергия»
Д.А. Алеев, ООО «Сахалинская Энергия»
Д.С. Жуков, ООО «Сахалинская Энергия»
Д.В. Павлов, ООО «Сахалинская Энергия»
А.Г. Дубок, ООО «Сахалинская Энергия»
А.А. Антонов, ООО «Сахалинская Энергия»

ООО «Сахалинская Энергия» ведет эксплуатацию Пильтун-Астохского и Лунского нефтегазоконденсатных месторождений, расположенных на северо-восточном шельфе о-ва Сахалин в рамках совместного проекта «Сахалин-2» – одного из крупнейших интегрированных проектов в мировой практике. Освоение ведется в условиях сложного климата, ледовых нагрузок, на расстоянии 12–20 км от побережья, при глубине моря 24–48 м. Разработка осуществляется со стационарных платформ «Лунская-А» (ЛУН-А) и «Пильтун-Астохская-Б» (ПА-Б) на железобетонных основаниях гравитационного типа и с платформы «Пильтун-Астохская-А» (ПА-А) кессонного типа в арктическом исполнении. Бурение и добыча с платформы ЛУН-А осуществляются с использованием 27 буровых окон, с платформ ПА-А и ПА-Б – 32 и 45 окон соответственно. Проектирование и строительство скважин представляет собой многоплановую задачу. Для ее решения задействованы различные дисциплины и подразделения технического директората ООО «Сахалинская Энергия», осуществляющие системный подход и реализацию необходимых этапов.

Необходимо отметить ключевые различия с общепринятым на суше алгоритмом буровых работ. Первое заключается в расположении всего комплекса оборудования на шельфе сезонно замерзающего моря в десятках километров от берега. Кроме того, обслуживание и ремонт всего фонда скважин, пробуренных ранее и планируемых в будущем, производится через одну и ту же буровую установку. Эта особенность накладывает отпечаток на всю цепочку технических, производственных, логистических и экономических решений, которые необходимо принять для успешного и качественного исполнения работ. Каждая скважина, пробуренная на морских объектах нефтегазодобычи, является уникальной как в техническом, так и в научном плане. Типовые решения практически отсутствуют – идет постоянный поиск для оптимизации с технической и финансовой точки зрения.

Главный газовый актив компании – Лунское месторождение, которое содержит залежи газа, конденсата и нефтяную оторочку. Месторождение залегает на глубине порядка 1700 м и представляет собой антиклинальную складку, разделенную на шесть тектонических блоков. Большая часть объемов газа находится в пяти из них: блоки II–VI характеризуются наличием гидродинамической связи и единым газожидкостным контактом (рис. 1).

Эксплуатационное бурение на месторождении началось в 2008 г. и к настоящему моменту большая его часть реализована. Сегодня основной задачей стала разработка блоков II–VI, а в дальнейшей перспективе – наиболее удаленного блока I, что ставит перед компанией вызовы по освоению технологий бурения скважин с боковыми отходами более 9 тыс. м.

Преимущественно нефтяным активом компании является Пильтун–Астохское месторождение, состоящее из двух участков: Пильтунского (блоки I и II) и Астохского, в пре-

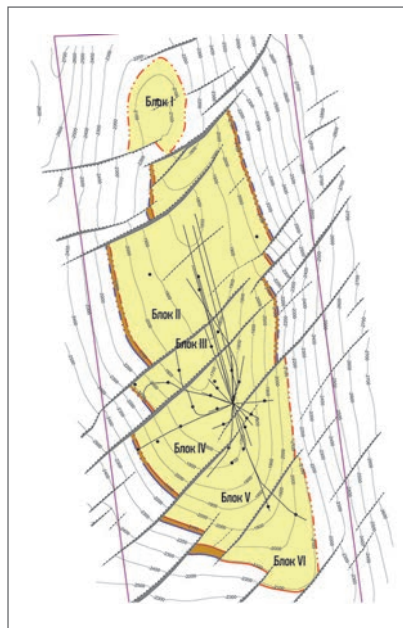


Рис. 1. Лунское нефтегазоконденсатное месторождение (структурная карта пласта I)

делах которых выделены десять объектов разработки. По извлекаемым запасам месторождение относится к крупным. По сложности геологического строения классифицируется как очень сложное. Характеризуется продуктивными горизонтами с существенными углами падения, тектоническими нарушениями, различными флюидальными контактами, литологическими замещениями, невыдержанностью толщин и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов. Освоение Пильтунского и Астохского участков ведется с платформ ПА-Б и ПА-А соответственно (рис. 2).

Платформа ПА-Б расположена в сводовой части блока I Пильтунского участка. В настоящее время разработка ведется преимущественно в блоке I с поэтапным вводом отдаленных от платформы объектов блока II. Охват объектов, ранее не вовлеченных в разработку, требует существенного увеличения длины скважин и отхода от вертикали более 9 тыс. м.

В дополнение к бурению активно осуществляются геолого-технологические мероприятия на скважинах, необходимые для восста-

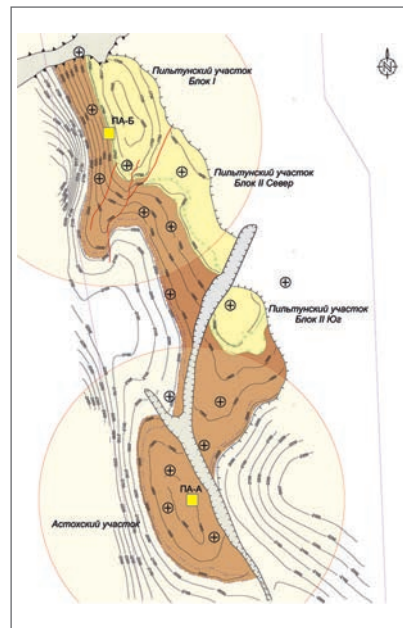


Рис. 2. Пильтун–Астохское нефтегазоконденсатное месторождение (структурная карта пласта XXI)

новления их производительности, увеличения нефтеотдачи пластов и вовлечения в эксплуатацию остаточных запасов нефти.

СИСТЕМНЫЙ ПРОЦЕСС ПРОЕКТИРОВАНИЯ СКВАЖИН И ОБОБЩЕНИЯ НАКОПЛЕННОГО ОПЫТА

По технической сложности разработка месторождений на шельфе сопоставима с решением задач в космической отрасли. Несмотря на то что физические процессы изучены в теории, их практическая реализация каждый раз связана с высокими рисками, обусловленными сложностью и уникальностью оборудования. Технологические процессы, которые на суше разнесены в пространстве, на платформе сосредоточены в одном месте и часто интегрированы в единый комплекс оборудования. Технические неисправности и аварийные ситуации могут поставить под угрозу существование всего комплекса бурового, добывающего и перерабатывающего оборудования. Таким образом, решая задачу по разработке месторождения и своевременному вводу в эксплуатацию объектов, компания прежде

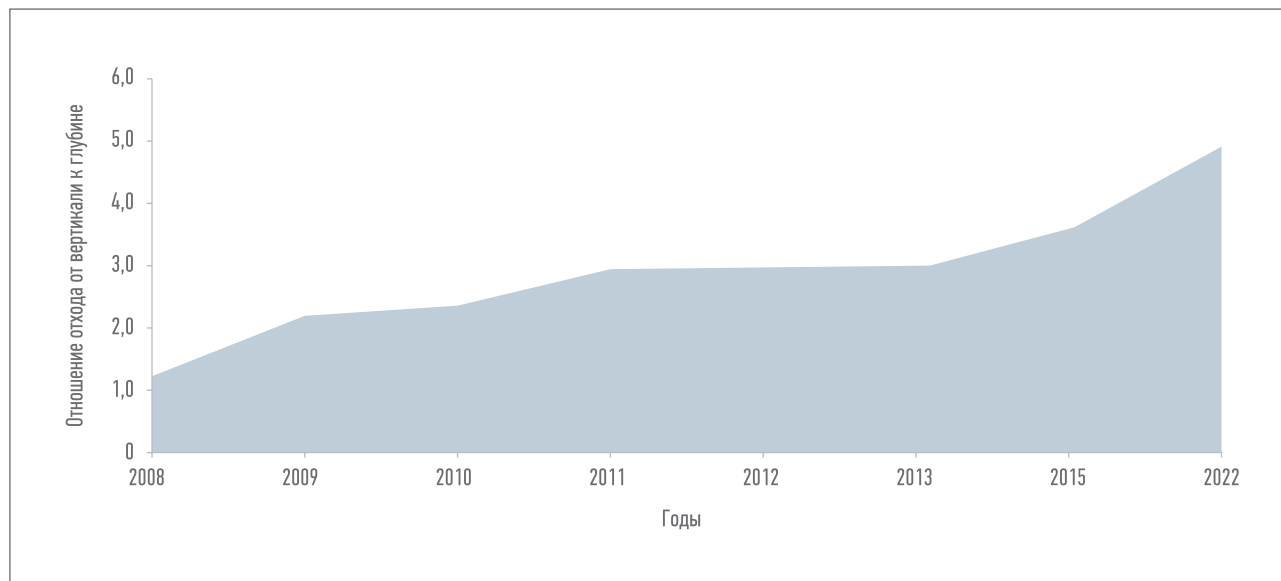


Рис. 3. Отношение отхода ствола скважины от вертикали к глубине скважины. Характеризует сложность скважины

всего руководствуется законами РФ, правилами разработки и промышленной безопасности. Помимо этого, «Сахалинская Энергия» применяет самые передовые методики на основе международного опыта.

Для вовлечения в разработку объектов вне досягаемости текущего бурения компания решает ряд технических задач. Основная связана с преодолением предела отхода от вертикали, характеризующего максимальную длину скважины, которая может быть безопасно пробурена при определенных геолого-технических условиях. Решая поставленную задачу, специалисты непрерывно увеличивают сложность бурения, что требует постоянного привлечения новых методов и технологий.

Компания реализует стратегию поэтапного внедрения новых технических решений, набирая опыт и извлекая уроки для постепенного освоения продуктивных участков с постоянным увеличением длины скважин и отхода от вертикали. На сегодняшний день на проекте «Сахалин-2» установлен рекорд бурения скважины длиной 10 001 м и отходом 9200 м. График отношения отхода от вертикали к вертикальной глубине скважин по годам отражает планомерную работу по развитию компетенций

и возможностей бурения сверхдлинных скважин (рис. 3).

Для минимизации рисков, связанных с человеческими ошибками, скрупулезного исполнения всех решений по проектированию и обеспечения контроля качества необходимо выстраивать должные процессы и системы.

Компания придерживается процесса строительства скважин (GWDP – Global Well Delivery Process), заимствованного у партнеров и акционеров компании и адаптированного к специфике проекта, а также к деятельности на территории РФ. Он регламентирует стадийность проектирования с привязкой к временным рамкам и используется междисциплинарной проектной командой для интеграции объемов работ и ключевых решений при прохождении этапов. Процесс обеспечивает контроль качества и эффективность работы проектной группы для обоснования технико-экономических показателей.

Минимальные требования, стандарты и руководства включают оценку стоимости проектов; моделирование и буровые изыскания (геомеханические модели прогнозирования устойчивости ствола скважины); планирование разгрузочных скважин; управление изменениями; дизайн и расчеты

для обсадных колонн и насосно-компрессорных труб; моделирование и расчет цементажа; управление давлением и контроль за скважиной, в том числе обеспечение противовыбросных барьеров, целостности скважин; проектирование колонных головок и фонтанных арматур; ввод буровых в эксплуатацию; тестирование, ликвидацию скважин и многое другое.

До начала каких-либо проектных работ основным мероприятием для междисциплинарной команды является создание интегрированной дорожной карты (плана) проектирования скважины, обеспечивающей достижение согласованных и первоочередных задач проекта. В дорожной карте отражаются все его этапы и стадии с описанием необходимых изысканий, сведенных в отчеты и документы, с привязкой к ответственным и подконтрольным лицам в проектных командах и ответственному за их утверждение техническому эксперту.

ОПЫТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ НА ЛУНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Как указано выше, разработка месторождения ведется с одной стационарной платформы, рас-

положенной в центральной части залежи. Развитие технологии бурения осуществляется с постоянно увеличивающимся отходом цели скважины от платформы.

Проводка одной из скважин выполнена по наклонно-направленному S-образному профилю и закончена бурением открытого ствола со спуском гравийного фильтра. Азимутальные искривления траектории были минимизированы в целях обеспечения спуска эксплуатационной колонны-хвостовика диаметром 244,5 мм без заполнения буровым раствором (на плаву). Скважина имеет смещение от вертикали в 7765 м при глубине забоя по вертикали в 2087 м, общая протяженность по стволу составляет 8745 м. На сегодня это соответствует индексу DDI 7,41 (Directional Difficulty Index – индекс оценки сложности профиля наклонно-направленной скважины), что является наивысшим показателем из всего фонда скважин на платформе ЛУН-А.

Траектория скважины выбрана для оптимальной разработки сводовой части продуктивного интервала. Для минимизации рисков устойчивости ствола также были учтены направления максимального горизонтального стресса по месторождению.

На каждом этапе проектирования скважины проводится оценка рисков для всех интервалов бурения, с учетом которых происходит выбор технологического решения для их минимизации. Например, бурение интервала мелкозалегающего газонасыщенного пласта (Л-аномалия). Мелкозалегающий газ обуславливает включение в конструкцию скважин промежуточной колонны-хвостовика 24" (609,6 мм), задача которой – обеспечить безопасное вскрытие Л-аномалии и дальнейшую проводку ствола скважины.

При бурении соответствующего интервала стояла задача произвести набор зенитного угла 65° и обеспечить выход на тангенциальный участок траектории,

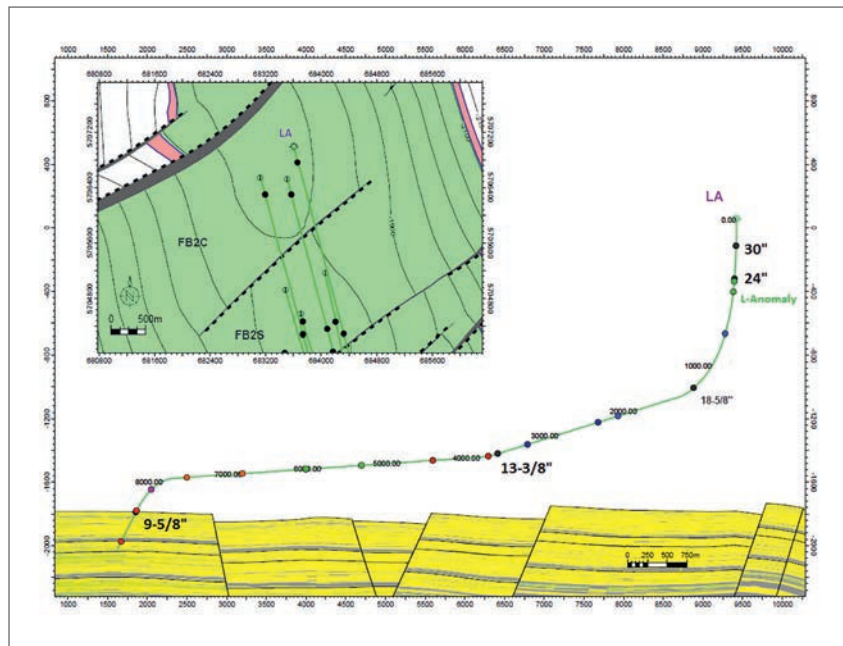


Рис. 4. Структурная карта и профиль скважины на Лунском месторождении

которая была успешно выполнена. Для поддержания целостности скважин при наличии мелкозалегающего газа проектная команда проработала и внедрила решение по спуску заколонного пакера диаметром 22,5" (571,5 мм) в составе промежуточной колонны 18,625" (473,1 мм), обеспечивающего перекрытие Л-аномалии. Данная практика минимизирует риск заколонной миграции газа. Особенность пакера – возможность программирования времени установки на поверхности. Активизация происходит в расчетный момент после проведения цементации колонны. Для предотвращения гидроразрыва пород, минимизации эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) и обеспечения расчетной высоты подъема цемента был использован облегченный цементный раствор, в рецептуре которого использовались специальные материалы и химия.

Еще одна проблема бурения скважин на Лунском месторождении – наличие неустойчивых аргиллитов с включениями алевролитов и разломов между блоками, что приводит к большим сложностям при обеспечении полноценной очистки ствола от выбуренной

породы и к запаковкам в интервале компоновки нижней части буровой колонны (КНБК). Интервал с зенитным углом 30–60° является наиболее сложным для очистки ствола. В нем происходит аккумуляция нестабильной шламовой подушки, которая по мере роста сваливается обратно в ствол скважины. Таким образом, необходимо было решить задачу очистки скважины в сложных геологических условиях. Под руководством специалистов компании были проведены моделирование и специальные лабораторные исследования эффективности работы очищающих вязких тандемных пачек. В итоге сделан вывод о недостаточности времени контакта со шламowymi отложениями в прибашмачной зоне и необходимости увеличения их объемов. По результатам исследования внесены изменения в рабочий процесс и рецептуру бурового раствора, что позволило увеличить объем выносимой горной породы и в дальнейшем исключить запаковки при подъеме инструмента в обсаженной части ствола. Как следствие, секция была пробурена в рекордно короткие сроки – на 7,5 дня быстрее планируемого графика.

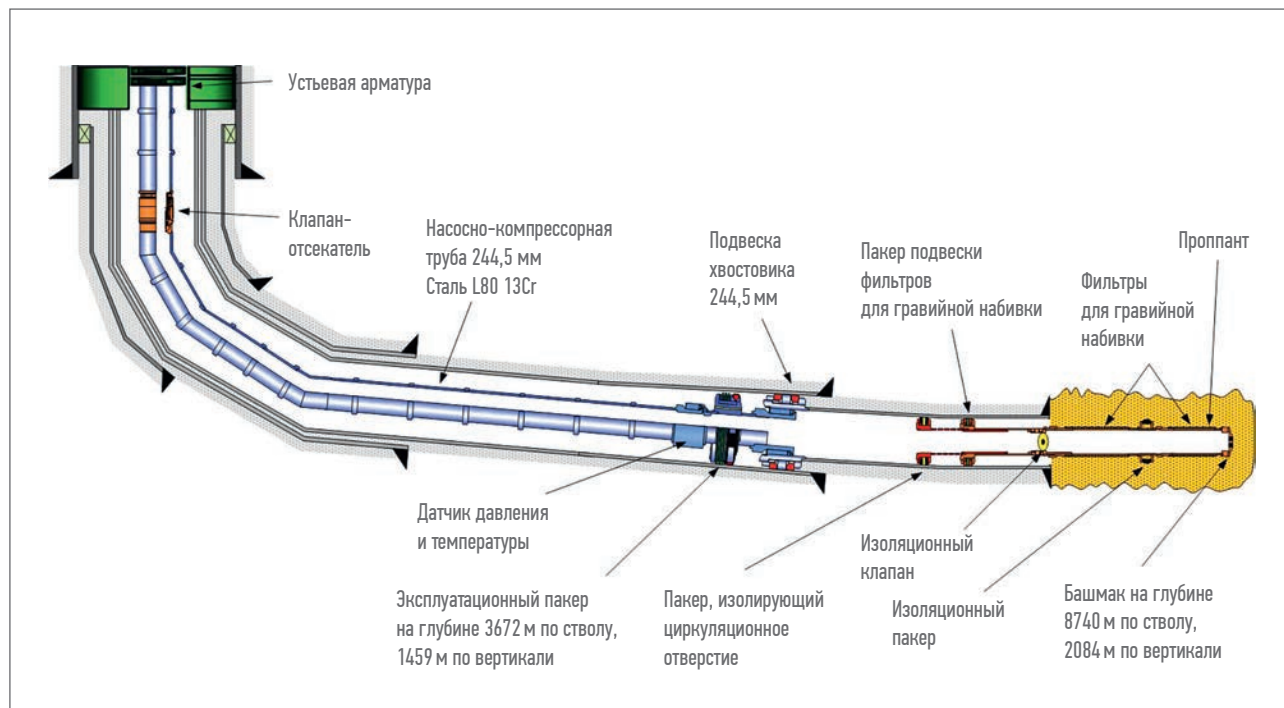


Рис. 5. Типовая схема скважины на Лунском месторождении

Следующая сложность состояла в том, чтобы пробурить открытый ствол длиной 4640 м, 4000 м из которых составлял горизонтальный участок, который на последних 200 м падал до угла 45°. Как и вышележащий, данный интервал представлен как неустойчивыми, так и труднобуримыми уплотненными породами. Кроме того, интервал проходит несколько структурных разломов, где существует вероятность поглощения бурового раствора. Говоря о риске пересечения твердых пропластков мощностью 3–5 м, стоит отметить значительное замедление скорости проходки, особенно под углом в 87–89° (скорость падает с 30–50 до 3–5 м/ч). Для успешного бурения твердых пропластков было использовано долото с режущей кромкой типа AxeBlade. Такой тип долота отличает усиленное вооружение, работающее в паре с увеличенной площадью сечения для восходящего потока, что не только позволяет увеличить проходку через твердые пропластки на 60–270 %, но и уменьшить ударные нагрузки и вибрацию на элементы КНБК.

На всех вышележащих интервалах использовался буровой раствор на нефтяной основе (РНО) типа Enviromul, но, по результатам моделирования, на данной секции его реологических свойств не хватало для обеспечения контроля над ЭЦП. В итоге при бурении секции 12,25" (311,1 мм) подрядчиком по сервису буровых растворов было предложено использовать РНО типа VargaCD, реологический профиль которого подходил для решения задач по предотвращению превышения ЭЦП над ожидаемым давлением гидроразрыва. В условиях морской стационарной платформы и ограниченного количества принимающих емкостей переход на другой тип РНО потребовал детального логистического планирования для обеспечения бесперебойного процесса строительства скважины. Бурение интервала было проведено в один рейс без отказа элементов КНБК, что позволило закончить секцию на пять дней раньше запланированного срока. Результаты моделирования показали, что спуск обсадной колонны-хвостовика 9,625" (244,5 мм) до проектной

глубины 8413 м традиционным способом невозможен, поэтому был применен принцип погружения колонны без ее заполнения жидкостью – «на плаву», что позволило успешно спустить колонну-хвостовик до забоя скважины.

В связи с риском пескопроявления начиная с 2016 г. на скважинах Лунского месторождения применяются фильтры. Заканчивание скважины проводится в три этапа, включающих установку нижней части в открытом стволе с последующей гравийной набивкой, а также промежуточной и верхней частей, установленных в эксплуатационной колонне.

Основной особенностью компоновки нижнего заканчивания являются сетчатые фильтры, оснащенные шунтированными трубками, и пакер, устанавливаемый в открытом стволе для разделения продуктивных зон пласта. Данное решение применяется для равномерной гравийной набивки в горизонтальном участке.

Верхнее заканчивание представлено стандартным набором компонентов для добычи и контроля скважины (рис. 5).

ОПЫТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ ПБ НА ПИЛЬТУНСКОМ УЧАСТКЕ

Скважина ПБ является наклонно-направленной с горизонтальным окончанием. Выполнена в виде 7-интервального профиля, представляющего пространственную кривую, которая максимально стремится к 2D-профилю (в одной плоскости) для минимизации сил трения, возникающих в процессе бурения и спуска обсадных колонн. Намеченные геологические цели при расчете профиля скважины указывали, что ее глубина по стволу будет приближаться к 10 км. Фактическая же длина ствола скважины составила рекордные для компании 10 001 м, при глубине по вертикали 1961 м. В свою очередь, отход от вертикали оказался более чем 9200 м. Рассчитываемый индекс DDI составил 7,63, что соответствует сложным пространственным профилям скважин.

В целом строение скважины представлено конструкцией из пяти колонн, две из которых являются хвостовиками. Верхний интервал диаметром 24" (609,6 мм) и протяженностью 1054 м впервые в компании был пробурен винтовым забойным двигателем (ВЗД) ДРУ-240 российского производства. Он показал хорошую надежность и производительность, что позволяет планировать его дальнейшее использование для бурения верхних секций скважин на платформах ПА-Б, ПА-А и ЛУН-А. При этом важно отметить, что тем самым произойдет замещение импортного ВЗД, который ранее использовался на проекте.

Другие интервалы проходились с использованием роторных управляемых систем (РУС), это позволяет осуществлять управление траекторией скважины в условиях сложного пространственного многоинтервального профиля скважины с изменением по зенитному углу и азимуту. Данная характеристика критична с точки зрения потенциальных рис-

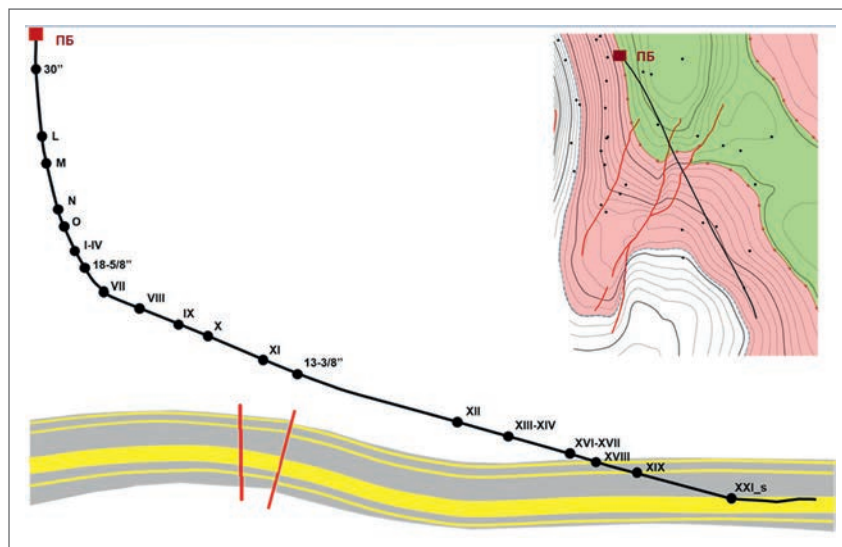


Рис. 6. Структурная карта и профиль скважины на Пильтунском участке

ков пересечения соседних скважин и минимизации резких отклонений значений интенсивности искривления, которые приводят к более высоким силам трения, негативно влияющим на многие аспекты строительства скважины.

Наиболее сложным интервалом ожидаемо оказалась секция 12,25" (311,1 мм), протяженность которой составила более 4100 м в субгоризонтальных условиях бурения ($\alpha - 82-84^\circ$) с финальным забоем 7929 м. Основные риски при бурении – это поглощения бурового раствора, выход из строя элементов КНБК по причине превышения лимитов оборудования (количество часов циркуляции / ударные нагрузки / вибрации), а также обвалы и осыпания породы. Интервал пересекает несколько региональных разломов с низкими градиентами гидроразрыва. Для выбора оптимальных параметров бурения и минимизации негативных последствий было проведено геомеханическое моделирование. На основе полученной модели рассчитывается устойчивость ствола скважины (УСС), которая включает зависимости степени обвалов и осыпания породы от азимутального направления скважины относительно тектонических напряжений в разломной зоне.

Еще одним научным достижением специалистов компании стала разработка рецептуры бурового раствора для различных интервалов скважины с большим отходом от вертикали. Полученный опыт и отработанная рецептура позволяют проектировать и бурить скважины-рекордсмены.

Так, в скважине ПБ длиной 10 км практически все интервалы пройдены с применением растворов на углеводородной основе (РУО). При этом бурение через продуктивный горизонт проведено с использованием безглинистой биополимерной системы бурового раствора, утяжеленной инженерно-подобранном размером состава карбоната кальция на водной основе. Интервалы 24" (609,6 мм) и 16" (406,4 мм) пройдены с применением инвертно-эмульсионного РУО (ENVIROMUL), что позволило минимизировать воздействие на неустойчивые глинистые интервалы и снизить коэффициенты трения. В свою очередь, на интервалах бурения 12,25" (311,2 мм) и 8,5" (215,9 мм) был применен новый тип РУО (BaraECD – безглинистая система) для более стабильного реологического профиля при различных температурах, снижения ЭЦП, лучшей устойчивости к осаждению утяжелителя бурового раствора.

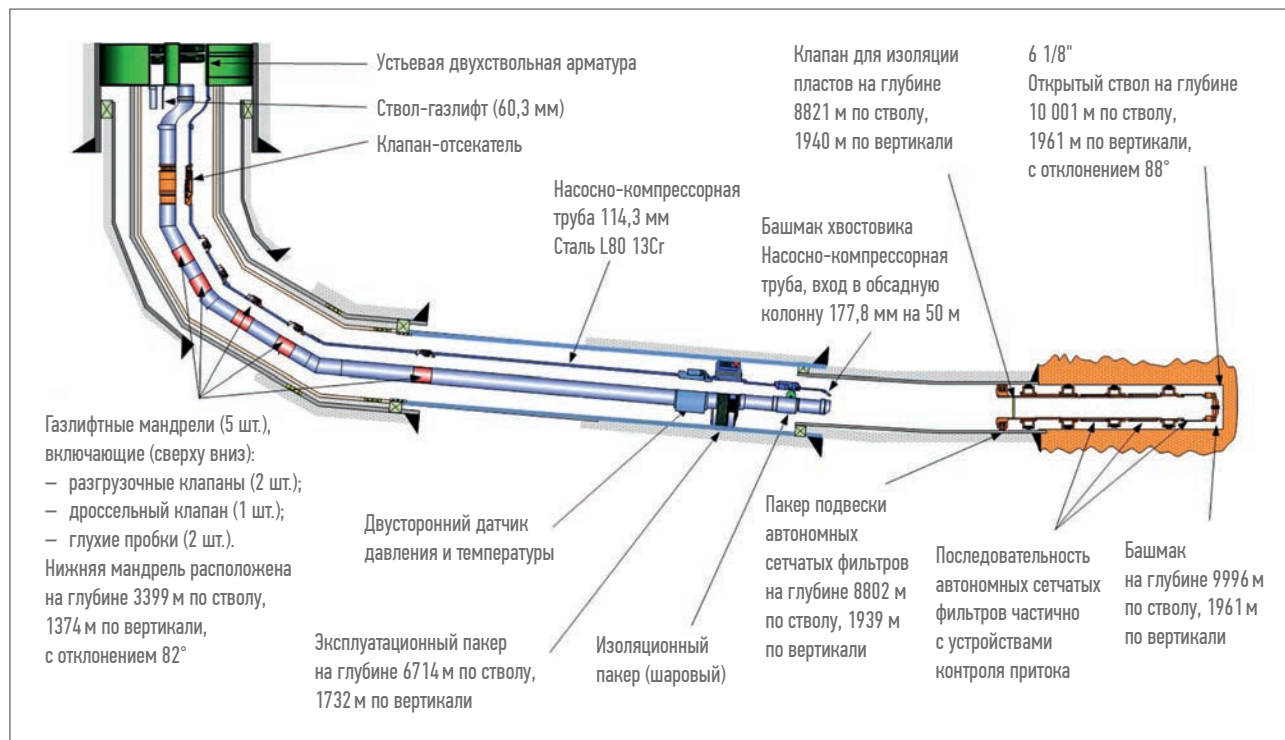


Рис. 7. Типовая схема скважины на Пильтунском участке

Заканчивание скважины ПБ происходит в два этапа: спуск автономных сетчатых фильтров нижней части в открытом стволе и верхней части в эксплуатационной колонне. Верхнее заканчивание также представлено стандартным набором компонентов для добычи и контроля скважины (рис. 7).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В «Сахалинской Энергии» четко структурированный высокотехнологичный процесс проектирования скважин осуществляется собственными ресурсами и глубоко интегрирован со службой разработки месторождений. Управление проектирования скважин, куда входят отделы проектирования бурения, заканчивания, внутрискважинных работ и геолого-технических мероприятий, является неотъемлемой частью департамента по проектированию, строительству и обслуживанию скважин и формирует проектные решения и технологии для внедрения. Высокопрофессиональные специалисты с квалификацией мирового уровня осуществляют проектиро-

вание и реализацию всего спектра работ по строительству новых и поддержанию целостности фонда имеющихся скважин. налажено стратегическое партнерство и взаимодействие с мировыми лидерами в индустрии строительства скважин. При этом преимущественно подрядчики предоставляют исходные данные и предварительные расчеты, которые, в свою очередь, верифицируются инженерами компании. Итоговые модели и расчеты выполняются управлением проектирования скважин. Далее результаты, технические и коммерческие решения проходят внутренний аудит и затем утверждаются экспертным советом компании. При таком подходе оператор проекта «Сахалин-2» непрерывно совершенствуется, развивает компетенции и внутреннюю экспертизу. Согласованные решения имеют исчерпывающий набор документации и необходимые разрешения от контролирующих органов.

Развитие междисциплинарной интеграции позволило компании создавать полный жизненный цикл скважины, начиная с проектиро-

вания и заканчивая ликвидацией. Только силами штатного состава при эффективном взаимодействии с подрядчиками «Сахалинской Энергии» удается добиваться амбициозных целей и успешно реализовывать строительство уникальных высокодебитных скважин, в том числе с рекордной длиной в 10 км. Такой подход, как и другие корпоративные практики, позволяет компании удерживать лидерские позиции и быть одним из ведущих поставщиков энергии в Дальневосточном федеральном округе и Азиатско-Тихоокеанском регионе. ■



000 «Сахалинская Энергия»
 693020, Россия,
 г. Южно-Сахалинск,
 ул. Дзержинского, д. 35
 Тел.: +7 (4242) 66-20-00
 Факс: +7 (4242) 66-28-01
 E-mail: ask@sakhalinenergy.ru

ЧТО ПРЕДЛАГАЕТ ИТ-БИЗНЕС НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

В 2022 г. российский рынок покинули многие иностранные производители. Их российские клиенты лишились лицензий, услуг технической поддержки и доступа к обновлениям программных продуктов. Как перевести инфраструктуру на отечественные аналоги и возможно ли это сделать без остановки бизнес-процессов?

Офисное приложение – ключевой компонент инфраструктуры современной организации. Рынок диктует строгие требования к подобному софту, такие как безопасность, кроссплатформенность и возможность интеграции с другими программными продуктами. Интересные и наиболее зрелые решения предлагает «МойОфис», лидер российского рынка офисного программного обеспечения.

Платформа «МойОфис» – это набор настольных, облачных и мобильных приложений для совместной работы и коммуникаций. Помимо редакторов документов, компания выпускает решения для хранения и управления файлами в частном облаке, корпоративные почтовые системы «МойОфис Почта» и Mailion, средства для интеграции с программным обеспечением (ПО) сторонних производителей, а также собственные шрифты XO_Fonts.

Ключевым отличием «МойОфис» от других решений является тот факт, что ядро, интерфейс и прочие компоненты платформы российские разработчики написали с нуля. В основе продуктов лежат следующие принципы:

- поддержка совместной работы с документами;
- использование частного облака, развернутого на собственных серверах организации или доверенного партнера;
- поддержка российских операционных систем и аппаратных платформ;
- высокие требования к информационной безопасности, независимый аудит и сертификация регуляторами.

«МойОфис» развивается с 2013 г., продукты компании входят в реестр

отечественного ПО, полностью соответствуют российскому законодательству и имеют сертификаты Федеральной службы по техническому и экспортному контролю РФ. В число акционеров «МойОфис» входит «Лаборатория Касперского», мировой лидер в области кибербезопасности. Информационная безопасность заложена на уровне архитектуры продуктов, что гарантирует пользователям контроль над данными и высокую защиту от утечек информации.

КТО УЖЕ ПОЛЬЗУЕТСЯ ПРОДУКТАМИ «МОЙОФИС»?

Сегодня клиентами компании являются более 5100 организаций, в том числе Банк ВТБ (ПАО), Госкорпорация «Росатом», АО «Почта России», а также ряд федеральных и региональных органов исполнительной власти.

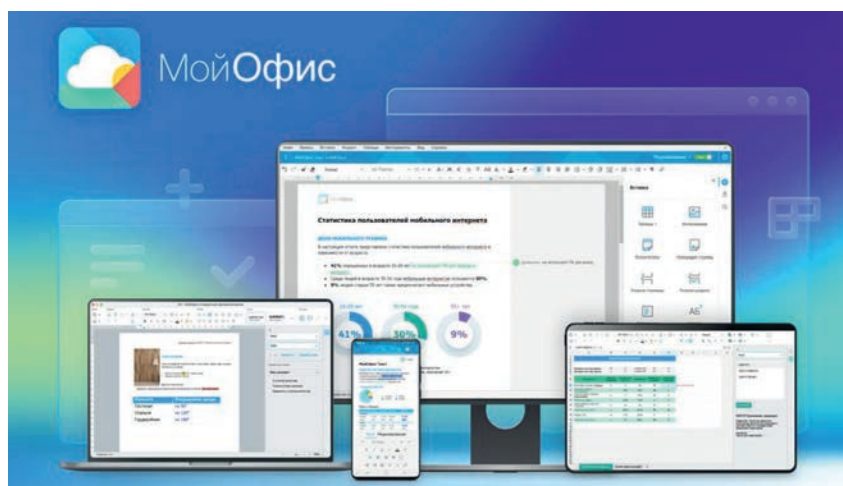
В структурах ПАО «Газпром» продукты «МойОфис» тоже активно применяются: начиная с 2020 г. их приобрели и используют ООО «ГЭХ Инжиниринг», структуры ООО «Газпром межрегионгаз» в Санкт-Петербурге, Кургане и Ульяновске, филиалы АО «Газпром

газораспределение» в Астрахани, Кирове, Костроме, Липецке, Вологде и Перми, а также ООО «Газпром добыча Уренгой».

С ЧЕГО НАЧАТЬ ПЕРЕХОД НА РОССИЙСКИЙ СОФТ?

Первым шагом для старта процесса перехода может стать обращение к вендору, который уже накопил большой опыт внедрения и поможет пройти этот путь максимально безопасно, корректно и бесшовно.

«МойОфис» сформировал экспертную команду для проведения аудита ИТ-инфраструктуры заказчиков и оказания консалтинговых услуг по собственной методологии внедрения. Производитель предлагает эффективные сценарии миграции, которые включают создание экосистемы рабочих мест на основе российского ПО и разработку концепции перехода на новый единый облачный стандарт работы с документами в крупных корпорациях. Помимо расширенной технической поддержки, «МойОфис» помогает клиентам организовать обучение в ведущих учебных центрах во всех регионах РФ. ■



ЦИФРОВЫЕ ПРОЕКТЫ ПОД КЛЮЧ: ЦИФРОВИЗАЦИЯ НА СЛУЖБЕ У ПРОИЗВОДСТВА

ПАО «Газпром» подошло к вопросу цифровизации бизнеса комплексно и системно, приняв решение создать вспомогательное подразделение – единый интегратор цифровых решений для всей Группы. Цель заключалась в том, чтобы снять нагрузку по выбору и интеграции цифровых решений со всех участников инвестиционной деятельности. Так, в 2019 г. ООО «Газпром ЦПС» под руководством ООО «Газпром инвест» и департаментов ПАО «Газпром» совместно с филиалами и интегрированными офисами, которые являются конечными пользователями внедряемых систем, запустило процессы цифровой трансформации компании.

Задача по внедрению инновационных технологий в глобальный процесс цифровизации компании сложна и многосоставна. Недостаточно выбрать подходящую технологию, важно создать среду для ее внедрения и дальнейшего эффективного использования. Среда создается за счет взаимного интегрирования процессов, а именно подготовки инфраструктуры и архитектуры, разработки методологий, изменения бизнес-процессов, внедрения в культуру компании, обучения, информиро-



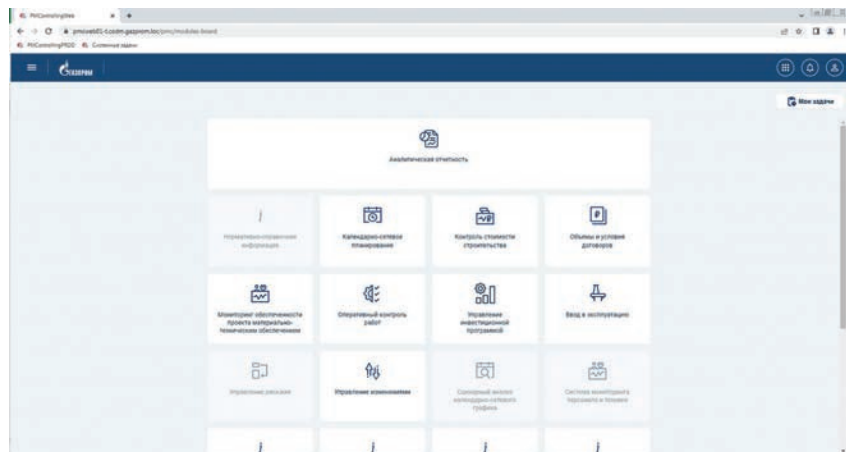
вания сотрудников и утверждения новых регламентов взаимодействия.

В данном случае главную роль в эффективном внедрении изменений сыграла вовлеченность ключевых участников. Совместная деятельность департаментов ПАО «Газпром» и ООО «Газпром инвест» обеспечила создание и согласование концепции и планов по цифровизации процессов. Работа шла по двум основным направлениям. Во-первых, это доработка имеющейся в Группе «Газпром» методологии проектного управления и перестройка бизнес-процессов в целях создания основы для последующей гибкой настройки механизмов по внедрению цифровых проектов. Во-вторых, автоматизация процессов и объединение всех существующих систем.

Именно под такие задачи создана компания «Газпром ЦПС», которая собрала кросс-функциональные команды, объединившие экспертов отрасли с опытом внедрения цифровых проектов и ИТ-специалистов и использующие наработки ведущих поставщиков российского программного обеспечения.

«Газпром ЦПС» выступает связующим звеном между инновациями и производством. За счет такого подхода каждая новая технология не просто закупается, а правильным образом встраивается в конкретное подразделение, филиал, компанию. Эффективность внедрения новых цифровых продуктов обусловлена оптимальным набором услуг, включающим отраслевой консалтинг, ИТ-консалтинг, ИТ-разработку, проектирование единых цифровых систем, обучающие программы.





Цифровизация в государственных отраслях — это масштабный проект, который требует комплексных решений и высокого профессионализма. Сегодня в арсенале ООО «Газпром ЦПС» более 20 проектов и решенных кейсов, готовых для тиражирования в отрасли.



Учитывая масштаб компании «Газпром», можно утверждать, что за довольно короткий срок были достигнуты важные результаты.

В 2020 г. запущен большой проект «Единая цифровая платформа», который объединил в своем поле 12 систем. Некоторые из них уже работают или тестируются. Конечно, часть созданных систем будет пересмотрена и в своей финальной версии изменится, но благодаря тестовым версиям уже сегодня можно наглядно представить воплощение этих идей на практике.

Кроме того, одним из главных направлений стало внедрение культуры проектного управления и обеспечение инвестиционных проектов соответствующими сервисами. Начальный этап потребовал унификации документов, создания единого понятийного поля не только для Группы «Газпром», но и для подрядчиков, работающих на проектах предприятия. В результате на сегодняшний день все филиалы компании «Газпром инвест» обеспечены календарно-сетевыми графиками, унифицирована отчетность, разработаны и запущены три большие

обучающие модульные программы, более 150 сотрудников уже прошли программы «Проектный контроль», «Концептуальный инжиниринг» и «Строительный контроль».

В рамках реализации программы цифровизации ПАО «Газпром» были спроектированы и построены ситуационно-аналитические центры «Центр управления проектами» и «Центр строительства скважин». Это пространства, оснащенные специальной техникой и программным обеспечением для работы в кросс-функциональных командах.

В период дистанционной работы запущен проект «Аэромониторинг», который позволил получать данные со строительных объектов и существенно сократить участие человека и необходимость выезда команд из нескольких работников. Сегодня на объектах компании работает около 50 экипажей беспилотных летательных аппаратов.

За счет технологии виртуальной реальности созданы модули, которые позволяют проходить обязательное обучение охране труда и здоровья и производственной безопасности на объектах, находящихся на удаленных участках, без их посещения.

Основная задача «Газпром ЦПС» — это поставка оптимального комплексного решения под ключ, которое начинается с изучения потребностей и заканчивается технической поддержкой внедренного продукта. ООО «Газпром ЦПС» — кросс-функциональная компания с готовыми проектными командами, обеспечивающими индивидуальный подход к каждому заказчику. ■



197198, Россия,
г. Санкт-Петербург,
пр-кт Добролюбова, д. 16,
корп. 2, лит. А, БЦ «Арена Холл»
Тел.: +7 (812) 935-70-52
E-mail: info@gazpromcps.ru
www.gazpromcps.ru

ФОРМИРОВАНИЕ СКВОЗНОЙ ЦИФРОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ В ОБЛАСТИ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ И ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБЪЕКТОВ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ РЕЗУЛЬТАТОВ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ОБСЛЕДОВАНИЙ

УДК 004::622.691.4

С.В. Трапезников, ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» (Екатеринбург, Россия),

S.Trapeznikov@ekaterinburg-tr.gazprom.ru

А.С. Саломатин, ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», A.Salomatин@ekaterinburg-tr.gazprom.ru

С.С. Кукушкин, ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», S.Kukushkin@ekaterinburg-tr.gazprom.ru

П.Д. Широких, ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», P.Shirokikh@ekaterinburg-tr.gazprom.ru

А.В. Шипилов, к.т.н., ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, Россия), A.Shipilov@adm.gazprom.ru

А.М. Басов, ПАО «Газпром», A.Basov@adm.gazprom.ru

Одно из приоритетных направлений, обеспечивающих инновационное развитие современных энергетических компаний, – цифровизация. Внедряемые в ПАО «Газпром» и его дочерних обществах информационно-управляющие системы, специализированные программные комплексы и технологии цифрового моделирования обеспечивают оптимизацию и повышение эффективности функционирования соответствующих бизнес-процессов.

Для дочерних обществ, основной вид деятельности которых – транспортировка газа по магистральным газопроводам, газопроводам-отводам и его бесперебойная поставка потребителям, ДТОиР является одним из ключевых бизнес-процессов.

Технологии диагностики, как основа для принятия решений о необходимости и приоритетности ремонта, активно развиваются в направлении автоматизации физических методов контроля. Вместе с тем в настоящее время отсутствует достаточное количество практических решений по автоматизации метода, с которого начинается большинство процессов диагностирования, – визуально-измерительного контроля. Разработка подобных решений, в особенности формирующих подробные данные о поверхности и конфигурации объекта контроля, позволяет создавать основу для построения высокоточных цифровых моделей с их последующим дополнением результатами других видов обследования, прочностных и ресурсных расчетов.

В ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» в рамках реализации НИОКР разработан и изготовлен опытный образец – автоматизированный комплекс визуально-измерительного контроля труб, осуществляющий посекторное лазерное сканирование их поверхности с последующим построением цифровой модели, выполнением прочностных расчетов и формированием базы данных, предусматривающей интеграцию результатов всех выполненных обследований.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ, СКВОЗНАЯ ЦИФРОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ, ИНФОРМАЦИОННО-УПРАВЛЯЮЩАЯ СИСТЕМА, ВИЗУАЛЬНЫЙ И ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ, НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ, РЕМОНТ ГАЗОПРОВОДОВ, НАДЕЖНОСТЬ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ.

Устойчивое инновационное развитие невозможно без внедрения в бизнес-процессы высокотехнологичных товаров, работ, услуг, соответствующих современному научно-техническому уровню, учитывающих перспективные тренды и разработки. Для достижения этой цели в ПАО «Газпром» действует

корпоративная система внедрения инновационной продукции.

В 2017 г. в компании утверждена «Единая система управления инновационной деятельностью дочерних обществ ПАО «Газпром», предусматривающая их вовлечение в этот процесс посредством формирования и реализации про-

грамм инновационного развития, взаимодействия с отраслевыми институтами, выполнения НИОКР.

Поскольку в настоящее время эффективность инноваций во многом определяется ходом цифровизации, а также в связи с необходимостью учета в программах инновационного развития меро-

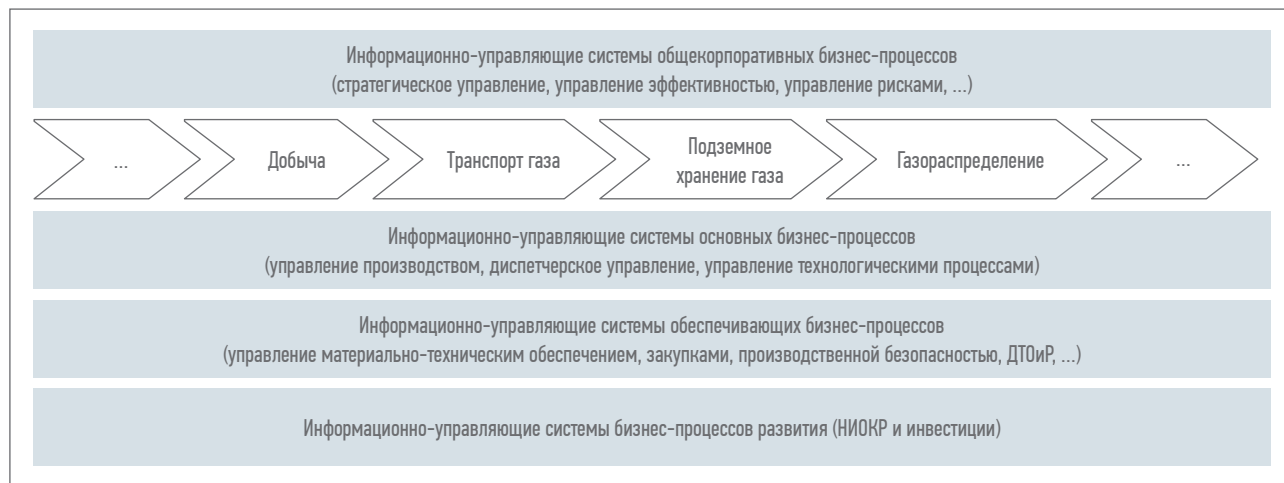


Рис. 1. Цифровизация бизнес-процессов газового бизнеса Группы «Газпром»

приятый и целевых показателей национальных проектов, в том числе проекта «Цифровая экономика Российской Федерации» [1, 2], в 2022 г. была утверждена «Стратегия цифровой трансформации ПАО «Газпром» (Группы Газпром)» [3]. В числе приоритетов компании по направлению деятельности «Транспортировка» в соответствии с [3] – технологии моделирования и симуляции, робототехника и автоматизация, цифровые двойники. В целях реализации стратегии предполагается цифровизация групп бизнес-процессов – общекорпоративных, основных производственных, обеспечивающих, развития (рис. 1).

ЦИФРОВИЗАЦИЯ БИЗНЕС-ПРОЦЕССА ДТОИР В ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ ЕКАТЕРИНБУРГ»

Для ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» как для дочернего общества, реализующего направление деятельности «Транспортировка», особое значение имеет цифровизация бизнес-процесса ДТОиР, одного из приоритетных и непосредственно влияющих на обеспечение надежности поставок газа потребителям.

В ПАО «Газпром» в настоящее время разработано и внедрено большое количество информационно-управляющих систем (ИУС), автоматизирующих бизнес-про-

цессы в основном верхнего и среднего уровня, в том числе оценку технического состояния и ДТОиР [4]. При этом решений, автоматизирующих формирование массива результатов технического диагностирования (и соответствующей технической документации), а также обеспечивающих систематизацию и верификацию этих данных, недостаточно (рис. 2). В ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» указанная проблема решается посредством создания локальных информационных систем (ИС). В части формирования первичных результатов технического диагностирования выполняется ряд работ (в том числе в рамках НИОКР) по внедрению современных методов неразрушающего контроля сварных соединений и основного металла труб магистральных газопроводов.

Таким образом, ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» в этом направлении реализует следующие подходы:

- внедрение в деятельность Общества системы мониторинга технического состояния объектов магистральных газопроводов как составной части процесса создания единой модели цифровых данных о составе, технических характеристиках и состоянии, пространственном положении производственных объектов и оборудования ПАО «Газпром», а также о проектной и исполни-

тельной документации по ним (в соответствии с цифровой инициативой 193 из Перечня проектов Программы цифровой трансформации ПАО «Газпром» [3]);

- разработку и внедрение средств диагностики, позволяющих формировать массив первичной информации, непосредственно характеризующей параметры и состояние технических устройств и систем, с последующей передачей первичных данных и выполненных расчетов, прочностных и ресурсных оценок в ИУС, обеспечивающие принятие и оценку эффективности управленческих решений.

Основные результаты, полученные при реализации первого из обозначенных подходов, представлены в [5]. Для достижения целей второго подхода специалистами Инженерно-технического центра ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» разработана концепция автоматизированного комплекса визуально-измерительного контроля труб, повторно вовлекаемых в производство. Подобный выбор был обусловлен тем, что большинство физических методов контроля так или иначе автоматизированы – существует достаточное количество сканеров-дефектоскопов, реализующих ультразвуковой, магнитный, вихрековый методы контроля. Разработки в области автоматизации визуально-измерительного



Рис. 2. Особенности формирования сквозных цифровых технологий на примере процесса ДТОиР

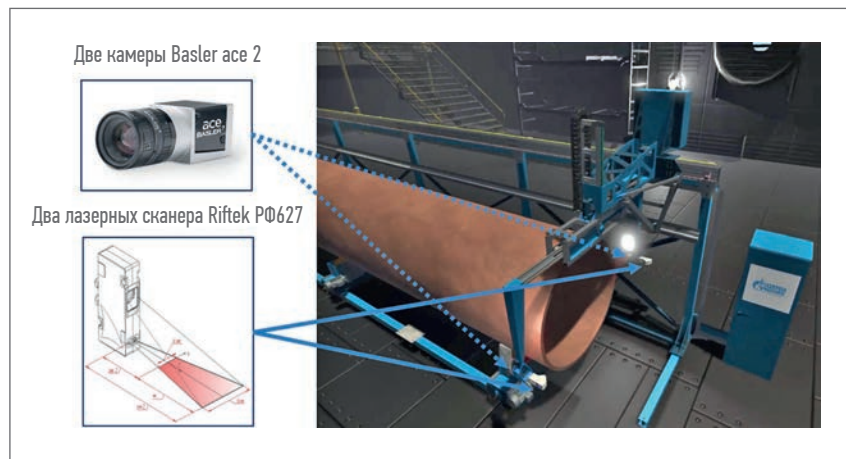


Рис. 3. Автоматизированный комплекс визуально-измерительного контроля труб – 3D-модель



Рис. 4. Автоматизированный комплекс визуально-измерительного контроля труб – опытный образец

дования, прочностных и ресурсных расчетов. Соответственно, концепция предполагала разработку программного обеспечения (ПО) для консолидации результатов технического диагностирования труб, осуществляемого другими методами неразрушающего контроля (как до, так и после ремонта труб), в единую базу данных (БД).

Указанная концепция была реализована в рамках инициированных ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» НИОКР. Полученные результаты представлены ниже.

Во-первых, разработан и изготовлен опытный образец «Автоматизированный комплекс визуально-измерительного контроля труб». Это стационарный комплекс (с возможностью установки в условиях завода и мобильных баз ремонта) для посекторного лазерного сканирования поверхности труб с формированием цифрового образа (облака точек) обследованных объектов и его передачей в специализированное ПО (рис. 3, 4).

Основу измерительной части созданного образца составляют лазерные триангуляционные сканеры Riftek. Дополнительно установлена система получения видеоизображения. Универсальность конструкции, связанная с возможностью регулировки расстояния между лазерными сканерами и высоты

контроля объектов магистральных газопроводов в основном направлены на контроль сварных соединений. При этом автоматизация визуально-измерительного контроля объекта в целом с формированием

подробных данных о его поверхности и конфигурации позволяет создать основу для построения высокоточных цифровых моделей с их последующим дополнением результатами других видов обслед-

их положения, а также расстояния между опорами для вращения труб, позволяет контролировать трубы различных диаметров из диапазона 530–1420 мм.

Во-вторых, разработано ПО «Оценка дефектов труб и качества выполненного ремонта», обеспечивающее:

- построение цифровой модели трубы с дефектами (3D-модель + развертка, рис. 5);
- оценку размеров дефектов;
- расчет допустимости дефектов в соответствии с нормативной документацией ПАО «Газпром»;
- оценку допустимости выполненного ремонта;
- формирование БД обследованных труб с интеграцией результатов всех выполненных обследований;
- подготовку данных для дальнейшей передачи в ИУС ПАО «Газпром».

Подготовленные данные в перспективе также могут быть экспортированы в информационную систему оценки технического состояния технологических объектов ЕСГ России ПАО «Газпром» (ИСТС «Инфотех»), в которой работа с результатами диагностики предусмотрена в рамках функционала «Автоматизированного рабочего места – Контроль диагностических обследований» [6].

Сравнение дефектов на наружной поверхности трубы и их отображения для пользователя в ПО после сканирования представлено на рис. 6. Разработанный комплекс можно в относительно сжатые сроки переместить на новое место базирования, а ПО использовать независимо от аппаратной части (например, для ведения БД результатов технического диагностирования, выполняемого без применения опытного образца). При необходимости можно создать независимое ПО для работы с данными (облаком точек), получаемыми аппаратным комплексом.

Схема автоматизированного в рамках представленного направления процесса приведена на рис. 7.

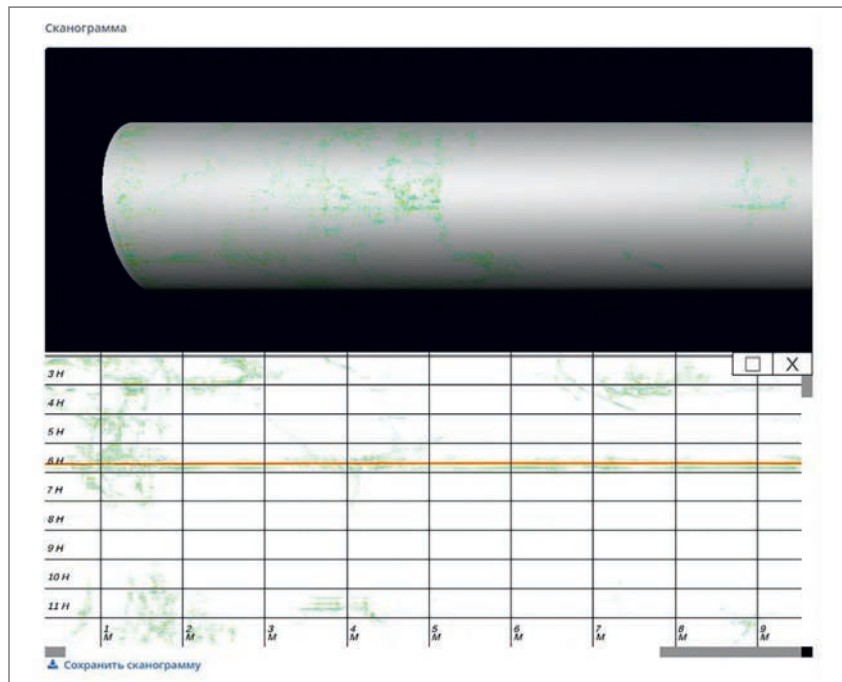


Рис. 5. Графическое представление результатов автоматизированного визуально-измерительного контроля

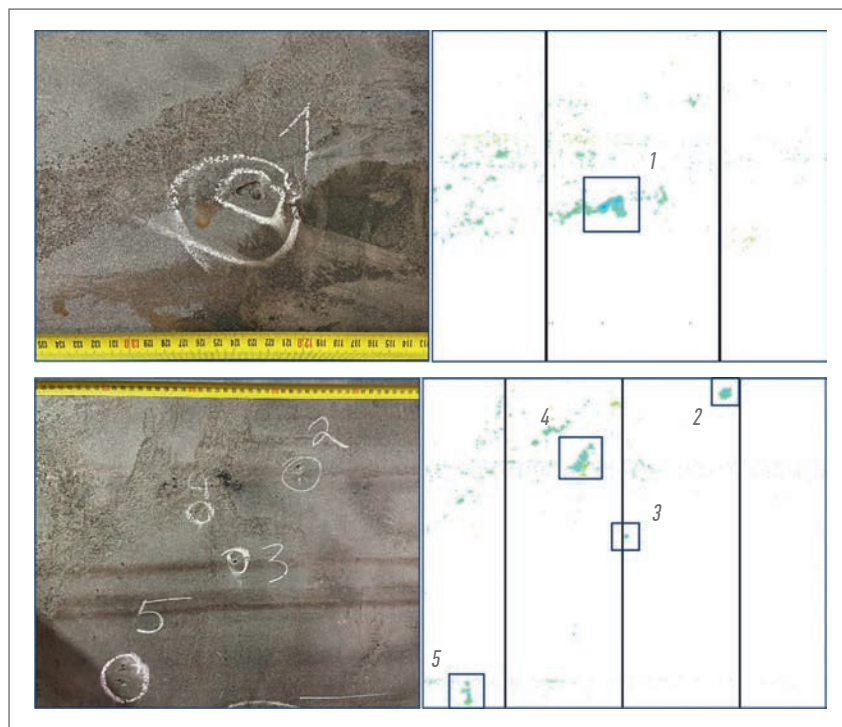


Рис. 6. Дефекты поверхности трубы и их отображение в программном обеспечении после сканирования

Разработка была выполнена по договору НИОКР между ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» и ООО «ИТ-Сервис» (г. Самара), в качестве соисполнителей привлекались ООО «НПЦ

«Самара» и ООО «Центр информационных технологий». Функциональный заказчик – Департамент ПАО «Газпром» (С.В. Скрынников). Результаты представлены ООО «Газпром

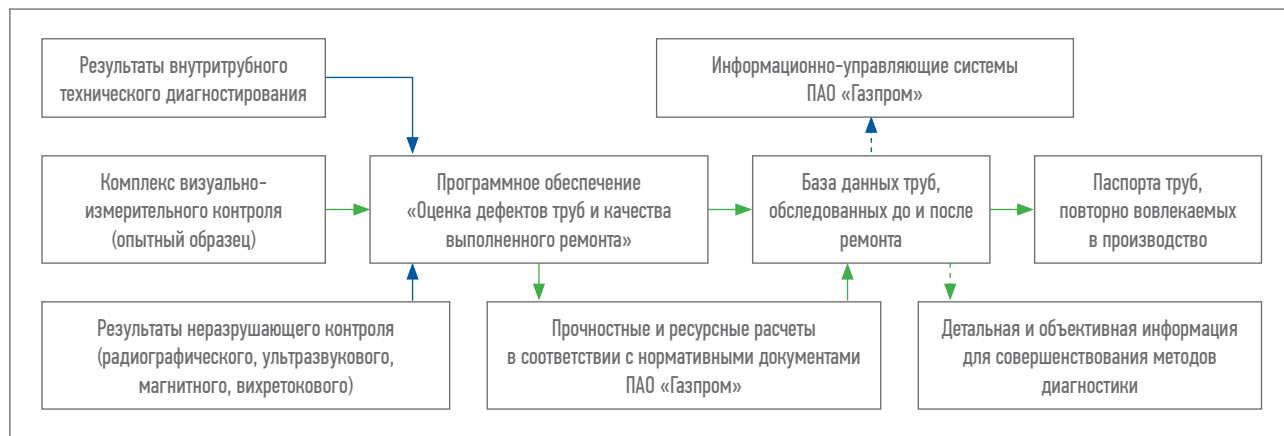


Рис. 7. Схема автоматизированных процессов: зеленые линии – с минимально возможным участием оператора; синие – требующие переноса данных оператором (например, импорта из таблиц Microsoft Excel); пунктирные – требующие дополнительной подготовки данных

трансгаз Екатеринбург» в рамках VIII отраслевого совещания «Состояние и основные направления развития неразрушающего контроля качества сварных соединений объектов ПАО «Газпром», 76-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2022» (доклад отмечен дипломом 3 степени в секции «Автоматизация, моделирование и искусственный интеллект в нефтегазовой отрасли»), а также XI Международной конференции «Обслуживание и ремонт основных фондов ПАО «Газпром».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При цифровой трансформации масштабных производств приоритет зачастую отдается созданию ИС, позволяющих получить комплексное представление о функционировании ключевых бизнес-процессов. При этом формирование основного первичного

массива данных зачастую происходит при непосредственном участии специалистов, осуществляющих или снятие и подготовку данных к вводу в ИС, или решение задач межсистемной интеграции, что обуславливает достаточно высокую трудоемкость процессов цифровизации. Разработка технических решений на физическом уровне, т.е. оборудования, непосредственно взаимодействующего с элементами газотранспортной системы, получающего информацию с первичных датчиков и транслирующего эти данные в ИС, несмотря на существующий задел в указанном направлении, в ряде случаев находится на уровне, недостаточном для эффективного внедрения и использования сквозных цифровых технологий. Представленные в настоящей статье результаты НИОКР позволяют отработать методики и способы решения указанных и других про-

блем, возникающих в процессе формирования интеграционного взаимодействия производственных систем (существующих и вновь разрабатываемых) с ИУС, автоматизирующими процессы ДТОиР объектов магистральных газопроводов.

В целях развития созданной системы «автоматизированный комплекс + ПО» и формирования в дальнейшем основы для разработки сквозных цифровых технологий, технологий цифровых двойников элементов газотранспортной системы специалистами ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» в настоящее время осуществляется поиск оптимальных решений, которые позволят (при соответствующей доработке) автоматически интегрировать в систему результаты технического диагностирования, выполняемого другими методами неразрушающего контроля. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Российская Федерация. Правительство. Стратегическое направление в области цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса: распоряжение Правительства Российской Федерации от 28.12.2021 № 3924-р // Правительство Российской Федерации: офиц. сайт. URL: <http://government.ru/docs/all/138901/> (дата обращения: 21.10.2022).
2. Министерство промышленности и торговли Российской Федерации. Стратегия цифровой трансформации обрабатывающих отраслей промышленности в целях достижения их «цифровой зрелости» до 2024 года и на период до 2030 года // ГАРАНТ: информ.-правовой портал. URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/401415210/> (дата обращения: 21.10.2022).
3. ПАО «Газпром». Стратегия цифровой трансформации ПАО «Газпром» (Группы Газпром): решение Совета директоров ПАО «Газпром» от 25.01.2022 № 3709 // ПАО «Газпром»: офиц. сайт. URL: <https://www.gazprom.ru/> (дата обращения: 21.10.2022). Режим доступа: по особым условиям в локальной сети владельца.
4. Концепция управления техническим состоянием и целостностью объектов ГТС ОАО «Газпром» с учетом задач транспортировки газа / ООО «Газпром ВНИИГАЗ». М.: Газпром, 2011. 122 с.
5. Трапезников С.В., Саломатин А.С., Баусов С.В., Кукушкин С.С. Организация процессов управления техническим состоянием и целостностью объектов МГ ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» // Газовая промышленность. 2020. № S1 (797). С. 112–115.
6. Шипилов А.В., Шестопалов Д.Г., Прохожаев Т.О. и др. Цифровая трансформация бизнес-процессов управления и контроля за ходом диагностических обследований на объектах ПАО «Газпром» // Газовая промышленность. 2021. № 3 (813). С. 78–85.

ИТ-СЕРВИС

ЭФФЕКТИВНЫЙ ИНЖИНИРИНГ ДЛЯ ВАШЕГО БИЗНЕСА

- 20 лет на рынке
- Более 1000 успешных проектов
- Более 300 сотрудников в штате
- География работ охватывает более 30 стран
- Собственные лаборатории

ЦИФРОВИЗАЦИЯ ↗

- Аппаратно-программные комплексы
- Специализированные ГИС
- Цифровые двойники
- Риск-менеджмент
- Импортозамещение
- Видеоаналитика
- Автоматизация бизнес-процессов

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ↗

- Проектно-изыскательные работы
- BIM-проектирование
- Подсчет запасов и проектирование разработки месторождений
- Разработка норм и нормативов



МАТЕРИАЛОВЕДЕНИЕ ↗

- Разработка и внедрение новых материалов
- Проведение промысловых и лабораторных испытаний
- Экспертная и научная деятельность

КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ↗

- Технический аудит
- Входной контроль
- Независимая инспекция
- Строительный контроль
- Экспедирующий



Международная научно-техническая конференция «Коррозия в нефтяной и газовой промышленности»
corr-conf.ru

Узнай больше на
its-samara.com



ООО «ИТ-Сервис»
443001, г. Самара, ул. Ульяновская/Ярмарочная, д. 52/55.
Тел.: +7 (846) 212-00-39. Факс: +7 (846) 212-00-41.

ТЕХНОЛОГИИ ИНФОРМАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ КРЕДО – ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ

С.А. Коледа, ООО «КОМПАНИЯ «КРЕДО-ДИАЛОГ»

Исходя из принципов технологий информационного моделирования, геодезические, геологические и другие инженерные изыскания играют огромную роль в жизненном цикле проекта, являясь основой для принятия верных, экономически обоснованных проектных и строительных решений. Все разделы инженерных изысканий вносят свою часть информации в формирование сводной информационной модели местности.

Продукты КРЕДО позволяют настроить необходимые цепочки обработки инженерно-геодезической информации вне зависимости от типа и марки использованного оборудования, будь то облака точек или файлы, полученные с тахеометров, – все данные сводятся в единую модель, дополняются архивной информацией (предварительно обработанными карт-материалами, векторными подложками и пр.).

Использование КРЕДО для ведения единой сводной модели дает важное преимущество – возможность работы как в государствен-

ных, так и в локальных системах координат с использованием картографических веб-сервисов.

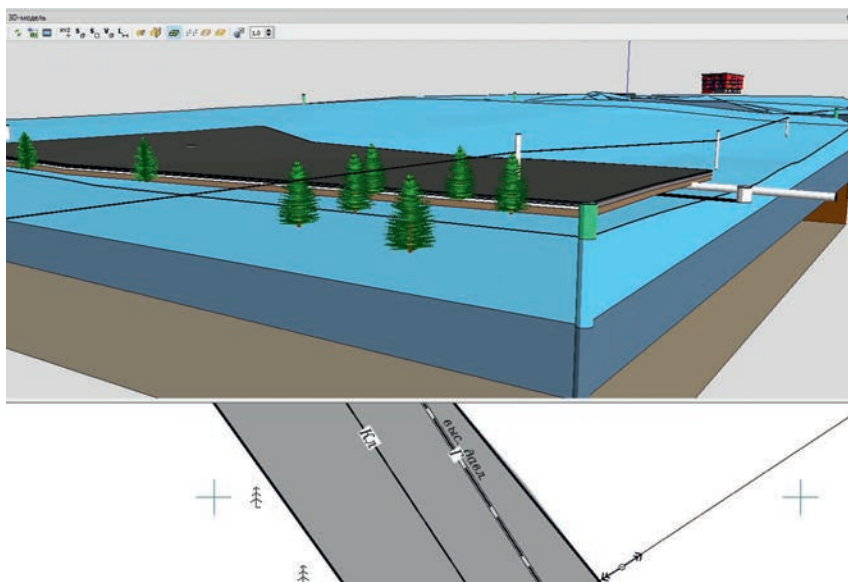
Формирование цифровой модели местности (ЦММ) давно уже стало стандартом работы инженера. Переход в 3D от плоских чертежей можно считать свершившимся фактом, однако современные условия требуют наполнения элементов ЦММ атрибутивной информацией и выстраивания связей между атрибутами и геометрическими параметрами всех объектов.

Первым разделом формирования информационной цифровой модели местности (ИЦММ) явля-

ется создание цифровой модели рельефа. Инструменты КРЕДО для работы с поверхностями отвечают за моделирование рельефа любой сложности, формирование проектных поверхностей, выполнение операций по их сравнению, нахождению пересечений и пр.

Программы КРЕДО ТОПОГРАФ, ТОПОПЛАН, ЛИНЕЙНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ и другие решения компании позволяют формировать модели поверхности, учитывая различные микроформы рельефа, в том числе в автоматическом режиме. Качественные модели поверхностей обеспечивают принятие экономически обоснованных проектных решений, возможность подсчета объемов грунта, составление картограмм и графиков распределения земляных масс.

Вторым разделом информационной модели местности является цифровая модель ситуации, описывающая положение на местности как естественных, так и искусственных объектов. Функционал продуктов платформы КРЕДО III позволяет не только описывать геометрическое положение объектов на местности методами координатной геометрии, но и создавать информационные модели объектов, насыщенные атрибутивной и графической информацией. Использование редактируемых классификаторов дает возможность гибко подходить к формированию типов данных, выстраивать необходимые взаимосвязи и иерархию подчинения в информационной модели.



ФОРМИРОВАНИЕ ЦИФРОВОЙ МОДЕЛИ МЕСТНОСТИ ДАВНО УЖЕ СТАЛО СТАНДАРТОМ РАБОТЫ ИНЖЕНЕРА. ПЕРЕХОД В 3D ОТ ПЛОСКИХ ЧЕРТЕЖЕЙ МОЖНО СЧИТАТЬ СВЕРШИВШИМСЯ ФАКТОМ, ОДНАКО СОВРЕМЕННЫЕ УСЛОВИЯ ТРЕБУЮТ НАПОЛНЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЦММ АТРИБУТИВНОЙ ИНФОРМАЦИЕЙ И ВЫСТРАИВАНИЯ СВЯЗЕЙ МЕЖДУ АТРИБУТАМИ И ГЕОМЕТРИЧЕСКИМИ ПАРАМЕТРАМИ ВСЕХ ОБЪЕКТОВ.

Ведение такого сложного вида деятельности, как информационное моделирование, невозможно без среды общих данных, которая обеспечивает права доступа всем участникам бизнес-процесса. Такой средой общих данных в ТИМ КРЕДО служит хранилище документов – утилита для настройки правил хранения и структуры данных объекта, распределения ролей участников и ведения полной истории работ.

Сформированная в итоге ИЦММ становится не только основой для последующих этапов жизненного цикла объектов капитального строительства, но и источником для подготовки традиционных отчетов и выходных графических материалов.

Раздел инженерно-геологических изысканий применительно к технологиям информационного моделирования тоже требует внимания с точки зрения комплексности работ.

Подготовка инженерно-геологической информации традиционно начинается с полевых геологоразведочных работ, проводимых прямыми и косвенными методами. Геологическая линейка КРЕДО дает возможность свести результаты полевого этапа в единую информационную модель, обработать данные из различных источников и сформировать необходимую библиотеку инженерно-геологических скважин и грунтов с их физико-механическими и химическими характеристиками.

3D-модель геологии создается на основании сетки плоских геологических разрезов, которая позволяет геологу точно отображать строение объекта производства работ. В результате геологическая модель, сформированная из 3D-тел, несет в себе полную информацию обо всех характеристиках грунта, заданных в геологической легенде.

Использование геологической информации, подготовленной в КРЕДО, повышает качество принимаемых проектных решений, ведь, имея 3D-модель геологического строения, проектировщик может извлекать из нее информацию в любом необходимом объеме.

Все системы КРЕДО функционируют в единой информационной оболочке, что упрощает работу пользователя и исключает необходимость переключения между системами и потерю данных. ■



ООО «КОМПАНИЯ
«КРЕДО-ДИАЛОГ»
Тел.: +7 (499) 961-61-02
E-mail: market@credo-dialogue.com

на правах рекламы



Программные продукты КРЕДО – мультиплатформенная отечественная разработка для решения задач информационного моделирования объектов.

Работаем под ОС Astra Linux!

НОВЕЙШЕЕ ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ И НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ CHEMINGWAY

Н.Г. Миронов, ООО «АйТуБи»

Н.Д. Рябухин, ООО «АйТуБи»

Р.Д. Рамазанов, ООО «АйТуБи»

ООО «АйТуБи» на территории особой экономической зоны «Иннополис» ведет проект по созданию отечественного программного обеспечения для технологического проектирования объектов нефтегазоперерабатывающей и нефтехимической промышленности «Система автоматизированных расчетов технологических процессов» с рабочим названием Chemingway («Хэмингуэй»).

Программа позволит провести импортозамещение таких зарубежных продуктов, как AVEVA PRO/II, Aspen Technology (Aspen HYSYS), для моделирования процессов разделения и подготовки углеводородных смесей в нефтегазовой отрасли. Функционал разрабатываемого программного обеспечения (ПО) позволяет рассчитывать технологические процессы:

- промышленной подготовки природных газов;
- подготовки и переработки газового конденсата;
- разделения природного и нефтяного газа;
- низкотемпературного разделения природного и нефтяного газа, в том числе в детандерных установках;
- компримирования газов.

Программный продукт содержит следующие модули: детандер, смеситель, дроссель, сепаратор двухфазный (трехфазный), компрессор, насос, нагреватель/охладитель, теплообменник противоточный (многопоточный), колонное оборудование. Помимо этого, разрабатываются инструменты управления единицами измерения и экспорта результатов.

Данная разработка базируется на BIM-технологии и позволяет, подобно цифровому конструктору,

собирать отдельные элементы в единую BIM-модель.

По способу построения расчетных технологических схем из от-

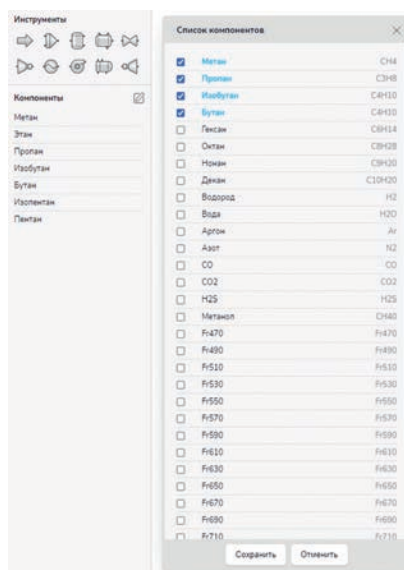


Рис. 1. Интерфейс создания списка используемых компонентов

дельных элементов Chemingway («Хэмингуэй») относится к системам с визуальным интерфейсом, позволяющим формировать схемы непосредственно на экране компьютера, выбирая элементы из списка и соединяя их в определенном порядке.

Разработка модели начинается с задания перечня используемых индивидуальных компонентов в расчетной среде. Для этих целей предусмотрены удобные инструменты для создания и редактирования компонентов различных смесей (рис. 1).

После выбора используемых компонентов в расчетной среде предоставляется выбор основных технологических элементов – модулей для построения расчетной схемы (рис. 2).

При наведении на каждый элемент появляются дополнительные информационные окна со свой-

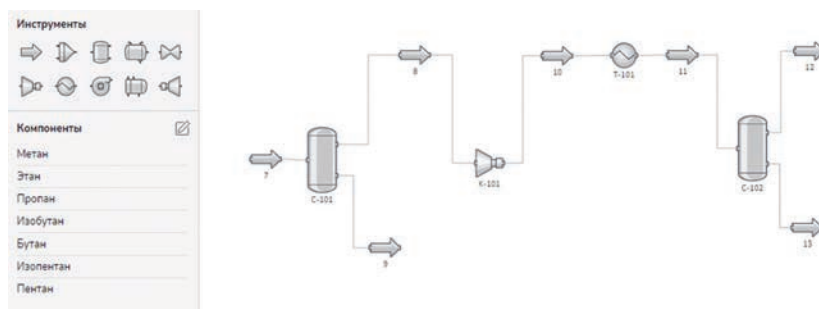


Рис. 2. Пример расчетной схемы

Наименование	Единица измерения
Температура	К
Давление	МПа
Мольная доля пара	%
Мольный расход	mol/h
Массовый расход	kg/h
Тепловой поток	HeatFlow
Мощность	WPower
Адиабатическая эффективность	%
Тепловая нагрузка	kJ
Разность температур	К
Перепад давления по потоку 1	МПа
Перепад давления по потоку 2	МПа

Рис. 3. Пример вывода свойств из расчетной схемы

ствами и параметрами потоков/модулей (рис. 3).

Отличительной особенностью программного продукта по сравнению с зарубежными аналогами стала библиотека компонентов российских производителей оборудования, возможность работы без установки на компьютер пользователя (облачная архитектура).

Планируется разработать модули экономической оценки и предусмотреть моделирование в динамическом режиме. Программа позволит использовать базу предыдущих наработок (типовые проектные решения), стандартные материалы трубопроводов и оборудования в соответствии с российской номенклатурой, осуществлять техниче-

скую поддержку пользователей на русском языке.

В настоящее время программа проходит тестовые испытания и регистрацию в реестре отечественного ПО. Компания открыта к предложениям от отечественных производителей нефтегазового оборудования о совместной доработке продукта. Начало коммерческих продаж намечено на первый квартал 2023 г. ■



ООО «АйТуБи»
420500, Республика Татарстан,
Верхнеуслонский р-н,
г. Иннополис
E-mail: info@i2bsoft.com
chemingway.tech

на правах рекламы

5-7 апреля 2023 г.

МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

СПТОКРАНЫ

СПЕЦТЕХНИКА И ПОДЪЕМО-ТРАНСПОРТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

ЦВК ЭКСПОЦЕНТР
павильон № 8



ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ КАЗАНЬ»

УДК 338.28

Р.Р. Усманов, к.т.н., ООО «Газпром трансгаз Казань» (Казань, Россия), info@tattg.gazprom.ru

М.В. Чучкалов, д.т.н., ООО «Газпром трансгаз Казань», mv-chuchkalov@tattg.gazprom.ru

Ф.Р. Шакирова, ООО «Газпром трансгаз Казань», m-shakirova@tattg.gazprom.ru

А.А. Габидуллина, ООО «Газпром трансгаз Казань», a-gabidullina@tattg.gazprom.ru

В целях обеспечения надежной и эффективной эксплуатации рассредоточенных по восьми регионам страны производственных мощностей ООО «Газпром трансгаз Казань» требуется постоянное совершенствование бизнес-процессов, оптимальное расходование всех видов ресурсов, создание новых технологий и методов. Эти задачи невозможно решить без системного поиска и применения нестандартных подходов, в связи с чем на предприятии широко привлекается собственный интеллектуальный потенциал. Особое внимание уделяется инновациям в области производственной безопасности.

В статье представлены некоторые методы и технологии цифровизации бизнес-процессов в рамках проведения цифровой трансформации ООО «Газпром трансгаз Казань», рассматриваются инновационные разработки, поддержанные профильными департаментами ПАО «Газпром». Одно из направлений НИОКР позволит проводить оценку фактического технического состояния подводных переходов магистральных газопроводов с применением многофункциональной робототехнической платформы, обеспечивающей повышение объективности обследования и упрощающей процесс осмотра подводных магистральных газопроводов. Ее использование исключит необходимость задействования дополнительной приборной и водолазной поддержки. В статье представлены инновационные разработки: система предиктивной диагностики оборудования газораспределительной станции, технического состояния газоперекачивающего агрегата; технологии оптимизации и бесконтактного съема параметров систем электрохимической защиты; комплексная система сбора, передачи и обработки цифровой информации по системам противокоррозионной защиты; проактивная система управления производственной безопасностью на основе риск-ориентированного подхода; цифровой двойник абонента; единая цифровая площадка взаимодействия участников процесса газификации; обучение персонала с применением технологий виртуальной реальности; повышение уровня телемеханизации; единая корпоративная информационная система управления жизненным циклом объектов газотранспортной системы.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ, ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ, ТРАНСПОРТИРОВКА ГАЗА, РОБОТОТЕХНИЧЕСКАЯ ПЛАТФОРМА, ПРЕДИКТИВНАЯ ДИАГНОСТИКА, КОМПЛЕКСНАЯ СИСТЕМА СБОРА, ПРОАКТИВНАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ, ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК, ЕДИНАЯ ЦИФРОВАЯ ПЛОЩАДКА, ТЕХНОЛОГИЯ ВИРТУАЛЬНОЙ РЕАЛЬНОСТИ.

Эффективное ведение производственной деятельности предприятия и ее развитие в современных условиях невозможны без цифровой трансформации (ЦТ), подразумевающей готовность к модернизации, обновлению и переосмыслению его дальнейшего функционирования. Представляющая собой непре-

рывный процесс ЦТ включает комплексную автоматизацию, информатизацию и цифровизацию производственной деятельности, преобразование корпоративной культуры, внедрение цифровых сервисов в архитектуру предприятия и предоставление их потребителям. Обновленная цифровая инфраструктура позволяет пред-

приятию быстро адаптироваться к любым изменениям в случае сбоев в цепочках бизнес-процессов (БП), внешних колебаний рынка или меняющихся ожиданий потребителей.

Актуальность ЦТ ООО «Газпром трансгаз Казань» (далее – Общество) обусловлена необходимостью оптимизации деятельности пред-

приятия, повышения прибыльности, улучшения качества обслуживания потребителей за счет создания надежной цифровой инфраструктуры, внедрения новых технологий и информационного развития. Для определения основных направлений эффективного функционирования подразделениями Общества проведен детальный анализ текущего состояния автоматизации и уровня цифровизации БП, в результате которого были выявлены блокирующие развитие предприятия технологические ограничения, выражающиеся в отсутствии или ограничении автоматизации БП и автоматической интеграции современного уровня с системами ПАО «Газпром» и внешними информационными ресурсами. Поддержание в рабочем состоянии и модернизация устаревших технологий требуют высоких затрат, их обслуживание должно проводиться узконаправленными специалистами. Применение эффективных современных методик позволит заинтересовать и привлечь высококвалифицированных работников в области ИТ.

Таким образом, использование новых платформ и технологий обусловлено необходимостью проведения успешной цифровизации всех направлений деятельности Общества, а также импортозамещения применяемого программного обеспечения (ПО) и оборудования.

В утвержденной решением Совета директоров ПАО «Газпром» от 25.01.2022 № 3709 Стратегии цифровой трансформации ПАО «Газпром» (Группы «Газпром») (далее – Стратегия) содержится перечень наиболее значимых цифровых технологий в нефтегазовой отрасли:

- искусственный интеллект;
- большие данные (big data);
- интернет вещей (internet of things);
- цифровой двойник (digital twin);
- машинное обучение;
- аналитика данных, в том числе расширенная и предиктивная.

В соответствии со Стратегией Обществом реализуются собственные инновационные разработки, повышающие эффективность производственных и управленческих процессов за счет широкого применения цифровых технологий, а также формирования среды для создания новых направлений деятельности. За последние два года успешно внедрено около 20 разработок, 8 из которых – в масштабе всей отрасли. В статье рассматриваются отдельные аспекты цифровизации производственных процессов Общества.

НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ И ОПЫТНО-КОНСТРУКТОРСКИЕ РАБОТЫ

Робототехническая платформа для диагностики технического состояния подводных переходов магистральных газопроводов

В первую очередь необходимо отметить разработку мобильной робототехнической платформы для диагностики технического состояния (ТС) подводных переходов (ПП) магистральных газопроводов (МГ) [1]. Применяемая в настоящее время технология водолазного обследования имеет существенные недостатки, среди которых можно выделить:

- высокую стоимость;
- значительное влияние человеческого и иных субъективных факторов (течение, мутность воды);
- повышенную опасность при проведении работ;
- сезонные ограничения.

В целях минимизации ошибок и повышения безопасности при осуществлении диагностики ТС ПП трубопровода планируется разработать мобильную телеуправляемую робототехническую плавучую платформу (МТРПП) с автоматическим управлением, состоящую из надводной части в лодочном исполнении и подводной части в виде телеуправляемого необитаемого подводного аппарата (рис. 1, 2).

Разрабатываемая платформа позволяет автоматизировать про-



Рис. 1. Надводная часть мобильной телеуправляемой робототехнической плавучей платформы в лодочном исполнении [2]



Рис. 2. Подводная часть мобильной телеуправляемой робототехнической плавучей платформы – телеуправляемый необитаемый подводный аппарат [2]

цесс приборного обследования составной части ПП трубопроводов, входящих в их комплексное диагностирование, и проводить изыскания, необходимые для получения информации о состоянии акватории:

- измерение глубины и анализ рельефа заданного квадрата в зоне обследования ПП для построения карты дна акватории;
- детектирование маршрута перемещений по заданному обследованию ПП курсу;
- обследование береговой линии в зоне диагностики ПП;
- детектирование координат и глубины залегания трубопровода в зоне исследуемого квадрата;
- фото- и видеосъемку по курсу движения МТРПП;
- составление профиля скорости течения;
- контроль балластирующих устройств;
- оценку наличия утечек транспортируемого продукта.

Применение МТРПП повысит эффективность обследования, упростит и обезопасит процесс осмотра ПП. Использование платформы исключит необходимость задействования дополнительной приборной и водолазной поддержки, достигающей 90 % от стоимости всех работ (согласно сметному расчету стоимость обследования двух ниток ПП газопровода-отвода к газораспределительной станции (ГРС) «Чекалда» через р. Иж составляет 1,264 млн руб., из которых на приборно-водолазные работы приходится 1,134 млн руб.) [3], а также позволит:

- выполнять работы, в числе прочего на малых водотоках, без привлечения подрядчиков вне зависимости от сезона и времени суток;
- повысить скорость обследования и достоверность результатов за счет применения интеллектуальных технических решений;
- проводить комплексирование источников данных с последующим наложением на карту;
- при необходимости организовывать внеплановые обследования ПП с последующим мониторингом заданного квадрата;
- организовать управление комплексом одним оператором.

Предиктивная диагностика для анализа и прогнозирования неисправностей регуляторов давления газораспределительной станции на базе линейно-осевого регулятора давления

Отдельно следует упомянуть систему предиктивной диагностики для анализа и прогнозирования неисправностей регуляторов давления ГРС на базе линейно-осевого регулятора давления ЛОРД-Э (ООО «НПП «Импульс+») (рис. 3), позволяющую осуществлять:

- оценку вероятности наступления нештатных ситуаций и направление соответствующих информационных уведомлений эксплуатирующему персоналу (негерметичность обвязки и уплот-

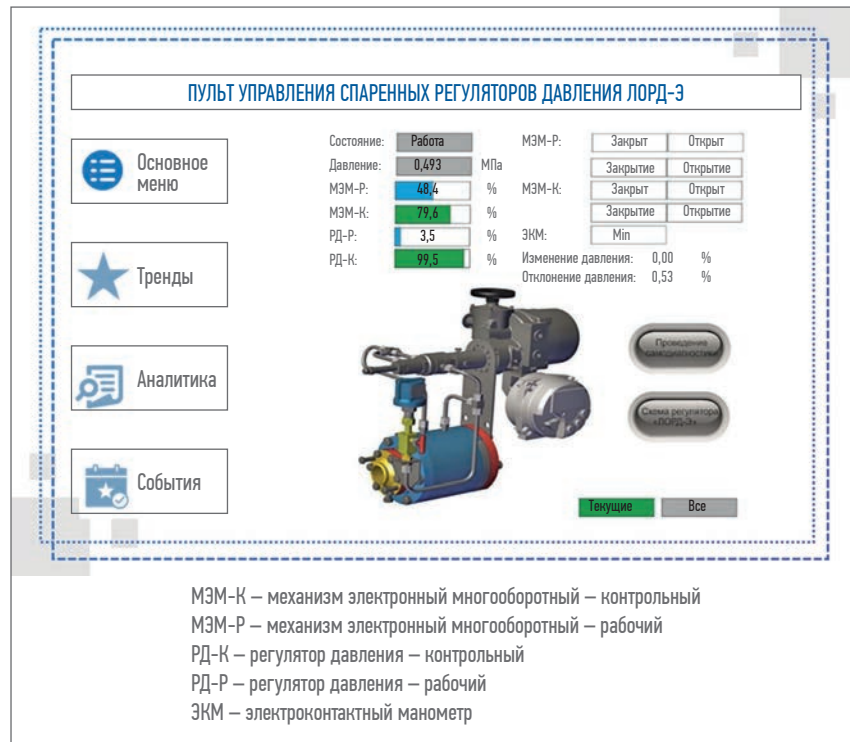


Рис. 3. Система предиктивной диагностики оборудования газораспределительной станции на базе линейно-осевого регулятора давления ЛОРД-Э

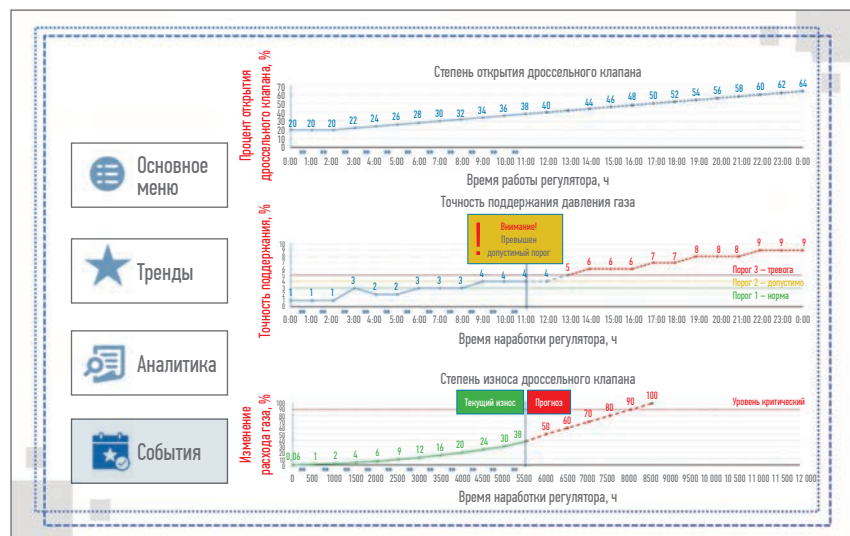


Рис. 4. Пульт управления спаренных регуляторов давления линейно-осевого регулятора давления ЛОРД-Э

нения клапана распределительного узла, его заклинивание, ухудшение точности поддержания выходного давления, необходимость проведения технического обслуживания);

- сравнение расчетных и измеренных режимных параметров с последующим анализом расхождения значений, динамики их изменения (критический износ уплотнения

и заклинивание клапана распределительного узла, превышение допустимого расхода газа);

- подбор оптимальных параметров для работы ГРС.

Реализация данной инициативы обеспечит возможность исполнения типовых технических требований к АСУ для автоматической ГРС нового поколения АГРС-НП-1 [4]

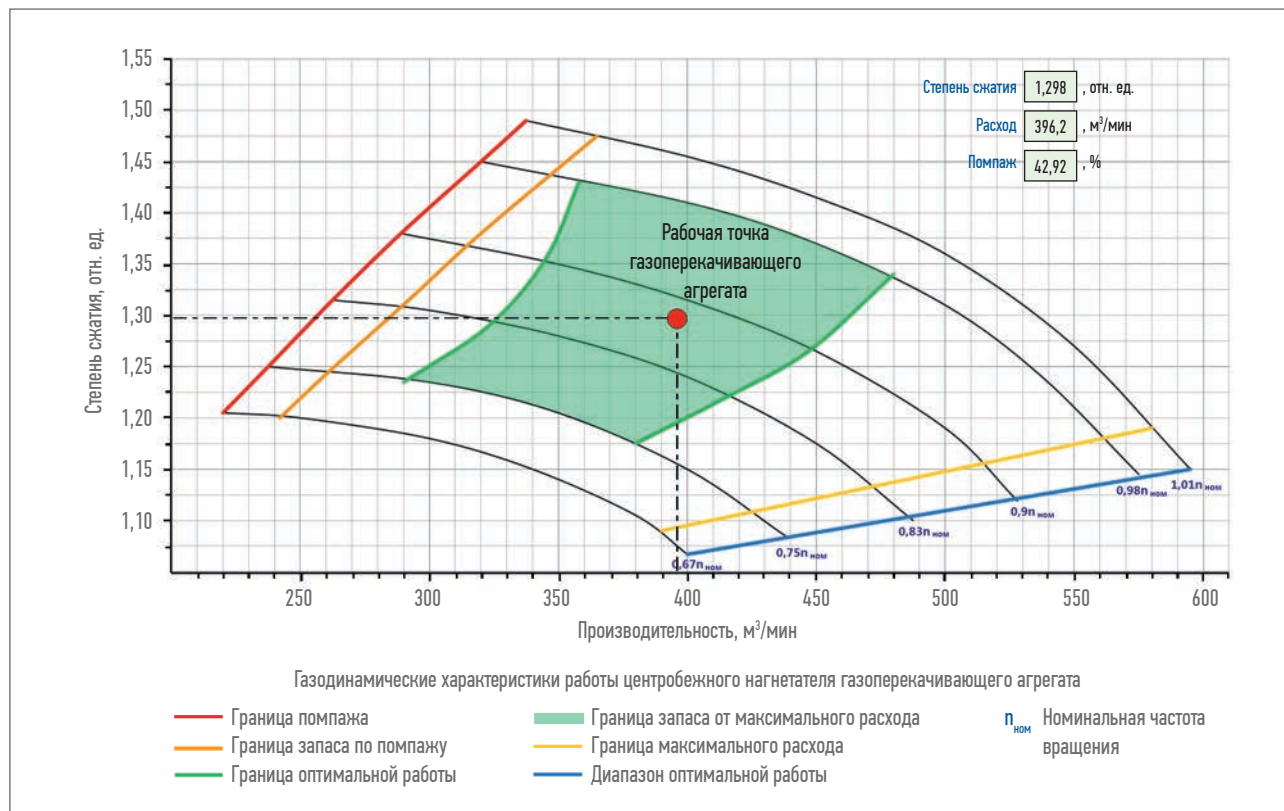


Рис. 5. Окно оценки оптимума загрузки газоперекачивающего агрегата на автоматизированном рабочем месте диспетчера производственно-диспетчерской службы [2]

с контролем над управлением процессом как в нормальных условиях, так и при возникновении нештатной ситуации. Это позволит осуществлять алгоритмизацию использующего математические модели технологического процесса ГРС, расчет режимных параметров математической модели ГРС, сравнение расчетных и измеренных параметров, анализ величины расхождений и динамики изменения параметров, сравнение трендов с ранее достигнутыми параметрами, прогнозирование событий и режимов, оценку рисков и вероятностей наступления нештатных ситуаций, передачу информации на пульт диспетчера, контроль за действиями персонала (рис. 4).

Система предиктивного анализа технического состояния газоперекачивающего агрегата по параметрам энергоэффективности

Результаты исследований в области предиктивной диагностики

отображены в разработке системы предиктивного анализа ТС газоперекачивающего агрегата (ГПА) по параметрам энергоэффективности. Для оперативного принятия управленческих решений в 2020 г. Обществом была создана и внедрена система оценки оптимума загрузки ГПА по положению рабочей точки на автоматизированном рабочем месте диспетчера производственно-диспетчерской службы [5] (рис. 5). Под понятием «рабочая точка» подразумевается точка на газодинамической характеристике центробежного нагнетателя (ЦБН), отражающая текущий режим его эксплуатации. По ее положению определяется степень отклонения текущего режима от расчетного оптимального, что позволяет оценить эффективность работы ЦБН в данный момент.

Созданию системы предшествовала обстоятельная тарировка и калибровка каналов измерения, в том числе коэффициентов расхода конфузоров ЦБН с помощью на-

кладного расходомера Controlotron (Rosemount Tank Radar AB, Швеция).

Общество разрабатывает инструментарий предиктивного анализа ТС агрегата, строящегося на аналитической зависимости интегральных показателей – коэффициентов ТС ЦБН газотурбинной установки без учета влияния на нее климатических условий и режима эксплуатации. Анализ генеральной совокупности значений по наработке ГПА выполняется на основе методов математической статистики и последовательной аппроксимации различными видами функций и выявляет наиболее подходящую зависимость с помощью коэффициента детерминации (рис. 6). Данный инструментарий лежит в основе оценки ТС агрегата на заданный период при определении рекомендуемых сроков вывода в ремонт (рис. 7).

Достоверность результатов предиктивной оценки состояния оборудования подтверждается отложенными ремонтами,

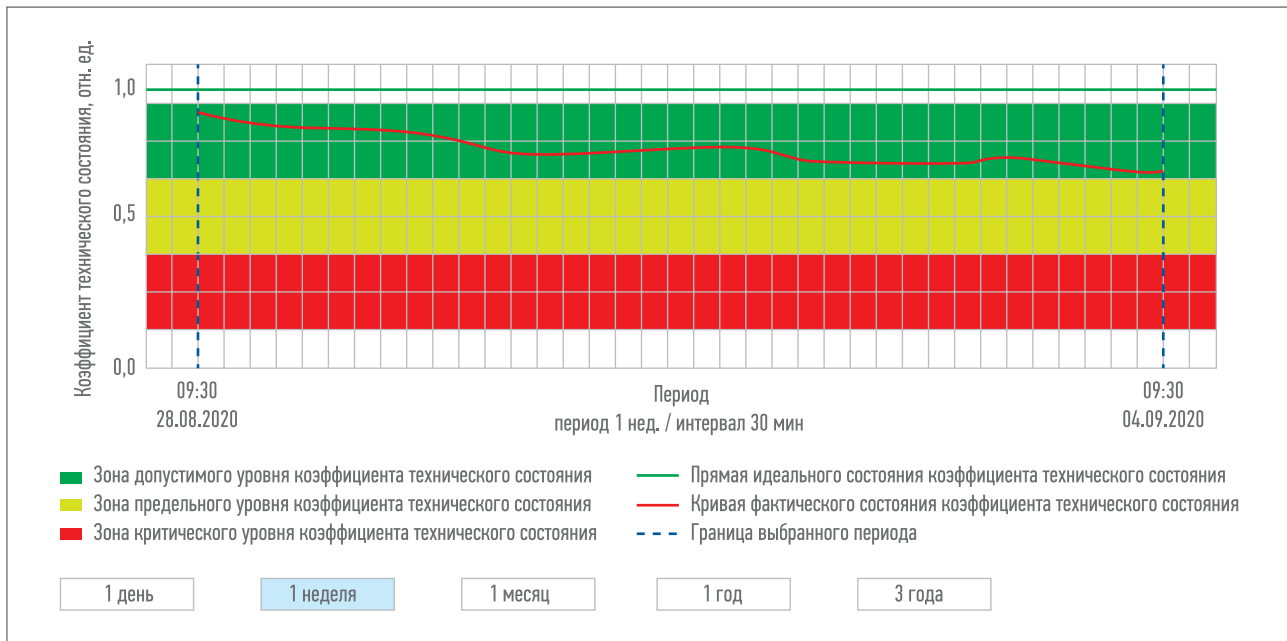


Рис. 6. Проектный интерфейс окна оценки коэффициента технического состояния газотурбинной установки [2]

в частности газотурбинных двигателей ДЖ-59Л2, вследствие разных причин (чрезмерная нагрузка специализированных предприятий, например ПАО «Тюменские моторостроители», ограниченный лимит на ДТОиР и т.д.). Сходимость результатов оценки ТС специалистами ПАО «Тюменские моторостроители» с результатами предиктивного анализа дают возможность в полной мере опираться на разработку Общества.

Система бесконтактного контроля параметров защиты от коррозии газораспределительных сетей

Еще одна приоритетная задача заключается в обеспечении полноценного контроля параметров защиты от коррозии газораспределительных сетей, находящихся в зоне городской застройки. Для ее решения в рамках НИОКР планируется разработать технологию и соответствующую инфраструктуру на основе использования бесконтактной передачи данных малого радиуса действия путем создания датчиков для измерения параметров оборудования системы электрохимической защиты (ЭХЗ) (рис. 8), а также системы передачи

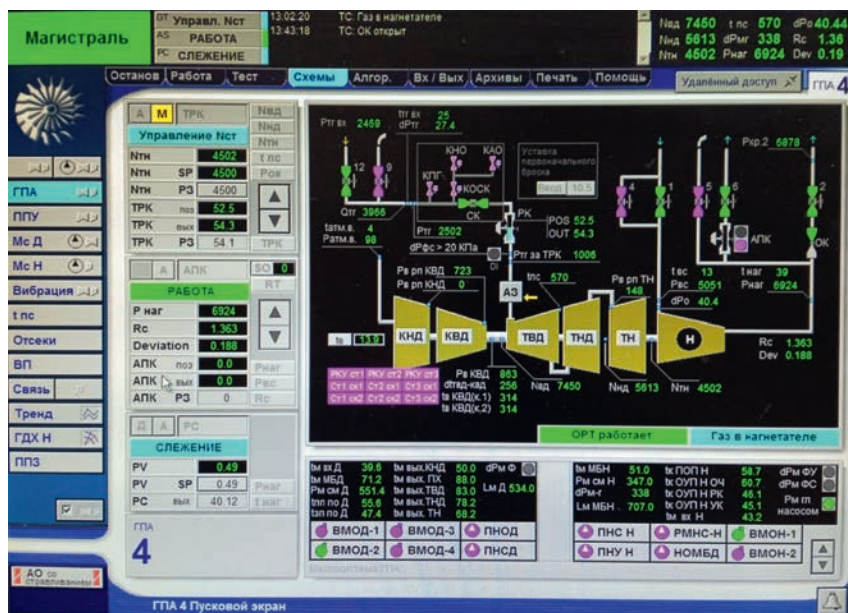


Рис. 7. Контроль параметров газоперекачивающего агрегата

и хранения данных. Это позволит повысить достоверность измеряемых параметров, реализовать функции анализа и мониторинга ТС, поднять уровень защищенности газопроводов, оптимизировать энергопотребление системами ЭХЗ, осуществлять контроль полноты и качества проводимых эксплуатирующим персоналом работ. В основе предлагаемой разработки лежит технология NFC

(англ. near field communication – «коммуникация ближнего поля»), которая обеспечивает обмен информацией между устройствами, находящимися на расстоянии от 10 до 30 см (в некоторых конфигурациях – до 1м). При этом датчик получает все опции беспроводного интерфейса, мобильность, а также дополнительные преимущества: – питание от ридера или смартфона, расширяющее область при-

менения таких устройств (герметизация датчика);
– простоту разработки и низкую стоимость конечных устройств.

Комплексная система сбора, передачи и обработки цифровой информации по системам противокоррозионной защиты

В соответствии со стратегическими целями и задачами ПАО «Газпром» было решено создать комплексную систему сбора, передачи и обработки цифровой информации по системам противокоррозионной защиты. В настоящее время структура защиты прорабатывается совместно с Департаментом ПАО «Газпром» (В.А. Михаленко). Параллельно на объектах Общества ведется апробация перспективного оборудования и устройств сбора данных [6].

В рамках этой концепции рассматриваются задачи:

– разработки типовых решений для построения систем автоматического формирования массивов цифровой информации в зависимости от административно-территориального деления (городская, сельская агломерация), технико-экономического обоснования вариантов;

– разработки технических решений по инфраструктуре, методам и оборудованию сбора цифровых данных с последующей их автоматической передачей в центр хранения и анализа;

– информационной безопасности;
– формирования требований к структуре системы хранения и управления цифровой информацией верхнего уровня, разработки ПО;

– оснащения существующих систем ЭХЗ устройствами автоматической передачи сигналов, сбора цифровых данных, серверного оборудования и оргтехники для организации автоматизированных рабочих мест.

К другим перспективным направлениям относится оптимизация режимов работы и конфигурации



Рис. 8. Система бесконтактного контроля параметров защиты от коррозии газораспределительных сетей

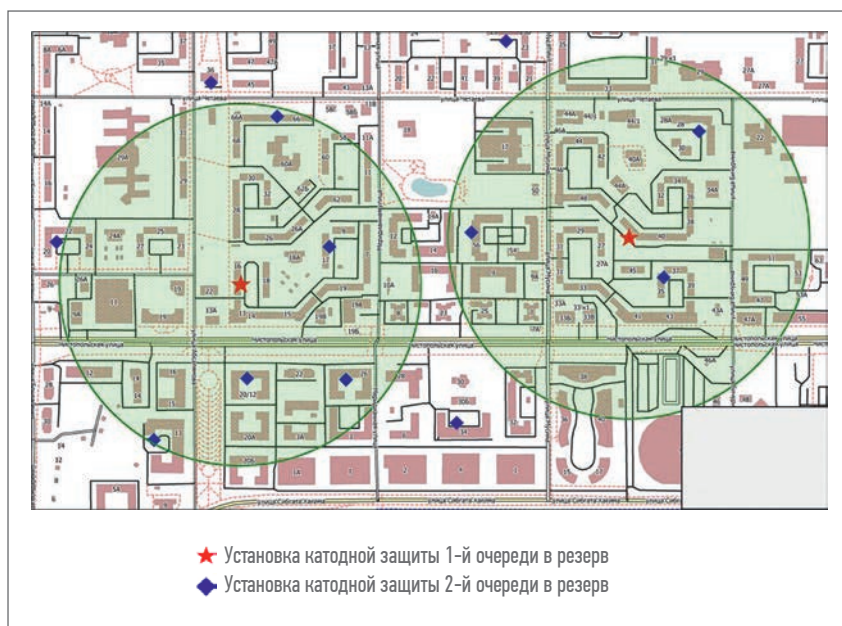


Рис. 9. Схема оптимизации электрохимической защиты [8]

систем ЭХЗ, поскольку существует прямая зависимость величины эксплуатационных затрат от количества функционирующих установок и степени их загрузки [7].

Стоит отметить, что Обществом была разработана и запатентована специальная методика и прикладное ПО для оптимизации средств ЭХЗ. Реализация алгоритмов нашла отражение в получивших согласование в Департаменте ПАО «Газпром» (В.А. Михаленко) и ООО «ВНИИГАЗ» мероприяти-

ях в рамках производственной программы развития Общества, характеризующихся отсутствием дополнительных эксплуатационных затрат за счет вывода в ненагруженный резерв более 300 станций катодной защиты с их последующим демонтажем. Это позволило добиться экономического эффекта, превысившего 8,4 млн руб. в год (рис. 9).

Очевидно, что любой алгоритм расчета состояния системы должен базироваться на достоверных

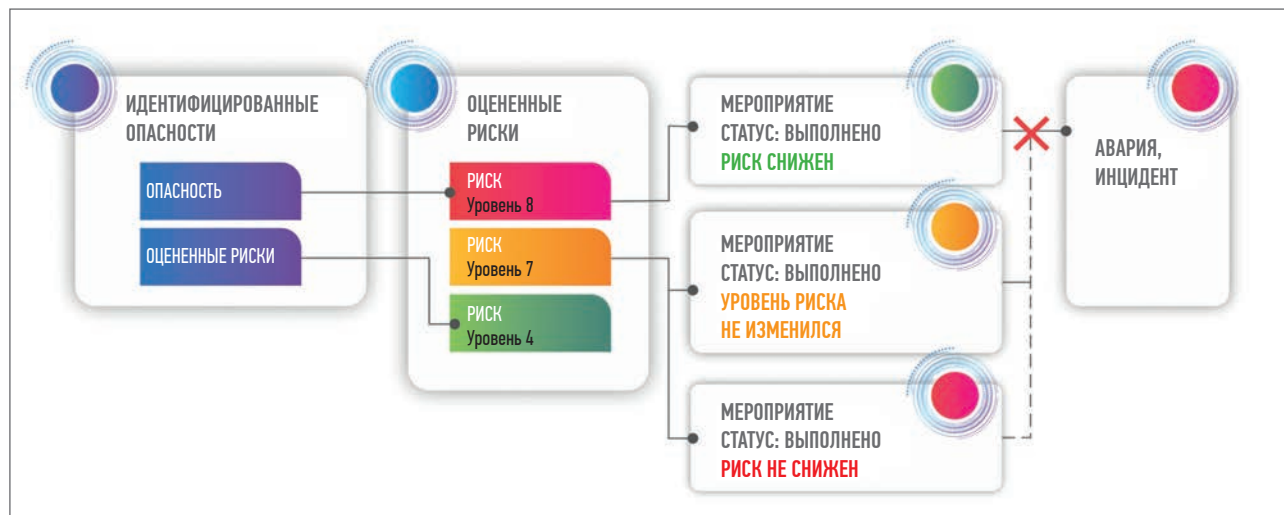


Рис. 10. Система управления производственной безопасностью на основе риск-ориентированного подхода

цифровых данных. Их получение определяется как первоочередная задача, решение которой требует создания цифровых ресурсов. Одним из направлений поиска станет цифровизация механизма сбора рабочих параметров систем защиты от коррозии, осуществляемого персоналом при техническом обслуживании.

Проактивная система управления производственной безопасностью на основе риск-ориентированного подхода

С учетом развития риск-менеджмента производственной безопасности возникла необходимость создания проактивной системы управления ею на основе риск-ориентированного подхода. В настоящее время в Обществе реализуются соответствующие НИОКР.

Классические методы риск-менеджмента достигли максимальных показателей результативности и нацелены в основном на реагирование по факту возникновения негативных событий. Большую эффективность показывают проактивные методы управления, рассчитанные на упреждающую идентификацию опасностей и оценку рисков [9]. Ключевая идея разработки заключается в сборе и систематизации сведений о негативных и потенциальных негативных событиях в области производ-

ственной безопасности (событие, которое не привело к негативному результату, но было близко к его реализации). В основу положен принцип неопределенности – предполагается, что в каждом моменте времени существует неограниченное количество неидентифицированных опасностей и некорректно оцененных рисков, что свидетельствует об отсутствии четких предупреждающих мероприятий. Таким образом, существует вероятность реализации данных рисков вследствие недостаточности оперативной информации и задержки в управляющем воздействии. Предполагается, что полученные результаты НИОКР позволят ПАО «Газпром» перейти с реактивной системы на проактивную, когда реагирование на происшествие остается в прошлом, а работа направлена на их профилактику (рис. 10).

Структура цифрового двойника абонента

Создание структуры цифрового двойника абонента – одно из приоритетных направлений в работе с потребителями (рис. 11). Общество, являясь уникальным газотранспортным предприятием, осуществляет распределение газа в регионе с помощью модели цифрового двойника абонента, позволяющей идентифицировать отклонения по объемам потреб-

ления газа населением, оценивать платежную дисциплину, строить прогнозы на различные периоды времени для расчета вероятности и скорости погашения просроченной дебиторской задолженности в разрезе подразделений и отдельных абонентов [10]. Систематически собирается информация об основных параметрах абонента: типе жилья, площади помещений, районе проживания, объеме начислений, сумме и своевременности оплат. Оценка этих параметров в долгосрочном периоде позволяет сформировать математическую модель поведенческих характеристик абонента и на основании этого ранжировать их на целевые группы.

Возможно графическое отображение информации с помощью дашбордов:

- объемов реального/прогнозного потребления газа;
- рейтинга дисциплины абонентов;
- распределения абонентов территориального управления по рейтингам.

Общество является активным участником создания экосистемы топливно-энергетической отрасли, взаимодействуя с большим числом производителей, партнеров и поставщиков, населением, органами исполнительной власти, ведомствами и организациями.

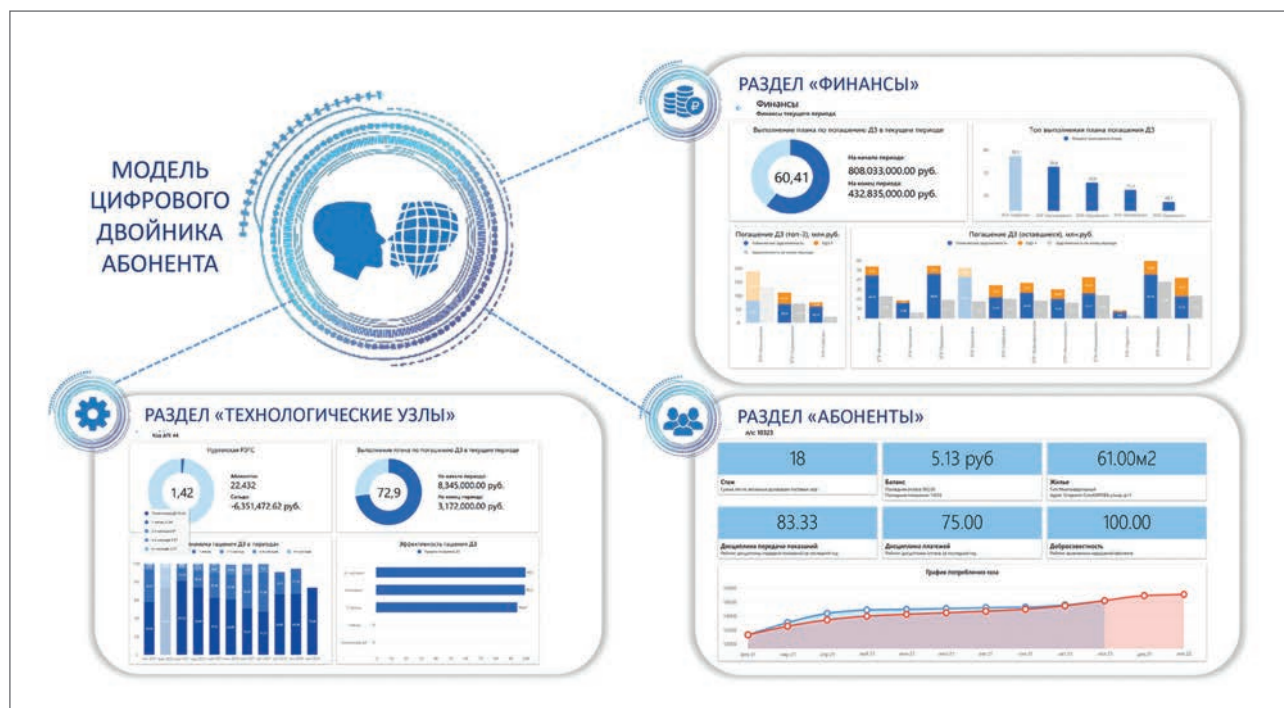


Рис. 11. Структура цифрового двойника абонента

Основное направление совершенствования – переход к единой интегрированной платформенной модели бизнеса, а также развитие механизмов и инструментов цифрового взаимодействия между участниками процесса.

В приведенном в Стратегии определении цифровой платформы (ЦП) понимается объединение деятельности двух и более участников для организации взаимодействия в целях достижения определенной ценности для каждой группы объектов управления в рамках цифрового решения. В отличие от классического бизнеса платформа не производит ценность сама – она обеспечивает цифровую среду взаимодействия участников, вследствие чего формируется новая ценность и происходит изменение существующих БП.

Газификация Республики Татарстан, дальнейшая безопасная эксплуатация сетей газораспределения и газопотребления находятся в фокусе особого внимания Общества. Важность этого направления для всей страны отмечена в Перечне поручений по результатам проверки испол-

нения законодательства, направленного на развитие газоснабжения и газификации регионов, утвержденном Президентом РФ 31.05.2020 № Пр-907.

Единая цифровая платформа для комплексного управления процессами газоснабжения и газификации Республики Татарстан

В настоящее время обширные данные об объектах сетей газоснабжения региона разобщены, отсутствует единая геоинформационная система, обрабатывающая эту информацию. Сопутствующие БП для потребителей неэффективны и имеют недружелюбный, плохо ориентированный на клиента интерфейс. Взаимодействие участников процесса газификации и эксплуатации объектов сетей газоснабжения лишено единых алгоритмов и механизмов реализации, требует больших временных и финансовых затрат.

Реализация общей ЦП для комплексного управления процессами газоснабжения и газификации Республики Татарстан позволит обеспечить высокий уровень обслу-

живания клиентов, эффективное использование бюджетных средств, выделяемых на осуществление мероприятий по газификации объектов капитального строительства, повышение уровня безопасности при последующей эксплуатации газифицированных объектов (рис. 12) [11]. В основе предлагаемого решения лежит цифровой сервис накопления информации о мероприятиях по газификации, состоящий из комплекса автоматизированных и геоинформационных систем, использующих технологии искусственного интеллекта, машинного обучения и анализа big geo data.

Реализация проекта позволит организовать совместную работу более 1,5 млн домовладений, свыше 21 тыс. промышленных и коммунально-бытовых объектов, юридических лиц и прочих участников процесса газификации, органов исполнительной власти региона, администраций муниципальных образований, экстренных служб республики, Приволжского управления Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору и др. Кроме того, значительно сократятся сроки



Рис. 12. Единая цифровая платформа для комплексного управления процессами газоснабжения и газификации Республики Татарстан

подвода газопровода к объектам, система предложит оптимальную трассу с учетом соблюдения охранных зон и минимальных расстояний, появится возможность выбора газоиспользующего оборудования из рекомендованного перечня, информация о параметрах его работы будет поступать в режиме онлайн на пульт диспетчера. При возникновении нештатных ситуаций абонентам будут предложены варианты оперативных переключений в системе газоснабжения и список заинтересованных ведомств, оповещение которых необходимо в соответствии с планами по ликвидации аварий [12].

Система обучения персонала с применением VR-технологий

Наращивание уровня компетенций работников через цифровизацию учебного процесса – неотъемлемый элемент ЦТ. В рамках реализации Стратегии Обществом ведутся работы по созданию системы обучения персонала с применением VR-технологий (англ. virtual reality – «искусственная реальность») (рис. 13).

В настоящее время процесс обучения персонала, эксплуа-

тирующего объекты транспорта и распределения газа, имеет ряд недостатков. Практические навыки совершенствуются на типовых учебных тренажерах, которыми не охвачен широкий спектр фактически используемого оборудования. И главное, отработка на существующих учебных макетах и тренажерах не позволяет погружаться в реальные условия, полноценно моделирующие

нештатные ситуации [13]. В этом направлении Обществом ведется работа по созданию единой интерактивной системы, позволяющей персоналу изучать возможные ситуации и получать навыки реа-



Рис. 13. Единая интерактивная система обучения персонала с использованием тренажеров виртуальной реальности

гирования на них при эксплуатации опасных производственных объектов с использованием тренажеров виртуальной реальности. Учитывая тот факт, что система МГ Общества, проходящая по густонаселенным районам Республики Татарстан с большим количеством промышленных предприятий, была построена в 1960–1970 гг., можно утверждать, что нарушение режимов эксплуатации объектов повлечет за собой серьезные материальные и социальные последствия.

Реализация мероприятий по телемеханизации объектов

Повышение уровня телемеханизации, построение систем дистанционного управления опасными производственными объектами актуальны в целях максимально оперативного реагирования на возможные нештатные ситуации. Два года назад уровень телемеханизации линейной части МГ составлял менее 43 %, а ГРС – 14 %.

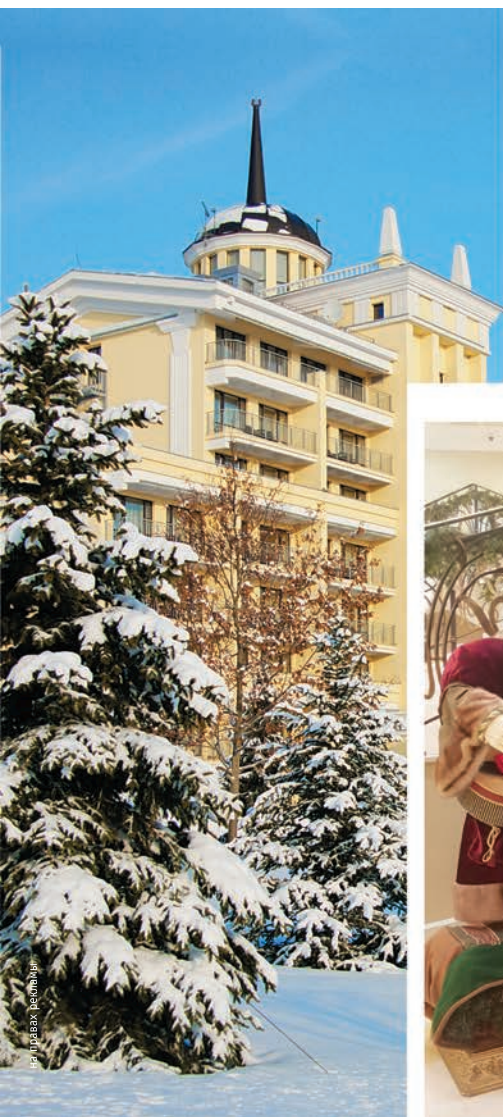
Реализация инвестиционного проекта по объекту Нижняя Тура – Пермь – Горький, а также осуществляемые в настоящее время работы на участке Казань – Горький позволят довести эти показатели до 63 % на его линейной части и 41 % – на ГРС (к началу 2023 г.) (рис. 14).

Выводы

Основное направление развития цифровой зрелости предприятия – совершенствование механизмов создания новых инновационных технологий и инструментов цифрового взаимодействия между БП. Для продвижения инициативы необходимо расширение каналов связи участников и задействование инструментов управления процессами, включая в перспективе создание единой интегрированной платформы управления предприятием и повышение уровня удовлетворенности потребителей от взаимодействия с Обществом.

Реализация принятых решений полностью соответствует идеям ЦТ и подтверждается внедрением продуктового подхода для всех производственных процессов. Создание единой корпоративной информационной системы Общества, автоматизирующей ведение единого жизненного цикла объектов газотранспортной системы, от проектирования, строительства и эксплуатации до выбытия, включает следующие компоненты:

- формирование современной, принципиально новой ЦП, обеспечивающей комплексную автоматизацию БП Общества;
- применение единой целостной платформы, включающей необходимые инструменты разработки и модификации функциональности БП, а также цифровых технологий для полноценной эксплуатации ЦП;
- среда исполнения и набор технологий, используемые для построения ЦП, должны быть достаточными для реализации



НОВОГОДНЯЯ СКАЗКА И ВОЛШЕБНЫЙ ПРАЗДНИК РОЖДЕСТВА В ЗАГОРОДНОМ ОТЕЛЕ КЛАССА ЛЮКС



Новогодняя ночь – время чудес и исполнения желаний!

По случаю празднования Нового 2023 года отель M'istra`L Hotel & SPA предлагает вам незабываемые праздничные каникулы в стиле «Алиса в стране чудес» с 31 декабря по 3 января.

Вас ждет роскошный праздничный банкет, зажигательная кавер-группа и обаятельные ведущие, детская новогодняя программа, конкурсы, подарки, любимые хиты в исполнении приглашенной звезды, эффектная фотозона, много-много сюрпризов и, конечно же, яркий и незабываемый праздничный салют!

Рождественские каникулы предлагают игры, забавы и колядки, выступления артистов, рождественский спектакль и многочисленные развлечения на свежем воздухе.

Мы дарим вам бескрайние возможности для простора, комфорта, безмятежности и наслаждения пребыванием в M'istra`L Hotel & SPA.

+7 (495) 994-40-00
reservation@m-istra-l.ru
www.m-istra-l.ru

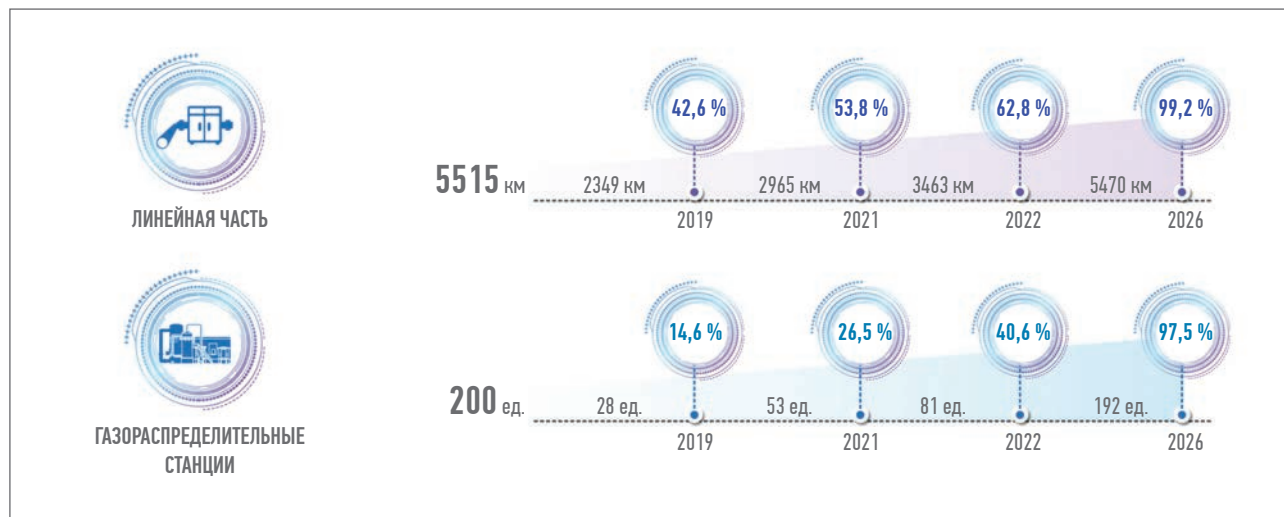


Рис. 14. Реализация мероприятий по телемеханизации объектов ООО «Газпром трансгаз Казань»

бизнес-логики автоматизируемых БП и построения интерфейсных решений;

- архитектура ЦП должна обеспечивать работу всех структурных подразделений Общества в единой информационной базе для повышения эффективности и оперативности взаимодействия между различными подразделениями и предоставлять возможность модульного расширения функциональности и перевода в последующем на данную платформу остальных БП;

- внедрение платформенного решения на базе отечественного ПО.

Инициатива Общества, вошедшая в отдельный проект по переходу на импортозамещенный шаблон информационно-управляющей системы производства (ИУС П 2.0), полностью поддержана Департаментом ПАО «Газпром» (Н.А. Кисленко).

Рассмотренные в статье проекты составляют лишь часть перечня решаемых и предлагаемых Обществу задач. Ежегодно в рамках Научно-технического совета Общества обсуждаются назревшие вопросы производственной необходимости и формируется портфель НИОКР, который уже невозможно

представить без цифровой поддержки. Использование цифровых технологий в совокупности с уходом от импортозависимости позволит обеспечить повышение эффективности и гибкости управления процессами, безопасность производства, а также формирование среды для появления новых направлений развития.

Задачи, стоящие перед Обществом, совместными усилиями ООО «Газпром трансгаз Казань», министерств и ведомств Республики Татарстан и профильными Департаментами ПАО «Газпром» будут обязательно решены. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Павлов Н.С., Яковлев А.А. К вопросу о геодезическом обследовании подводных переходов магистральных газопроводов // Естественные и технические науки. 2015. № 2 (80). С. 99–101.
2. Усманов Р.Р., Чучкалов М.В., Сорвачев А.В. и др. Инновационная активность и научные достижения ООО «Газпром трансгаз Казань» // Газовая промышленность. 2021. № S1 (814). С. 10–17.
3. Ronzhin A., Saveliev A., Basov O., Solyonyj S. Conceptual model of cyberphysical environment based on collaborative work of distributed means and mobile robots // Lecture Notes in Computer Sciences. 2016. Vol. 9812. P. 32–39. DOI: 10.1007/978-3-319-43955-6_5.
4. Кунина П.С., Величко Е.И., Степанов М.С., Музыкантова А.В. Проблемы анализа технического состояния современных приводов компрессорных установок магистральных газопроводов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2019. № 3. С. 56–58. DOI: 10.30713/0130-3872-2019-3-56-58.
5. Gutierrez D.D. InsideBIGDATA. Руководство по предиктивной аналитике // Tibco Spotfire: сетевое изд. URL: <http://www.spotfiretibco.ru/wp-content/uploads/2017/09/InsideBIGDATA.pdf> (дата обращения: 25.10.2022).
6. СТО Газпром 9.4–052–2016. Защита от коррозии. Организация коррозионных обследований объектов ПАО «Газпром». СПб.: Газпром экспо, 2018. 59 с.
7. Васин Е.С., Сачков А.Б., Мартынов В.О. Информационно-аналитический комплекс для мониторинга технического состояния трубопроводов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2007. № 3 (9). С. 95–102.
8. Усманов Р.Р., Чучкалов М.В., Мансуров Д.Е., Аскарлов Р.М. Оптимизация систем электрохимической защиты за счет уменьшения количества работающего оборудования // Газовая промышленность. 2022. № 2 (828). С. 74–84.
9. Моисеева Ю.П., Филатова Е.Л., Щетинин И.П. Современные подходы к созданию и совершенствованию систем управления промышленной безопасностью // Инновационная наука. 2015. № 12–2. С. 101–104.
10. Быкова В.Н., Ким Е., Гаджиалиев М.Р. и др. Применение цифрового двойника в нефтегазовой отрасли // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. № 1 (28). С. 8. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2020-28.art8.
11. Шапот М., Попов Э.В. Реинжиниринг бизнес-процессов и информационные технологии // Открытые системы. СУБД: электрон. журн. 1996. № 1. URL: <https://www.osr.ru/os/1996/01/13008006> (дата обращения 25.10.2022).
12. Козлов А.В., Тесля А.Б. Цифровой потенциал промышленных предприятий: сущность, определение и методы расчета // Вестник Забайкальского государственного университета. 2019. Т. 25, № 6. С. 101–110. DOI: 10.21209/2227-9245-2019-25-6-101-110.
13. Шадчин И.В. Инклюзивное профессиональное образование в условиях его цифровизации // Инновационное развитие профессионального образования. 2020. № 4 (28). С. 115–145.

КРОК ОБЕСПЕЧИЛ НЕПРЕРЫВНОСТЬ БИЗНЕС-ПРОЦЕССОВ ПРИ ПЕРЕХОДЕ НА ОТЕЧЕСТВЕННОЕ ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ В ПОДРАЗДЕЛЕНИЯХ ПАО «ГАЗПРОМ»

В течение последних лет ИТ-компания КРОК реализовала ряд проектов по переводу инфраструктурных сервисов в подразделениях ПАО «Газпром» на российские решения. Миграция компонентов ИТ-инфраструктуры проводилась в рамках реализации мероприятий по переходу на преимущественное использование отечественных программных продуктов.

КРОК осуществил миграцию ИТ-инфраструктуры на отечественные решения, в том числе обеспечил непрерывность ИТ и минимизировал риски сбоев, которые могут сопровождать переход. Инфраструктура заказчика имеет специфику, представляя собой сложную, мультивендорную ИТ-архитектуру, поэтому важно не просто заменить одно решение другим, а увязать его с бизнес-критичными системами, поддерживая при этом технологическую устойчивость. У компании КРОК есть многолетний опыт как по решениям на базе российского программного обеспечения (ПО), так и по объединению ИТ-решений разных вендоров в единую информационную среду. Это позволяет сохранять работоспособность ИТ и избегать простоев.

ЗАМЕЩЕНИЕ СИСТЕМЫ КОРПОРАТИВНОЙ ЭЛЕКТРОННОЙ ПОЧТЫ

На одном из крупнейших газотранспортных подразделений «Газпрома» КРОК произвел замещение системы корпоративной электронной почты. По запросу предприятия было приобретено ПО, включенное в Единый реестр российских программ для ЭВМ и баз данных. Осуществлен комплекс работ по проектированию, развертыванию решения в инфраструктуре заказчика, консолидации со смежными информационными системами (ИС). Также была произведена пилотная миграция поль-

зователей. Кроме того, разработан полный комплект проектной документации и инструкций, благодаря которым заказчик сможет самостоятельно масштабировать решение в филиалах.

ПЕРЕВОД СЛУЖБЫ КАТАЛОГА НА ОТЕЧЕСТВЕННОЕ РЕШЕНИЕ

Для газодобывающего подразделения «Газпрома» КРОК обеспечил комплекс услуг, включающий предоставление рекомендаций по вопросам развертывания службы каталога на базе российского сервера Samba DC и операционной системы Astra Linux CE.

Данный проект является одним из наиболее приоритетных для предприятия в области преимущественного использования отечественных программных продуктов, так как служба каталога – это базовая система, которая связана практически со всеми сервисами и ИС внутри инфраструктуры, и без ее корректного замещения невозможно полноценно реализовывать проекты по переходу на отечественные решения в перспективе.

Основной задачей КРОК в рамках проекта стал подбор алгоритмов для снижения рисков при переходе на использование службы каталога и сопутствующих сетевых служб на базе российских ОС.

Помимо этого, КРОК запроецировал технические решения и инструкции, и в дальнейшем заказчик сможет самостоятельно тиражировать технологию.

МИГРАЦИЯ СИСТЕМ ВИРТУАЛИЗАЦИИ

КРОК реализовал проект по разработке и развертыванию отечественной платформы виртуализации (ПВ) zVirt для безопасного управления средой виртуализации на двух предприятиях «Газпрома». В рамках проекта сформированы безопасные методики перехода с западных платформ виртуализации на ПВ zVirt с учетом возможных рисков при миграции на российские технологии. Кроме того, компания КРОК подготовила проектную документацию и обучила ИТ-специалистов заказчика.

Проекты по миграции на отечественные ИТ-решения, осуществляемые компанией КРОК, тиражируемы и позволяют подразделениям «Газпрома» закрывать необходимые цели и показатели по преимущественному использованию отечественного ПО при соблюдении строгих критериев и требований к нему для обеспечения непрерывности ИТ-инфраструктуры заказчика. Аналогичные задачи стоят сегодня фактически перед всем «Газпромом», ежегодно компания КРОК реализует более десятка проектов по миграции ИТ в подразделениях Группы. ■

КРОК

ЗАО «КРОК Инкорпорейтед»
E-mail: Petrochemical@croc.ru
www.croc.ru

МОДИФИКАЦИЯ ОПТИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ХАЛЬКОГЕНИДНЫХ ПЛЕНОК СЕЛЕНИДА СВИНЦА С ПОМОЩЬЮ НЕПРЕРЫВНОГО ЛАЗЕРНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ

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

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

Исследования в области газового анализа востребованы в разных сферах. Например, газоанализаторы используются в местах добычи полезных ископаемых для детектирования скоплений опасных для здоровья и жизни CH_4 , CO_2 , CO , NO_2 . Для этих целей чаще всего применяются инфракрасные газоанализаторы. В конструкции большинства таких устройств фоточувствительный элемент представлен полупроводниковой пленкой. Ее оптические характеристики корректируются с помощью тепловой обработки в печи. Подобный метод повышения фоточувствительности пленок, изготовленных из селенида свинца, технологически сложен в реализации, поскольку в большинстве случаев не поддается контролю и выдает высокий процент брака на стадии изготовления фотодетекторов газоанализаторов.

Альтернатива тепловой обработке в печи – лазерное облучение. Оно позволяет осуществить локальную модификацию структуры и вместе с этим прогнозируемое изменение оптических и электрических свойств пленок. Фототермическое действие на нее лазером приводит к резкому и локальному нагреванию материала с последующей структурно-фазовой модификацией за счет высоких значений температуры, ее градиента и скорости нагрева/охлаждения. Как следствие, происходит лазерная коррекция фоточувствительности материала в определенном спектральном диапазоне.

В статье представлены результаты исследования влияния непрерывного лазерного воздействия на изменение светочувствительности пленок, изготовленных из селенида свинца, в узком спектральном диапазоне. Анализ проводился в режиме сканирования непрерывным излучением с длиной волны 405 нм. Вследствие фототермического воздействия на структуру пленки ее отражение и пропускание изменялись в спектральном диапазоне 0,3–1,0 мкм. При плотности мощности 24 кВт/см² наблюдалось фотопросветление материала и его плавление с последующим разрушением, приводящим к образованию микротрещин. При уменьшении этого параметра до 22 кВт/см² происходило фотопотемнение в области лазерного воздействия.

Для модифицированных участков в данном случае наблюдалось резкое уменьшение пропускания и отражения. По своим оптическим характеристикам материал приближался к абсолютно черному телу. Сделан вывод, что представленная модификация пленки перспективна для фотодетектирования органических молекул в виде газовой смеси.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ГАЗОАНАЛИЗАТОР, ФИЗИКА ПОЛУПРОВОДНИКОВЫХ ПЛЕНОК, ХАЛЬКОГЕНИДНАЯ ПЛЕНКА, ЛАЗЕРНАЯ ОБРАБОТКА, СТРУКТУРИРОВАНИЕ ПОВЕРХНОСТИ, НАНОСЕКУНДНЫЙ ИМПУЛЬС, ФОТОЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ.

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

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

Modification of lead selenide chalcogenide films' optical properties by continuous wave laser irradiation

Research in the field of gas analysis is in demand in various fields. For example, gas analyzers are used in mining areas to detect accumulations of gases, hazardous to health and life (CH_4 , CO_2 , CO , NO_2). Infrared gas analyzers are most often used in these areas. In the design of most gas analysis devices, the photosensitive element is a semiconductor film, the optical characteristics of which are corrected by heat treatment in an oven. This method of increasing the photosensitivity of PbSe films is technologically difficult to implement, because in most cases it cannot be controlled and gives a high percentage of defects at the stage of manufacturing the photodetectors of the device.

An alternative to using heat treatment in an oven is laser irradiation. Its use makes it possible to carry out a local modification of the structure and, at the same time, a predictable change in the optical and electrical characteristics of the films.

The photothermal effect on the film during laser irradiation leads to a sharp and local heating of the material, followed by structural and phase modification due to high temperature, its gradient, and heating/cooling rate. The result of this modification of the structure is laser correction of the photosensitivity of the material in a certain spectral range.

The paper presents the results of studying the effect of continuous laser exposure on the change in the photosensitivity of PbSe films in a narrow spectral range. The result of laser action on PbSe films in the mode of scanning with continuous radiation at a wavelength of 405 nm has been studied. As a result of the photothermal effect on the film structure, reflection and transmission changed in the spectral range 0.3–1.0 μm . At a power density of 24 kW/cm^2 , photobleaching of the material and its melting were observed, followed by its destruction, leading to the formation of microcracks. As the power density decreased to 22 kW/cm^2 , photodarkening of the film was observed in the region of laser action. For the modified sections of the film, in this case, a sharp decrease in transmission and reflection was observed. In terms of its optical characteristics, the material approached an absolutely dark body. It was concluded that this modification of the film is especially promising for the photodetection of organic molecules in the form of a gas mixture or liquid.

KEYWORDS: GAS ANALYZERS, PHYSICS OF SEMICONDUCTOR FILMS, CHALCOGENIDE FILM, LASER PROCESSING, SURFACE STRUCTURING, NANOSECOND PULSE, PHOTOSENSITIVITY.

Поликристаллические пленки селенида свинца (PbSe) часто используются как фотоизлучатели в ближней и средней области инфракрасного (ИК) диапазона, а также как фотоприемники. Они находят широкое применение в качестве оптических материалов в активно развивающихся направлениях оптики и оптоэлектроники [1]. Такие пленки обладают высокой поглощающей способностью в среднем ИК-диапазоне (1,0–4,0 μm) [2–4], что используется для фотодетектирования органических молекул в виде газовой смеси или жидкости [5–7]. Следует отметить, что все более востребованными становятся исследования и модификация оптических и электрических свойств подобных материалов [8]. Изменение этих характеристик, их подгонка или коррекция в небольших диа-

пазонах значений – перспективное направление для многих практических приложений. Например, модифицированные пленки могут использоваться в оптоэлектронных системах, солнечных элементах и светодиодных технологиях [9–11] в качестве фотоэлектрических датчиков [12].

В последние годы были проанализированы структура и оптические свойства полупроводниковых пленок системы AlZnO с наночастицами серебра (AZO:Ag), полученные золь-гель методом [13]. Они оптически прозрачные в видимом диапазоне длин волн и широко применяются в оптоэлектронных системах, солнечных элементах и светодиодной технике в качестве фотоэлектрических сенсоров. В настоящее время лазерная модификация структуры AZO-пленок хоть и представляет

собой нестандартное технологическое решение, но уже успешно реализована с использованием импульсов излучения эксимерного KrF-лазера с длиной волны 248 нм.

Разработка методики оценки качества модифицированных участков халькогенидных пленок, а также управление оптическими свойствами данных материалов – важные направления совершенствования систем оптоэлектроники, фотовольтаики, сенсорики и микроаналитики. Решение поставленных задач может быть найдено при использовании лазерного излучения в качестве инструмента для формирования и модификации характеристик указанных материалов [14].

Представленное исследование направлено на изучение механизмов лазерной модификации халькогенидных пленок. Применение

последних особенно перспективно для газового анализа [15–18], а также при создании подложек для микроаналитических исследований различных жидкостей. Цель работы – подобрать режим лазерной модификации, при котором характеристики пленки, такие как сопротивление и отражение, снижаются относительно первоначальных показателей. Это может свидетельствовать о получении принципиально новых структур, спектр применения которых в разы шире. Оптические методы контроля за лазерной модификацией пленок позволяют бесконтактно и в режиме реального времени отслеживать все изменения.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОАНАЛИЗАТОРОВ

Газоанализаторы используются в местах добычи полезных ископаемых для обнаружения скоплений опасных для здоровья и жизни CH_4 , CO_2 , CO , NO_2 . Основным детектирующим компонентом служит чувствительный элемент, принципы действия которого могут быть различными.

В работе рассматривается халькогенидная пленка PbSe. На данный момент в промышленности применяют технологию ее отжига в печи для повышения фоточувствительности детекторов. Данный способ не позволяет достичь высокой повторяемости параметров, поэтому авторами предложен метод лазерной модификации. На его основе рекомендуется оптимизировать существующий цикл производства халькогенидных пленок PbSe в целях повышения качества изготавливаемой продукции и сокращения затрат. Модификация лазерным излучением позволит разместить пленки с различной спектральной чувствительностью на одном детектирующем элементе. За счет совершенствования технологии появится возможность разработать малогабаритный газоанализатор

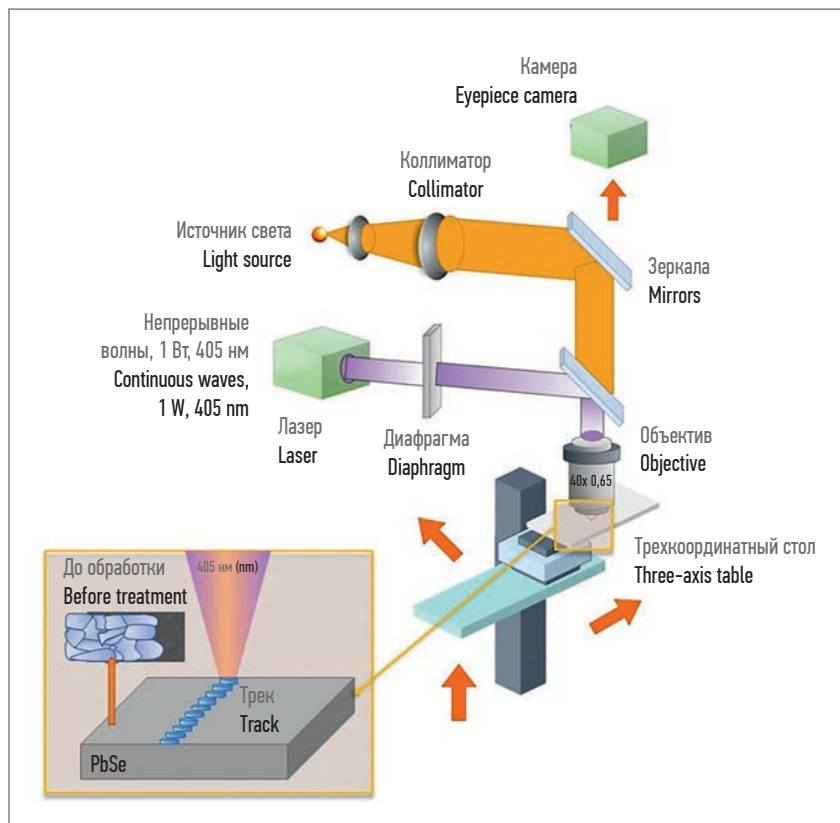


Рис. 1. Схема экспериментальной установки для лазерной модификации структуры халькогенидных пленок PbSe
Fig. 1. Experimental facility diagram for laser modification of the of PbSe chalcogenide films' structure

для обнаружения нескольких видов газов одновременно.

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Исследуемые образцы пленки создавались методом вакуумно-термического 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» (Санкт-Петербург).

Для экспериментов применялись образцы до и после их тепловой обработки в печи открытого типа. Сырые пленки подвергались процедуре лазерного облучения непрерывными волнами полупроводникового лазера с длиной волны 405 нм.

Предварительный анализ оптических свойств образцов до и после воздействия осуществлялся с помощью оптической

микроскопии в светлом и темном поле на пропускание и отражение. Для этого использовался микроскоп Zeiss Axio Imager (Carl Zeiss AG, Германия).

В целях оценки поверхности пленок с помощью просвечивающей электронной микроскопии применялся сканирующий электронный микроскоп (СЭМ) высокого разрешения Zeiss MERLIN (Carl Zeiss AG).

Отражение пленок PbSe измерялось в диапазоне от 0,3 до 1,1 мкм спектрофотометром МСФУ-К Ю-30.54.072 (АО «ЛОМО», Санкт-Петербург), где минимальная область регистрации составляет 2,0 мкм. Коэффициент отражения всех образцов определялся при нормальном падении света.

Для количественного анализа и контроля качества пленок PbSe использовался ИК фурье-спектрометр ФСМ-1202 (ЗАО «НПО «Техноком», Екатеринбург).

Лазерная модификация

Обработка подготовленных пленок осуществлялась с использованием непрерывного излучения полупроводникового лазера LSR405CP 1W (Lasever Inc, Китай) с длиной волны 405 нм. Пучок излучения диафрагмировался, после чего фокусировался объективом 40x (NA = 0,65) в плоскость расположения пленки, закрепленной на трехкоординатном столе MTS50/M-Z8 (Thorlabs, Inc., США) (рис. 1).

Максимальная мощность падающего на пленку излучения в режиме лазерного воздействия составляла 24 кВт/см^2 при размере пятна около 10,0 мкм. При этом профиль интенсивности излучения в сечении пятна представлял собой top-flat beam. Модификация структуры материала осуществлялась при скорости сканирования 950 мкм/с.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Оптическая характеристика

Была осуществлена оптическая характеристика и исследована структура сырых пленок PbSe, а также пленок, подвергавшихся тепловой обработке. По результатам оптической микроскопии необработанные образцы имели неструктурированную поверхность (рис. 2а, 2б). Сама пленка содержала рассеивающие свет неоднородности размером около 1,0 мкм, темные на пропускание и светлые на отражение. Сырой образец оказался непрозрачен (пропускание порядка 0,1 %) и имел высокое отражение в ультрафиолетовой области спектра (отражение при длине волны 405 нм составляло 52 %).

После активации в печи по результатам оптической микроскопии образец имел более плотную структуру, появились островковые образования (вторая фаза) размером более 1,0 мкм, прозрачные в проходящем свете и расположенные случайным образом [19]. Возникновение второй фазы (PbSeO_3) подтверждает патент

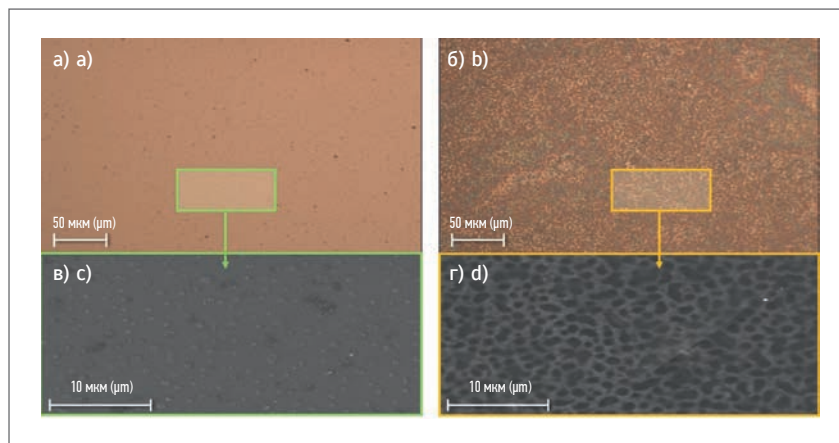


Рис. 2. Изображение халькогенидной пленки PbSe, полученное с помощью оптического микроскопа в ярком поле отраженного света: а) до термообработки; б) после термообработки. Изображение халькогенидной пленки PbSe, полученное с помощью детектора вторичных электронов сканирующего электронного микроскопа: в) до термообработки; г) после термообработки

Fig. 2. Image of a PbSe chalcogenide film obtained with an optical microscope in a bright field of reflected light: a) before heat treatment; b) after heat treatment. Image of a PbSe chalcogenide film obtained using a secondary electron detector of a scanning electron microscope: c) before heat treatment; d) after heat treatment

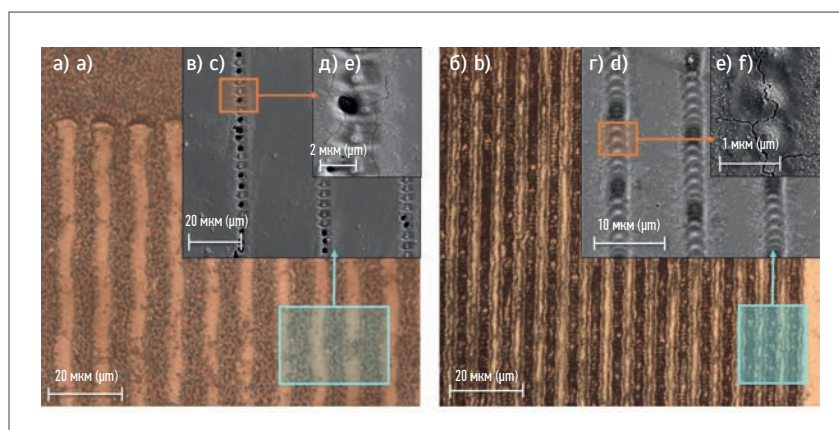


Рис. 3. Изображение халькогенидной пленки PbSe, полученное с помощью оптического микроскопа в светлом поле отраженного света: а) фотопосветление при плотности мощности 24 кВт/см^2 ; б) фотопотемнение при плотности мощности 22 кВт/см^2 . Изображение халькогенидной пленки PbSe, полученное с помощью детектора вторичных электронов сканирующего электронного микроскопа: в) д) режим фотопосветления; г) е) режим фотопотемнения

Fig. 3. Image of a PbSe chalcogenide film obtained with an optical microscope in a bright field of reflected light: a) photobleaching at a power density of 24 kW/cm^2 ; b) photodarkening at a power density of 22 kW/cm^2 . Image of a PbSe chalcogenide film obtained using a secondary electron detector of a scanning electron microscope: c), e) photobleaching mode; d), f) photodarkening mode

[20]. Сама матрица пленки стала непрозрачной. Тем не менее спектральное пропускание образца возросло по сравнению с необработанной пленкой. Такая особенность обусловлена свойствами второй фазы – прозрачного в оптическом диапазоне длин волн оксида. Матрица пленки в отражении становится светлее. Вторая

фаза в отраженном свете темная. Следовательно, ее отражение меньше отражения матрицы пленки, что и обеспечивает снижение отражения всего образца [19].

По результатам исследования с помощью СЭМ видно, что в образцах после тепловой обработки в матрице возникали нескомпенсированные напряжения из-за роста

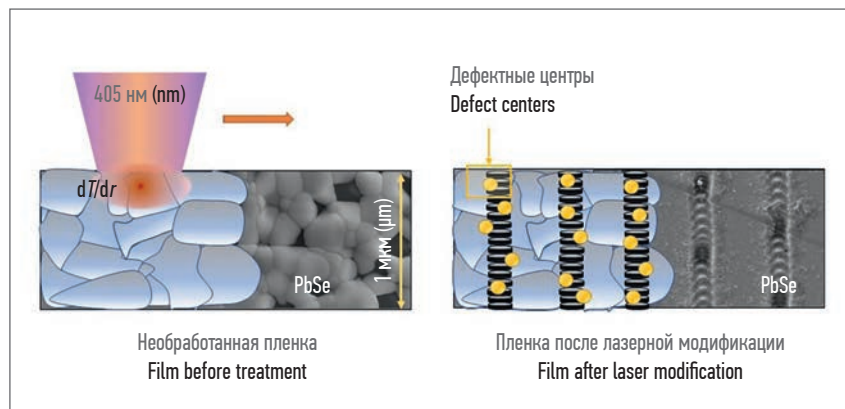


Рис. 4. Механизм возникновения дефектных центров в области модификации халькогенидной пленки PbSe, где dT/dr – градиент температуры
Fig. 4. Mechanism of occurrence of defect centers in the modification region of the PbSe chalcogenide film, where dT/dr – temperature gradient

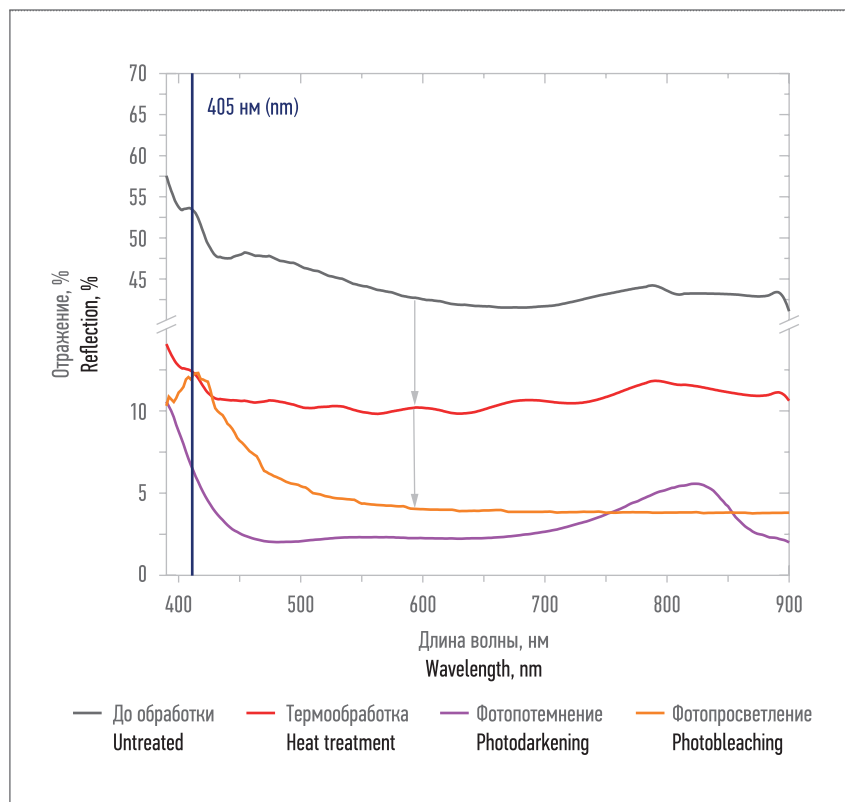


Рис. 5. Спектры отражения, полученные для сырых образцов и образцов, подвергнутых различной обработке
Fig. 5. Reflection spectra obtained for raw samples and samples subjected to various treatments

второй фазы (рис. 2г). Последняя, как материал с менее плотной структурой, росла в процессе окисления. Она увеличивалась в объеме при сохранении массы, поэтому возникали напряжения сжатия, приводившие к формированию трещин по всей поверхности пленки. Светлые области на изображении соответствуют кристаллической

фазе, а темные представляют собой полости и поры [19].

Было исследовано влияние непрерывного лазерного излучения на структуру и оптические свойства халькогенидных пленок PbSe в условиях сканирования сфокусированным пучком. Вначале был найден режим лазерной обработки (рис. 3а, 3в, 3д), при котором

наблюдалось фотопросветление материала и его плавление с последующим разрушением, приводящим к образованию микротрещин.

Трещины – это результат перегрева образца в области лазерного воздействия из-за высокого градиента температуры. Он способствовал неравномерному терморасширению и возникновению избыточных напряжений в пленке. В ходе движения лазерного пятна сформированная трещина начинала движение вслед за ним, что приводило к ее скрайбированию. Вероятно, во время сканирования условия обработки были нормальными, однако трещина зарождалась в начале каждого трека, когда происходил разгон лазерного пятна.

Структура пленки в области треков была исследована с помощью СЭМ (рис. 3в, 3д). В пределах трека при фотопросветлении образовывались локальные области модификации [19], удаленные друг от друга на одинаковое расстояние. Они связаны с формированием на этом участке ванны расплава пленки и перераспределением материала в режиме резкого нагревания/охлаждения при движущемся локальном источнике тепла (рис. 4). Механизм формирования периодических микрообластей связан с эффектом Марангони [21, 22]. Он заключается в том, что часть материала из ванны расплава периодически вытягивается в центр теплового источника, ограниченного лазерным пятном. Морфология структуры и периодичность зависели от скорости сканирования, размера лазерного пятна и плотности мощности падающего излучения, которые, в свою очередь, определяли размер теплового источника, его максимальную температуру и скорость нагревания/охлаждения [19].

В процессе лазерной обработки пленки в режиме фотопросветления обнаружилось ее потемнение на краю треков, за пределами лазерного пятна. Было сделано

предположение, что при меньших значениях температуры в области лазерного пятна будет происходить модификация структуры образца, приводящая к его потемнению. В результате исследований удалось найти режим фотопотемнения пленки. Для этого плотность мощности падающего излучения была снижена до 22 Вт/см^2 (рис. 3б, 3г, 3е). В режиме фотопотемнения в пределах трека отсутствовали разрушения, а его центральная часть темнела. Было проведено изучение поверхности пленки с помощью СЭМ. На рис. 3г можно наблюдать, что характеристики исходной сырой пленки между треками полностью сохранились.

Установлено, что в результате лазерного воздействия происходило плавление пленки и перераспределение материала, находящегося в вязкотекучем состоянии. В пределах трека шло разделение на темные гребни,

менее плотные области, и светлые, более плотные. Уплотнение пленки связано с перераспределением материала при обеднении соседней темной области трека. На его периферии формировалась такая же кристаллическая структура, как и в результате тепловой обработки, но в отсутствие оксидной фазы. Механизм модификации структуры пленки и морфология ее поверхности обусловлены эффектом Марангони.

Для сравнения на рис. 5 приведены спектры отражения пленок до и после лазерной, а также тепловой обработки.

Для модифицированных участков пленки в выбранном режиме сканирования наблюдалось резкое уменьшение пропускания и отражения, а по своим оптическим характеристикам она приближалась к темному телу. По данным, полученным из спектров, видно, что лазерное облучение – более точный метод для достижения

необходимых оптических характеристик образца по сравнению с тепловой обработкой в печи.

Инфракрасные фурье-спектры

На рис. 6 представлены фурье-спектры отражения и пропускания пленок при различных методах обработки.

После термического воздействия наблюдалось значительное падение фурье-спектра отражения, что свидетельствует об изменении структуры самой пленки и образовании оксида на ее поверхности. Фурье-спектры отражения пленки после лазерного облучения в режимах фотопросветления и фотопотемнения вели себя аналогичным образом, претерпевая падение, однако недостаточное по сравнению с образцом после хорошей тепловой обработки. Фурье-спектры пропускания пленки до лазерного воздействия не подверглись значительным изменениям, однако их положение также снизилось.



ВЫСТАВКА «ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ»

в рамках
ЯМАЛЬСКОГО
НЕФТЕГАЗОВОГО
ФОРУМА

СИБЭКС SERVICE

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис», г. Новосибирск

Тел.: +7 (383) 335-63-50, e-mail: vkases@yandex.ru, www.ses.net.ru

**23-24
МАРТА**

г. Новый Уренгой
2023

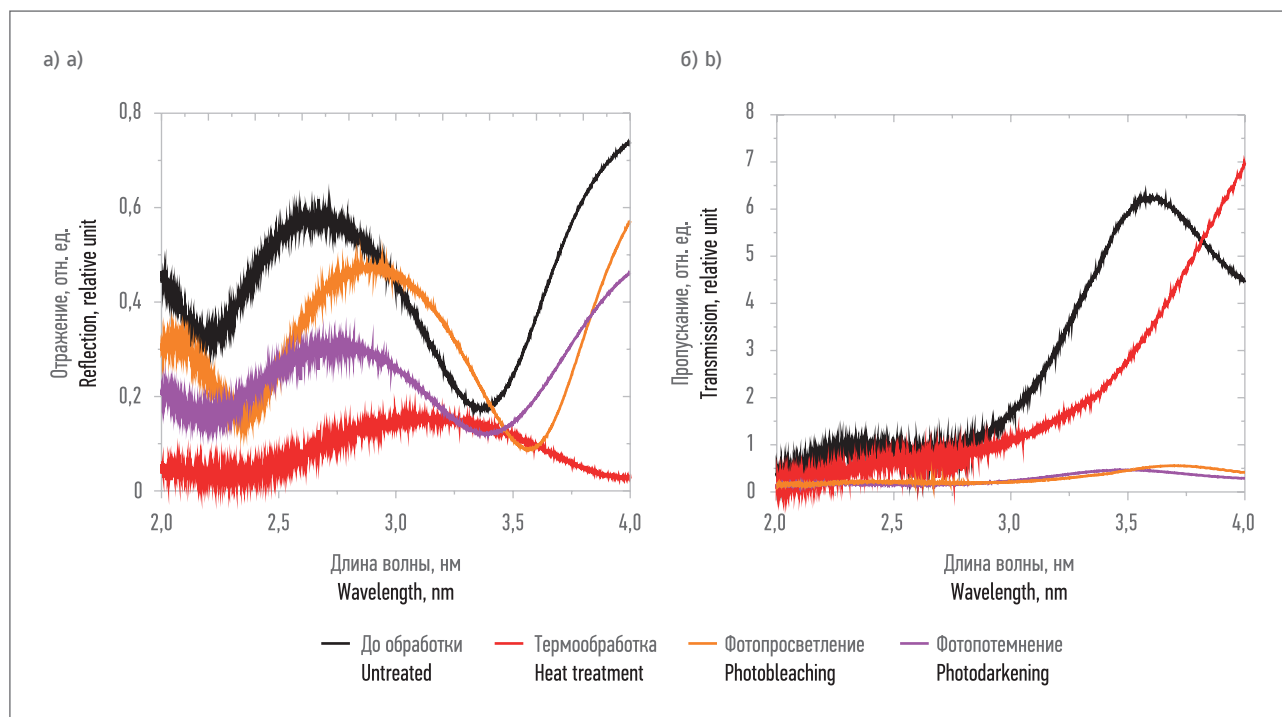


Рис. 6. Фурье-спектры отражения (а) и пропускания (б) халькогенидных пленок PbSe
Fig. 6. Fourier spectra of reflection (a) and transmission (b) of chalcogenide PbSe films

Фурье-спектры пропускания образцов, подвергавшихся лазерной обработке, претерпевали снижение, приближаясь к абсолютно черному телу.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе исследования было изучено влияние параметров непрерывного лазерного излучения на спектральные характеристики пленок селенида свинца. Лазерная обработка таких образцов приводила к образованию трека в режиме фотопотемнения и фотопросветления. Спектры отличались друг от друга незначительно и стремились к абсолютно черному телу. Однако наблюдалось сильное различие по сравнению

с исходной пленкой PbSe. Спектры образцов после лазерного облучения в режиме фотопотемнения и фотопросветления по своему положению были близки к пленке после тепловой обработки.

По изображениям, полученным с помощью СЭМ, установлено, что структура пленки после лазерной модификации принципиально отличается от пленки после тепловой обработки отсутствием оксида на поверхности. Кроме того, область полученных треков претерпевает перераспределение материала в ходе плавления в процессе лазерного воздействия. Различия пленок, обработанных лазером и тепловым воздействием, также четко видны по ИК фурье-спектрам.

Образцы лазерной модификации стремятся к полному отсутствию пропускания.

Продемонстрирована возможность управления оптическими и структурными характеристиками пленок PbSe с помощью непрерывного лазерного излучения. Такая обработка материала может использоваться в целях газового анализа, поскольку халькогенидные пленки обладают высокой поглощающей способностью в среднем ИК-диапазоне (1,0–4,0 мкм), и при создании подложек для микроаналитических исследований различных жидкостей.

Работа выполнена при поддержке гранта Российского научного фонда (проект №19-79-10208). ■

ЛИТЕРАТУРА

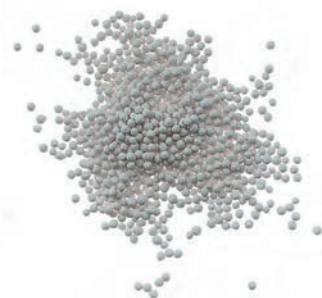
- Sati D.C., Jain H. Coexistence of photodarkening and photobleaching in Ge-Sb-Se thin films // J. Non-Cryst. Solids. 2017. Vol. 478. P. 23–28. DOI: 10.1016/j.jnoncrysol.2017.10.003.
- Tan C.L., Mohseni H. Emerging technologies for high performance infrared detectors // Nanophotonics. 2018. Vol. 7, No. 1. P. 169–197. DOI: 10.1515/nanoph-2017-0061.
- Karim A., Andersson J.Y. Infrared detectors: Advances, challenges and new technologies // IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng. 2013. Vol. 51. Article ID 012001. DOI: 10.1088/1757-899X/51/1/012001.
- Rogalski A. History of infrared detectors // Opto-Electron. Rev. 2012. Vol. 20, No. 3. P. 279–308. DOI: 10.2478/s11772-012-0037-7.
- Ren Y.X., Dai T.J., Luo W.B., Liu X.Z. Evidences of sensitization mechanism for PbSe thin films photoconductor // Vacuum. 2018. Vol. 149. P. 190–194. DOI: 10.1016/j.vacuum.2017.12.017.
- Grayer J., Ganguly S., Yoo S.-S. Embedded surface plasmon resonant disc arrays for improved MWIR sensitivity and increased operating temperature of PbSe photoconductive detectors // SPIE Nanoscience + Engineering: Proceedings of the SPIE Conference / D.P. Tsai, T. Tanaka (eds.). San Diego, CA, USA: SPIE, 2019. Vol. 11082. P. 106–115. DOI: 10.1117/12.2528779.

7. Weng B., Qiu J., Yuan Z., et al. Responsivity enhancement of mid-infrared PbSe detectors using CaF₂ nano-structured antireflective coatings // *Appl. Phys. Lett.* 2014. Vol. 104, No. 2. Article ID 021109. DOI: 10.1063/1.4861186.
8. Fuertes V., Cabrera M.J., Seores J., et al. Hierarchical micro-nanostructured albite-based glass-ceramic for high dielectric strength insulators // *J. Eur. Ceram. Soc.* 2018. Vol. 38, No. 7. P. 2759–2766. DOI: 10.1016/j.jeurceramsoc.2018.02.009.
9. Feit Z., Fuchs J., Kostyk D., Jalenak W. Liquid phase epitaxy grown PbSnSeTe/PbSe double heterostructure diode lasers // *Infrared Phys. Technol.* 1996. Vol. 37, No. 4. P. 439–443. DOI: 10.1016/1350-4495(95)00120-4.
10. Liang W., Hochbaum A.I., Fardy M. et al. Field-effect modulation of seebeck coefficient in single PbSe nanowires // *Nano Lett.* 2009. Vol. 9, No. 4. P. 1689–1693. DOI: 10.1021/nl900377e.
11. Liang W., Rabin O., Hochbaum A.I., et al. Thermoelectric properties of p-type PbSe nanowires // *Nano Research.* 2009. Vol. 2. P. 394–399. DOI: 10.1007/s12274-009-9039-2.
12. Weng B., Ma J., Wei L., et al. Room temperature mid-infrared surface-emitting photonic crystal laser on silicon // *Appl. Phys. Lett.* 2011. Vol. 99, No. 22. Article ID 221110. DOI: 10.1063/1.3665402.
13. Varlamov P.V., Sergeev M.M., Andreeva Ya.M., et al. Local annealing of Ag-TiO₂ nanocomposite films with plasmonic response by CW UV laser scanning // *Materials Proceedings.* 2021. Vol. 4, No. 1. Article ID 50. DOI: 10.3390/I0CN2020-07864.
14. Teng Y., Zhou J., Lin G., et al. Ultrafast modification of elements distribution and local luminescence properties in glass // *J. Non-Cryst. Solids.* 2012. Vol. 358, No. 9. P. 1185–1189. DOI: 10.1016/j.jnoncrysol.2012.02.017.
15. Zhang H., Zhang Y., Song X., et al. High performance PbSe colloidal quantum dot vertical field effect phototransistors // *Nanotechnology.* 2016. Vol. 27. Article ID 425204. DOI: 10.1088/0957-4484/27/42/425204.
16. Thambidurai M., Jang Y., Shapiro A., et al. High performance infrared photodetectors up to 28 μm wavelength based on lead selenide colloidal quantum dots // *Opt. Mater. Express.* 2017. Vol. 7, No. 7. P. 2326–2335. DOI: 10.1364/OME.7.002326.
17. Sulaman M., Yang S., Bukhtiar A., et al. High performance solution-processed infrared photodetector based on PbSe quantum dots doped with low carrier mobility polymer poly (N-vinylcarbazole) // *RSC Adv.* 2016. No. 50. P. 44514–44521. DOI: 10.1039/C5RA25761A.
18. Gao J., Nguyen S.C., Bronstein N.D., Alivisatos A.P. Solution-processed, high-speed, and high-quantum-efficiency quantum dot infrared photodetectors // *ACS Photonics.* 2016. Vol. 3, No. 7. P. 1217–1222. DOI: 10.1021/acsp Photonics.6b00211.
19. 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.
20. Патент № 2013/154462 A2 W0. Method for manufacturing a semiconductor structure on the basis of lead selenide: № PCT/RU2013/000294: заявл. 05.04.2013: опублик. 17.10.2013 / Nepomnyaschy S.V., Pogodina S.B.; заявитель 000 IKO (limited liability company) // Google Patents: сайт. URL: <https://patents.google.com/patent/WO2013154462A2/en?q=W02013154462> (дата обращения: 26.11.2022).
21. Khairallah S.A., Anderson A.T., Rubenchik A., King W.E. Laser powder-bed fusion additive manufacturing: Physics of complex melt flow and formation mechanisms of pores, spatter, and denudation zones // *Acta Mater.* 2018. Vol. 108. P. 36–45. DOI: 10.1016/j.actamat.2016.02.014.
22. Xiao B., Zhang Y. Marangoni and buoyancy effects on direct metal laser sintering with a moving laser beam // *Numerical Heat Transfer, Part A: Applications.* 2007. Vol. 51, No. 8. P. 715–733. DOI: 10.1080/10407780600968593.

REFERENCES

- (1) Sati DC, Jain H. Coexistence of photodarkening and photobleaching in Ge-Sb-Se thin films. *J. Non-Cryst. Solids.* 2017; 478: 23–28. <https://doi.org/10.1016/j.jnoncrysol.2017.10.003>.
- (2) Tan CL, Mohseni H. Emerging technologies for high performance infrared detectors. *Nanophotonics.* 2018; 7(1): 169–197. <https://doi.org/10.1515/nanoph-2017-0061>.
- (3) Karim A, Andersson JY. Infrared detectors: Advances, challenges and new technologies. *IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng.* 2013; 51: article ID 012001. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/51/1/012001>.
- (4) Rogalski A. History of infrared detectors. *Opto-Electron. Rev.* 2012; 20(3): 279–308. <https://doi.org/10.2478/s11772-012-0037-7>.
- (5) Ren YX, Dai TJ, Luo WB, Liu XZ. Evidences of sensitization mechanism for PbSe thin films photoconductor. *Vacuum.* 2018; 149: 190–194. <https://doi.org/10.1016/j.vacuum.2017.12.017>.
- (6) Grayer J, Ganguly S, Yoo S-S. Embedded surface plasmon resonant disc arrays for improved MWIR sensitivity and increased operating temperature of PbSe photoconductive detectors. In: Tsai DP, Tanaka T (eds.) *SPIE Nanoscience + Engineering: Proceedings of the SPIE Conference. Vol. 11082, 11–15 August 2019, San Diego, CA, USA.* San Diego, CA, USA: SPIE; 2019. p. 106–115. <https://doi.org/10.1117/12.2528779>.
- (7) Weng B, Qiu J, Yuan Z, Larson PR, Strout GW, Shi Z. Responsivity enhancement of mid-infrared PbSe detectors using CaF₂ nano-structured antireflective coatings. *Appl. Phys. Lett.* 2014; 104(2): article ID 021109. <https://doi.org/10.1063/1.4861186>.
- (8) Fuertes V, Cabrera MJ, Seores J, Muñoz D, Fernández JF, Enriquez E. Hierarchical micro-nanostructured albite-based glass-ceramic for high dielectric strength insulators. *J. Eur. Ceram. Soc.* 2018; 38(7): 2759–2766. <https://doi.org/10.1016/j.jeurceramsoc.2018.02.009>.
- (9) Feit Z, Fuchs J, Kostyk D, Jalenak W. Liquid phase epitaxy grown PbSnSeTe/PbSe double heterostructure diode lasers. *Infrared Phys. Technol.* 1996; 37(4): 439–443. [https://doi.org/10.1016/1350-4495\(95\)00120-4](https://doi.org/10.1016/1350-4495(95)00120-4).
- (10) Liang W, Hochbaum AI, Fardy M, Rabin O, Zhang M, Yang P. Field-effect modulation of seebeck coefficient in single PbSe nanowires. *Nano Lett.* 2009; 9(4): 1689–1693. <https://doi.org/10.1021/nl900377e>.
- (11) Liang W, Rabin O, Hochbaum AI, Fardy M, Zhang M, Yang P. Thermoelectric properties of p-type PbSe nanowires. *Nano Research.* 2009; 2: 394–399. <https://doi.org/10.1007/s12274-009-9039-2>.
- (12) Weng B, Ma J, Wei L, Li L, Qiu J, Xu J, et al. Room temperature mid-infrared surface-emitting photonic crystal laser on silicon. *Appl. Phys. Lett.* 2011; 99(22); article ID 221110. <https://doi.org/10.1063/1.3665402>.
- (13) Varlamov PV, Sergeev MM, Andreeva YaM, Gresko VR, Loshachenko AS, Vocanson F, et al. Local annealing of Ag-TiO₂ nanocomposite films with plasmonic response by CW UV laser scanning. *Materials Proceedings.* 2021; 4(1): article ID 50. <https://doi.org/10.3390/I0CN2020-07864>.
- (14) Teng Y, Zhou J, Lin G, Hua J, Zeng H, Zhou S, et al. Ultrafast modification of elements distribution and local luminescence properties in glass. *J. Non-Cryst. Solids.* 2012; 358(9): 1185–1189. <https://doi.org/10.1016/j.jnoncrysol.2012.02.017>.
- (15) Zhang H, Zhang Y, Song X, Yu Y, Cao M, Che Y, et al. High performance PbSe colloidal quantum dot vertical field effect phototransistors. *Nanotechnology.* 2016; 27: article ID 425204. <https://doi.org/10.1088/0957-4484/27/42/425204>.
- (16) Thambidurai M, Jang Y, Shapiro A, Yuan G, Xiaonan H, Xuechao Y, et al. High performance infrared photodetectors up to 28 μm wavelength based on lead selenide colloidal quantum dots. *Opt. Mater. Express.* 2017; 7(7): 2326–2335. <https://doi.org/10.1364/OME.7.002326>.
- (17) Sulaman M, Yang S, Bukhtiar A, Fu C, Song T, Wang H, et al. High performance solution-processed infrared photodetector based on PbSe quantum dots doped with low carrier mobility polymer poly (N-vinylcarbazole). *RSC Adv.* 2016; (50): 44514–44521. <https://doi.org/10.1039/C5RA25761A>.
- (18) Gao J, Nguyen SC, Bronstein ND, Alivisatos AP. Solution-processed, high-speed, and high-quantum-efficiency quantum dot infrared photodetectors. *ACS Photonics.* 2016; 3(7): 1217–1222. <https://doi.org/10.1021/acsp Photonics.6b00211>.
- (19) 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>.
- (20) Nepomnyaschy SV, Pogodina SB. *Method for manufacturing a semiconductor structure on the basis of lead selenide.* W02013/154462 A2 (Patent) 2013.
- (21) Khairallah SA, Anderson AT, Rubenchik A, King WE. Laser powder-bed fusion additive manufacturing: Physics of complex melt flow and formation mechanisms of pores, spatter, and denudation zones. *Acta Mater.* 2018; 108: 36–45. <https://doi.org/10.1016/j.actamat.2016.02.014>.
- (22) Xiao B, Zhang Y. Marangoni and buoyancy effects on direct metal laser sintering with a moving laser beam. *Numerical Heat Transfer, Part A: Applications.* 2007; 51(8): 715–733. <https://doi.org/10.1080/10407780600968593>.

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ В НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ И ГАЗОХИМИИ ОТ НОВОМИЧУРИНСКОГО КАТАЛИЗАТОРНОГО ЗАВОДА



История Новомичуринского катализаторного завода (ООО «НКЗ») насчитывает более 25 лет. В настоящее время это крупнейший российский крупнотоннажный производитель алюмооксидных катализаторов процессов Клауса и Сульфрен, работающий полностью с использованием отечественного сырья. Продукция предприятия не уступает по качеству импортным аналогам, что особенно актуально в рамках реализации программы импортозамещения в России. Предприятие на постоянной основе сотрудничает с научными профильными институтами страны и расширяет линейку продукции, учитывая актуальные потребности заказчиков.

ИСТОРИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

В 1995 г. РАО «Газпром» обратилось к АО «Мосэнерго» с просьбой об организации производства алюмооксидных катализаторов на уже смонтированной линии по выпуску блочного катализатора сотовой продукции для денитрации оксида азота (на территории ГРЭС-24). В этом же году при участии «Газпрома» были проработаны вопросы организации производства алюмооксидных катализаторов для нужд газового концерна.

В 1996–1998 гг. «Газпром» профинансировал проектные и научно-исследовательские работы, а также принял активное участие в освоении катализаторного производства. Благодаря сотрудничеству АО «Мосэнерго» с РАО «Газпром» и его научными подразделениями удалось проработать вопросы технологии изготовления алюмооксидных катализаторов и сырьевого обеспечения. С 1998 г. катализаторная продукция эксплуатируется на газоперерабатывающих предприятиях «Газпрома». В 2004 г. катализаторное производство из состава АО «Мосэнерго» было выведено в отдельное предприятие как непрофильный вид деятельности.

В 2008 г. с учетом важности выпускаемой заводом продукции для предприятий газоперераба-



тывающей отрасли было принято решение о выделении значительных инвестиций для проведения полномасштабной реконструкции в целях увеличения производительности, улучшения качества и расширения номенклатуры выпускаемой продукции.

В 2012 г. ООО «НКЗ» получило патент на изобретение «Катализатор получения элементарной серы по процессу Клауса, способ его приготовления и способ проведения процесса Клауса».

В 2014 г. на заводе введена в эксплуатацию система управления оборудованием с функцией мониторинга. Данная система позволила расширить возможности дистанционного управления с проведением детального анализа контролируемых параметров.

В 2016 г. на предприятии провели полномасштабную реконструкцию, позволившую увеличить производительность, улучшить качество и расширить номенклатуру выпускаемой продукции.

За многолетний и добросовестный труд и достигнутые высокие показатели в работе ООО «НКЗ» в 2020 г. занесено на Доску Почета Пронского муниципального р-на Рязанской обл.

В октябре 2021 г. получено письмо-рекомендация Министерства промышленности и торговли РФ для крупнейших нефтегазовых и нефтехимических компаний страны, свидетельствующее, что «ООО «НКЗ» является единственным крупнотоннажным отечественным производителем алюмооксидных катализаторов».

В текущем году выпуск реализуемой катализаторной продукции возрос более чем в два раза по сравнению со среднегодовым показателем за последние пять лет. Также в 2022 г. начата крупная реконструкция и модернизация действующего оборудования в целях увеличения мощности, а также создания возможности выпуска новых видов катализаторов и адсорбентов.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ

Основные направления деятельности завода:

- производство катализаторов для очистки газов от соединений серы на основе оксида алюминия для химической и нефтехимической промышленности, включая производство носителей для катализаторов различного назначения; осушителей газов на основе оксида алюминия для газоперерабатывающей, химической, нефтехимической, металлургической, машиностроительной отраслей;
- изготовление термоактивированного гидроксида алюминия марки ТГА (полупродукта для получения смешанных катализаторов, сорбентов, носителей, характеризующегося высокой химической активностью).

Сегодня ООО «НКЗ» работает только с использованием отечественного сырья. Продукция предприятия не уступает по качеству импортным аналогам, что особенно актуально в рамках реализации программы импортозамещения на территории России. В целях повышения эффективности производства ведется давнее сотрудничество с ООО «Газпром ВНИИГАЗ», которое включает мониторинг работ технологических установок и проведение моделирующих технологических расчетов по процессу. Кроме того, ООО «НКЗ» активно сотрудничает с Институтом проблем переработки углеводородов СО РАН (г. Омск), а также с Институтом катализа им. Г.К. Борескова СО РАН (г. Новосибирск). Продолжается международное сотрудничество

с Узбекским научно-исследовательским институтом химии и фармацевтики им. А. Султанова.

ООО «НКЗ» входит в Перечень производителей промышленной продукции, произведенной на территории РФ, на основании выданного заключения Минпромторга России.

Торгово-промышленной палатой Рязанской обл. Обществу выдан сертификат СТ-1 на основании экспертного заключения о российском происхождении товара (на основе отечественного сырья).

ВЫПУСК ГОТОВОЙ ПРОДУКЦИИ

Сейчас ООО «НКЗ» выпускает следующие марки катализаторной продукции:

- оксид алюминия сферический – катализатор получения серы по методу Клауса (АК, АК-2);
- оксид алюминия сферический – катализатор очистки отходящих газов по методу Сульфрен (АС, АС-2);
- оксид алюминия сферический – катализатор дополнительного слоя для реакторов Сульфрен (АД);
- оксид алюминия сферический – осушитель (АО, АО-2);
- оксид алюминия сферический – носитель для катализаторов (АН, АН-2);
- оксид алюминия сферический – активные шары газораспределения (ААШГ);
- гидроксид алюминия термоактивированный;
- материал глиноземосодержащий (широко используется



в качестве сырья для строительной отрасли и промышленности в целом);

- оксид алюминия сферический общего назначения (ОАС);
- носитель катализатора дегидрирования (НКД);
- адсорбенты для осушки и очистки водородосодержащих газов от примесей хлороводорода, а также других галогеноводородов в процессах нефтепереработки, нефтехимии и других отраслях промышленности.

ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОДДЕРЖКА ЗАКАЗЧИКА (ИНЖИНИРИНГ)

На протяжении всего гарантийного срока эксплуатации катализаторной продукции по желанию заказчика ООО «НКЗ» оказывает следующие виды технической поддержки:

- посещение представителями ООО «НКЗ» площадки заказчика для обсуждения технических характеристик поставленного катализатора (по запросу);
- мониторинг, прогнозирование активности и характеристик катализатора на основании предоставляемых клиентом данных с выдачей рекомендаций по эксплуатации (по запросу);
- назначение технических специалистов-кураторов, ответственных за сотрудничество с заказчиком;
- аналитический контроль (по запросу).



В число крупнейших контрагентов ООО «НКЗ» входят:

- Группа «Газпром»;
- ПАО «НК «Роснефть»;
- ПАО «СИБУР Холдинг»;
- ПАО «ГМК «Норильский никель»

и другие предприятия.

Компания обладает рядом существенных конкурентных преимуществ, среди которых:

- собственная производственная база (современное высокотехнологичное производство и новое оборудование, активное научное сотрудничество с ведущими НИИ отрасли, вложение средств в развитие и совершенствование технологий);

- высокое качество изделий, которое обеспечивается организацией 100%-го входного контроля на всех этапах производства;

- широкая линейка выпускаемой продукции и неограниченные возможности ее применения (использование в качестве полуфабрикатов для изготовления новых видов катализаторов);

- быстрые и точные сроки доставки в круглосуточном режиме (без выходных и праздничных дней) за счет самовывоза с территории предприятия или доставки товара до склада потребителя. Возможность отправки продукции с территории предприятия авто-

мобильным и железнодорожным транспортом в любую точку страны, ближнего и дальнего зарубежья;

- позитивная корпоративная репутация, нарабатанная благодаря команде профессионалов высочайшей квалификации, высокому уровню обслуживания и индивидуальному подходу к каждому клиенту, а также более чем 25-летнему опыту работы на рынке (внутреннем и международном) катализаторов;

- выгодное географическое положение: Центральный фед. окр., близость к крупным промышленным центрам (Москва, Рязань и т.д.).

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

Изменение геополитической ситуации в мире послужило стимулом к расширению линейки выпускаемой катализаторной продукции на предприятии. На различных этапах освоения находятся такие импортозамещающие продукты, как катализаторы гидрогенизации, адсорбенты сероводорода, аналоги адсорбентов на основе активной глины и многие другие. Прежде в России использовались импортные аналоги, но выпуск на предприятии новых продуктов позволит заменить большую часть изделий зарубежного производства.

В настоящее время ООО «НКЗ» разработан и внедрен новый адсорбент, предназначенный для очистки газов от примесей хлористого водорода и других галогенводородов, который прошел омологацию и получил заключение о полном соответствии качественных характеристик импортным аналогам.

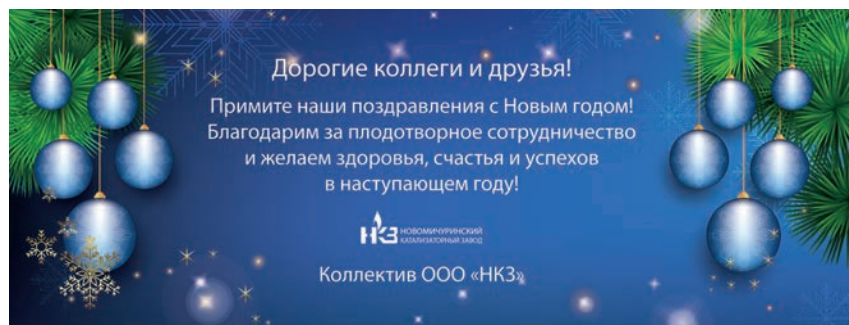
Предприятие планирует кратное увеличение продукта термической активации как носителя при производстве разного вида катализаторов.

Осуществляется разработка катализатора гидрогенизации, широко применяемого в нефтепереработке.

Кроме того, ООО «НКЗ» ведется наработка опытно-промышленной партии для производства адсорбентов сероводорода.

Заводом разработан аналог адсорбента активной глины, на текущий момент проходят испытания продукта.

ООО «НКЗ» постоянно проводит модернизацию и реконструкцию производства, закупает и обновляет лабораторное оборудование, что позволяет повышать качество продуктов, увеличивать производительность установок, внедрять новые виды продукции. ■



ООО «Новомичуринский катализаторный завод»
391160, Россия, Рязанская обл., Пронский р-н, г. Новомичуринск, ул. Промышленная, д. 1
Тел.: +7 (49141) 4-11-35
Факс: +7 (49141) 2-23-31
E-mail: mail@nkz-ooo.ru



РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

НЕФТЕГАЗ

22-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

24–27.04.2023

Подробности на сайте
www.neftegaz-expo.ru

РЕКЛАМА



12+



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



ЭКСПОЦЕНТР



РОССИЙСКИЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ СВАРОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ «КЕРАМАКС» СТРЕМИТЕЛЬНО ЗАВОЕВЫВАЕТ ПОЗИЦИИ НА ОТЕЧЕСТВЕННОМ РЫНКЕ

Все намеченные стратегические планы предприятия «КЕРАМАКС» в текущем году выполнены на 100 %. Ускоренной реализации поставленных задач поспособствовало глобальное изменение конъюнктуры российского сварочного рынка.

В течение 2022 г. техническими специалистами компании «КЕРАМАКС» проведены испытания 12 абсолютно новых видов сварочного флюса в премиум-сегменте для сварки изделий в особо сложных климатических условиях. Из них три марки уже запущены в производство, еще 10 поступят в продажу с первого по третий квартал 2023 г. Таким образом, продуктовая линейка керамических флюсов ООО «КЕРАМАКС» в следующем году будет насчитывать 18 марок и ответит всем современным техническим требованиям заказчика.

Предприятие имеет устойчивую стратегию развития. В своем активе компания аккумулирует производство керамических сварочных флюсов, сварочной проволоки сплошного сечения, сварочных электродов, а также планирует разработать и внедрить в производство профессиональную версию российского сварочного оборудования и экипировки, предназначенной для специалистов нефтегазовой, химической и сварочной отрасли.

Особое внимание компания «КЕРАМАКС» уделяет контролю

качества на всех этапах производства: от поступления сырья на склад до выпуска готовой продукции премиального сегмента. На предприятии разработана, внедрена и функционирует сертифицированная система менеджмента качества в соответствии с высокими требованиями российских стандартов.

Вся сварочная продукция проходит аттестацию в специализированных лабораториях, а также по требованию потребителей – на соответствие отраслевым стандартам и нормам.



Свидетельством высокого качества выпускаемой предприятием «КЕРАМАКС» продукции является включение в этом году компании в реестр одобренных поставщиков ПАО «Газпром».



В СВОЕМ АКТИВЕ КОМПАНИЯ АККУМУЛИРУЕТ ПРОИЗВОДСТВО КЕРАМИЧЕСКИХ СВАРОЧНЫХ ФЛЮСОВ, СВАРОЧНОЙ ПРОВОЛОКИ СПЛОШНОГО СЕЧЕНИЯ, СВАРОЧНЫХ ЭЛЕКТРОДОВ, А ТАКЖЕ ПЛАНИРУЕТ РАЗРАБОТАТЬ И ВНЕДРИТЬ В ПРОИЗВОДСТВО ПРОФЕССИОНАЛЬНУЮ ВЕРСИЮ РОССИЙСКОГО СВАРОЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ЭКИПИРОВКИ, ПРЕДНАЗНАЧЕННОЙ ДЛЯ СПЕЦИАЛИСТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ, ХИМИЧЕСКОЙ И СВАРОЧНОЙ ОТРАСЛИ.

Свидетельством высокого качества выпускаемой предприятием «КЕРАМАКС» продукции является включение в этом году компании в реестр одобренных поставщиков ПАО «Газпром».

Большое значение на предприятии отводится подготовке будущих кадров для собственного производства из числа студентов, которые получают образование по профильным специальностям в российских вузах и колледжах. С руководством ряда образовательных учреждений компания «КЕРАМАКС» подписала соглашения об участии в разработках современных технологий с предоставлением грантов.

В целях развития технического потенциала компанией «КЕРАМАКС» в 2022 г. инвестировано свыше 250 млн руб. собственных средств в модернизацию текущих мощностей и запуск дополнительной линии по производству керамического сварочного флюса и сварочных электродов.

Как результат, мощности предприятия «КЕРАМАКС» смогут обеспечить большую часть потребности российского рынка в отечественных сварочных материалах.

В преддверии праздников коллектив компании «КЕРАМАКС» поздравляет всех соотечественников, партнеров и клиентов с Новым годом и желает процветания и больших побед!

Благодарим вас за профессионализм и надежность, которая дарит нам бесценную уверенность в завтрашнем дне. ■

С новым, 2023 годом!

КЕРАМАКС

ПРЕМИАЛЬНЫЕ СВАРОЧНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ



ООО «КЕРАМАКС»
454129, Россия, г. Челябинск,
ул. Машиностроителей, д. 21
Тел.: +7 (800) 444-12-54
Email: info@keramaks.ru
keramaks.ru

СВАРНЫЕ ШПУНТОВЫЕ ПРОФИЛИ ДЛЯ ГИДРОТЕХНИЧЕСКОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

Группа компаний «ТрубМет-УралШпунт» 11 лет специализируется на поставках сварных металлоконструкций для строительства. В их число входят стальные сварные шпунтовые панели, предназначенные для применения в гидротехническом, транспортном и промышленно-гражданском строительстве при сооружении различных шпунтовых ограждений постоянного и временного типа.

На предприятии ГК «ТрубМет-УралШпунт» в Челябинске разрабатываются и производятся разнообразные сварные шпунты:

- сварные шпунтовые профили корытного типа – СШК по ТУ 24.10.74-001-68682152-2017;
- сварные многоячеистые шпунтовые профили корытного типа – по ТУ 24.10.74-005-68682152-2021;
- сварные шпунтовые профили двутаврового типа – СШД по ТУ 24.10.74-002-68682152-2019;
- сварные модернизированные шпунтовые профили корытного типа – СШК-М по ТУ 24.10.74-006-68682152-2022.

Базовая номенклатура насчитывает несколько десятков типоразмеров различных сварных шпунтовых профилей.

Шпунты изготавливаются из низкоуглеродистых низколегированных сталей повышенной прочности

(класс прочности не ниже 345) марок 09Г2С, 17Г1С, С345. Будучи чуть более дорогими, эти стали обладают существенно более высокими механическими свойствами, что позволяет наряду с сохранением прочностных характеристик значительно уменьшить толщины конструктивных элементов СШК и тем самым снизить массу шпунта и уменьшить площадь поперечного сечения профиля. Кроме того, применяемые стали имеют более высокую коррозионную стойкость при отсутствии внешнего защитного покрытия.

Одним из знаковых проектов предприятия является обустройство северной береговой линии Лахтинской гавани, включающее установку памятного знака «Петр I, спасающий утопающих близ Лахты» (рис. 1), где были применены шпунты СШК длиной 28 м.



Рис. 1. Памятный знак «Петр I, спасающий утопающих близ Лахты», «Лахта Центр», Санкт-Петербург

СБОРНО-РАЗБОРНОЕ ШПУНТОВОЕ ОГРАЖДЕНИЕ «БАРЬЕР-1 М» ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ, АВАРИЙНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ НА ТРУБОПРОВОДАХ

ГК «ТрубМет-УралШпунт» совместно со Специализированным управлением по предупреждению и ликвидации аварий на магистральных нефтепроводах АО «Транснефть – Сибирь» более трех лет вела исследовательские и опытно-конструкторские работы, целью которых было определение оптимальной конфигурации и массогабаритных характеристик комплекта шпунтового ограждения «Барьер-1 М», предназначенного для обустройства котлованов при производстве ремонтных, профилактических работ, а также при аварийных работах на газо- и нефтепроводах. В итоге впервые была разработана и воплощена в металле идея шпунтового ограждения, панели которого при необходимости имеют возможность наращивания по длине в ходе погружения (рис. 2). Каждая шпунтовая панель состоит из базовой секции длиной 6 м, имеющей в верхней части замковые элементы для присоединения верхней секции необходимой длины (от 1,5 до 6 м), и предназначена для многократного использования. Такая конструкция позволяет сократить до минимума сроки производства работ. Практику применения подобных изделий можно считать уникальной.

В 2017 и начале 2018 г. был проведен ряд натурных испытаний опытного комплекта шпунтового ограждения «Барьер-1 М». Результатом испытаний стало положительное заключение и рекомендация к закупке шпунтового ограждения всеми подразделениями и филиалами ПАО «Транснефть». В настоящее время шпунтовые комплекты применяются различными филиалами данной компании.

11 ноября 2019 г. был зарегистрирован патент на изобретение № 2705674 «Способ возведения

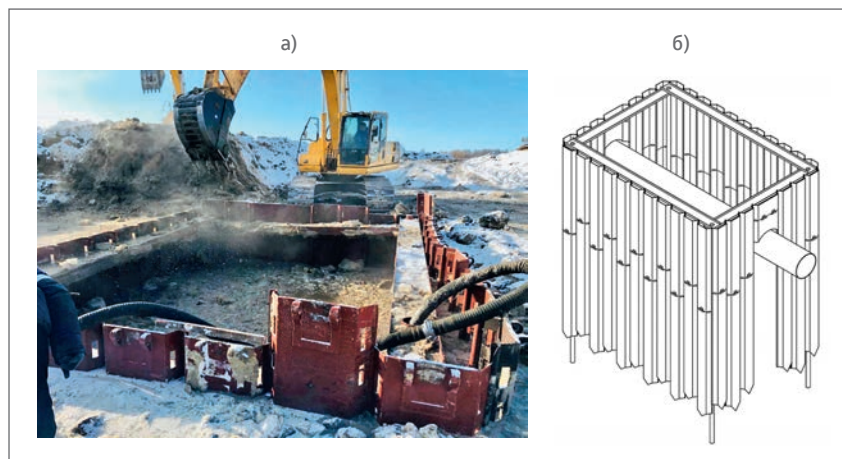


Рис. 2. Сборно-разборное шпунтовое ограждение «Барьер-1 М»: а) на объекте; б) схематичное изображение

ОДНИМ ИЗ ЗНАКОВЫХ ПРОЕКТОВ ПРЕДПРИЯТИЯ ЯВЛЯЕТСЯ ОБУСТРОЙСТВО СЕВЕРНОЙ БЕРЕГОВОЙ ЛИНИИ ЛАХТИНСКОЙ ГАВАНИ, ВКЛЮЧАЮЩЕЕ УСТАНОВКУ ПАМЯТНОГО ЗНАКА «ПЕТР I, СПАСАЮЩИЙ УТОПАЮЩИХ БЛИЗ ЛАХТЫ», ГДЕ БЫЛИ ПРИМЕНЕНЫ ШПУНТЫ СШК ДЛИНОЙ 28 М.

шпунтового ограждения при проведении работ на магистральном трубопроводе и шпунтовое сборно-разборное ограждение для обустройства котлована».

Сборно-разборное шпунтовое ограждение (СРШО) «Барьер-1 М» актуально в случаях проведения внеплановых работ в любое время года, особенно на местности со слабонесущими грунтами, а также на тех объектах, куда доставка длинных шпунтов невозможна.

Перемещение шпунта до объекта, сварка на месте проведения работ до нужной длины, резка шпунта после проведения работ для обеспечения возможности дальнейшей транспортировки требуют больших временных и трудовых затрат. Кроме того, в результате большого количества циклов сварки-резки шпунт быстро приходит в негодность.

Новизна СРШО «Барьер-1 М» состоит в том, что в нем впервые применена технология наращивания шпунтов без сварки.

Принимая во внимание тот факт, что рядом с трубопроводами ПАО «Транснефть» пролегают трубопроводы, принадлежащие ПАО «Газпром», ГК «ТрубМет-УралШпунт» предполагает, что

персонал ПАО «Газпром», обслуживающий эти трубопроводы, сталкивается с аналогичными проблемами по обеспечению быстрого и безопасного доступа к элементам трубопровода при проведении работ по их ремонту в условиях нестабильных грунтов, а следовательно, для решения этих задач он также может использовать СРШО «Барьер-1 М».

ШПУНТОВАЯ СЕКЦИЯ С ПОВОРОТНЫМ СЕКТОРОМ

Производимое ГК «ТрубМет-УралШпунт» СРШО «Барьер-1 М» активно применяется при обустройстве ремонтных котлованов на болотах III типа при проведении ремонтных, аварийно-восстановительных и плановых работ во многих филиалах АО «Транснефть – Сибирь» по всей территории России.

За многие годы строительства и эксплуатации объектов шпунтовые профили и замковые соединения ГК «ТрубМет-УралШпунт» доказали свою надежность. Однако предприятие не останавливается на достигнутом и продолжает расширять ассортимент продукции и совершенствовать ее качество.

ИСТОРИЧЕСКАЯ СПРАВКА:

В 2014 г. после крымских событий началось ограничение поставок металлического шпунта Л4, Л5 украинского производства. В 2017 г. производство и вовсе было остановлено.

Параллельно в отношении России были введены санкции. В целях повышения экономической безопасности правительством страны был взят курс на импортозамещение.

В 2018 г. Приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 03.07.2018 № 385/пр российские шпунты СШК были включены в классификатор строительных ресурсов.

В декабре 2018 г. СШК был удостоен сертификата о включении разработки в реестр инновационных решений для применения в капитальном строительстве атомной отрасли (База Экспертного совета по отбору наилучших доступных технологий) Госкорпорации «Росатом».

В соответствии с приказом Минстроя России от августа 2019 г. шпунт СШК является ценообразующим строительным ресурсом.

В декабре 2020 г. СРШО «Барьер-1 М» (патент на изобретение № 2705674) включено в Реестр инновационной продукции для внедрения в ПАО «Газпром».

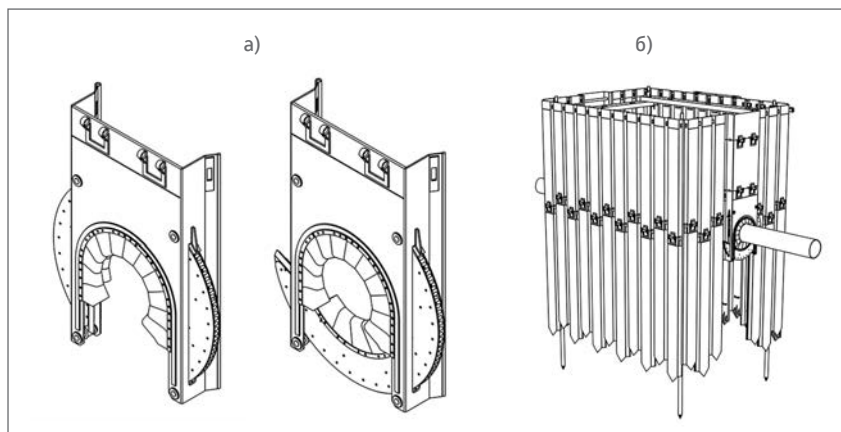


Рис. 3. Схематичное изображение шпунтовой секции с поворотным сектором в составе сборно-разборного шпунтового ограждения «Барьер-1 М» в открытом (а) и закрытом (б) состоянии

СБОРНО-РАЗБОРНОЕ ШПУНТОВОЕ ОГРАЖДЕНИЕ «БАРЬЕР-1 М» АКТУАЛЬНО В СЛУЧАЯХ ПРОВЕДЕНИЯ ВНЕПЛАНОВЫХ РАБОТ В ЛЮБОЕ ВРЕМЯ ГОДА, ОСОБЕННО НА МЕСТНОСТИ СО СЛАБОНЕСУЩИМИ ГРУНТАМИ, А ТАКЖЕ НА ТЕХ ОБЪЕКТАХ, КУДА ДОСТАВКА ДЛИННЫХ ШПУНТОВ НЕВОЗМОЖНА.

Инженерами компании был предложен усовершенствованный вариант шпунтового ограждения. При работе с действующим СРШО «Барьер-1 М» решается проблема поступления влагонасыщенного грунта снаружи ограждения котлована в зону проведения ремонтных работ. Но нередко возникает ситуация, когда нестабильный грунт поступает из-под трубопровода. В результате для обеспечения безопасной работы персонала приходится перекрывать обильный доступ жидкой фракции внутрь котлована подручными средствами с одновременной откачкой ее с помощью насосных установок.

Для перекрытия поступления жидкого грунта под трубопроводом ГК «ТрубМет-УралШпунт» была разработана специальная шпунтовая секция с поворотным сектором, позволяющим перекрывать пространство под действующим трубопроводом (рис. 3).

Сборно-разборное шпунтовое ограждение «Барьер-1 М» с новой секцией позволяет максимально перекрыть поступление жидкости и влагонасыщенного грунта внутрь огороженного котлована, что суще-

ственно ускоряет производство работ по восстановлению подлежащего ремонту трубопровода.

На шпунтовую секцию с поворотным сектором получен патент на изобретение № 2780034. Инженерами предприятия разработана методология применения СРШО «Барьер-1 М» с новой секцией. В настоящее время создается опытный образец нового изделия, в последующем планируется провести его натурные испытания в условиях реального обслуживания действующего трубопровода. ■



000 «ГК «ТрубМет-УралШпунт»
454902, Россия, г. Челябинск,
ул. Ленина, д. 36А, оф. 4
Тел.: +7 (351) 22-00-314,
22-00-205 (Челябинск)
+7 (499) 398-07-09 (Москва)
+7 (921) 307-67-75
(Санкт-Петербург)
E-mail: info@trubmet.com
trubmet.com



2023

5-7 апреля
Казахстан, Атырау



ATYRAU
OIL&GAS KAZAKHSTAN

20-я Юбилейная Северо-Каспийская
региональная выставка

20 лет
успеха

«Атырау Нефть и Газ»



Подробная информация:
www.oil-gas.kz



kioge.kz



kiogekazakhstan



ТРУБОПРОВОДНАЯ ЛОГИСТИКА ВОДОРОДА В РАЗРЕЗЕ ТЕХНОЛОГИЙ, РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРАКТНОЙ ПРАКТИКИ. ЧАСТЬ 1

УДК 332.15::621.644::662.769.2

А.А. Крутько, ООО «Газпром экспорт» (Санкт-Петербург, Россия),
a.krutko@gazpromexport.gazprom.ru

Д.А. Скоков, ООО «Газпром экспорт», d.skokov@gazpromexport.gazprom.ru

Е.А. Колошкин, ООО «Газпром экспорт», e.koloshkin@gazpromexport.gazprom.ru

А.И. Афонина, ООО «Газпром экспорт», a.afonina@gazpromexport.gazprom.ru

В.А. Мазилев, ООО «Газпром экспорт», v.mazilov@gazpromexport.gazprom.ru

Работа посвящена комплексному рассмотрению актуальных технико-экономических, регулятивных и контрактных аспектов трубопроводной логистики водорода. В связи с обширностью темы публикация разделена на две части. В первой внимание сосредотачивается на технико-экономических аспектах трубопроводной логистики водорода. Вторая будет посвящена вопросам регулирования и контрактной практики.

В первой части на базе накопленного мирового опыта эксплуатации водородопроводов систематизированы и рассмотрены актуальные в настоящий момент потенциальные схемы трубопроводной логистики водорода, а также предложены принципы, которые рекомендуется соблюдать при выборе того или иного варианта для его последующей проектной реализации. С учетом ряда имеющихся технологических рисков от воздействия водорода на элементы трубопроводных систем сформулирована техническая дилемма о возможности его трубопроводного транспорта и изложено текущее состояние данного вопроса. По результатам проведенного анализа серии инициатив по созданию водородной газотранспортной инфраструктуры выделены подходы к планированию ее формирования и развития.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ТРУБОПРОВОДНАЯ ЛОГИСТИКА ВОДОРОДА, ВОДОРОДНЫЙ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЬ, МЕТАНО-ВОДОРОДНАЯ СМЕСЬ, ПОДМЕШИВАНИЕ ВОДОРОДА В ГАЗОТРАНСПОРТНУЮ СЕТЬ, РЕГУЛИРОВАНИЕ ВОДОРОДНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА.

В последние годы климатическая повестка стала серьезным стимулом для развития водородной энергетики по всему миру. Многие страны утверждают национальные водородные стратегии, инициируют развитие водородных технологий, инвестируют в водородные проекты, создают специализированные водородные фонды и банки, проводят различные водородные исследования и испытания. Ключевым фактором, который во многом определит, как будет выглядеть конфигурация будущих локальных и региональных рынков водорода, станет специфика логистики и хранения этого энергоносителя.

Традиционно для газообразного топлива, транспортируемого

на малые и средние расстояния, одна из наиболее оптимальных схем – использование трубопроводов. В этой связи в настоящий момент в профессиональном сообществе ведутся масштабные дискуссии, публичные и рыночные консультации о наиболее эффективных схемах трубопроводной логистики водорода (ТЛВ), а также о ее будущей регулятивной базе. Имеется множество потенциальных вариантов развития ТЛВ в зависимости от технологической готовности газотранспортного оборудования к работе с водородным энергоносителем, экономической эффективности и особенностей создаваемой регулятивной базы его трубопроводного транспорта.

Зачастую в ходе вышеуказанных дискуссий и консультаций политические интересы и абстрактные целевые ориентиры преобладают над накопленным технологическим опытом, экономической рациональностью и особенностями действующих мер регулирования, что, в свою очередь, может привести к непоправимым негативным последствиям для формирующегося рынка водорода, действующей газотранспортной инфраструктуры, а также для функционирования сопряженных энергетических рынков (природного газа и электроэнергии).

Во избежание этого и в целях улучшения и систематизации имеющихся знаний в области ТЛВ в рамках данной статьи рассматри-

A.A. Krutko, Gazprom export LLC (Saint Petersburg, Russia), a.krutko@gazpromexport.gazprom.ru

D.A. Skokov, Gazprom export LLC, d.skokov@gazpromexport.gazprom.ru

E.A. Koloshkin, Gazprom export LLC, e.koloshkin@gazpromexport.gazprom.ru

A.I. Afonina, Gazprom export LLC, a.afonina@gazpromexport.gazprom.ru

V.A. Mazilov, Gazprom export LLC, v.mazilov@gazpromexport.gazprom.ru

Pipeline logistics of hydrogen from the perspective of technologies, regulation, and contractual aspects. Part 1

The paper reviews the complex of current technical and economic, regulatory, and contractual aspects of the pipeline logistics of hydrogen. Due to the comprehensive character of the subject, the paper is divided into two parts. The first part focuses on technical and economic aspects of the pipeline logistics of hydrogen. The second part will be focused on regulatory and contractual aspects.

The first part systematizes and reviews currently relevant potential hydrogen pipeline logistics schemes based on the international practices of hydrogen pipeline operation, and proposes principles to be observed when selecting logistics systems for future projects. Taking into account the existing process risks associated with pipeline elements' exposure to hydrogen, the paper raises the technical dilemma related to possibility of pipeline transportation of hydrogen and sets forth the current status of the issue. Based on the analysis of a number of initiatives aimed at creation of hydrogen transportation infrastructure, the authors outlined approaches to planning for its emergence and development.

KEYWORDS: PIPELINE LOGISTICS OF HYDROGEN, HYDROGEN ENERGY CARRIER, HYDROGEN AND METHANE MIXTURE, HYDROGEN BLENDING INTO GAS TRANSMISSION NETWORK, REGULATORY ASPECTS OF HYDROGEN PIPELINE TRANSPORT.



вается структурированное описание возможных схем трубопроводного транспорта водорода, проводится комплексный анализ актуальных на момент ее написания технических, экономических и регулятивных аспектов. Нахождение сегодня на самой ранней стадии формирования архитектуры региональных водородных рынков и соответствующей газотранспортной инфраструктуры позволяет использовать представленные материалы для различных проектных и нормативных инициатив в области ТЛВ.

Одними из первых разработку потенциальных водородных газотранспортных проектов, а также

подготовку соответствующей регулятивной базы для будущего трубопроводного транспорта данного энергоносителя инициировали страны ЕС. В связи с этим статья в значительной степени будет апеллировать к опыту государств – членов Союза.

ВОЗМОЖНЫЕ СХЕМЫ ТРУБОПРОВОДНОЙ ЛОГИСТИКИ ВОДОРОДА И ИМЕЮЩИЙСЯ МИРОВОЙ ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВОДОРОДОПРОВОДОВ

На сегодняшний момент рассматриваются следующие возможные схемы ТЛВ на уровне газораспределительных и магистральных газопроводов:

- строительство специализированной выделенной водородопроводной системы;
- перепрофилирование и модернизация действующих газотранспортных сетей (ГТС) природного газа;

- подмешивание водорода в ГТС природного газа с последующей транспортировкой метано-водородной смеси (МВС).

Имеющийся мировой опыт эксплуатации выделенных водородопроводов демонстрирует преобладание локальных промышленных трубопроводов малого диаметра (до 300 мм) и низкого давления в странах Западной Европы (Нидерланды, Бельгия,

Франция, Германия) и США, служащих в основном для химической промышленности (производство аммиака) и нефтеперерабатывающих заводов. При этом практика продолжительного использования разветвленных магистральных трубопроводов высокого давления, транспортирующих чистый водород, в мировом хозяйстве отсутствует.

Особый интерес в последнее время вызывает схема репрофилирования действующих систем природного газа под транспортировку чистого водорода. Например, проект панъевропейской водородной газотранспортной инфраструктуры «Европейский водородный каркас» (ЕВК) предполагает создание масштабной водородной сети к 2040 г. протяженностью около 53 тыс. км, 60 % из которых планируется реализовать путем репрофилирования ГТС природного газа и 40 % – за счет строительства новых выделенных магистральных водородопроводов [1]. Привлекательность такого подхода, по сравнению с концепцией новых выделенных водородных сетей, обосновывается имеющимися оценками капитальных и операционных затрат. По актуальным прогнозам Международного энергетического агентства, сокращение инвестиций в линейную часть трубопроводов и компрессорные мощности за счет использования схемы репрофилирования газотранспортных активов вместо строительства эквивалентных новых выделенных водородопроводов может достигать от 50 (для диаметра трубы 1200 мм) до 80 % (при 500 мм) [2].

На сегодняшний день подобных примеров немного, в связи с чем трудно сделать вывод об эффективности и технической надежности такого подхода, поскольку имеющийся ограниченный опыт репрофилирования газотранспортных активов демонстрировал и удачные попытки (пример локального трубопровода Фрипорт – Техас с диаметром 14 дюймов (356 мм)

и рабочим давлением около 5 МПа) [3], и неудачные кейсы, приводившие к отказам газотранспортного оборудования и потере целостности газопровода (пример локального трубопровода в районе Корпус – Кристи с диаметром 8 дюймов (203 мм), вышедшего из строя после 6 мес. эксплуатации по причине коррозии) [3].

Еще одна весьма популярная схема ТЛВ, особенно в странах ЕС, – добавление водорода в действующие ГТС природного газа. Среди наиболее влиятельных сторонников указанного подхода можно выделить Европейскую сеть операторов газотранспортных систем (European Network of Transmission System Operators for Gas), а также представителей энергетического блока Европейской комиссии (ЕК). Во многом данная поддержка обусловлена намерениями ЕС производить возобновляемый водород (методом электролиза с использованием электричества на базе возобновляемых источников энергии) в соответствии с целевыми показателями, определенными в рамках водородной стратегии Союза, а также имеющихся национальных водородных стратегий стран – членов этого объединения. Высокий уровень издержек подобного производства, его ограниченность вследствие прерываемой основы выработки возобновляемого электричества, а также отсутствие развитого рынка данного энергоносителя в Европе во многом определили поддержку в ЕС концепции подмешивания водорода в ГТС природного газа. При пересмотре ключевых документов Третьего энергетического пакета ЕК в декабре 2021 г. предложила установить допустимый уровень подмешивания водорода в европейские ГТС природного газа в объеме до 5 %. Позднее в рамках плана REPowerEU [4] по снижению зависимости от российских энерго-ресурсов ЕК стала рассматривать значение в 3 %, что, по ее оценкам, позволит утилизировать 1,3 млн т

водорода, замещая 4,7 млрд м³ природного газа.

Следует отметить, что для описанной схемы в настоящий момент отсутствует достаточная доказательная база полномасштабных натуральных испытаний, демонстрирующая ее долгосрочную технологическую безопасность и надежность. Вместе с тем имеются немногочисленные примеры успешных испытаний подобного рода. Так, Snam S.p.A. в 2019 г. произвела транспортировку по магистральному газопроводу до конечного потребителя МВС с содержанием водорода на уровне 5 и 10 % [5].

Выбирая ту или иную схему ТЛВ для ее дальнейшей проектной реализации, следует руководствоваться следующими принципами:

- обязательностью проведения тщательной технико-экономической оценки проекта, демонстрирующей его экономическую рациональность и технологическую эффективность;
- необходимостью оценки обеспечения долгосрочной технологической надежности и безопасности функционирования водородопроводной системы;
- гарантированностью спроса на соответствующие водородопроводные мощности в целях недопущения перевода газотранспортных активов в категорию незадействованных (stranded assets).

Однако текущая практика разработки проектов ТЛВ весьма часто демонстрирует уделение недостаточного внимания вышеупомянутым принципам. Множество появившихся в последние годы проектов ТЛВ в Европе, особенно проектов магистральных водородопроводов, также входящих в состав вышеупомянутого ЕВК, продиктованы скорее политической мотивацией и желанием подвести проектные мощности под амбициозные целевые показатели производства водорода, чем взвешенными технико-экономическими и маркетинговыми оценками.

ТЕХНИЧЕСКАЯ ДИЛЕММА О ВОЗМОЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ВОДОРОДА

Из вышеперечисленных схем ТЛВ только концепция выделенных локальных промышленных водородопроводов малого диаметра прошла проверку длительной промышленной эксплуатацией. Подобного опыта нет для выделенных и перепрофилированных магистральных газопроводов высокого давления, а также для транспорта водорода в составе МВС посредством его подмешивания в ГТС природного газа.

Отсутствие такой практики связано, прежде всего, с рядом потенциальных технологических рисков, присущих транспорту водорода по ГТС природного газа, включая вероятные отказы газотранспортного оборудования из-за проникновения водорода в структуру металла, его водородное охрупчивание, коррозию, возможности образования трещин, проблемы проведения измерений качества и количества транспортируемого водородного энергоносителя, утечки водорода в связи с его сверхвысокой проницаемостью и др.

Риски подобного рода выступают первопричиной для неразрешенной на сегодняшний день технической дилеммы о возможности магистрального трубопроводного транспорта водорода. Данная дилемма разделяет экспертов научно-отраслевого сообщества на две группы, где одни считают вышеобозначенные риски непреодолимыми и невозможными к принятию, а другие склоняются к тому, что их можно снизить за счет дополнительных затрат на модернизационные технологические мероприятия (в том числе для линейной части, запорной арматуры, газоперекачивающих агрегатов, газоизмерительных станций) и тем самым довести до приемлемого уровня.

При этом обе группы признают, что на сегодняшний день имеется

много неопределенностей в понимании процессов воздействия водорода на газотранспортное оборудование и линейную часть трубопроводов в течение длительного периода времени. По данным комплексного исследования Калифорнийского университета [6], опубликованного в июне 2022 г., наибольшие пробелы можно отнести к процессам водородных утечек, влияния H_2 на деградацию, трещинообразование и разрушение конструкционных материалов, его воздействия на соединительные, уплотнительные элементы, сварные швы и др. Пролить свет на эти области знания позволят полномасштабные натурные испытания, количество которых в последние годы начинает возрастать.

Уже имеются некоторые результаты для транспортировки МВС по элементам магистральной инфраструктуры высокого давления продолжительностью в несколько месяцев. Полномасштабный натуральный эксперимент, проведенный датским оператором Energinet SOV [7], демонстрирует отсутствие существенных технических проблем в ходе перекачки МВС с содержанием водорода до 15 % в течение нескольких временных интервалов до 3 мес. по изолированной, замкнутой газотранспортной инфраструктуре, содержащей элементы магистральной и распределительной сети. Этот опыт будет продолжаться для более высоких концентраций H_2 . Однако важно отметить, что в целях формирования необходимой и достаточной доказательной технической базы потребуются эксперименты с более длительным временным горизонтом. Так, например, по результатам вышеуказанного американского исследования [6] было решено продолжить проведение испытаний в течение трех лет, чтобы выявить имеющиеся серые зоны в области патогенного влияния водорода на газотранспортную инфраструктуру (линейная часть, оборудование, компрессоры, уплотнительные элементы).

В завершении данного раздела хотелось бы отметить, что, несмотря на неразрешенность на сегодняшний день рассматриваемой технологической дилеммы, многие исследователи сходятся в том, что среди предлагаемых схем ТЛВ наиболее эффективна с точки зрения безопасности и надежности концепция выделенных новых водородопроводов. Далее следует перепрофилирование действующих ГТС природного газа с учетом технологической модернизации оборудования. Наименее эффективная схема – подмешивание водорода в действующие трубопроводные системы. Это связано с тем, что имеющаяся инфраструктура природного газа имеет множество элементов с разной степенью амортизации и при длительном взаимодействии наиболее изношенных из них с H_2 вероятность отказов будет весьма высока, что, в свою очередь, может привести к выходу из строя всей системы.

ПОДХОДЫ К ПЛАНИРОВАНИЮ ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗВИТИЯ ВОДОРОДНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

В качестве показательного примера для рассмотрения подходов к планированию развития водородной инфраструктуры выбрана инициатива ЕВК [1]. Она предполагает появление уже к 2030 г. единой панъевропейской системы транспортировки водорода, соединяющей различные удаленные регионы локального производства и потребления. Протяженность данной инфраструктуры к 2030 г. планируется на уровне около 28 тыс. км, а к 2040 г. – 53 тыс. км. В проекте ЕВК участвует 31 компания из 28 стран. Ее схематичная визуализация представлена на рис. 1.

Экономика магистрального транспорта газа предполагает наличие спроса на транспортные мощности, обеспечивающие, в свою очередь, возврат инвестиций в создание и развитие газотранспортных активов и соответствующую норму прибыли



Рис. 1. Визуализация «Европейского водородного каркаса» к 2040 г. [1]
Fig. 1. Visual image of the European Hydrogen Backbone by 2040 [1]

посредством транспортных тарифов. Применительно к водороду наличие такого спроса в случае отсутствия производственных мощностей этого энергоносителя или необходимой заинтересован-

ности потребителей маловероятно. Интенсивное государственное субсидирование тарифов и вытекающее отсюда перераспределение финансового бремени на граждан ЕС тоже не способно стабильно под-

держивать спрос на транспортные мощности водорода в течение длительного периода. Следовательно, имеющаяся неопределенность в части обеспечения должных объемов производства и потребления

водорода в силу конъюнктурных рыночных причин периода затяжного энергокризиса в ЕС вместе с прерываемой природой возобновляемого электричества – базового источника производства зеленого водорода – с высокой долей вероятности может привести к незадействованности значительной части газотранспортных активов ЕВК.

Опубликованное в феврале 2021 г. крупное исследование No-regret hydrogen: Charting early steps for H₂ infrastructure in Europe [8], выполненное по заказу немецкого центра Agora Energiewende, демонстрирует нерациональность единой панъевропейской транспортной сети ввиду того, что, по оценкам экспертов, водородная энергетика ЕС будет развиваться в русле возникновения четырех основных региональных рынков (так называемых коридоров потребления водорода) со своей локальной инфраструктурой в зависимости от регионального спроса. В условиях такого прогнозного сценария, не допускающего создание единого рынка водорода на базе региональных, отсутствует целесообразность в крупномасштабной газотранспортной водородной инфраструктуре, подобной проекту ЕВК. Схематичная пространственная визуализация вышеуказанной концепции регионального развития в рамках исследования [8] представлена на рис. 2.

На рассматриваемом примере ЕВК можно выделить два подхода к формированию и планированию развития ТЛВ: эволюционный и революционный. Первый заключается в создании локальной индустриальной водородной сети, обеспечивающей ТЛВ от локального производства до мест потребления, с ее последующим планомерным развитием и соответствующим расширением до уровня разветвленной распределительной водородной сети в соответствии с увеличением емкости данного регионального водородного рынка. В случае динамичного роста последнего и появления существенно уда-

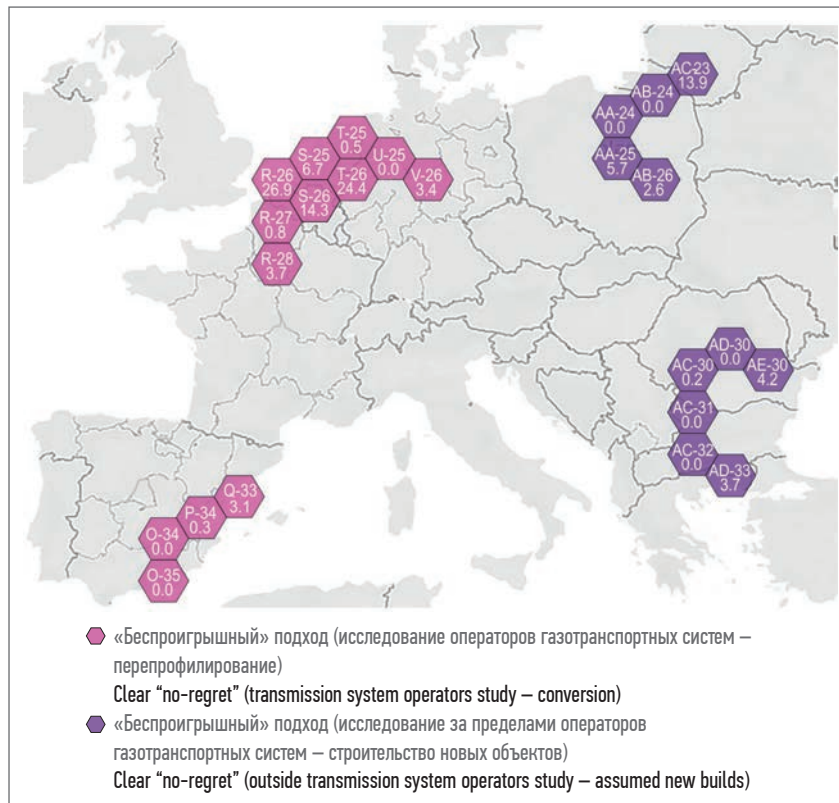


Рис. 2. Визуализация концепции регионального развития водородной инфраструктуры в Европе в рамках исследования [8]. В шестиугольнике буква соответствует идентификатору, а число – потребности в энергии в 2050 г. в ТВт·ч
Fig. 2. Visual concept of the hydrogen infrastructure regional development in Europe as part of the study [8]. The letter in each hexagon indicates the identifier and the number indicates to the power demand in 2050 (in TW·h)

ленных мест потребления этого энергоносителя может появиться объективная нужда в магистральных водородопроводах. В случае, когда места производства и потребления H₂ в пределах одного регионального рынка изначально находятся на значительных расстояниях, эволюционное развитие соответствующей инфраструктуры, вероятно, будет идти по пути создания новой / использования действующей магистральной сети, соединяющей эти точки с последующим подключением новых объектов сбыта посредством водородных газораспределительных сетей.

Революционный подход состоит в интенсивном реперофилировании действующей ГТС природного газа и (или) создании разветвленной сети магистральных водородопроводов, совокупные транспортные мощности которых могут

значительно превышать общие объемы локального производства и потребления H₂ соответствующей производственно-сбытовой цепи. Сторонники такой концепции делают ставку на разветвленную инфраструктуру, полагая, что ее наличие станет мощным стимулом для появления сообразных производственных мощностей и расширения сектора потребления. Основной экономический риск подхода – нерациональное использование газотранспортных активов, сопряженный с этим феномен упущенной выгоды, а также потенциальный перевод активов в категорию stranded assets.

Концепция ЕВК, по всей видимости, развивается в русле революционного подхода. Ранее упомянутое исследование [8] демонстрирует ее необоснованность и вместо панъевропейской магистральной разветвленной инфраструктуры

концентрируется на региональном развитии.

По данным, представленным в этой аналитической работе, можно сделать вывод, что водородная энергетика ЕС будет развиваться регионально, т.е. появятся несколько водородных региональных рынков (или коридоров потребления) со своей газотранспортной инфраструктурой, расширение которой, вероятно, будет происходить эволюционным путем.

В профессиональной литературе в области экономики энергетических рынков вопрос соотношения инфраструктуры со спросом и предложением при формировании того или иного рынка сравнивают с известной дилеммой первопричинности курицы или яйца. Авторы данной статьи, рассматривая появление потенциального водородного рынка, склоняются к тому, что планировать создание и развитие соответствующей водородной газотранспортной инфраструктуры следует сообразно гарантирован-

ному спросу на газотранспортные мощности, что, в свою очередь, имеет строгую привязку к гарантированным объемам производства и потребления водорода на данном локальном рынке.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На базе имеющегося мирового опыта эксплуатации водородопроводов, а также опубликованных отраслевых исследований в области трубопроводного транспорта водорода в статье были рассмотрены возможные схемы ТЛВ и предложены принципы, которыми следует руководствоваться при выборе той или иной из них.

Описанные технологические риски, возникающие в связи с трубопроводным транспортом водорода и МВС, позволяют сделать вывод, что наиболее эффективна с точки зрения безопасности и надежности концепция выделенных новых водородопроводов. Далее следует переуплотнение действующих ГТС природного газа с учетом

технологической модернизации оборудования. Наименее эффективная схема – подмешивание водорода в существующие системы транспорта природного газа.

На примере инициативы ЕВК и регионального развития в рамках исследования [8] выявлены и проанализированы подходы (эволюционный и революционный) к планированию формирования и расширения водородной инфраструктуры. Революционный путь несет в себе риски перевода газотранспортных водородных активов в категорию stranded assets. Эволюционный подход более предпочтителен, поскольку позволяет планировать формирование и развитие соответствующей водородной газотранспортной инфраструктуры сообразно гарантированному спросу на газотранспортные мощности, что, в свою очередь, имеет строгую привязку к гарантированным объемам производства и потребления водорода на данном локальном рынке. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. van Rossum R., Jens J., La Guardia G., et al. European Hydrogen Backbone. A European hydrogen infrastructure vision covering 28 countries. April 2022 // European Hydrogen Backbone: офиц. сайт. URL: <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf> (дата обращения: 26.11.2022).
2. Global hydrogen review 2022 // IEA: офиц. сайт. URL: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022> (дата обращения: 26.11.2022).
3. Campbell J. Questions and issues on hydrogen pipelines // U.S. Department of Energy: офиц. сайт. URL: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/03/f10/hpwgw_questissues_campbell.pdf (дата обращения: 26.11.2022).
4. Implementing the repower EU action plan: Investment needs, hydrogen accelerator and achieving the bio-methane targets // EUR-Lex: сайт. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=SWD%3A2022%3A230%3AFIN> (дата обращения: 26.11.2022).
5. Snam: Hydrogen blend doubled to 10 % in Contursi trial // Snam S.p.A.: офиц. сайт. URL: https://www.snam.it/en/Media/news_events/2020/Snam_hydrogen_blend_doubled_in_Contursi_trial.html (дата обращения: 26.11.2022).
6. Pearl L. Hydrogen blends higher than 5 % raise leak, embrittlement risks for natural gas pipelines: California PUC // Industry Dive, Inc.: офиц. сайт. URL: <https://www.utilitydive.com/news/hydrogen-blends-higher-than-5-percent-raise-leak-embrittlement-risks/627895/> (дата обращения: 26.11.2022).
7. Energy storage – hydrogen injected into the gas grid via electrolysis field test // Energiforskning.dk: сайт. URL: https://energiforskning.dk/sites/energiforskning.dk/files/media/document/Rapport%20-%20J.Nr._%201936-0004%20-%20Energilagring%20%20Brintinjektion%20i%20Gasnettet%20-%20slutrapport.pdf (дата обращения: 26.11.2022).
8. No-regret hydrogen: Charting early steps for H₂ infrastructure in Europe // Agora Energiewende: офиц. сайт. URL: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_02_EU_H2Grid/A-EW_203_No-regret-hydrogen_WEB.pdf (дата обращения: 26.11.2022).

REFERENCES

- (1) van Rossum R, Jens J, La Guardia G, Wang A, Kühnen L, Overgaag M. *European Hydrogen Backbone. A European hydrogen infrastructure vision covering 28 countries. April 2022.* Available from: <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf> [Accessed: 26 November 2022].
- (2) IEA. *Global hydrogen review 2022.* Available from: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022> [Accessed: 26 November 2022].
- (3) Campbell J. *Questions and issues on hydrogen pipelines.* Available from: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/03/f10/hpwgw_questissues_campbell.pdf [Accessed: 26 November 2022].
- (4) European Commission. *Implementing the repower EU action plan: Investment needs, hydrogen accelerator and achieving the bio-methane targets.* Available from: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=SWD%3A2022%3A230%3AFIN> [Accessed: 26 November 2022].
- (5) Snam S.p.A. *Snam: Hydrogen blend doubled to 10 % in Contursi trial.* Available from: https://www.snam.it/en/Media/news_events/2020/Snam_hydrogen_blend_doubled_in_Contursi_trial.html [Accessed: 26 November 2022].
- (6) Pearl L. *Hydrogen blends higher than 5 % raise leak, embrittlement risks for natural gas pipelines: California PUC.* Available from: <https://www.utilitydive.com/news/hydrogen-blends-higher-than-5-percent-raise-leak-embrittlement-risks/627895/> [Accessed: 26 November 2022].
- (7) EUDP. *Energy storage – hydrogen injected into the gas grid via electrolysis field test.* Available from: https://energiforskning.dk/sites/energiforskning.dk/files/media/document/Rapport%20-%20J.Nr._%201936-0004%20-%20Energilagring%20%20Brintinjektion%20i%20Gasnettet%20-%20slutrapport.pdf [Accessed: 26 November 2022].
- (8) AFRY Management Consulting Limited. *No-regret hydrogen: Charting early steps for H₂ infrastructure in Europe.* Available from: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_02_EU_H2Grid/A-EW_203_No-regret-hydrogen_WEB.pdf [Accessed: 26 November 2022].

Партнер журнала «Газовая промышленность» по техническим переводам —
компания Moscow Translation Agency



ΚΟΓΔΑ ΠΣΡΣ809 ΝΜΣΣ7 3Η4ΥΣΗΝΣ

office@mtagency.ru +7 (495) 780-72-96 <https://www.mtagency.ru/>

ВПЕРВЫЕ В ПАО «ГАЗПРОМ» РАЗРАБОТАНА И ВНЕДРЕНА ОДНОНИТОЧНАЯ ГАЗОИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СТАНЦИЯ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ ДЛЯ ТРУБОПРОВОДА С НОМИНАЛЬНЫМ ДИАМЕТРОМ 1400 ММ

Контроль расхода транспортируемого природного газа в зоне ответственности газотранспортных предприятий является актуальной задачей, поскольку для осуществления качественной товаротранспортной работы внутри ПАО «Газпром» необходимо точно производить расчет баланса и запаса газа. Это, в свою очередь, позволяет оценивать потери газа и обеспечивать решение задач диспетчерского управления газотранспортной системой.

Существующие сегодня принципы построения многониточных газоизмерительных станций имеют ряд недостатков, в частности, высокую стоимость вложений в строительство (реконструкцию) за счет использования большого объема технологического оборудования и соответствующих строительно-монтажных работ, эксплуатационных затрат, а также затрат, связанных с компенсацией потерь давления на технологических трубопроводах и оборудовании газоизмерительных станций.

В связи с этим перед ПАО «Газпром» были поставлены следующие задачи:

- разработка однониточной газоизмерительной станции (ГИС) для трубопровода с номинальным диаметром 1400 мм на базе ультразвукового измерительного комплекса (УЗПР) большого диаметра для учета газа на границе зон ответственности дочерних обществ с узлом поверки на месте эксплуатации;

- обязательное использование при разработке отечественных комплектующих;

- проверка работоспособности (возможности выполнять непрерывное измерение объема транспортируемого природного газа без остановки технологического процесса для проведения технического обслуживания, ремонта и поверки расходомера), оценка метрологических и эксплуатационных характеристик магистрального измерительного комплекса DN1400 в реальных условиях эксплуатации;
- определение возможности применения магистрального измерительного комплекса DN1400 на объектах ПАО «Газпром».

Все поставленные задачи были выполнены.

АКТУАЛЬНОСТЬ И НОВИЗНА РАБОТЫ

При строительстве классической ГИС выполняется врезка входного и выходного шлейфов к магистральному газопроводу (МГ) с выводом трубной обвязки на поверхность, затем формируется, в соответствии с пропускной способностью, рассчитанное количество трубопроводов меньшего диаметра для монтажа узлов измерения расхода газа. Каждый измерительный трубопровод должен быть оборудован отсечными кранами и прямыми участками до и после расходомера. Данные измерительные трубопроводы на входе и выходе объединены в общий шлейф и соединены с МГ, расположенным под землей. Таким образом, создание замерного узла требует землеотвода, подготовки площадок, монтажа измерительных трубопроводов, а также большого количества запорной арматуры и фасонных изделий, что влечет за собой значительное увеличение затрат на капитальное строительство.

Концепция однониточной ГИС предусматривает уход от традиционной многониточной схемы построения и переход на ульт-

развуковой измерительный комплекс большого диаметра (DN700 – DN1400), который монтируется непосредственно в МГ. Прямолинейные участки формируются за счет длины существующего газопровода и могут превышать DN100.

Высокая точность измерения расхода (см. табл.) достигается применением расходомеров специальной разработки и обеспечивается рядом технических решений:

- значительной длиной прямого участка (формируется за счет существующего магистрального трубопровода перед УЗРП);

- непрерывным контролем метрологических характеристик ультразвукового расходомера за счет наличия дублирующего измерительного комплекса;

- контролем степени загрязнения пьезоакустических датчиков ультразвукового расходомера DN1400;

- постоянной в летний и зимний периоды температурой окружающей среды в месте установки УЗРП DN1400 благодаря подземному расположению измерительного комплекса;

- калибровкой и поверкой измерительного комплекса DN1400 на природном газе при рабочем

Технические характеристики УЗРП DN1400

Измеряемая среда	Природный газ, соответствующий требованиям ГОСТ 5542
Диапазон давлений измеряемой среды, МПа	0,5–8,0
Температурный диапазон измеряемой среды, °С	От –23 до +66
Скорость потока газа, м/с	0–20
Диапазон измерений объемного расхода в рабочих условиях, м³/ч	400–80 000
Динамический диапазон измерений	200:1
Границы интервала относительной погрешности измерения расхода, приведенного к стандартным условиям ($Q_{ст}$), %	±0,8
Температура окружающей среды, °С	От –40 до +60
Маркировка взрывозащиты	1Ex d [ib] IIA T6 X
Потребляемая мощность, Вт	8
Периодичность поверки	4 года

давлении на месте эксплуатации без его демонтажа и сброса давления в системе.

Для реализации процедуры калибровки и поверки непосредственно на объекте последовательно с измерительным комплексом DN1400 смонтирован узел поверки с возможностью монтажа/демонтажа эталона-переносчика, который устанавливается только на период проведения поверки. В остальное время он может использоваться для поверки других аналогичных замерных узлов ПАО «Газпром».

Основной экономической важной особенностью является выполнение технического обслуживания и ремонта измерительного комплекса DN1400 без остановки транспортировки газа за счет реализованной технологии демонтажа/монтажа компонентов ГИС под давлением. Принятые решения позволяют не останавливать процесс измерения объемов газа через комплекс однониточной ГИС на участке МГ при проведении работ по внутритрубной диагностике и прохождении очистного устройства.

Стоит отметить возможность использования безлюдной технологии при эксплуатации однониточной ГИС, так как оборудование

не требует постоянного контроля, в связи с чем отсутствует необходимость в строительстве здания операторной.

Кроме того, важно отметить, что измерительные комплексы разработаны в соответствии с требованиями нормативно-технической документации ПАО «Газпром» и утвержденным техническим заданием.

ЗНАЧЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ДЛЯ ПАО «ГАЗПРОМ»

На момент проведения ОКР аналога опытного образца замерного узла природного газа для трубопровода с номинальным диаметром 1400 мм на базе ультразвуковых преобразователей расхода в РФ не имелось. Результаты испытаний опытного образца разработанного комплекса однониточной ГИС нового поколения, проведенных с июля 2015 г. по ноябрь 2017 г. в условиях филиала ООО «Газпром трансгаз Москва» Донское ЛПУМГ, подтвердили возможность решения этой инновационной задачи, не имеющей мировых аналогов.

В 2021 г. однониточная ГИС успешно внедрена на ПЗРГ-5 ГИС «Донская» МГ Ямбург – Елец 2, являющейся границей зон ответственности ООО «Газпром трансгаз

ВНЕДРЕНИЕ ОДНОНИТОЧНОЙ ГИС И УХОД ОТ ТРАДИЦИОННОЙ МНОГОНИТОЧНОЙ СХЕМЫ ПОСТРОЕНИЯ ПОЗВОЛИЛИ ОБЕСПЕЧИТЬ ВЫСОКУЮ ТОЧНОСТЬ ИЗМЕРЕНИЯ ОБЪЕМОВ ГАЗА, А ТАКЖЕ СУЩЕСТВЕННО СОКРАТИТЬ ЗАТРАТЫ НА КАПИТАЛЬНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО ОБЪЕКТА ГИС И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ.



Москва» и ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород». Фактический экономический эффект от внедрения технологии составил 861,91 млн руб.

Дальнейшее внедрение ГИС и уход от традиционной многониточной схемы построения позволят существенно сократить затраты на капитальное строительство (реконструкцию) ГИС и эксплуатационные расходы, снизить потери расчетно-методического характера при формировании баланса газа и обеспечат решение задач диспетчерского управления газотранспортной системой.

В 2022 г. научно-технический совет ООО «Газпром трансгаз Москва» выдвинул работу «Однониточная газоизмерительная станция на ультразвуковых преобразователях расхода с узлом поверки на месте эксплуатации» на соискание премии ПАО «Газпром» в области науки и техники. По результатам конкурса представленный проект был удостоен Премии, заняв первое место. ■



ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ

УДК 62-186::622.691.4

Е.А. Смирнов, ООО «Газпром трансгаз Москва» (Москва, Россия),
E.Smirnov@gtm.gazprom.ru

Ю.Ю. Толстихин, ООО «Газпром трансгаз Москва»,
Tolstichin@gtm.gazprom.ru

А.В. Шишов, филиал «Инженерно-технический центр»
ООО «Газпром трансгаз Москва» (Москва, Россия),
A.Shishov@gtm.gazprom.ru

В.А. Баукин, филиал «Инженерно-технический центр»
ООО «Газпром трансгаз Москва», V.Baukin@gtm.gazprom.ru

Опыт проведения параметрической диагностики газоперекачивающих агрегатов выявил ряд недостатков, не позволяющих объективно оценивать изменение технического состояния оборудования в процессе эксплуатации, рассчитываемого в соответствии с действующей нормативной документацией. Идеология, заложенная в основной инструмент определения технического состояния по теплотехническим параметрам, предполагает получение большого объема информации о состоянии агрегатов по нескольким значениям. Однако практическая реализация этого инструмента сводит информативность определяемых параметров к минимуму. Анализ использования параметрической диагностики выявил ряд проблем на протяжении всего цикла применения данного вида диагностирования. При этом просматривается путь решения существующих вопросов. С учетом значительного потенциала параметрической диагностики, заключающегося как в обеспечении энергоэффективной работы основного технологического оборудования, так и в целом в повышении его эксплуатационного уровня, задача совершенствования указанного инструмента становится актуальной. В статье представлены имеющиеся на этом пути проблемы, а также предложения ООО «Газпром трансгаз Москва» по их преодолению.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИЙ АГРЕГАТ, КОЭФФИЦИЕНТ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПО МОЩНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПО РАСХОДУ ТОПЛИВНОГО ГАЗА, ПАРАМЕТРИЧЕСКАЯ ДИАГНОСТИКА, ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОЕ ИСПЫТАНИЕ.

Параметрическая диагностика находит свое применение на протяжении всего жизненного цикла газоперекачивающих агрегатов (ГПА) и является неотъемлемой частью их эксплуатации. Основные задачи данного вида диагностики, определенные действующими нормативными документами ПАО «Газпром», следующие:

- подтверждение соответствия требованиям технических условий на поставку оборудования в рамках проведения приемо-сдаточных и эксплуатационных испытаний;
- контроль теплотехнического состояния ГПА в процессе эксплуа-

тации при проведении периодических испытаний;

- оценка качества ремонта по теплотехническим параметрам.

Функциональные возможности параметрической диагностики гораздо шире задач, определяемых нормативной документацией. Тщательная организация работ и расширение применяемых инструментов позволяют проводить поузловую контроль технического состояния ГПА, планировать конкретные мероприятия в рамках будущих ремонтов, поддерживать энергоэффективность эксплуатации основного оборудования

компрессорных станций на высоком уровне.

ПРОБЛЕМНЫЕ ВОПРОСЫ

Опыт ООО «Газпром трансгаз Москва» в проведении параметрической диагностики ГПА выявил ряд недостатков в действующей нормативной документации, не позволяющих объективно отслеживать изменения технического состояния данного оборудования.

Для оценки технического состояния ГПА по теплотехническим параметрам применяются коэффициенты технического состояния (КТС). СТО Газпром 2-1.20-122-2007 [1]

E.A. Smirnov, Gazprom transgaz Moscow LLC (Moscow, Russia), E.Smirnov@gtm.gazprom.ru

Yu.Yu. Tolstikhin, Gazprom transgaz Moscow LLC, Tolstikhin@gtm.gazprom.ru

A.V. Shishov, Engineering and Technical Center, branch of Gazprom transgaz Moscow LLC (Moscow, Russia), A.Shishov@gtm.gazprom.ru

V.A. Baukin, Engineering and Technical Center, branch of Gazprom transgaz Moscow LLC, V.Baukin@gtm.gazprom.ru

Challenges of parametric diagnostics of gas pumping units and methods of its improvement

Experience in parametric diagnostics of gas pumping units has revealed certain drawbacks that do not allow to objectively assess the changes in the equipment technical condition during operation, calculated according to the current regulatory documentation. An ideology behind the primary tool for assessment of equipment status on the basis of thermal technical parameters implies collection of large volumes of the unit status information through monitoring of several parameters. However, implementation of this tool in practice reduces the informative value of the status parameters to be determined to a minimum. Analysis of the results of parametric diagnostics identified a variety of challenges throughout this type of diagnostics application cycle. At the same time, we can discern a way to resolve the existing problems. Given the significant potential of parametric diagnostics, both to ensure energy-efficient operation of major process equipment, and in general to improve its performance level, the task of improving this tool becomes rather relevant. The article presents the challenges on this path, as well as Gazprom transgaz Moscow LLC proposals for overcoming them.

KEYWORDS: GAS PUMPING UNIT, EQUIPMENT STATUS FACTOR BASED ON POWER, EQUIPMENT STATUS FACTOR BASED ON FUEL GAS CONSUMPTION, PARAMETRIC DIAGNOSTICS, THERMOTECHNICAL TEST.

регулирует порядок и методику определения следующих КТС:

- по мощности;
- по расходу топливного газа;
- по политропному КПД центробежного нагнетателя.

Идеология, заложенная в КТС, позволяет представить объемную картину технического состояния ГПА всего лишь по нескольким значениям контрольных показателей. Однако реализация подхода и методики определения КТС в соответствии с требованиями действующей нормативной документации не дает возможности получить объективную информацию о состоянии агрегатов.

В [1] имеет место несоответствие определения термина «коэффициент технического состояния» и последующих расчетов самих коэффициентов.

Согласно [1, с. 4] «коэффициент технического состояния – отношение фактического значения выходной рабочей характеристики изделия (агрегата) при номинальных условиях работы к номинальному значению выходной характеристики по техническим условиям».

Понятие «номинальные условия работы» может трактоваться



по-разному. Значения параметров номинального режима (температура продуктов сгорания, расход топливного газа и т.д.) указываются в формуляре на газотурбинные двигатели (ГТД) по результатам проведения приемо-сдаточных испытаний и не превышают граничные, указанные в технических условиях на поставку ГТД / газотурбинных установок (ГТУ).

В [1] указан следующий порядок определения КТС по мощности:

- по результатам обработки результатов инструментального обследования строят теплотехнические характеристики ГТУ в зави-

симости от приведенной мощности (приведенная температура продуктов сгорания в точке ее штатного измерения, приведенные обороты компрессоров низкого и высокого давлений, приведенный расход топливного газа);

- при необходимости проводят экстраполяцию до номинального значения мощности;

- определяют (из инструкций по эксплуатации, технических условий, уставок системы автоматического регулирования) параметр, ограничивающий величину эксплуатационной загрузки (мощности) агрегата. Как правило, это

Таблица 1. Исходные данные параметров газотурбинного двигателя
Table 1. Initial data for gas turbine engine parameters

Параметр Parameter	Значение Value	Примечание Comment
Номинальная приведенная мощность, кВт Rated corrected power, kW	16 000	Согласно формуляру на двигатель As per engine datasheet
Номинальная приведенная температура продуктов сгорания, °C Rated corrected combustion gas temperature, °C	730	Согласно формуляру на двигатель. Температура, при которой достигнуто значение номинальной приведенной мощности в рамках приемо-сдаточных испытаний As per engine datasheet. Temperature at which the rated corrected power value is reached during acceptance tests
Температура регулирования (температура ограничения), °C Regulation temperature (limiting temperature), °C	760	Согласно формуляру на двигатель. Вносится в систему автоматического регулирования газоперекачивающего агрегата и выступает как ограничивающий параметр As per engine datasheet. To be entered into gas pumping unit automatic control system to serves as a limiting parameter

температура продуктов сгорания привода в точке ее штатного измерения и (или) частот вращений компрессоров низкого и высокого давлений;

– на основе полученных приведенных характеристик по каждому из ограничивающих параметров определяют значение приведенной мощности. Ее наименьшая величина принимается за фактическую номинальную.

Мощность, определенная согласно [1], не является фактической номинальной, поскольку значения ограничивающих параметров всегда выше номинальных, указанных в формуляре по результатам приемо-сдаточных испытаний. В данном случае устанавливается максимальная мощность, которую может развить ГТД/ГТУ в конкретных условиях. В соответствии с СТО Газпром 2–3.5–051–2006 [2] это располагаемая мощность.

Ее сопоставление с номинальной неинформативно и не позволяет по значению КТС определить изменение технического состояния газотурбинного привода.

ОБОСНОВАНИЕ НЕКОРРЕКТНОСТИ ПОДХОДА К ОПРЕДЕЛЕНИЮ КОЭФФИЦИЕНТА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПО МОЩНОСТИ

Для иллюстрации поднятого проблемного вопроса далее рассмотрен процесс расчета КТС по мощности на конкретном примере. Исходные данные о необходимых

параметрах ГТД АЛ-31СТ представлены в табл. 1.

По результатам теплотехнических испытаний были построены зависимости (рис. 1), указанные в п. 8.2.17 [1], наименьшая приведенная мощность получена по приведенной температуре продуктов сгорания.

Мощность определялась по показаниям бесконтактного измерителя крутящего момента и параметрам компримируемого газа с использованием ультразвукового расходомера с применением образцовых

средств измерения (температура и давление газа на входе и выходе центробежного нагнетателя; расхождение результатов двух методов не превышает 1 %). Была построена зависимость $N(\varepsilon) = f(T_4)$, где $N(\varepsilon)$ – фактическая эффективная приведенная мощность, кВт; T_4 – приведенная температура продуктов сгорания, °C.

На рис. 1 наглядно представлены результаты определения фактической приведенной мощности согласно терминологии и методике [1].

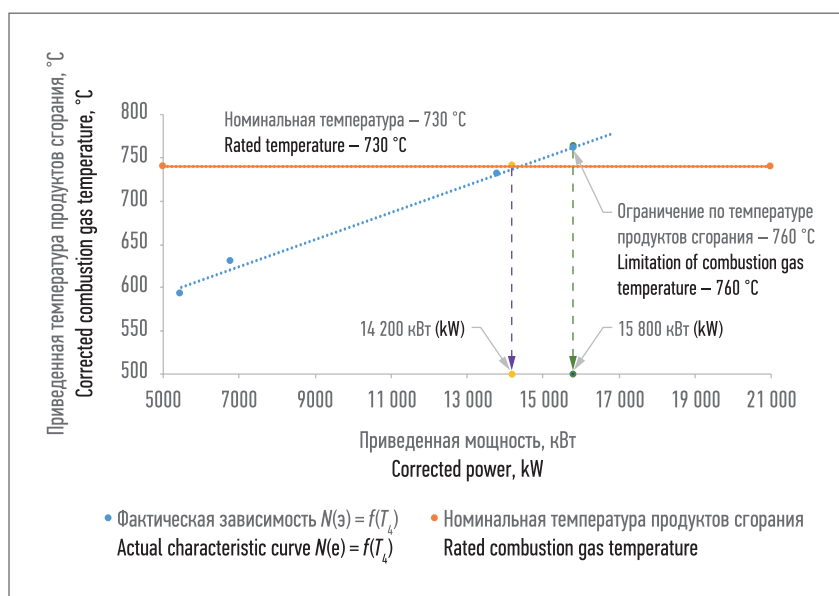


Рис. 1. Определение коэффициента технического состояния по мощности, где $N(\varepsilon)$ – фактическая эффективная приведенная мощность, кВт; T_4 – приведенная температура продуктов сгорания, °C
Fig. 1. Determination of equipment status factor based on power, where $N(\varepsilon)$ is the actual effective corrected power, kW; T_4 – corrected combustion gas temperature, °C

Таблица 2. Определение коэффициента технического состояния по мощности при различных значениях фактической приведенной мощности

Table 2. Determination of equipment status factor based on power at different values of actual corrected power

Температура продуктов сгорания Combustion gas temperature	Фактическая приведенная мощность, кВт Actual corrected power, kW	Коэффициент технического состояния по мощности Equipment status factor based on power
Номинальная приведенная температура Rated corrected temperature	14 200	0,89 (14 200 / 16 000)
Температура регулирования (температура ограничения) Regulation temperature (limiting temperature)	15 800	0,99 (15 800 / 16 000)

Коэффициент технического состояния по мощности – это отношение фактической номинальной приведенной мощности к номинальной. Ключевой вопрос заключается в определении первого из указанных параметров. Фактическая номинальная приведенная мощность, соответствующая номинальной приведенной температуре продуктов сгорания, составляет 14 200 кВт (п. 3.4 [1]), а фактическая приведенная мощность, определенная по параметру регулирования (ограничения), – 15 800 кВт (п. 8.2.17 [1]).

В табл. 2 представлены результаты расчета КТС при различных значениях фактической приведенной мощности.

Коэффициент технического состояния по мощности 0,89, определенный с учетом номинальной приведенной температуры сгорания, показывает достоверное изменение технического состояния двигателя после его установки в состав ГПА, а 0,99, рассчитанный по фактической приведенной мощности, полученной при достижении параметра регулирования (температуры продуктов сгорания), существенно искажает представление о фактическом техническом состоянии.

Таким образом, теплотехнические параметры работы ГТД снижены на 11 %, что повлечет за собой уменьшение энергоэффективности работы двигателя и отсутствие компенсирующих мероприятий со стороны эксплуатирующего персонала, поскольку значение КТС, равное

0,99, превышает установленное нормативное (0,95).

ОБОСНОВАНИЕ НЕКОРРЕКТНОСТИ ПОДХОДА К ОПРЕДЕЛЕНИЮ КОЭФФИЦИЕНТА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПО ТОПЛИВНОМУ ГАЗУ

Коэффициент технического состояния по топливному газу является обратным, т. е. при ухудшении технического состояния его значения возрастают.

Согласно [1] КТС по топливному газу определяется следующим образом:

$$K_{\text{тр}} = \frac{q_{\text{тг0}}^{\phi}}{q_{\text{тг0}}}, \quad (1)$$

где $q_{\text{тг0}}^{\phi}$ – фактический приведенный расход топливного газа, при котором обеспечивается номинальная приведенная развиваемая мощность, м³/ч; $q_{\text{тг0}}$ – нормативное приведенное значение расхода топливного газа, указанное для всех эксплуатируемых типов ГПА в [1], м³/ч.

Нормативные значения КТС по топливному газу для различных ГПА варьируются в диапазоне от 1,05 до 1,20. Таким образом, для некоторых типов агрегатов допускается потребление топливного газа на 20 % больше номинального расхода, установленного в нормативной документации. Информативность данного показателя сводится к нулю.

Причина некорректного определения заключается в применении в качестве базового значения расхода топливного газа, относительно которого рассчитывается этот КТС,

нормативного номинального значения расхода топливного газа для типа ГТД/ГТУ, приведенного в [1]. Как следствие, КТС по топливному газу для агрегата, соответствующего техническому состоянию «как новый», может существенно отличаться для однотипных ГПА с идентичным техническим состоянием.

ОБОСНОВАНИЕ НЕКОРРЕКТНОСТИ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА РЕМОНТА ПО ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИМ ПАРАМЕТРАМ

В разделе «Термины, определения и сокращения» «Положения об оценке качества ремонта газоперекачивающих агрегатов» приводятся определения «капитальный ремонт» и «средний ремонт» со ссылкой на ГОСТ 18322–2016 [3]. Согласно этому стандарту:

– капитальный ремонт – плановый ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близко к полному ресурса объекта с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые;

– средний ремонт – плановый ремонт, выполняемый для восстановления исправности и частичного восстановления ресурса объекта с заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры и контролем технического состояния объекта в объеме, предусмотренном в документации.

По требованиям [3] в рамках капитального и среднего ремонта должна восстанавливаться исправность агрегата. Согласно

Таблица 3. Критерии оценки коэффициента технического состояния газотурбинного привода стационарных газоперекачивающих агрегатов по мощности после ремонта
Table 3. Criteria for estimating equipment status factor based on power for gas turbine drives of stationary gas pumping units after repair

Значение коэффициента технического состояния по мощности после ремонта Value of equipment status factor based on power after repair	Оценка Grade
> 0,95	Отлично Excellent
0,95–0,90	Хорошо Good
0,89–0,80	Удовлетворительно Satisfactory

ГОСТ 27.002–2015 [4] исправное состояние – состояние объекта, в котором он соответствует всем требованиям, изложенным в документации на него (для ГТД/ГТУ это технические условия на поставку).

В «Положении об оценке качества ремонтов газоперекачивающих агрегатов» установлены критерии оценки КТС газотурбинного привода стационарных ГПА по мощности после ремонта. Они представлены в табл. 3.

В соответствии с ней после среднего или капитального ремонта в эксплуатацию может быть принята ГТУ, развивающая 80 % от номинальной мощности, что не соответствует техническим условиям на поставку. Это повлечет за собой издержки по повышенному расходу топливного газа, преждевременному выходу из строя лопаточного аппарата ввиду повышенной температурной нагрузки, а также отсутствие обеспечения проектной мощности агрегата, необходимой для выполнения работы по транспорту газа.

В СТО Газпром 2–3.5–253–2008 [5] представлен порядок проведения испытаний после среднего и капитального ремонта. По результатам испытаний проводится подтверждение соответствия полученных параметров требованиям технических условий на поставку, КТС при этом не определяются.

Но даже несмотря на то, что эти коэффициенты не являются инструментами оценки качества ремонта, с учетом методики определения (в соответствии

с [1]) значения КТС по мощности при приемо-сдаточных и эксплуатационных испытаниях после среднего и капитального ремонта менее 1,00 неприемлемы.

ПРЕДЛОЖЕНИЯ ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ МОСКВА»

Описанные выше проблемы параметрической диагностики охватывают полный цикл ее применения. При этом просматривается путь решения, который позволит выстроить взаимоувязанный процесс работ и в конечном итоге обеспечить объективную оценку технического состояния ГПА на всех этапах жизненного цикла.

Комплекс предложений ООО «Газпром трансгаз Москва» по совершенствованию параметрической диагностики включает в себя следующие основные положения:

- получение индивидуальных исходных данных в рамках проведения приемо-сдаточных и эксплуатационных испытаний ГПА (доработка стандарта [5]);
- пересмотр методики определения КТС по мощности и расходу топливного газа (доработка стандарта [1]);
- внедрение трендового контроля основных параметров;
- отказ от применения КТС по мощности в рамках оценки качества ремонта по теплотехническим параметрам. Приемо-сдаточные и эксплуатационные испытания после среднего и капитального ремонта необходимо проводить согласно [5].

ДОРАБОТКА СТО ГАЗПРОМ 2–3.5–253–2008

Каждый ГТД имеет уникальные значения основных параметров, которые соответствуют номинальной мощности. Это объясняется большим количеством факторов: от конечной точности изготовления отдельных деталей до сборки узлов и двигателя. Как следствие, необходимо акцентировать внимание на фиксации и последующем построении индивидуальных дроссельных характеристик по результатам 72-часовых испытаний в стационарных условиях.

Следует доработать стандарт [5] в части добавления требований по фиксации исходных данных в максимально широком диапазоне работы газогенератора ГТД/ГТУ. По полученным значениям необходимо определять индивидуальные характеристики, на основе которых будет построена вся дальнейшая работа по оценке текущего технического состояния вплоть до среднего/капитального ремонта.

Кроме того, нужно предусмотреть взаимосвязь стандартов [5] и [1] в части последующего применения исходных индивидуальных характеристик для оценки технического состояния при проведении периодических испытаний согласно [1].

ДОРАБОТКА СТО ГАЗПРОМ 2–1.20–122–2007

В соответствии с [1] КТС по мощности рассчитывается согласно формуле:

$$K_{N(\varepsilon)} = \frac{N(\varepsilon)_0^{\Phi}}{N(\varepsilon)_0}, \quad (2)$$

где $N(\varepsilon)_0^f$ – фактическая номинальная приведенная мощность агрегата, кВт; $N(\varepsilon)_0$ – номинальная мощность агрегата, кВт.

При расчете КТС по мощности ключевой вопрос заключается в определении фактической номинальной приведенной мощности. Существующий подход позволяет оценить максимальную мощность, которую может развить агрегат в конкретных условиях, т.е. располагаемую мощность.

Для того чтобы контролировать изменение технического состояния, нужно определить исходные параметры, при которых развивается номинальная приведенная мощность в рамках приемо-сдаточных и эксплуатационных испытаний в станционных условиях. К ним относятся приведенная температура продуктов сгорания в точке ее штатного контроля и частоты вращения роторов газогенератора.

Последующее определение фактической номинальной мощности необходимо осуществлять не по ограничивающим параметрам, а по параметрам, которые зафиксированы при приемо-сдаточных и эксплуатационных испытаниях в станционных условиях. Наименьшая приведенная мощность, определенная по каждому из номинальных приведенных параметров, и будет фактической номинальной приведенной мощностью.

Что касается КТС по расходу топливного газа, то применение в качестве номинального расхода топливного газа справочного значения, характерного для всего парка ГТД/ГТУ, некорректно. Номинальное приведенное значение расхода топливного газа, соответствующее номинальной приведенной мощности, также необходимо определять в рамках приемо-сдаточных и эксплуатационных испытаний в станционных условиях.

ДОРАБОТКА «ПОЛОЖЕНИЯ ОБ ОЦЕНКЕ КАЧЕСТВА РЕМОНТА ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ»

Следует внести изменения в требования по развиваемой мощности ГТУ. После проведения среднего и капитального ремонта этот параметр должен соответствовать требованиям технических условий на поставку. Кроме того, необходимо исключить оценку качества ремонта с применением КТС по мощности. Оценка развиваемой мощности должна производиться в соответствии с [5].

ВНЕДРЕНИЕ ТРЕНДОВОГО КОНТРОЛЯ

Трендовый контроль представляет собой мониторинг отклонения фактической режимной точки от исходной характеристики, зафиксированной в ходе 72-часовых испытаний в станционных условиях. В качестве примера на рис. 2 показан порядок

СПГ 2023 конгресс РОССИЯ

IX Ежегодный конгресс и выставка

15–16 марта, Москва

Престижная и единственная
площадка для руководителей
крупно-, средне- и малотоннажных
СПГ-заводов

www.lngrossiacongress.com

+7 (495) 109 9 509 (Москва)
events@vostockcapital.com



VOSTOCK CAPITAL
— 20 лет успеха —

Среди докладчиков и почетных гостей 2022:



Алексей Трунов,

Заместитель генерального
директора по технической
политике – первый
заместитель генерального
директора,
Газпромнефть Терминал СПБ



Вячеслав Мищенко,

Руководитель Центра
анализа стратегии и
технологий развития ТЭК,
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина



Александр Зайцев,

Заместитель
генерального
директора по
обустройству,
НОВАТЭК НТЦ



Любовь Бриш,

Генеральный директор,
Газпром гелий сервис



Сергей Комлев,

Заместитель начальника
управления анализа газовых
рынков и ценообразования,
Газпром экспорт



Станислав Горбачев,

Главный научный
сотрудник,
Газпром ВНИИГАЗ

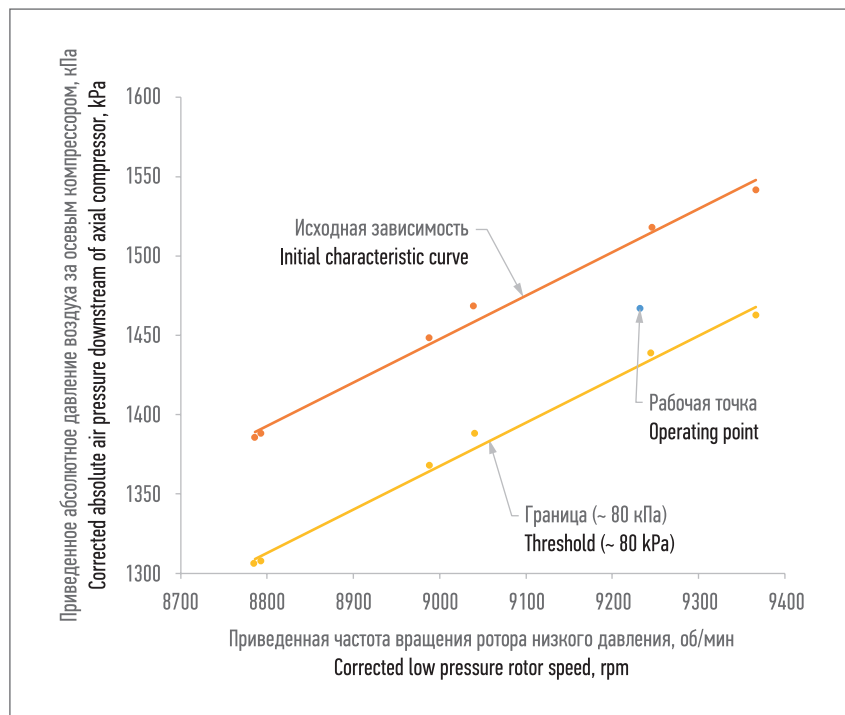


Рис. 2. Пример трендового контроля
Fig. 2. Trend monitoring example

проведения трендового контроля ГТД АЛ-31СТ.

На имеющиеся зависимости основных параметров с заранее нанесенными границами допустимого отклонения, установленными заводом-изготовителем, наносится рабочая точка. Если она находится в допустимых границах, это свидетельствует о нормальной работе ГТД. На случай отклонения предусмотрены рекомендации по дальнейшим действиям.

Затраты времени на трендовый контроль со стороны эксплуатирующей организации минимальны. При наличии исходных данных эта процедура занимает несколько минут, позволяя качественно контролировать текущее техническое состояние ГТД.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Параметрическая диагностика на сегодняшний день – безусловно, важная составляющая эксплуатации ГПА, а наличие потенциала

экономии топливного газа в ближайшем будущем сделает ее одним из основных инструментов повышения энергоэффективности работы газотранспортной системы.

Существующий подход к оценке технического состояния ГПА по теплотехническим параметрам не позволяет получить объективную информацию по причине некорректного подхода к определению текущего технического состояния, а также отсутствия данных об исходном состоянии конкретного агрегата.

Необходим переход на индивидуальный контроль каждого ГПА, фиксирование исходного технического состояния, относительно которого будет проводиться весь последующий анализ изменений. Доработка стандартов [5] и [1] с учетом изложенных предложений ООО «Газпром трансгаз Москва» обеспечит качественные результаты применения параметрической диагностики в ПАО «Газпром».

Целесообразно внедрение трендового контроля (определение контролируемых зависимостей, допустимых отклонений, признаков тех или иных дефектов, переход на промывки по техническому состоянию и т.д.) за техническим состоянием ГПА. Совместная работа дочерних обществ ПАО «Газпром» и заводов-изготовителей по организации этой процедуры качественно повысит уровень эксплуатации ГТД/ГТУ в составе ГПА. ■

ЛИТЕРАТУРА

- СТО Газпром 2-1.20-122-2007. Методика проведения энергоаудита компрессорной станции, компрессорных цехов с газотурбинными и электроприводными ГПА. М.: Газпром, 2007. 115 с.
- СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. М.: ИПЦ Газпром и др., 2006. 196 с.
- ГОСТ 18322-2016. Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200144954> (дата обращения: 08.11.2022).
- ГОСТ 27.002-2015. Надежность в технике. Термины и определения // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136419> (дата обращения: 08.11.2022).
- СТО Газпром 2-3.5-253-2008. Контроль качества оборудования при поставке и эксплуатации. Агрегаты газоперекачивающие с газотурбинным приводом. Аппараты воздушного охлаждения газа. М.: Газпром, 2009. 78 с.

REFERENCES

- GAZPROM (open joint-stock company). *STO Gazprom 2-1.20-122-2007 (company standard). Methodology for conducting an energy audit of a compressor station and compressor workshops with gas turbine and electric drive gas pumping units*. Moscow: Gazprom; 2007. (In Russian)
- Gazprom. *STO Gazprom 2-3.5-051-2006. Norms of technological design of main gas pipelines*. Moscow: Gas Industry Information and Advertising Center; 2006. (In Russian)
- Euroasian Interstate Council. *GOST 18322-2016 (state standard). Maintenance and repair system of engineering. Terms and definitions*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/1200144954> [Accessed: 8 November 2022]. (In Russian)
- Federal Agency on Technical Regulating and Metrology. *GOST 27.002-2015. Dependability in technics. Terms and definitions*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/1200136419> [Accessed: 8 November 2022]. (In Russian)
- Gazprom. *STO Gazprom 2-3.5-253-2008. Equipment quality control during delivery and operation. Gas pumping units with gas turbine drive. Gas air coolers*. Moscow: Gazprom; 2009. (In Russian)

НА БАЗЕ ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ НИЖНИЙ НОВГОРОД» СОСТОЯЛОСЬ ОТРАСЛЕВОЕ СОВЕЩАНИЕ ПО ВОПРОСАМ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ГАЗОМОТОРНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ И ГАЗОМОТОРНОГО ТРАНСПОРТА



Руководители и специалисты структурных подразделений администрации, дочерних обществ и организаций ПАО «Газпром», представители предприятий-партнеров обсудили прогнозы развития рынка газомоторного топлива, оценили экономическую эффективность инвестиционных проектов создания объектов газомоторной инфраструктуры, обменялись опытом эксплуатации техники, использующей КПП в качестве моторного топлива, а также наметили перспективы дальнейшего развития.

В.А. Михаленко, член Правления, начальник Департамента ПАО «Газпром», приветствуя участников совещания по видеоконференц-связи, отметил, что «Газпром» ведет большую работу по развитию российского рынка газомоторного топлива: «Компания обладает самыми большими мощностями по заправке КПП и активно содействует созданию соответствующей инфраструктуры в регионах России, на ключевых федеральных магистралях, развивает применение СПГ в качестве моторного топлива. Природный газ – самый экономичный и чистый вид топлива. Его использование снижает стоимость транспортных перевозок и улучшает экологию. Для России, обладающей крупнейшими запасами природного газа, это самая выгодная зеленая альтернатива традиционным видам топлива. Потребление метана растет. Перспективы этого направления большие!»

В ходе совещания в дистанционном формате состоялось торжественное открытие нового газозаправочного модуля на компрессорной станции (КС) «Вязниковская» Владимирского ЛПУМГ – филиала ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород». В церемонии приняли участие заме-



С.В. Державин докладывает о готовности АГНКС к пуску

ститель начальника Департамента ПАО «Газпром» А.А. Савин и исполняющий обязанности генерального директора ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» Р.А. Садртдинов. Начальник Владимирского ЛПУМГ С.В. Державин доложил о готовности к пуску. Новый газозаправочный модуль обладает проектной мощностью 500 м³/ч и может заправлять более 100 автомобилей в сутки.

Накануне пленарной части совещания гости посетили нижегородские предприятия, занимающиеся производством газомоторных транспортных средств и оборудования для газозаправочной инфраструктуры, осмотрели криогенный передвижной газовый заправщик и модуль разгрузки криогенных емкостей, а также линейку авто-

мобилей отечественного производства, оснащенных газобаллонным оборудованием.

Подводя итоги работы, А.А. Савин поблагодарил ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» за высокий уровень организации совещания и отметил, что все поставленные перед участниками цели были достигнуты: «Что касается самой тематики совещания, то она подсветила все проблемные вопросы, нюансы нашей работы, показала, чего мы достигли и куда будем двигаться. Для себя отметил, что сегодня состоялся конструктивный диалог. Я доволен совещанием и думаю, что оно принесет определенную положительную динамику в дальнейшее развитие газомоторной техники, технологий и потребления газа в России». ■

ОСОБЕННОСТИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ДИОКСИДА УГЛЕРОДА, СПЕЦИФИКА ПРОЕКТИРОВАНИЯ, СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ

УДК 622.691.4::661.971

С.А. Вершинин, ООО «Газпромнефть НТЦ» (Тюмень, Россия),

Vershinin.SA@gazpromneft-ntc.ru

А.Н. Блябляс, ООО «Газпромнефть НТЦ», Blyablyas.AN@gazpromneft-ntc.ru

Д.А. Голованов, ООО «Газпромнефть НТЦ», Golovanov.DA@gazpromneft-ntc.ru

М.А. Попов, ООО «Газпромнефть НТЦ», Popov.MAleks@gazpromneft-ntc.ru

Е.А. Хлопотова, ООО «Газпромнефть НТЦ», Khlopotova.EA@gazpromneft-ntc.ru

А.С. Казакова, АО «Газпромнефть-ННГ» (Ноябрьск, Россия),

Kazakova.ASe@gazprom-neft.ru

Эмиссия диоксида углерода – одна из главных экологических проблем современности. Для ее решения разрабатываются различные программы как на мировом уровне, так и в отдельных странах. В статье проанализированы термобарические свойства диоксида углерода при его трубопроводной транспортировке и в различных фазовых состояниях. С помощью моделирования процессов компримирования и транспортировки исследованы оптимальные условия для трубопроводного транспорта CO_2 . Представлено влияние примесей на физико-химические свойства этого газа. Описаны процессы, протекающие при возникновении дроссель-эффекта. Выполнен анализ особенностей обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводов, по которым транспортируется диоксид углерода. Представлено влияние CO_2 на человека и окружающую среду в случае его высоких концентраций. Показан мировой опыт проектирования и эксплуатации трубопроводов диоксида углерода. Сформулированы основные требования к конструктивному исполнению линейных сооружений, которые могут стать основанием для нормативной базы по проектированию, строительству и эксплуатации трубопроводов, предназначенных для транспорта CO_2 в России. Разработанные в рамках настоящего исследования положения позволят повысить эффективность реализации проектов по декарбонизации.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ДЕКАРБОНИЗАЦИЯ, ДИОКСИД УГЛЕРОДА, ФАЗОВАЯ ДИАГРАММА, СВЕРХКРИТИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ, ОСОБЕННОСТИ ТРАНСПОРТА, ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.

С учетом того что на данный момент проекты по улавливанию, утилизации и хранению углерода (carbon capture, utilization and storage (CCUS)) находятся в нашей стране на начальной стадии (пока осуществляется поиск возможных вариантов реализации), целесообразно сформировать набор технических и конструктивных решений, которые могут использоваться при ранней оценке перспективных мероприятий.

Основной источник эмиссии диоксида углерода – энергетический сектор. Помимо нефтегазовых предприятий, способных утилизировать CO_2 непосредственно

в месте улавливания, существует достаточно объектов, которым необходима поддержка при реализации технологической цепочки CCUS. С учетом обширной географии расположения источников CO_2 (табл. 1) и невозможности его утилизации в этих местах наиболее важной и актуальной представляется задача оценки вариантов транспорта диоксида углерода на дальние расстояния.

В условиях нашей страны, когда различные объекты могут быть удалены друг от друга на тысячи километров, трубопроводный транспорт считается наиболее экономичным с точки зрения

удельных затрат на единицу перерабатываемого объема продукции. Кроме того, транспортировка CO_2 по трубопроводу минимизирует вторичную эмиссию в сравнении с авто- или железнодорожными перевозками.

Как уже неоднократно отмечалось в многочисленных исследованиях [1, 2], в России имеется большой потенциал по захоронению и утилизации CO_2 и его применению в целях повышения коэффициента извлечения нефти зрелых месторождений. Однако отсутствие отечественной нормативной базы в части трубопроводного транспорта диоксида углерода,

S.A. Vershinin, LLC Gazpromneft Science & Technology Centre (Tyumen, Russia), Vershinin.SA@gazpromneft-ntc.ru

A.N. Blyabiyas, LLC Gazpromneft Science & Technology Centre, Blyabiyas.AN@gazpromneft-ntc.ru

D.A. Golovanov, LLC Gazpromneft Science & Technology Centre, Golovanov.DA@gazpromneft-ntc.ru

M.A. Popov, LLC Gazpromneft Science & Technology Centre, Popov.MAleks@gazpromneft-ntc.ru

E.A. Khlopotova, LLC Gazpromneft Science & Technology Centre, Khlopotova.EA@gazpromneft-ntc.ru

A.S. Kazakova, AO Gazpromneft Noyabrskneftegaz (joint-stock company) (Noyabrsk, Russia),

Kazakova.ASe@gazprom-neft.ru

Special aspects of pipeline transportation of carbon dioxide, specifics of design, construction, and operation

Carbon dioxide emission is one of the main environmental problems of modern era. Various programs aimed to address it are being developed both at the international level and by individual countries. This article features an analysis of thermobaric properties of carbon dioxide during its pipeline transportation in different phase states. Optimal conditions for CO₂ pipeline transportation were studied using simulation of compression and transportation processes. The article describes the effect of impurities on physical and chemical properties of this gas. It also describes the processes taking place when the throttling effect occurs. Special aspects of safe operation of pipelines transporting carbon dioxide were analyzed. The article contains an assessment of high CO₂ concentrations impact on humans and the environment. International experience in the design and operation of carbon dioxide pipelines is also discussed herein. The article defines and describes the main requirements for structural design of linear facilities that may become a basis for a regulatory base to support design, construction, and operation of pipelines intended for carbon dioxide transportation in Russia. The guidelines developed within this study will potentially improve the efficiency of decarbonization projects' implementation.

KEYWORDS: DECARBONIZATION, CARBON DIOXIDE, PHASE CHART, SUPERCRITICAL STATE, TRANSPORTATION SPECIFICS, DESIGN FEATURES.



Цель представленного исследования заключается в изучении термобарических свойств диоксида углерода при его трубопроводном транспорте в различных фазовых состояниях, определении особенностей стационарных режимов транспортировки, а также нестационарных процессов, протекание которых возможно в процессе эксплуатации трубопровода.

Полученные результаты позволят составить целостную картину физических процессов трубопроводного транспорта CO₂ и выделить ключевые особенности, влияющие на выбор технологических и конструктивных решений.

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Фазовая диаграмма диоксида углерода

Области фазовой диаграммы соответствуют условиям, при которых вещество находится в одном равновесном состоянии, кривые – условиям, при которых вещество находится в равновесии двух фаз. Кроме того, фазовая диаграмма

а также негативный опыт пробной эксплуатации промысловых трубопроводов, ранее реализованный еще в СССР (яркий пример – закачка CO₂ на Радаевском месторождении (Самарская обл.)) [3], препятствуют реализации новых масштабных проектов CCUS.

В связи с этим в конце 2021 г. Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии и Министерство энергетики РФ сформировали Технический комитет по стандартизации 239 «Улавливание, транспортирова-

ние и хранение углекислого газа» (ТК 239). Основной целью деятельности ТК 239 должно стать формирование фонда документов национальной системы стандартизации в области технологий, направленных на сокращение выбросов диоксида углерода. Кроме того, комитет займется вопросами нормативно-технического обеспечения проектирования, строительства и эксплуатации технологических объектов для улавливания, транспортировки, хранения и переработки углерода.

Таблица 1. Промышленные предприятия России, характеризующиеся большими объемами выбросов CO₂
Table 1. Industrial plants in Russia emitting high volumes of CO₂

Эмитент Emitter	Регион Region	Объемы выбросов CO ₂ , млрд м ³ /г CO ₂ emission volumes, m ³ /g
Сургутская ГРЭС-1, 2 Surgut State Regional Power Plant No. 1 and 2	Ханты-Мансийский авт. окр. Khanty-Mansi Autonomous Okrug	21,00
Ириклинская ГРЭС Iriklinskaya State Regional Power Plant	Оренбургская обл. Orenburg Oblast	5,60
Нижневартовская ГРЭС Nizhneartovsk State Regional Power Plant	Ханты-Мансийский авт. окр. Khanty-Mansi Autonomous Okrug	4,60
Няганская ГРЭС Nyagan State Regional Power Plant	Ханты-Мансийский авт. окр. Khanty-Mansi Autonomous Okrug	2,90
ПАО «Тольяттиазот» PJSC Togliattyazot	Самарская обл. Samara Oblast	2,90
Южно-Сахалинская ТЭЦ-1 Yuzhno-Sakhalinsk Thermal Power Station No. 1	Сахалинская обл. Sakhalin Oblast	2,00
АО «НАК «Азот» JSC «NOVOMOSKOVSKY» Azot	Тульская обл. Tula Oblast	1,60
Уренгойская ГРЭС Urengoy State Regional Power Plant	Ямало-Ненецкий авт. окр. Yamalo-Nenets Autonomous Okrug	1,50
АО «Невинномысский Азот» JSC Nevinnomysskiy Azot	Ставропольский край Stavropol Krai	1,00
АО «Апатит» Apatit JSC	Вологодская обл. Vologda Oblast	0,70
Ноябрьская парогазовая электростанция Noyabrsk Steam and Gas Power Plant	Ямало-Ненецкий авт. окр. Yamalo-Nenets Autonomous Okrug	0,40
Угловский известковый комбинат Uglovka Lime Plant	Новгородская обл. Novgorod Oblast	0,10
Солигаличский известковый комбинат Soligalichsky Lime Plant	Костромская обл. Kostroma Oblast	0,10
Мариинский ликеро-водочный завод Mariinsk Distillery	Кемеровская обл. Kemerovo Oblast	0,02

имеет две точки – тройную и критическую. Первая определяется давлением ($P = 0,51$ МПа) и температурой ($T = -56,6$ °C), при которых диоксид углерода находится в равновесии в трех состояниях. При достижении и превышении указанных значений исчезает разница между жидкой и паровой фазами. Критическая точка диоксида углерода соответствует давлению 7,27 МПа и температуре 31,0 °C. Расчет фазовой диаграммы, представленной на рис. 1, производился в программном обеспечении Aspen HYSYS.

Важно отметить, что при переходе из одной области в другую в докритическом состоянии происходит скачкообразное изменение свойств диоксида углерода – плотности и вязкости (рис. 1). После

критической точки подобного эффекта не наблюдается. При этом заметно меняется теплоемкость вещества.

Плотность газа напрямую влияет на его транспортировку: чем он плотнее, тем меньший объем занимает, следовательно, требуется меньший типоразмер трубопровода, а значит, снижается капиталоемкость проекта.

При транспортировке диоксида углерода необходимо учитывать фазовую диаграмму, поскольку изменение условий потока может привести к переходу из одной фазы в другую. Таким образом, транспортируемая среда перестанет быть однофазной. Подобные переходы в трубопроводах приводят к повреждениям или полному отказу оборудования, поэтому важно не допу-

стить их возникновения. Кривая «жидкость – пар» для диоксида углерода находится в диапазоне давлений и температур, типичном для сред, транспортируемых трубопроводами. Как следствие, возможности перемещения CO₂ в жидком состоянии ограничены. Поскольку диапазон условий для критического состояния диоксида углерода достаточно широк, можно сделать предположение, что именно оно подходит для транспортировки.

В целях определения оптимального режима перемещения диоксида углерода по трубопроводу необходимо установить значения плотности и вязкости для каждого состояния. Для этого проводилось моделирование в специализированном программном обеспечении. В результате была определена

выборка состояний (фаз) диоксида углерода при различных условиях: жидкая; газообразная; газообразная, близкая к критической точке; критическое состояние; состояние плотной фазы; переходное состояние от критического к плотной фазе (рис. 1).

Точка 1 – диоксид углерода при стандартных условиях с плотностью $1,8 \text{ кг/м}^3$ и вязкостью $0,014 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Изменение термобарических условий (повышение давления до $6,00 \text{ МПа}$ и увеличение температуры до $35,0 \text{ }^\circ\text{C}$) смещает расчетную область в точку 2, где плотность газа увеличится примерно в 100 раз – до $185,0 \text{ кг/м}^3$, а вязкость – до $0,019 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

При переходе из газообразного состояния в жидкое (точка б) происходит скачкообразное изменение свойств среды: плотность в этой области кратно возрастает и составляет $885,0 \text{ кг/м}^3$, вязкость также увеличивается (до $0,090 \text{ мПа}\cdot\text{с}$).

В случае, если из точки 2 продолжается компримирование газа, произойдет фазовое превращение без образования границы раздела фаз. В критическом состоянии плотность увеличивается: состояние 3 характеризуется значением $347,0 \text{ кг/м}^3$, 4 – $596,0 \text{ кг/м}^3$. При снижении температуры плотность вещества возрастает. Диоксид углерода переходит в состояние так называемой плотной фазы.

Сравнение условий транспортировки диоксида углерода в различных агрегатных состояниях

Фазовую диаграмму условно можно разбить на пять зон, пригодных для транспортировки диоксида углерода (рис. 1).

Зона 1 соответствует перемещению в жидком состоянии ($-56,6 < T < 31,1 \text{ }^\circ\text{C}$; $0,51 < P < 7,27 \text{ МПа}$). Основные достоинства связаны с высокой плотностью и, как следствие, с низкой металлоемкостью трубопровода. Недостатки данного режима обуславливаются тем, что зона транспорта

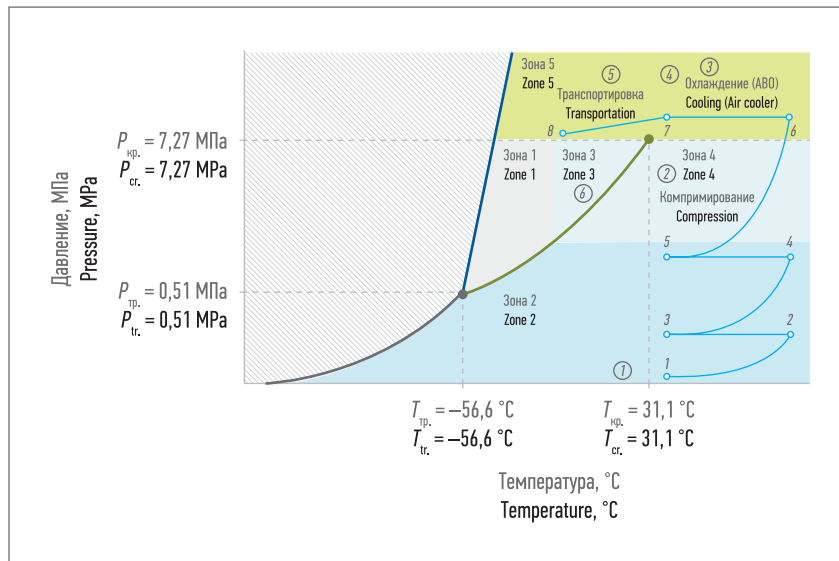


Рис. 1. Процесс компримирования и транспортировки диоксида углерода на фазовой диаграмме: $P_{тр.}$ и $T_{тр.}$ – давление и температура тройной точки; $P_{кр.}$ и $T_{кр.}$ – давление и температура критической точки; АВО – аппарат воздушного охлаждения. Значения плотности и вязкости диоксида углерода в различных фазовых состояниях: 1 – $1,8 \text{ кг/м}^3$, $0,014 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; 2 – $186,0 \text{ кг/м}^3$, $0,019 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; 3 – $347,0 \text{ кг/м}^3$, $0,028 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; 4 – $596,0 \text{ кг/м}^3$, $0,043 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; 5 – $830,0 \text{ кг/м}^3$, $0,075 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; 6 – $885,0 \text{ кг/м}^3$, $0,090 \text{ мПа}\cdot\text{с}$

Fig. 1. Carbon dioxide compression and transportation process on phase chart: $P_{tr.}$ and $T_{tr.}$ are pressure and temperature of the triple point; $P_{cr.}$ and $T_{cr.}$ are pressure and temperature of the critical point. Carbon dioxide density and viscosity values in various phase states: 1 – 1.8 kg/m^3 , $0.014 \text{ mPa}\cdot\text{s}$; 2 – 186.0 kg/m^3 , $0.019 \text{ mPa}\cdot\text{s}$; 3 – 347.0 kg/m^3 , $0.028 \text{ mPa}\cdot\text{s}$; 4 – 596.0 kg/m^3 , $0.043 \text{ mPa}\cdot\text{s}$; 5 – 830.0 kg/m^3 , $0.075 \text{ mPa}\cdot\text{s}$; 6 – 885.0 kg/m^3 , $0.090 \text{ mPa}\cdot\text{s}$

приурочена к отрицательным температурам. Для стабильной транспортировки CO_2 в жидкой фазе необходимо обеспечить диапазон от -30 до $0 \text{ }^\circ\text{C}$ при входе во внешний трубопровод и поддерживать его в течение всего процесса перемещения. Данное условие является принципиальным, особенно в летнее время года, так как его соблюдение подразумевает использование дополнительного оборудования, что приводит к существенному увеличению стоимости конструкции.

Зона 2 предусматривает транспортировку диоксида углерода в газообразном состоянии ($T > -56,6 \text{ }^\circ\text{C}$; $P < 7,27 \text{ МПа}$). Этот режим характеризуется низким давлением. Температуру в процессе перемещения можно никак не контролировать. Однако металлоемкость в этом случае кратно больше ввиду увеличения объема газовой фазы. Как следствие, повышаются и капитальные вложения в проект.

Зоны 3 и 4 – пограничные, относительно неустойчивые. Они могут сопровождаться фазовыми переходами. Транспорт диоксида углерода в таких условиях – неоптимальное решение.

Зона 5 – состояние с давлением выше критического ($P > 7,27 \text{ МПа}$). Здесь температурные изменения не влияют на транспортируемую среду, как следствие, нет необходимости в теплоизоляции трубопровода.

В ходе изучения поставленного вопроса проводилось моделирование процесса компримирования и транспорта диоксида углерода в специализированном программном обеспечении (рис. 1) (разработка математической модели процесса может быть вынесена в отдельную задачу и в рамках данной статьи не рассматривается). Было выполнено ступенчатое компримирование газа с охлаждением после каждой ступени (1–6). По достижении необходимого

Таблица 2. Мировой опыт транспортировки диоксида углерода [5]
Table 2. International experience in carbon dioxide transportation [5]

Трубопровод Pipeline	Страна Country	Объем, млн т/год Volume, million t/year	Протяженность, км Length, km	Давление, МПа Pressure, MPa	Год реализации Year of commissioning
Cortez	США USA	24,0	808	18,6	1984
Bravo	США USA	7,3	350	16,5	1984
Central Basin	США USA	27,0	232	17,0	1985
Weyburn	США и Канада USA and Canada	2,0	330	15,2	2000

критического состояния процесс заканчивался, и происходило охлаждение диоксида углерода до температуры, необходимой для транспортировки (6–7). Переход от 7 к 8 соответствовал движению среды по трубопроводу, вследствие чего происходило снижение давления за счет гидравлических сопротивлений.

Давление на выходе из трубопровода должно контролироваться и подбираться так, чтобы оставаться выше критической области 7,27 МПа. В противном случае при дальнейшем снижении давления или температуры есть риск перехода в область жидкой фазы.

Технико-экономическая оценка при концептуальной проектировании ряда проектов подтверждает гипотезу о том, что стоимость увеличения мощности на компримирование для транспортировки продукции в закритическом состоянии кратно меньше, чем затраты на увеличение металлоемкости трубы и теплоизоляционные материалы при перемещении в докритическом состоянии [4].

Основной вывод настоящего раздела можно сформулировать так: закритический режим с давлением выше 7,27 МПа – оптимальное решение для транспортировки диоксида углерода на достаточно большие расстояния. Отсутствие реализованных проектов в России не позволяет изучить опыт разработанных и применяемых методов/способов. Однако существуют зарубежные проекты, в частности на севере США и в Канаде. Их опыт

также свидетельствует о целесообразности транспортировки CO₂ в закритическом состоянии (табл. 2) [5]. Анализ этих проектов показывает, что перемещение диоксида углерода осуществляется под давлением, существенно большим, чем закритическое.

Влияние содержания воды

В существующих проектах CCUS диоксид углерода представляет собой в основном продукт очистки дымовых газов промышленных предприятий. В связи с этим уловленная смесь содержит не только CO₂, но и примеси в виде других газов и водяного пара. Для транспортировки диоксида углерода необходима его подготовка. Основным показателем контроля при этом – содержание свободной воды в транспортируемом потоке. В случае появления капельной влаги начинается активизация углекислотных коррозионных процессов по всей длине трубопровода. Кроме того, при высоких закритических давлениях и наличии воды в потоке есть риск формирования гидратов при температурах 10–15 °С.

Во избежание коррозии трубопроводов следует обеспечивать подготовку диоксида углерода по точке росы в диапазоне от –40 до –45 °С (при атмосферном давлении) [6]. Содержание влаги в потоке CO₂ также необходимо контролировать. Согласно [6, 7] допустимый диапазон, при котором обеспечивается безопасность эксплуатации трубопроводов, – от 50 до 630 млн⁻¹ (об.).

Следует отметить, что коррозия и гидратообразование происходят только в случае появления свободной капельной влаги в транспортируемом потоке.

Особенности поведения CO₂ при дросселировании

Оценке прочности стали при транспортировке диоксида углерода необходимо уделять особое внимание во избежание разрушения системы трубопроводов. Термобарические свойства CO₂ при дросселировании отличаются от таковых у типовых углеводородных газов. Так, при резком снижении давления, вызванном, например, разгерметизацией трубопровода, возникающий эффект Джоуля – Томсона (рис. 2) протекает при существенно больших давлениях. Соответственно, при дросселировании те зоны трубопровода, которые прилегают к участку перепада давления, будут захлаживаться, и металл в месте соприкосновения будет охрупчиваться с последующим разрушением. В связи с этим возникает необходимость учитывать риски хрупкого и коррозионного растрескивания.

Дроссель-эффект и поведение сред при разгерметизации трубопроводов с CO₂ и метаном отличны друг от друга ввиду разных агрегатных состояний: метан – в газообразном, CO₂ – в жидком. Начальная расчетная температура, при которой начинается захлаживание, в случае разгерметизации трубопровода равна –86,2 °С.

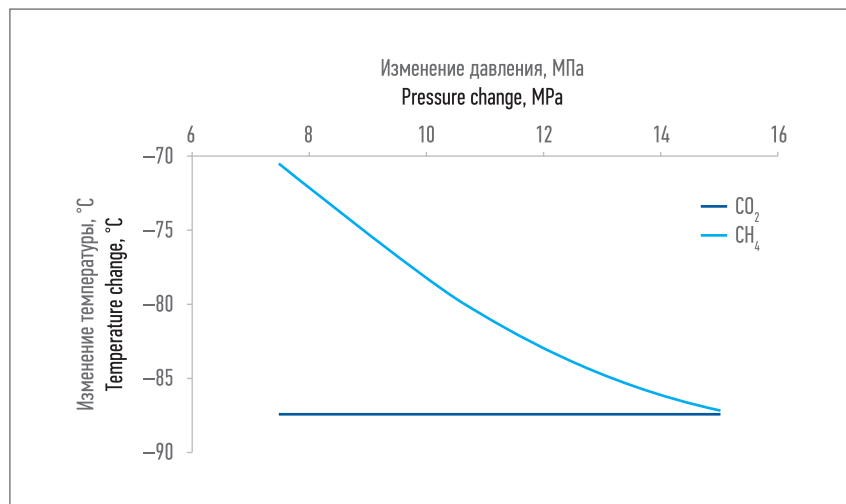


Рис. 2. Эффект Джоуля – Томсона – изменение температуры CO₂ и CH₄ при сбросе давления до атмосферного
Fig. 2. Joule – Thomson effect – temperature change of CO₂ and CH₄ when pressure is released down to atmospheric pressure

Второй фактор, который следует учитывать, – вязкое разрушение металла с образованием трещины вдоль действующего трубопровода по мере декомпрессии трубы. Он связан с менее интенсивным темпом снижения давления в полости трубопровода при разгерметизации в сравнении с классическими углеводородными средами и, как следствие, сохранением высоких рабочих напряжений даже при утечке продукта.

БЕЗОПАСНОСТЬ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ CO₂

На всех этапах технологического процесса транспортировки диоксида углерода необходимо осуществлять систематический анализ для выявления угроз и оценки их последствий в случае аварий. Кроме того, следует принимать меры по недопущению и предотвращению аварийных ситуаций и отказов трубопроводов.

CO₂ не относится к удушающим газам, в отличие, например, от углеводородных, однако его выбросы оказывают вредное воздействие на человека. Так, вдыхание воздуха с большими концентрациями CO₂ может привести к ожогам дыхательных путей и токсикологическому шоку [7, 8].

Основная опасность заключается в том, что диоксид углерода не имеет цвета и при выбросах может остаться незамеченным. В связи с этим необходимо уделять особое внимание охране труда и промышленной безопасности при эксплуатации трубопроводов. К таким мерам относятся обеспечение достаточного уровня автоматизации системы транспорта, герметичности трубопроводов и арматуры, а также применение технологических и конструктивных решений для безопасного рассеивания регламентных и минимизации аварийных выбросов CO₂.

ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКТИВНОМУ ИСПОЛНЕНИЮ ТРУБОПРОВОДОВ CO₂ И ДОПОЛНИТЕЛЬНОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

Общие положения

Понимание основных особенностей физико-химических свойств CO₂ и специфики технологического процесса его перекачки позволяет сделать вывод о невозможности применения классических норм проектирования трубопроводов, используемых для транспортировки углеводородного сырья, и существующих в нефтегазовой отрасли подходов по выбору кон-

структивных решений без дополнительной адаптации.

При адаптации следует учитывать:

- агрегатное состояние при стационарном режиме транспортировки;
- поведение CO₂ при основных нестационарных процессах (резкое перекрытие сечения трубопровода, продувка/опорожнение, разгерметизация, пуск/останов, пропуск внутритрубных устройств);
- агрессивность CO₂ и влияние примесей на его агрессивность;
- мировой опыт реализованных проектов по трубопроводному транспорту CO₂;
- зарубежный подход к техническому регулированию в части проектирования трубопроводов CO₂.

К основным и наиболее информативным иностранным нормативным документам, которые описывают требования к трубопроводам CO₂, относятся ISO 27913:2016 [9], CSA Z662–2019 [10] и DNV-RP-F104 [6]. В указанных стандартах приведены разделы по транспортировке именно углекислого, а не углеводородных газов. Это их неоспоримое преимущество по сравнению с нормами ASME и API. Таким образом, при адаптации применяемых технических и конструктивных решений целесообразно учитывать подходы, описанные в CSA Z662–2019 [10] и DNV-RP-F104 [6].

Технология транспортировки

С учетом ранее сформулированных в статье тезисов об оптимальности перекачки диоксида углерода в закритическом состоянии основная задача при подборе технологического оборудования для трубопроводного транспорта CO₂ – обеспечение стабильного однофазного режима во всем диапазоне температур окружающей среды. Основываясь на требованиях отечественной нормативной базы для трубопроводов нестабильных углеводородных газовых сред, следует обеспечить рабочее давление во всех точках трубопровода

выше давления критической точки не менее чем на 0,50 МПа [11, 12]. Температура потока при транспортировке не регламентируется и должна зависеть от конкретной задачи.

Кратковременное повышение давления при быстрой перестановке затвора арматуры будет крайне незначительным (подробное моделирование проводилось, например, при реализации проекта White Rose [5]) и не создаст рисков нарушения целостности трубопровода, так как в России согласно нормативно-технической документации все трубопроводы проходят испытания на прочность перед вводом в эксплуатацию давлением не менее 1,1 от рабочего.

Способ прокладки трубопровода CO₂

В качестве основного способа прокладки трубопроводов для транспортировки CO₂ предлагается принять подземный, как наиболее экономичный с точки зрения удельной стоимости строительства. С учетом основных тезисов предыдущих разделов о поведении диоксида углерода при его перекачке и дросселировании необходимость теплоизоляции по всей трассе или на отдельных участках и требуемая толщина теплоизоляционного слоя должны определяться для каждого конкретного проекта в зависимости от температурного режима трубопровода (в том числе при продувке), а также грунтовых условий (наличие пучинистых, просадочных грунтов). Как и для промышленных систем, основной критерий – обеспечение целостности сооружений с учетом несущей способности труб, применяемых в проекте.

Материальное исполнение трубной продукции

Один из основных факторов, влияющих на капиталоемкость строительства протяженных трубопроводных систем, – выбор материального исполнения применяемых труб.

Ранее уже было отмечено негативное влияние присутствия свободной воды в составе транспортируемого CO₂ с точки зрения развития процессов углекислотной коррозии и гидратообразования. Если при подготовке диоксида углерода к транспортировке осуществляется его осушка, то для строительства линейного трубопровода можно использовать углеродистые или низколегированные стали, широко применяемые для нефтепроводов и магистральных газопроводов. Это подтверждается зарубежным опытом (например, проектами Weyburn, Karsto, White Rose [5]), а также основными положениями по выбору марки стали, изложенными в стандартах [6, 10].

Исключение оборудования для глубокой осушки CO₂ перед его перекачкой и применение в качестве альтернативы ингибирования, внутренних покрытий, высоколегированных коррозионно-стойких сталей или биметаллических труб при транспортировке трубопроводами на значительные расстояния экономически нецелесообразны в связи с высокой удельной стоимостью на 1 км линейного объекта. Данный тезис подтверждается рекомендациями [6, 10] о применимости этих решений только для коротких проблемных участков.

Дроссель-эффект CO₂ при декомпрессии приводит к падению температуры стенки трубы заметно ниже 0 °С. Минимальные экстремальные значения температуры зависят от скорости и длительности сброса/истечения продукта. Это приводит к рискам растрескивания и хрупкого разрушения трубопровода.

В свою очередь, более низкий по сравнению с природным газом темп падения давления при истечении диоксида углерода и нарушении целостности трубы означает, что напряжения в ее теле сохраняются дольше. Это чревато тем, что небольшой дефект или утечка с высокой вероятностью приведут к развитию

протяженного порыва и раскрытию полости трубопровода.

Для минимизации перечисленных рисков с учетом отечественной нормативной базы по трубопроводам промышленных сред, возможностей российских производителей трубной продукции, иностранных стандартов и мирового опыта целесообразно применять трубы, к которым предъявляются следующие дополнительные требования:

- температура испытаний на ударную вязкость по Шарпи (KCV) –60 °С;

- класс прочности не ниже K56.

Данные выводы соответствуют основным положениям [6, 10]. Согласно этим стандартам к трубам предъявляются дополнительные требования о повышении класса прочности и обеспечении гарантированных значений ударной вязкости при низких температурах, возникающих в процессе эксплуатации трубопровода CO₂. В иностранной нормативной базе вопрос определения конкретных значений указанных параметров переводится в плоскость прочностных расчетов и технико-экономических обоснований. Например, в [9] имеется зависимость между принимаемыми в проекте минимальной рабочей температурой, толщиной стенки, классом прочности трубы и ударной вязкостью по Шарпи.

Стандарт CSA Z662–2019 [10] также устанавливает отдельные минимальные требования к ударной вязкости (27 и 40 Дж/см² в зависимости от диаметра) с разделением труб на категории качества.

В настоящее время российские нефтегазовые компании активно практикуют унификацию применяемой на своих объектах трубной продукции, в том числе конкретизируя требования к ударной вязкости. Например, согласно ТТТ–01.02.04–01 ПАО «Газпром нефть» [13] предусмотрено применение труб с ударной вязкостью по Шарпи вплоть до 59 Дж/см² при температуре –60 °С.

С учетом вышеперечисленных особенностей для корректного

Таблица 3. Расстояния между клапанами для трубопроводов, транспортирующих различные флюиды [10]
Table 3. Distances between valves for pipelines transporting different fluids [10]

Тип трубопровода Type of pipeline	Максимальное расстояние между клапанами, км Maximum valve spacing, km			
	Объект класса 1 Class 1 location	Объект класса 2 Class 2 location	Объект класса 3 Class 3 location	Объект класса 4 Class 4 location
Газ Gas	н. у.* n. s.*	25	13	8
Пары высокого давления High vapor pressure	н. у. n. s.	15	15	15
Пары низкого давления Low vapor pressure	н. у. n. s.	н. у. n. s.	н. у. n. s.	н. у. n. s.
CO ₂	н. у. n. s.	15	15	15

* н. у. – не указано.

* n. s. – not specified.

определения капиталоемкости проекта в части выбора труб для транспортировки CO₂ дополнительно необходимо:

- выполнять расчеты нестационарных процессов (продувка, порыв) с оценкой минимальных температур CO₂;
- определять оптимальное соотношение класса прочности, ударной вязкости и толщины стенки, исходя из значений минимальной рабочей температуры продукта.

Узлы запорной арматуры и объемы автоматизации линейной части

Текущие возможности изготовителей трубной продукции из углеродистых и низколегированных сталей, а также ранее сделанные выводы о протекании нестационарных процессов при транспортировке диоксида углерода свидетельствуют о том, что для надежной эксплуатации трубопроводов CO₂ необходимо исключить падение температуры газа в их полости ниже –60 °С при операциях продувки и потенциальных порывах (до отключения поврежденного участка и снижения давления). Эти задачи решаются адекватной расстановкой секущих узлов запорной арматуры (УЗА), соблюдением особенностей ее технологической обвязки и достаточными объемами автоматизации.

Ранее авторы уже сравнивали CO₂ в сверхкритическом состоянии с нестабильными углеводородными средами. Подобная аналогия прослеживается и в [10]. Во многом требования этого стандарта к максимальному расстоянию между узлами, расстановке дополнительных УЗА и автоматизации линейной части трубопроводов диоксида углерода идентичны таковым для трубопроводов HVP (high vapor pressure). Последние сопоставимы с трубопроводами для нестабильных сред: СУГ, нестабильного конденсата, широкой фракции легких углеводородов. Для примера в табл. 3 приведена выдержка из канадского стандарта [10].

Как видно из табл. 3, для трубопроводов CO₂ регламентировано расстояние между УЗА 15 км, независимо от класса местности. Для сравнения: в ГОСТ Р 55990–2014 [11] и СП 36.13330.2012 [12] это значение для нестабильных сред составляет 10 км. В данном случае до разработки первых специальных технических условий или нормативных технических документов на трубопроводы CO₂ логично выбрать более консервативный вариант расстановки УЗА с привязкой к отечественным стандартам.

Подходы в [10] принципиально не отличаются от российских документов. Дополнительная арматура требуется при пересечении жилых

районов, переходов через крупные водные объекты, судоходных артерий, зон, связанных с нерестом рыб. Это значит, что при расстановке дополнительных УЗА можно также руководствоваться требованиями отечественных стандартов.

Дополнительную ценность с точки зрения информации о технологической обвязке УЗА для выполнения регламентных работ и реагирования на аварийные ситуации несет в себе норвежский стандарт [6]. На рис. 3 приведена выдержка из него с типовыми схемами обвязки узлов.

Согласно рассмотренным стандартам и объектам-аналогам при проектировании трубопроводной системы следует учитывать необходимость:

- оснащения УЗА двухсторонней автоматизированной или дистанционно управляемой обвязкой для продувки и опорожнения трубопровода во время регламентных и аварийных работ;
- оснащения трубопровода камерами пуска-приема средств диагностики, а также поршней для вытеснения CO₂ из системы;
- дистанционного управления запорно-регулирующей арматурой в составе крановых узлов, в том числе и на продувочной обвязке;
- наличия датчиков для контроля основных параметров (давление, температура).

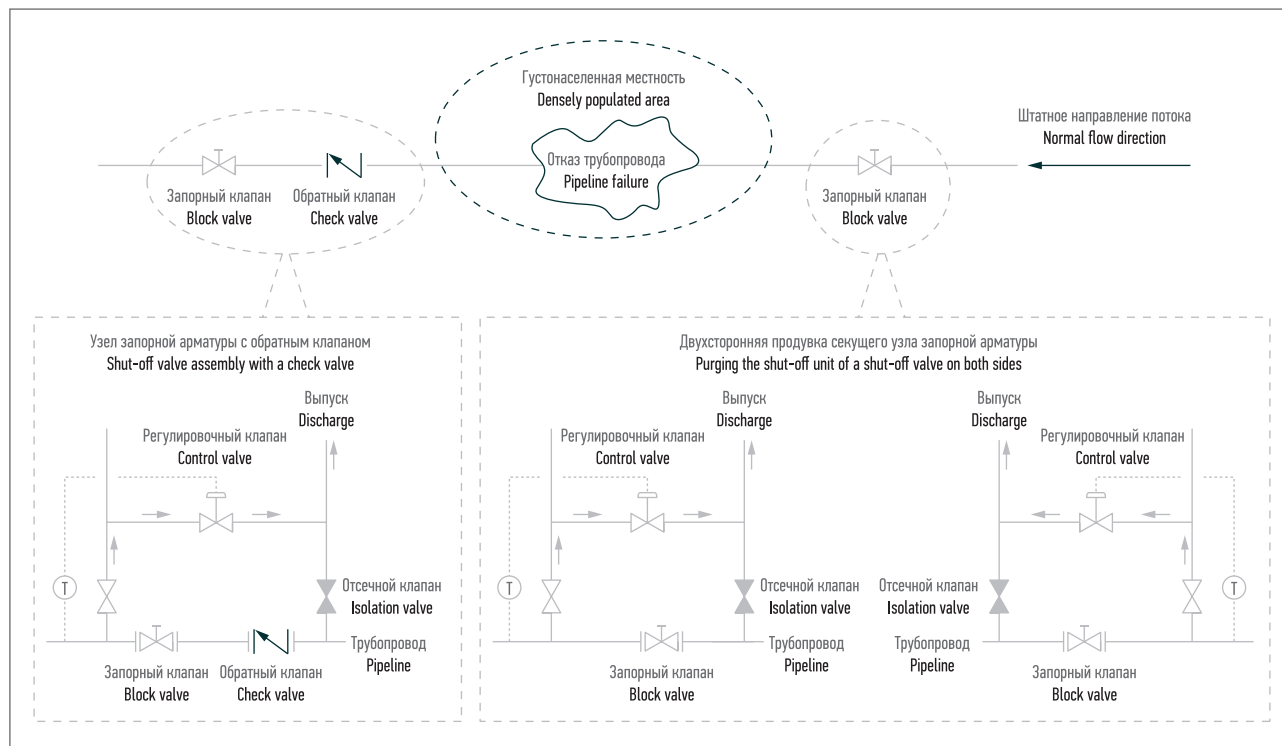


Рис. 3. Расстановка, оснащение и обвязка узлов запорной арматуры [6]
Fig. 3. Placement, rigging, and piping of shut-off valve assemblies [6]

Данные решения позволят оперативно обнаружить утечку по трассе линейного объекта, отключить и опорожнить аварийный участок без рисков разрушения трубопровода.

В большинстве рассмотренных зарубежных проектов используется линейная арматура с автоматическим управлением по уставкам давления и температуры. Для обеспечения оперативного аварийного перекрытия участков трубопровода электропривод не применим ввиду медленного перекрытия рабочего сечения. В качестве базового варианта при проектировании авторами предлагается использовать пневматический привод с аккумулятором на инертном газе, например азоте. Опционально в рамках технико-экономического обоснования можно рассмотреть возможность использования электрогидропривода.

Расчет энергопотребления системы должен стать отдельной задачей, а выбор базового сценария при проектировании должен быть

осуществлен после технико-экономической оценки вариантов.

Основные подходы к формированию технических решений при проектировании трубопроводов CO₂

Для регулирования процесса проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводных систем под диоксид углерода требуется разработка специальных технических условий с оптимальной комбинацией отечественных норм и успешных мировых практик. Это соотношение должно определяться вариативными расчетами рисков, ущерба окружающей среде, персоналу и населению. Авторы статьи выделили вариативность по ключевым аспектам, которые следует учитывать при разработке специальных технических условий.

Общие требования к проектированию:

- база – требования [11] к промышленным трубопроводам нестабильного конденсата с точечным применением западных норм;

- база – требования [12] к магистральным трубопроводам нестабильных сред (СУГ) с точечным применением западных норм;

- равноценное комбинирование подходов западных и российских нормативно-технических документов.

Требования к узлам средств очистки и диагностики:

- оснащение стационарными узлами запуска-приема средств очистки и диагностики;

- оснащение мобильными узлами запуска-приема средств очистки и диагностики.

Требования к автоматизации УЗА:

- автоматизация согласно [11];
- автоматизация согласно [12];
- автоматизация согласно западным нормам.

Требования к регламентным работам:

- продувка с контролем технологических параметров;
- классическая ручная продувка;
- защита от внутренней коррозии;
- осушка CO₂ и применение труб из углеродистой и низколегированной стали;

– применение труб из углеродистой и низколегированной стали с внутренним покрытием.

Требования к механическим свойствам труб:

– применение труб по [13] без дополнительных требований с увеличением толщины стенки;

– применение труб с дополнительными требованиями по ударной вязкости и вязкой составляющей (уточняется на основе расчетов зависимости от давления и толщины стенки).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье проанализирована проблема особенностей трубопроводного транспорта диоксида углерода. Для системного решения инженерных задач в части проектирования и конструирования линейных сооружений проанализированы применяемые методы и консолидированы основные подходы, используемые при расчетах.

Проведено моделирование процесса ступенчатого компримирования диоксида углерода

для определения его оптимального режима и фазового состояния при транспортировке.

Изучен мировой опыт проектирования трубопроводных систем, зарубежные нормативные документы и стандарты по этому направлению, выделены основные требования к трубной продукции, а также определен набор вспомогательных сооружений для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации системы. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Дорохин В.Г. Методика использования углекислого газа в различных агрегатных состояниях на подземных хранилищах газа: дис. ... канд. техн. наук. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. 119 с.
2. Ильинова А.А., Ромашева Н.В., Стройков Г.А. Перспективы и общественные эффекты проектов секвестрации и использования углекислого газа // Записки Горного института. 2020. Т. 244, № 4. С. 493–502. DOI: 10.31897/PMI.2020.4.12.
3. Трухина О.С., Синцов И.А. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов // Успехи современного естествознания. 2016. № 3. С. 205–209.
4. Peletiri S.P., Rahmanian N., Mujtaba I.M. CO₂ pipeline design: A review // *Energies* (Basel, Switz.). 2018. Vol. 11, No. 9. Article ID 2184. DOI: 10.3390/en11092184.
5. CO₂ pipelines infrastructure // Global CCS Institute: офиц. сайт. URL: <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/120301/co2-pipeline-infrastructure.pdf> (дата обращения: 21.11.2022).
6. DNV-RP-F104. Design and operation of carbon dioxide pipelines // DNV GL: офиц. сайт. URL: <https://www.dnv.com/oilgas/download/dnv-rp-f104-design-and-operation-of-carbon-dioxide-pipelines.html> (дата обращения: 21.11.2022). Режим доступа: по подписке.
7. Craig R., Butler D. Oil sands CO₂ pipeline network study // Canada's Oil Sands Innovation Alliance Inc.: офиц. сайт. URL: <https://cosia.ca/sites/default/files/attachments/Final%20Report%20COSIA%2018%20July.pdf> (дата обращения: 21.11.2022).
8. Carbon capture & storage. Summary Report of the regulatory framework assessment // CDR Law: репозиторий. URL: <https://cdrlaw.org/resources/carbon-capture-storage-summary-report-of-the-regulatory-framework-assessment/> (дата обращения: 21.11.2022).
9. ISO 27913:2016. Carbon dioxide capture, transportation and geological storage – Pipeline transportation systems // ISO: офиц. сайт. URL: <https://www.iso.org/standard/64235.html> (дата обращения: 21.11.2022). Режим доступа: после приобретения.
10. CSA Z662–2019. Oil and gas pipeline systems // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/560580211> (дата обращения: 21.11.2022). Режим доступа: после приобретения.
11. ГОСТ Р 55990–2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200110076> (дата обращения: 21.11.2022).
12. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200103173> (дата обращения: 21.11.2022).
13. ТТТ–01.02.04–01. Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Трубная продукция // ПАО «Газпром нефть»: офиц. сайт. URL: <https://www.gazprom-neft.ru/> (дата обращения: 21.11.2022). Режим доступа: по особым условиям в локальной сети владельца.

REFERENCES

- (1) Dorokhin VG. *Methods of carbon dioxide use in various aggregate states at underground gas storages*. PhD thesis. Gazprom VNIIGAZ LLC; 2017. (In Russian)
- (2) Ilinova AA, Romasheva NV, Stroykov GA. Prospects and social effects of carbon dioxide sequestration and utilization projects. *Journal of Mining Institute [Записки Горного Института]*. 2020; 244(4): 493–502. <https://doi.org/10.31897/PMI.2020.4.12>. (In Russian)
- (3) Trukhina OS, Sintsov IA. Experience of carbon dioxide usage for enhanced oil recovery. *Advances in Current Natural Sciences [Успехи современного естествознания]*. 2016; (3): 205–209. (In Russian)
- (4) Peletiri SP, Rahmanian N, Mujtaba IM. CO₂ pipeline design: A review. *Energies (Basel, Switz.)*. 2018; 11(9): article ID 2184. <https://doi.org/10.3390/en11092184>.
- (5) IEAGHG. *CO₂ pipelines infrastructure*. Available from: <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/120301/co2-pipeline-infrastructure.pdf> [Accessed: 21 November 2022].
- (6) DNV. *DNV-RP-F104. Design and operation of carbon dioxide pipelines*. Available from: <https://www.dnv.com/oilgas/download/dnv-rp-f104-design-and-operation-of-carbon-dioxide-pipelines.html> [Accessed: 21 November 2022]. (Available upon purchase)
- (7) Craig R, Butler D. *Oil sands CO₂ pipeline network study*. Available from: <https://cosia.ca/sites/default/files/attachments/Final%20Report%20COSIA%2018%20July.pdf> [Accessed: 21 November 2022].
- (8) Government of Alberta. *Carbon capture & storage. Summary Report of the regulatory framework assessment*. Available from: <https://cdrlaw.org/resources/carbon-capture-storage-summary-report-of-the-regulatory-framework-assessment/> [Accessed: 21 November 2022].
- (9) ISO. *ISO 27913:2016. Carbon dioxide capture, transportation and geological storage – Pipeline transportation systems*. Available from: <https://www.iso.org/standard/64235.html> [Accessed: 21 November 2022]. (Available upon purchase)
- (10) CSA Group. *CSA Z662–2019. Oil and gas pipeline systems*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/560580211> [Accessed: 21 November 2022]. (Available upon purchase)
- (11) Federal Agency on Technical Regulating and Metrology. *GOST R 55990–2014 (state standard). Oil and gas–oil fields. Field pipelines. Design codes*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/1200110076> [Accessed: 21 November 2022]. (In Russian)
- (12) Federal Agency for the Construction, Housing and Utilities. *SP 36.13330.2012 (code of practice). Trunk pipelines*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/1200103173> [Accessed: 21 November 2022]. (In Russian)
- (13) PJSC Gazprom Neft. *TTT–01.02.04–01 (technical requirements). Standard specifications for manufacture and supply of equipment. Pipe products*. [Accessed: 21 November 2022]. (Accessible under specific conditions in the owner's local area network; in Russian)

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОЦЕНКИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БЕЗОПАСНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ РЕГУЛЯТОРОВ ДАВЛЕНИЯ НА ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫХ ПУНКТАХ

УДК 621.646.4:51-7

А.М. Короленок, д.т.н., проф., ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия), korolynok.a@gubkin.ru

А.В. Карманов, д.ф.-м.н., доц., ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», ABKar2007@yandex.ru

С.В. Ларионов, к.т.н., доц., ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», 1372210@gmail.com

К.П. Орлова, к.т.н., ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», sherksu@mail.ru

В статье предлагается и обосновывается математическая модель оценки показателей безопасности системы, состоящей из регулятора давления газа и предохранительного запорного клапана. Рассматриваемая система входит в состав газорегуляторных пунктов региональных газораспределительных сетей и обеспечивает защиту конечных потребителей, в частности от спонтанно возникающих несанкционированных перепадов давления. Цель исследования – внедрение математической модели и разработанного на ее основе метода оценки показателей безопасности системы в методику расчета характеристик регулятора давления, снабженного предохранительным запорным клапаном.

Уровень защиты потребителей регламентируется и оценивается по показателям безопасности системы. В статье приведена оценка характеристик аварийной ситуации на газорегуляторных пунктах. При этом рассматриваемые показатели безопасности представляют собой нормируемые величины: вероятность отказа на запрос, среднее время до возникновения аварийных ситуаций и их частота.

Показаны особенности структурной схемы надежности и обслуживания системы газоснабжения. Особое внимание уделено основным видам работ, входящим в типовое плановое техническое обслуживание. Из их анализа следует, что процесс эксплуатации формально описывается следующими математическими объектами: случайным потоком точек регенерации системы, последовательностью случайных периодов регенерации, малой вероятностью появления в каждом периоде регенерации редкого события – аварийной ситуации. Приводится пример, иллюстрирующий простоту применения метода определения рассматриваемых показателей безопасности системы.

Сделан вывод, что предложенная математическая модель и метод на ее основе могут быть использованы в методике расчета характеристик безопасности регулятора давления, снабженного предохранительным запорным клапаном.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЙ ПУНКТ, РЕГУЛЯТОР ДАВЛЕНИЯ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЙ ЗАПОРНЫЙ КЛАПАН, БЕЗОПАСНОСТЬ, ПОКАЗАТЕЛЬ БЕЗОПАСНОСТИ.

Газорегуляторные пункты (ГРП) – один из основных элементов региональной газораспределительной системы, предназначенной для бесперебойного, надежного и безопасного газоснабжения конечных потребителей – городов, населенных пунктов, коммунально-бытовых и промышленных предприятий [1].

Наиболее сложное техническое средство на ГРП – регулятор давления (РД). Его основная функция –

понижение и поддержание давления газа за РД на уровне, определенном в режимной карте ГРП [2].

В случае перебоев в работе отдельных элементов, влекущих за собой отказ РД, который проявляется в недопустимом изменении давления на выходе этого устройства по отношению к установленным пределам, возникает инцидент, способный повлечь за собой опасные последствия для потребителей. Подобное

A.M. Korolenok, DSc in Engineering, Professor, National University of Oil and Gas “Gubkin University” (Moscow, Russia), korolynok.a@gubkin.ru

A.V. Karmanov, DSc in Physics and Mathematics, Associate Professor, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, ABKar2007@yandex.ru

S.V. Larionov, PhD in Engineering, Associate Professor, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, 1372210@gmail.com

K.P. Orlova, PhD in Engineering, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, sherksu@mail.ru

Mathematical model to evaluate safety indices of pressure control valves functioning at gas control points

The article suggests and justifies the mathematical model aimed to evaluate the safety indices of the system consisting of a pressure control valve and a safety shut-off valve. The system under review is a part of the gas control points of the regional gas distribution networks and ensures protection of end consumers, in particular against spontaneously arising unauthorized pressure drops. The aim of the research is to introduce a mathematical model, and implement on its basis the system safety index evaluation method into a procedure for calculating the pressure control valve safety parameters, when the last one is fitted with a safety shut-off valve.

The level of consumer protection is regulated and assessed based on the system safety indices. The article provides the emergency parameter evaluation at gas control points. Herewith, the safety indices under review represent the rated values: probability of failure on demand, average time before emergencies, and their frequency.

Features of the gas supply system reliability and maintenance structural diagram are shown. Special attention is paid to the main types of works that are part of the standard scheduled maintenance. It follows from their analysis that the operation process is formally described by the following mathematical objects: random current of system regeneration points, sequence of random regeneration periods, low probability of occurrence of a rare event (an emergency) in each regeneration period. There is an example showing the simplicity of applying the method of determining the system safety indices under review. It is concluded that the suggested mathematical model, and the method based on it, may be used in the procedure for calculating the pressure control valve safety parameters, when the last one is fitted with a safety shut-off valve.

KEYWORDS: GAS CONTROL POINT, PRESSURE CONTROL VALVE, SAFETY SHUT-OFF VALVE, SAFETY, SAFETY INDEX.

состояние РД в дальнейшем будет именоваться «неработоспособным состоянием» или «состоянием отказа РД».

Для предотвращения опасных последствий, связанных с описанными ситуациями, регулятор снабжается предохранительным запорным клапаном (ПЗК). Его функция заключается в том, что при возникновении инцидента он должен прекратить подачу газа потребителям. Таким образом удается предотвратить развитие инцидента в *аварийную ситуацию*, связанную с завышением или занижением давления газа, получаемого потребителями. При этом для бесперебойного снабжения газом последний подают по резервным линиям. То есть ПЗК выполняет функцию защиты потребителей при возникновении инцидента на РД.

В представленной работе оцениваются характеристики аварийной ситуации на ГРП. Она заключается в следующем: произошел переход РД из работоспособного в неработоспособное состояние (на РД возник инцидент), а ПЗК не сработал, так как сам находился в неработоспособном состоянии (состоянии отказа).

В дальнейшем система РД и ПЗК обозначена как РД + ПЗК. Ее функционирование должно обеспечивать нормативную и безаварийную доставку газа потребителям. Последняя поддерживается высокой надежностью элементов, входящих в состав РД + ПЗК.

Уровень безопасности (защиты) потребителей представляет собой регламентируемую характеристику. В соответствии с [3, 4] он может оцениваться несколькими взаимосвязанными *показателями безопасности* системы РД + ПЗК, такими как закон распределения случайной величины T_{AC} (время до возникновения аварийной ситуации) или $M[T_{AC}]$ (среднее время до возникновения аварийной ситуации), частота возникновения аварийных ситуаций, вероятность отказа на запрос (вероятность отказа ПЗК при возникновении инцидента на РД) (PFD_{avg}). Например, когда речь идет о возможности взрыва, пожара и гибели людей, достаточно, чтобы вероятность PFD_{avg} , отвечающая уровню полноты безопасности SIL3 возникновения аварийной ситуации [3], на годовом интервале времени имела значение меньше 10^{-3} .

В настоящей статье предлагается и обосновывается математическая модель, позволяющая определить основные показатели безопасности системы РД + ПЗК.

ОСОБЕННОСТИ СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ НАДЕЖНОСТИ И ОБСЛУЖИВАНИЯ СИСТЕМЫ

В этом разделе описаны основные особенности системы РД + ПЗК, позволяющие предложить и обосновать математическую модель расчета показателей ее безопасности, а именно:

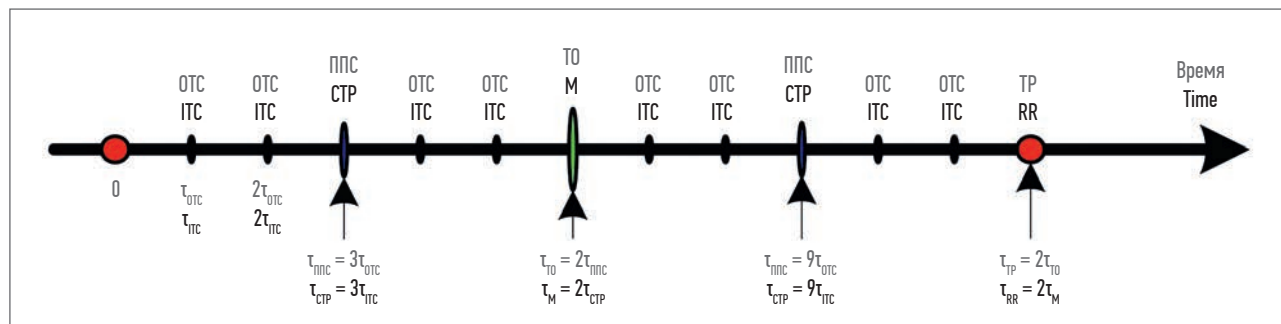


График проведения типовых плановых видов обслуживания системы регулятора давления и предохранительного запорного клапана: ОТС – осмотр технического состояния; ППС – проверка параметров срабатывания; ТО – техническое обслуживание; ТР – текущий ремонт; τ – периодичность проведения обслуживания

Chart of standard scheduled types of maintenance for the system consisting of a pressure control valve and a safety shut-off valve: ITC is an inspection of a technical condition; CTP – a check of the tripping parameters; M – a maintenance; RR – a routine repair; τ – a maintenance interval

– структурная схема надежности системы РД + ПЗК представляет собой две последовательно соединенные подсистемы: РД и ПЗК, т.е. отказ каждой из них влечет за собой некорректную (по отношению к выполняемым функциям) работу всей системы, что может привести к возникновению аварийной ситуации;

– РД с точки зрения надежности также состоит из двух подсистем [4]. Первая представляет собой реагирующее устройство. Как правило, это чувствительный элемент, в качестве которого чаще всего используют мембрану. Вторая – это регулирующее устройство, являющееся дроселирующим органом. В качестве него в основном применяется клапан. Последний за счет уменьшения или увеличения условного проходного сечения поддерживает необходимое давление газа за РД;

– ПЗК представляет собой обособленную техническую подсистему, отказы которой происходят независимо от того, в каком состоянии находится РД;

– важное обстоятельство функционирования системы РД + ПЗК, существенно влияющее на ее показатели надежности, – правило технического обслуживания (ТО).

Прежде всего необходимо перечислить основные виды работ, входящих в типовое (часто применяемое на газораспределительных предприятиях) плановое ТО системы. Под последним понимается обслуживание РД + ПЗК в отсутствие срабатывания ПЗК и возникновения аварийной ситуации. График проведения таких плановых видов ТО во времени приведен на рис.

На нем представлены следующие виды обслуживания:

– осмотр технического состояния (ОТС). Включает внешний осмотр технических систем в целях выявления и устранения утечек газа. При этом также осуществляется проверка измерительных систем. Проводится ОТС с периодичностью ($\tau_{отс}$), как правило, в пределах 1 мес. В объектовом журнале ГРП

делается соответствующая запись по результатам проведения ОТС;

– проверка параметров срабатывания (ППС). Включает в себя как работы, проводимые в ходе выполнения ОТС, так и проверки и настройки параметров срабатывания системы РД + ПЗК. В объектовом журнале ГРП делается соответствующая запись с перечнем произведенных операций. При этом интервал $\tau_{пмс} = 3\tau_{отс}$ и, как правило, составляет не более 3 мес. В случае, если настройку ПЗК осуществить не удастся, производится замена клапана. Таким образом, после ППС полностью восстанавливаются характеристики надежности ПЗК, т.е. момент окончания этой проверки является *точкой регенерации* ПЗК;

– ТО. Включает в себя тот же перечень работ, что и ОТС и ППС, но добавляются вскрытие и чистка фильтрующего элемента на входе РД, а также вскрытие последнего с заменой выявленных дефектных элементов. При этом интервал $\tau_{то} = 2\tau_{пмс}$. Проводится ТО не реже одного раза в 6 мес. По окончании делается соответствующая запись с перечнем выполненных работ в объектовом журнале ГРП с подписями всего инженерно-технического персонала, проводившего обслуживание;

– текущий ремонт (ТР). При ТР производится тот же перечень работ, что и при ОТС, ППС, ТО, дополняемый полной разборкой всех элементов линии редуцирования газа с заменой отдельных элементов оборудования РД. При этом $\tau_{тр} = 2\tau_{то}$. Производится ТР не реже одного раза в 12 мес. по наряду-допуску под контролем инженерно-технического сотрудника. Делается соответствующая запись с перечнем выполненных работ в объектовом журнале ГРП.

Если в некоторый момент времени срабатывает ПЗК, например в результате некорректного функционирования системы РД + ПЗК, проводится внеплановый ремонт (ВР). При ВР осуществляются следующие действия:

– проводятся ремонтно-наладочные работы, связанные с устранением причин возникновения указанного события. По объему ВР близок к ТР. При этом момент окончания ВР также является *точкой регенерации* системы РД + ПЗК;

– делаются соответствующие записи о проведенном объеме работ в объектовом журнале и паспорте ГРП.

Необходимо отметить следующие обстоятельства:

– период регенерации системы РД + ПЗК, отсчитываемый от предыдущей точки регенерации до текущей, связанной с окончанием ВР, представляет собой *случайную величину*;

– при проведении всех видов ТО системы РД + ПЗК, связанных с разборкой ее подсистем, бесперебойность поставки газа конечным потребителям достигается посредством подключения резервных линий.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Из анализа приведенных видов типового ТО системы РД + ПЗК следует, что процесс ее эксплуатации формально описывается следующими математическими объектами [5]:

– случайным потоком $\eta(t) = \{t_0 = 0 < t_1 < t_2 < \dots < t_n < \dots\}$ точек регенерации системы, где t_n – время возникновения n -й точки регенерации системы, $n = 0, 1, 2, \dots$;

– последовательностью $\xi(t) = \{\xi_n = t_n - t_{(n-1)}, n = 1, 2, 3, \dots\}$ случайных периодов регенерации, порожденных потоком $\eta(t)$, где ξ_n – n -й период регенерации;

– α – малой вероятностью появления в каждом периоде регенерации редкого события – аварийной ситуации.

При этом возникает задача определения закона распределения $F(x)$ для случайной величины T_{AC} (времени до возникновения аварийной ситуации, отсчитываемого от момента включения в эксплуатацию системы РД + ПЗК), а также $M[T_{AC}]$, частоты возникновения аварийных ситуаций и PFD_{avg} .

В математической литературе [6] доказывалось утверждение, что в условиях наличия процессов $\eta(t)$, $\xi(t)$ и малой вероятности α закон распределения времени до возникновения аварийной ситуации будет иметь вид:

$$F(x) = P(T_{AC} < x) = 1 - e^{-\frac{\alpha}{M[T_p]}x}, \quad (1)$$

где $M[T_p]$ – среднее значение случайного времени периода регенерации.

Так как $F(x)$ – экспоненциальный закон распределения, то поток аварийных ситуаций представляет собой поток Пуассона, имеющий интенсивность $\lambda_{AC} = \alpha/M[T_p]$, где λ_{AC} – частота возникновения аварийных ситуаций.

Если обозначить через λ_{RD} интенсивность отказов РД, которая может быть определена на основе сведений, указанных в объектовых журналах ГРП

по каждому типу регулятора, то вероятность PFD_{avg} системы РД + ПЗК в соответствии с теоремой «разрежения» [7] будет иметь вид:

$$PFD_{avg} = \frac{\alpha}{M[T_p]\lambda_{RD}}. \quad (2)$$

Необходимо отдельно остановиться на оценках величин $M[T_p]$ и α .

$M[T_p]$ можно определить по следующей формуле:

$$M[T_p] = \tau_{TR} e^{-\lambda_{ПЗК}^{(1)}\tau_{TR}} + \frac{1}{\lambda_{ПЗК}^{(1)}} (1 - e^{-\lambda_{ПЗК}^{(1)}\tau_{TR}}), \quad (3)$$

где $\lambda_{ПЗК}^{(1)}$ – интенсивность срабатывания ПЗК, которая оценивается на основе сведений, указанных в объектовых журналах ГРП; τ_{TR} – периодичность проведения ТР.

Если учесть, что для любого натурального числа n выполняется неравенство $\xi_n \leq [0, \tau_{TR}]$, то α можно оценить сверху выражением:

$$\alpha_0 = \int_0^{\tau_{TR}} \lambda_{RD} e^{-\lambda_{RD}x} (1 - e^{-\lambda_{ПЗК}x}) dx = \left[(1 - e^{-\lambda_{RD}\tau_{TR}}) - \frac{\lambda_{RD}}{\lambda_{RD} + \lambda_{ПЗК}} (1 - e^{-(\lambda_{RD} + \lambda_{ПЗК})\tau_{TR}}) \right], \quad (4)$$

где $\lambda_{ПЗК}$ – интенсивность отказов ПЗК, которая оценивается на основе сведений, указанных в объектовых журналах ГРП.

Следует отметить, что α_0 представляет собой верхнюю (пессимистическую) оценку истинной вероятности α , т. е.

$$\alpha_0 > \alpha. \quad (5)$$

Далее рассматривается пример, который имеет иллюстративный характер. Он позволяет оценить простоту использования предлагаемого метода для определения перечисленных показателей безопасности.

Пусть система РД + ПЗК характеризуется следующими исходными параметрами:

$$\lambda_{RD} = 1,00 \text{ год}^{-1}, \lambda_{ПЗК} = 0,05 \text{ год}^{-1}, \lambda_{ПЗК}^{(1)} = 1,00 \text{ год}^{-1}, \tau_{TR} = 1,00 \text{ год}, \tau_{ПЗК} = 0,25 \text{ года} = 3 \text{ мес.}$$

Тогда расчеты по формулам (3) и (4) дают следующий результат:

$$M[T_p] = 0,884 \text{ года}, \alpha_0 = 0,013.$$

Таким образом, в соответствии с выражениями (1) и (2) получаются следующие оценки показателей безопасности системы РД + ПЗК:

$$\lambda_{AC} = \frac{\alpha_0}{M[T_p]} = 0,015 \text{ год}^{-1}, M[T_{AC}] = 67 \text{ лет},$$

$$PFD_{avg} = \frac{\alpha}{M[T_p]\lambda_{RD}} = 0,015.$$

Для рассматриваемого примера полученные показатели безопасности трактуются следующим образом:

- в среднем один раз в 67 лет в системе РД + ПЗК возникает аварийная ситуация;
- уровень полноты безопасности при $PFD_{avg} = 0,015$ равен SIL1;
- в соответствии с неравенством (5) рассчитанная величина PFD_{avg} больше ее истинного значения, и если рассчитанный показатель нормативно приемлем, то и истинный тоже приемлем.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложенная математическая модель может быть использована в методике по расчету характеристик РД, снабженного ПЗК. Они представляют собой основные показатели безопасного газоснабжения потребителей региональных газораспределительных сетей. При этом для расчета рассматриваемых параметров необходимо осуществить соответствующую обработку статистических данных, приведенных в объектовых журналах ГРП. ■

СПИСОК УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

List of symbols

α – малая вероятность появления в каждом периоде регенерации редкого события – аварийной ситуации
 α – low probability of occurrence of a rare event – an emergency – in each regeneration period
 α_0 – верхняя (пессимистическая) оценка истинной вероятности α
 α_0 – upper (pessimistic) estimate of the true probability α
 $\eta(t)$ – случайный поток точек регенерации системы
 $\eta(t)$ – random current of system regeneration points
 λ_{ac} – частота возникновения аварийных ситуаций
 λ_E – frequency of emergency occurrence
 $\lambda_{пзк}^{(1)}$ – интенсивность срабатывания предохранительного запорного клапана, оцениваемая на основе сведений, указанных в объектовых журналах газораспределительных пунктов
 $\lambda_{SSOV}^{(1)}$ – intensity of tripping of the safety shut-off valve assessed on the basis of information specified in the facility logbooks of gas distribution points
 $\lambda_{рд}$ – интенсивность отказов регулятора давления
 $\lambda_{рцу}$ – intensity of pressure control valve failure
 ξ_n – n -й период регенерации, $n = 1, 2, 3, \dots$
 ξ_n – n th period of regeneration, $n = 1, 2, 3, \dots$

$\xi(t)$ – последовательность случайных периодов регенерации, порожденных потоком $\eta(t)$
 $\xi(t)$ – sequence of random regeneration periods caused by current $\eta(t)$
 τ – периодичность проведения обслуживания
 τ – maintenance interval
 $F(x)$ – закон распределения для случайной величины T_{ac}
 $F(x)$ – distribution law for T_E random value
 $M[T_{ac}]$ – среднее время до возникновения аварийной ситуации
 $M[T_E]$ – average time before emergency occurs
 $M[T_r]$ – среднее значение случайного времени периода регенерации
 $M[T]$ – average value of random time of a regeneration period
 PFD_{avg} – частота возникновения аварийных ситуаций
 PFD_{avg} – frequency of emergency occurrence
 T_{ac} – время до возникновения аварийной ситуации
 T_E – time before emergency occurs
 T_r – период регенерации
 T – regeneration period
 t_n – время возникновения n -й точки регенерации системы, $n = 0, 1, 2, \dots$
 t_n – time of occurrence of n th point of regeneration system, $n = 0, 1, 2, \dots$

ЛИТЕРАТУРА

1. Российская Федерация. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления»: приказ Федер. службы по экол., технол. и атом. надзору от 15.12.2020 № 531 // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/573264156> (дата обращения: 22.11.2022).
2. Ионин А.А. Газоснабжение. 5-е изд., стер. СПб.: Лань, 2012. 448 с.
3. Российская Федерация. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору. Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах»: приказ Федер. службы по экол., технол. и атом. надзору от 11.04.2016 № 144 // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200133801?section=text> (дата обращения: 22.11.2022).
4. Карманов А.В., Шершукова К.П., Телюк А.С. Метод определения проектных показателей безопасности системы противоаварийной защиты для процессов подготовки продукции нефтегазовых скважин // Надежность. 2012. № 3 (42). С. 97–107.
5. Кокс Д.Р., Смит В.Л. Теория восстановления / пер. с англ. В.В. Рыкова и др., под ред. и с доп. Ю.К. Беляева. М.: Советское радио, 1967. 299 с.
6. Половко А.М., Гуров С.В. Основы теории надежности. 2-е изд., перераб. и доп. СПб.: БХВ-Петербург, 2006. 702 с.
7. Соловьев А.Д. Асимптотическое поведение момента первого наступления редкого события в регенерирующем процессе // Известия Академии наук СССР. Техническая кибернетика. 1971. № 6. С. 79–85.

REFERENCES

- (1) Federal Service for Environmental, Technological, and Nuclear Supervision (Rostekhnadzor). Order No. 531 dated 15 December 2020. On approval of the federal rules and regulations on industrial safety "Safety Rules in Gas Distribution and Gas Consumption Networks". Available from: <https://docs.cntd.ru/document/573264156> [Accessed: 22 November 2022]. (In Russian)
- (2) Ionin AA. Gas Supply. 5th ed. Saint Petersburg: Doe [Lan]; 2012. (In Russian)
- (3) Rostekhnadzor. Order No. 144 dated 11 April 2016. Safety regulation "Basis of Methods to Analyse Hazards and to Evaluate Emergency Risks at Hazardous Industrial Facilities". Available from: <https://docs.cntd.ru/document/1200133801?section=text> [Accessed: 22 November 2022]. (In Russian)
- (4) Karmanov AV, Shershukova KP, Telyuk AS. Method of determining the project indices of emergency protection system safety for processes of treating products of oil and gas wells. Dependability [Nadyozhnost']. 2012; 42(3): 97–107. (In Russian)
- (5) Belyaev YuK (ed.), Cox DR, Smith VL. Renewal Theory. Trans Rykova VV, Belyaev YuK. Moscow: Soviet Radio [Sovetskoye radio]; 1967. (In Russian)
- (6) Polovko AM, Gurov SV. Basis of Reliability Theory. 2nd ed. Saint Petersburg: BKhV-Petersburg; 2006. (In Russian)
- (7) Solovyyev AD. Asymptotical behavior of first occurrence moment of rare event in regeneration process. Bulletin of the Academy of Sciences of the USSR. Technical Cybernetics [Izvestiya Akademii nauk SSSR. Tekhnicheskaya kibernetika]. 1971; (6): 79–85. (In Russian)

КОМПЛЕКСЫ УЧЕТА ПРИРОДНОГО ГАЗА НА ОСНОВЕ РОТАЦИОННЫХ СЧЕТЧИКОВ «ЭМИС-РГС 245»

В марте этого года многие газораспределительные компании столкнулись с трудностями в приобретении ротационных счетчиков газа. Оказалось, что около 90 % данного рынка измерений обеспечивалось продукцией импортозависимых предприятий, которые были вынуждены остановить производство.



В сложившейся ситуации компания «ЭМИС» увеличила выпуск ротационных счетчиков газа «ЭМИС-РГС 245» и комплексов учета «ЭМИС-Эско 2230» на их базе с возможностью выбора корректоров разных производителей, в числе прочего с автономным питанием. Это позволило обеспечить бесперебойную комплектацию газораспределительных и газоснабжающих сетей и организаций и возобновить проекты, отложенные из-за отсутствия предложения по данному типу средств измерения (СИ).

Ротационный счетчик «ЭМИС-РГС 245», входящий в состав комплекса учета газа «ЭМИС-Эско 2230», полностью сопоставим по техническим характеристикам и монтажным размерам с конкурентными

аналогами, при этом широкий выбор корректоров и вычислителей позволяет устанавливать комплексы учета приборостроительной компании «ЭМИС» без внесения существенных изменений в проект. В соответствии с описанием типа СИ комплексы «ЭМИС-Эско 2230» могут комплектоваться такими наиболее востребованными корректорами, как СПГ742 АО НПФ «Логика», «Флоугаз» ООО ЭПО «Сигнал», ИМ2300 ОКБ «Маяк» и др.

Измерение объема и объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, осуществляется в соответствии с ГОСТ 8.740, что отражено в описании типа комплекса учета «ЭМИС-Эско 2230». Поэтому при его установке не потребуются разработка и утверждение отдельной методики измерений,

что существенно снижает затраты и время на ввод оборудования в эксплуатацию, а также упрощает администрирование метрологических процессов. Кроме того, сэкономить время позволяет складская программа, которая обеспечивает короткие сроки отгрузки ротационных газовых счетчиков «ЭМИС-РГС 245» (до 15 рабочих дней).

Одновременно с увеличением объемов выпуска ротационных счетчиков газа ЗАО «ЭМИС» активно формирует сеть сервисных центров для постпродажного обслуживания данного вида продукции. На текущий год сеть фирменных авторизованных сервисных центров «ЭМИС» насчитывает 17 независимых компаний, которые предоставляют заказчикам услуги калибровки, поверки и сервисного обслуживания приборов торговой марки «ЭМИС». ■



ОДНОВРЕМЕННО С УВЕЛИЧЕНИЕМ ОБЪЕМОВ ВЫПУСКА РОТАЦИОННЫХ СЧЕТЧИКОВ ГАЗА ЗАО «ЭМИС» АКТИВНО ФОРМИРУЕТ СЕТЬ СЕРВИСНЫХ ЦЕНТРОВ ДЛЯ ПОСТПРОДАЖНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ДАННОГО ВИДА ПРОДУКЦИИ.



ЗАО «ЭМИС»
456518, Россия, Челябинская обл.,
Сосновский р-н, д. Казанцево,
ул. Производственная, д. 7/1
Тел.: 8 (800) 500-22-81
E-mail: sales@emis-kip.ru
(отдел продаж)
www.emis-kip.ru

МОНИТОРИНГ КАК ЭФФЕКТИВНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

С.В. Налимов, ООО «НПЦ «ВТД»

Н.Н. Иванова, ООО «НПЦ «ВТД»

М.А. Шашков, ООО «НПЦ «ВТД»

А.В. Дьячков, ООО «НПЦ «ВТД»

А.А. Ершов, ООО «НПЦ «ВТД»

В статье рассматриваются различия в подходе к оценке технического состояния трубопровода на основе расчета показателя технического состояния и проведения мониторинга (сравнения) результатов внутритрубной диагностики, представлены расчетные результаты для обоих подходов. Дополнительно приводятся примеры применения мониторинга для оценки состояния действующих трубопроводов. В конце статьи сделаны выводы о возможностях и преимуществах применения инструментов мониторинга.

Основные критерии функционирования трубопроводного транспорта – это безопасная и бесперебойная доставка продукта до потребителя. Поэтому целостность трубопровода и его отдельных частей должна обеспечиваться как на текущий момент времени, так и в определенной перспективе [1].

На текущий момент времени эксплуатирующая организация (ЭО) может оценить фактическое техническое состояние трубопровода путем проведения различных видов технического диагностирования, применения математических моделей и других инструментов для предупреждения отказов объектов трубопроводного транспорта.

Примером реализации комплексной системы оценки технического состояния трубопровода (опасного производственного объекта), по мнению специалистов ООО «НПЦ «ВТД», можно считать проведение внутритрубной диагностики (ВТД) и последующей экспертизы промышленной безопасности: комплексно оцениваются текущее состояние объекта и возможный период его безопасной эксплуатации.

В ПАО «Газпром» для оценки состояния участка трубопровода (далее – участок) применяется расчет показателя технического состояния (ПТС) [2]. При этом

оценка состояния целостности участка только по результатам расчета показателя технического состояния имеет ряд особенностей. В частности, изменение порогов обнаружения аномалий или порогов включения аномалий в отчет по результатам диагностики отразится на рангах опасности труб, вследствие чего возможны существенные скачки значения ПТС и изменение расчетного интервала до следующей диагностики. Таким образом, ПТС не является инвариантной характеристикой состояния участка, а больше подходит под определение частного случая применения методики оценки целостности трубопровода при строго установленных условиях.

Перспективным вариантом решения вопроса оценки реального состояния трубопровода становится мониторинг технического состояния, основанный на сравнении

нескольких последовательных (минимум двух) результатов ВТД. При проведении мониторинга достоверно определяются общий кумулятивный прирост числа дефектов на участке и в локальных зонах трубопровода, скорость роста дефектов потери металла, динамика изменения состояния упругопластических (непроектных) изгибов трубопровода, снижение расчетного значения давления безопасной эксплуатации в определенный период, необходимость ремонта труб с быстрорастущими дефектами потери металла и другие параметры [3]. В данном случае оценка состояния участка производится не по статичным данным, на основании которых рассчитывается ПТС, а по результатам динамического анализа (изменение состояния за прошедший период, значительный рост дефектов).

В качестве примера возможности оценки технического состояния

Таблица 1. Данные диагностики технического состояния трубопровода

№ участка	Год проведения диагностики и рассчитанный показатель технического состояния			
	2017	2018	2019	2021
1	–	0,019 360	–	0,085 220
2	–	–	0,046 654	0,087 903
3	–	–	0,029 386	0,074 857
4	0,051 075	–	0,050 548	0,094 395

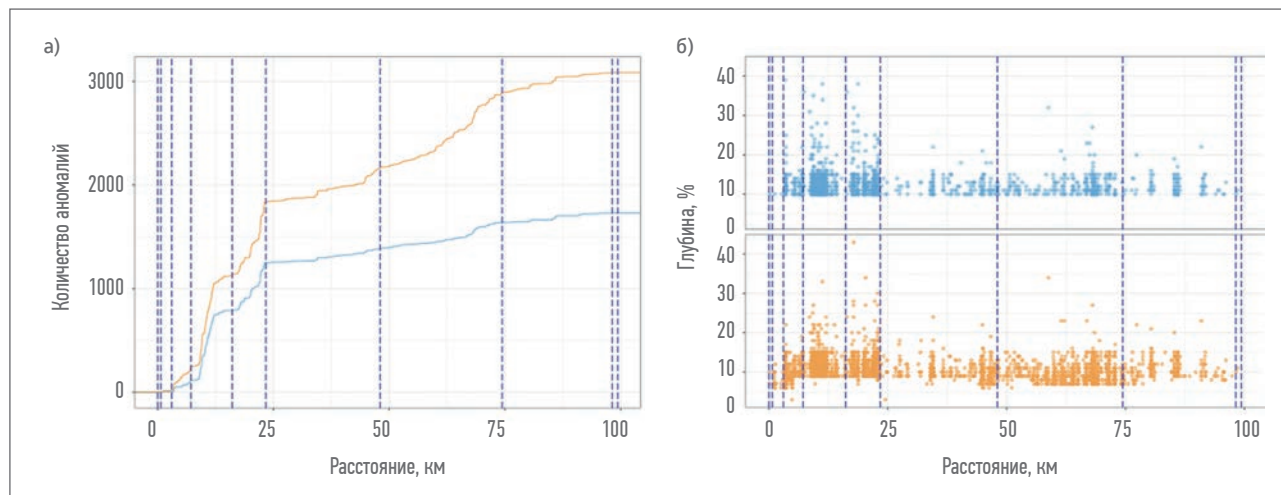


Рис. 1. График кумулятивного прироста числа коррозионных дефектов от расстояния на участке № 1 по результатам внутритрубной диагностики (а) и график оценки глубины (в процентах от толщины стенки трубы) этих же коррозионных дефектов (б): синий цвет – данные 2018 г., оранжевый цвет – данные 2021 г.

Таблица 2. Результаты анализа оценки скорости роста коррозионных дефектов и определения труб, требующих оперативного ремонта

№ участка	Параметры, определенные по результатам мониторинга			Общее количество труб на участке, шт.
	Средняя скорость роста коррозии, %/год	Средняя скорость роста коррозии, мм/год	Количество труб с коррозионными дефектами, требующих оперативного ремонта, шт.	
1	0,669	0,112	64	9053
2	0,951	0,153	60	12 049
3	1,357	0,168	92	17 269
4	1,601	0,229	74	18 711

на основании его мониторинга выполнен расчет ПТС на четырех участках, на которых ООО «НПЦ «ВТД» проводило диагностику в 2017–2019 гг., а затем повторно в 2021 г. Для этих же участков проведена оценка технического состояния с применением мониторинга.

На основании расчетных данных видно, что в 2021 г. на всех участках ПТС стал больше в два–четыре раза по сравнению с первой диагностикой (табл. 1). В соответствии с методикой принятия решения по определению технического состояния линейной части магистральных трубопроводов [2], техническое состояние всех рассматриваемых участков оценивается как неработоспособное, но ремонтпригодное.

Резкий рост ПТС показывает, что по итогам обработки и анализа полученных результатов

количество дефектов, занесенных в отчеты, кратно возросло. Прирост произошел из-за большого числа вновь выявленных коррозионных дефектов, аномалий кольцевых швов и дефектов геометрии (вмятин). При этом следует понимать, что основная часть вновь выявленных аномалий имеют небольшую глубину и относятся к категории опасности С (согласно терминологии п. 12.1 [4]), их стало возможно выявлять и идентифицировать с применением новых методик обработки данных ВТД. На рис. 1 приведен пример разницы в количестве выявленных дефектов коррозии и их глубины по результатам ВТД на участке №1 между 2018 и 2021 г. Большинство вновь выявленных аномалий присутствовали на трубопроводе и ранее, т. е. формально техническое состояние не пре-

терпело значительных изменений. Соответственно, ПТС в такой ситуации не даст информации о реальном техническом состоянии, равно как и о его изменении.

Изменяя пороги обнаружения аномалий или включения их в отчет по ВТД, можно искусственно увеличить или уменьшить ПТС участка, при этом его фактическое техническое состояние останется неизменным. То есть ПТС, будучи количественной оценкой, не является эффективным показателем реального технического состояния трубопровода.

В целях проверки эффективности оценки технического состояния трубопровода с применением мониторинга для всех четырех участков был выполнен анализ оценки скорости роста коррозионных дефектов и определения труб, требующих оперативного ремонта

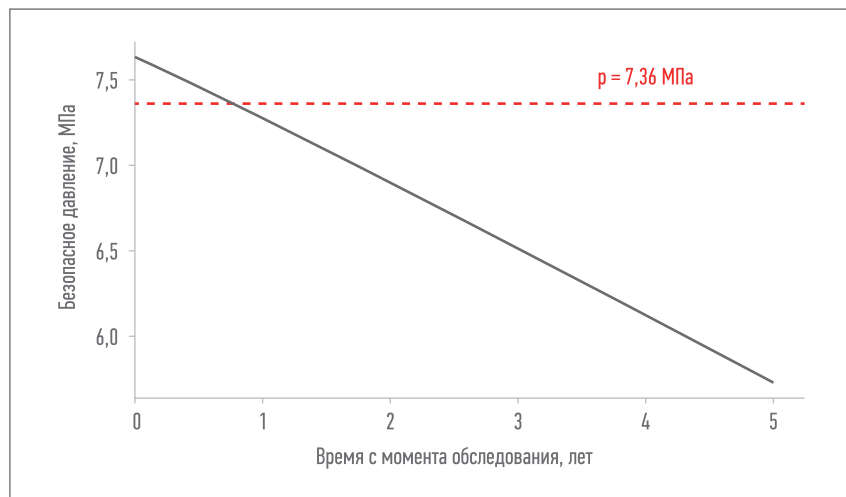


Рис. 2. График изменения давления безопасной эксплуатации в течение пяти лет с момента проведения внутритрубной диагностики на участке № 3 в случае отсутствия ремонта дефектных труб

(в течение пяти лет с момента проведения ВТД) для поддержания максимально разрешенного давления.

В табл. 2 на основании расчетов представлены:

- средняя скорость роста коррозионных дефектов, выраженная в %/год;
- средняя скорость роста коррозионных дефектов, определенная как произведение средней скорости роста в %/год и среднего арифметического взвешенного значения толщины стенки трубы на участке, выраженная в мм/год;
- количество труб, которые требуют оперативного ремонта с учетом оценки скорости роста дефектов на них.

Отмечено, что для всех участков скорость роста коррозионных дефектов, отнесенная к номинальным толщинам стенок труб на участках, оказалась близка к нормативному значению 0,2 мм/год (согласно п. 8.5.1 [5]). Количество труб с коррозионными дефектами, требующих

ремонта в течение пяти лет, составляет менее 1 % от общего количества труб на участке. На рис. 2 приведен график изменения давления безопасной эксплуатации, учитывающий реальную скорость роста коррозионных дефектов, на участке № 3 в случае отсутствия ремонта дефектных труб.

На основании анализа можно сделать вывод, что ЭО может использовать результаты диагностирования и мониторинга как комплексный инструмент для оценки технического состояния и поддержания целостности трубопровода. Располагая данными о количестве аварийно опасных дефектов категории А (согласно терминологии п. 12.1 [4]) и количестве труб, требующих ремонта в определенный период эксплуатации, ЭО получает реальную физическую информацию о состоянии объекта и может принимать решения о необходимых действиях для обеспечения бесперебойного транспорта продукта. Принятие решения только

по рассчитанному ПТС может дать неоднозначную и порой весьма консервативную оценку текущего технического состояния, поскольку основывается на математических расчетах статичного состояния объекта диагностирования и не учитывает динамику происходящих процессов.

Следует отметить, что для достижения наибольшей точности результатов мониторинг необходимо проводить по диагностическим данным, полученным одной специализированной организацией, одним типом оборудования, используя одни и те же подходы к анализу данных.

Подводя итоги, отметим, что расчет ПТС по данным диагностики не дает эффективной оценки технического состояния участков трубопроводов и менее информативен по сравнению с результатами мониторинга на этих же участках. Результаты оценки скорости роста дефектов и прогноз допустимого давления, определяемые при проведении мониторинга, основаны на фактических изменениях состояния трубопровода и позволяют планировать ремонтно-восстановительные работы, а также определять оптимальный временной интервал до проведения следующей диагностики. ■



ООО «НПЦ «ВТД»
115533, Россия, г. Москва,
ул. Нагатинская, д. 5, эт. 4,
оф. 402
Тел.: +7 (495) 229-23-59
E-mail: info@npcvtd.ru
www.npcvtd.ru

на правах рекламы

ЛИТЕРАТУРА

1. Варламов Д.П., Канайкин В.А., Матвиенко А.Ф., Стеклов О.И. Мониторинг дефектности и прогноз состояния магистральных газопроводов России. Екатеринбург: УИПЦ, 2012. 254 с.
2. СТО Газпром 2-2.3-292-2009. Правила определения технического состояния магистральных газопроводов по результатам внутритрубной инспекции. М.: Газпром, 2009. 27 с.
3. Налимов С.В., Шашков М.А., Дьячков А.В. и др. Мониторинг технического состояния – передовой метод контроля целостности трубопровода // Экономическая стратегия. 2021. № 2 (44). С. 28–29.
4. СТО Газпром 2-2.3-1050-2016. Внутритрубное техническое диагностирование. Требования к проведению, приемке и использованию результатов диагностирования. М.: Газпром, 2016. 62 с.
5. Р Газпром 2-2.3-691-2013. Методика формирования программ технического диагностирования и ремонта объектов линейной части магистральных газопроводов ЕСГ ОАО «Газпром»: рекомендации организации. М.: Газпром, 2014. 111 с.

НЕФТЕХИМИЯ – СПЕЦИАЛИЗАЦИЯ ОМСКОЙ ОСОБОЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЗОНЫ «АВАНГАРД»

На какие критерии инвесторам стоит обратить внимание при выборе территории для размещения производства? Генеральный директор управляющей компании АО «ОЭЗ ППТ «Авангард» Виктор Юрьевич Соболев рассказал о преимуществах омской особой экономической зоны.



В.Ю. Соболев,
генеральный директор
управляющей компании
АО «ОЭЗ ППТ «Авангард»

– **Виктор Юрьевич, скажите, пожалуйста, чем обусловлена специализация особой экономической зоны (ОЭЗ) «Авангард» в нефтехимической отрасли?**

– Согласно законодательству на территории нашей ОЭЗ возможна производственная, логистическая, технико-внедренческая деятельность. Вместе с тем в ОЭЗ «Авангард» целесообразно размещение именно нефтехимических производств ввиду территориальной близости крупных предприятий данной отрасли: АО «Газпромнефть-ОНПЗ», АО «Омский каучук», ООО «Полиом». Резидентами ОЭЗ могут быть выстроены рациональные логистические цепочки с перечисленными предприятиями как в рамках использования их сырья, так и поставки им своей продукции. Кроме того, мы находимся в северном промышленном узле Омска, и ограничения для размещения такого рода производств отсутствуют.

Таким образом, в ОЭЗ ППТ «Авангард» наиболее рационально размещать как предприятия нефтехимии, так и машиностроительные производства, работающие в данной отрасли.

– **Расскажите, кто может стать резидентом омской ОЭЗ, какие в этом случае имеются преференции?**

– Как и в других ОЭЗ, резидент должен быть зарегистрирован в муниципальном образовании, в котором ОЭЗ размещается, в нашем случае – в Омске. Крупные инвесторы, как правило, реги-

стрируют для реализации проекта соответствующее юридическое лицо.

Минимальная сумма входа для инвестора – 120 млн руб. капитальных вложений, из которых 40 млн руб. должны быть освоены в первые три года. Есть законодательные ограничения по возможности производства и переработки в ОЭЗ подакцизных продуктов. Это что касается условий.

Преференции в ОЭЗ предоставляются достаточно существенные. Так, резидент на 10 лет освобождается от налога на имущество и транспортного налога. Самая привлекательная льгота – дифференцированный налог на прибыль. Стандартный налог на прибыль составляет 20 %, из них 17 % перечисляются в региональный бюджет и 3 % – в федеральный. В соответствии с законом об ОЭЗ и бюджетным кодексом федеральная составляющая уменьшается на 1 %, а региональная в первые 5 лет с момента получения прибыли составит 0 %, следующие 5 лет – 5 %, и свыше 10 лет – 13,5 %.

На пять лет предприятия освобождаются от земельного налога. Эта льгота у инвестора появляется после строительства производственных объектов и выкупа земельного участка.

Помимо этого, в ОЭЗ возможно создание режима специальной таможенной зоны, освобождающего от ввозных и вывозных пошлин.

– **Электричество, газ, вода – кто финансирует эти подключения?**

– Часть резидентов создание объектов инфраструктуры финансирует самостоятельно, но с дальнейшей компенсацией этих затрат из регионального бюджета в рамках федеральной программы согласно Постановлению Правительства РФ №1704.

Кроме того, наша управляющая компания развивает инфраструктуру ОЭЗ за счет федеральных программ, регионального бюджета. Сегодня ОЭЗ «Авангард» имеет резерв по электрической мощности около 18 МВт, достаточное техническое водоснабжение, в первом полугодии 2023 г. будет обеспечено подключение к магистральному газопроводу. С каждым потенциальным инвестором вопросы инженерной инфраструктуры мы прорабатываем индивидуально с учетом потребностей конкретного производства. Управляющая компания АО «ОЭЗ ППТ «Авангард» готова помочь будущему резиденту составить заявку, доработать бизнес-план и обеспечить максимально комфортные условия для создания производства. ■



АО «ОЭЗ ППТ «Авангард»
644074, Россия, г. Омск,
пр-кт Комарова, д. 21, корп. 1,
каб. 113
Тел.: +7 (3812) 95-15-92
E-mail: info@avangard-oez.ru
avangard-oez.ru

О ПОДХОДАХ К ПРОВЕДЕНИЮ ОЦЕНКИ ЗРЕЛОСТИ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ В МЕЖДУНАРОДНЫХ ВЕРТИКАЛЬНО ИНТЕГРИРОВАННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ХОЛДИНГАХ. ЧАСТЬ 2. МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ПРОВЕДЕНИЮ ОЦЕНКИ ЗРЕЛОСТИ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ В КОМПАНИЯХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

УДК 001.82:005.334

Д.А. Пашковский, к.э.н., ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, Россия),

A.Tarasova@adm.gazprom.ru

А.А. Быков, д.ф.-м.н., ПАО «Газпром», A.Bykov@adm.gazprom.ru

В первой части статьи¹ были представлены результаты проведенного авторами анализа методологических подходов к оценке зрелости систем управления рисками в компаниях различных секторов экономики, разработанных профессиональными ассоциациями, консалтинговыми организациями и экспертными сообществами. Приводились краткий обзор и описание основных элементов таких систем, используемых при оценке зрелости. Цель второй части статьи – на основе обзорного анализа выделить такой компонентный состав систем управления рисками с описанием их качественного изменения на разных уровнях развития, который мог бы быть предложен как основа для определения зрелости подобных систем в крупных компаниях, в том числе в нефтегазовой отрасли. Выделенные компоненты, по которым предлагается оценивать уровень зрелости систем управления рисками, позволяют владельцам рисков и риск-координаторам нефтегазовых компаний формировать подходы к самооценке уровня зрелости системы и определять приоритетные направления ее развития, учитывающие ограниченность ресурсов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ШКАЛА, ОЦЕНКА ЗРЕЛОСТИ, УРОВЕНЬ ЗРЕЛОСТИ, СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ, РИСК, МОДЕЛЬ, НЕФТЕГАЗОВАЯ КОМПАНИЯ.

Статья продолжает анализ методологических подходов к оценке зрелости систем управления рисками (СУР), разработанных профессиональными ассоциациями, консалтинговыми организациями и экспертами [1].

Наличие СУР (обязательного элемента корпоративного управления) обусловлено регулятивными требованиями в области деятельности публичных компаний и компаний с государственным участием, акционерных обществ, ценные бумаги которых допущены

к организованным торгам, а также рекомендациями по управлению рисками (УР) со стороны исполнительных органов власти [2–8]. При организации СУР предлагают применять уже апробированные и зарекомендовавшие себя с положительной стороны концепции и практики работы в области УР.

В ходе внедрения процессов УР публичным компаниям необходим инструмент, позволяющий последовательно и регулярно оценивать уровень зрелости СУР, фиксировать результаты и при необходимости

повышать эффективность системы, концентрируясь на приоритетных для руководства компаний областях, требующих улучшений. Для этого наиболее часто используется модель оценки зрелости СУР. Она может применяться и для отдельных процессов управления, и для составных компонентов рассматриваемой системы.

Зрелость СУР – это характеристика способности компании обеспечивать процессы УР, а также поддерживать достижение поставленных целей. Зрелость процесса –

¹ Статья «О подходах к проведению оценки зрелости системы управления рисками в международных вертикально интегрированных нефтегазовых холдингах. Часть 1. Модели оценки зрелости систем управления рисками в компаниях различных отраслей экономики» была опубликована в журнале «Газовая промышленность» № 11 (840) за 2022 г.

D.A. Pashkovsky, PhD in Economics, PJSC Gazprom (Saint Petersburg, Russia), A.Tarasova@adm.gazprom.ru

A.A. Bykov, DSc in Physics and Mathematics, PJSC Gazprom, A.Bykov@adm.gazprom.ru

On approaches to assessing the risk management system maturity in vertically integrated international petroleum holding companies. Part 2. Methodological approach to assessing the risk management systems' maturity in petroleum companies

The first part of the article² presented the results of the authors' analysis of methodological approaches to assessing the risk management systems' maturity in companies in various sectors of the economy, developed by professional associations, consulting organizations, and expert communities. A brief overview and description of the main elements of such systems used in the assessment of maturity was given.

The purpose of the second part of the article is to identify such a component composition of the risk management systems with a description of their qualitative change at different levels of development, which could be used as a basis for determining the maturity of such systems in large companies, including in the petroleum industry.

The selected components of the assessment of the risk management systems' maturity allow risk owners and risk coordinators of petroleum companies to form approaches to self-assessment of the system maturity level and determine priority areas for its development, taking into account limited resources.

KEYWORDS: SCALE, MATURITY ASSESSMENT, MATURITY LEVEL, RISK MANAGEMENT SYSTEM, RISK, MODEL, PETROLEUM COMPANY.

степень, в которой конкретный процесс в явном виде определен, управляем, измерим, контролируем и результативен. Зрелость СУР рассматривается с точки зрения наличия внедренных в формализованном виде компонентов и процессов управления и степени их развития, обеспечивающих достижение конкретных результатов или целей организации. Оценка зрелости СУР позволяет определить ее сильные и слабые стороны, выявить возможные ситуации при развитии процессов управления, учет которых снизит затраты компании.

Согласно обзору моделей оценки зрелости СУР [1] методологические подходы зависят от области применения (финансовые/нефинансовые организации), наличия компонентов (элементов) СУР и показателей (критериев), по которым производится оценка. Используются шкалы различной размерности с вариативными уровнями зрелости СУР. Чаще всего применяется пятиступенчатая шкала.

Наблюдаются различия в подходах к оценке компонентов. Оценка может быть качественной, количественной и смешанной.

Отличается глубина (детализация) описания компонентов или критериев оценки. Разнятся применяемые средства: шаблоны, анкеты, вопросники и т.д.

При этом есть и общая черта – наличие уровней зрелости, характеризующих развитие корпоративной системы в области УР, а также критериев и индикаторов, на основе оценки которых определяются уровни. В статье представлены компоненты, значимые для нефтегазовых компаний.

По мнению авторов, предлагаемая система может быть использована владельцами рисков и риск-координаторами для оценки (самооценки) уровня зрелости СУР экспертными методами. Однако приведенные рекомендации предполагают последующую разработку соответствующих решений (планов мероприятий/действий) с учетом специфики деятельности компаний и ресурсозатрат, связанных с внедрением этих решений.

Следует отметить, что при проведении оценки необходимо исходить из целей и задач организации, регулятивных требований и ограничений, а также существующих локальных нормативных актов.

КОМПОНЕНТЫ ОЦЕНКИ УРОВНЯ ЗРЕЛОСТИ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ

Характеристика уровня развития компонентов лежит в основе формирования шкал уровней зрелости. Далее приведены краткие характеристики наиболее важных компонентов СУР в порядке повышения уровня ее зрелости (от начального до передового) при формировании оценочного суждения об уровне зрелости и развития системы.

Организация управления рисками в структуре корпоративного управления

Создание независимого структурного подразделения по УР – первый этап развития СУР, что обусловлено законодательными и регуляторными требованиями [2–7] к публичным акционерным обществам и акционерным обществам с государственным участием. Численность подразделения зависит от масштабов деятельности компании и присущих рисков, от возлагаемых на него задач и функций в периметре внедрения СУР. Уровень зрелости в меньшей степени связан со спецификой организационного

² “On approaches to assessing the risk management system maturity in vertically integrated international petroleum holding companies. Part 1. Models for assessing the risk management system maturity in companies in various economy sectors” article was published in Gas Industry [Gazovaya promyshlennost'] Journal No. 11 (840) in 2022.

построения подразделения в структуре управления компанией.

Основополагающая нормативная база системы управления рисками, распределение и закрепление ответственности за процесс управления рисками между участниками

Основной нормативный документ, определяющий принципы, цели и задачи СУР, состав участников, их функции и распределение ответственности, процессы УР, сбора и представления отчетности органам управления, – это, как правило, корпоративная политика в области УР и внутреннего контроля (ВК) (в интегрированной модели УР и ВК). Данный документ разрабатывается и утверждается публичными акционерными обществами и акционерными обществами с государственным участием с учетом регуляторных требований [5–7]. На начальном этапе развития СУР ответственность за УР чаще всего не формализована, а процесс и процедуры управления обычно не регламентированы.

Каждое повышение уровня зрелости сопровождается формализацией и обновлением нормативной базы СУР, регламентирующей процессы и процедуры УР. Кроме того, утверждаются и актуализируются внутренние нормативные документы (положения, регламенты, инструкции), касающиеся процессов и процедур УР.

Методология управления рисками, методы и инструменты идентификации и оценки рисков

На начальной стадии развития СУР идентификация и оценка рисков осуществляются субъективно, как правило, отдельными экспертами. На последующих уровнях формируется методологическая база проведения идентификации и качественной оценки рисков экспертами или группой экспертов, в том числе в ходе риск-сессий, организуемых подразделением по УР и (или) риск-координаторами. По отдельным видам рисков

проводится анализ взаимосвязей с другими рисками. При повышении уровня зрелости внедряются количественные методы оценки и моделирования (статистические и вероятностные методы, сценарный анализ и стресс-тестирование, методы исторического моделирования и др.), которые применяются на продвинутых уровнях зрелости. Повышение уровня зрелости сопровождается непрерывный процесс совершенствования единой методологии УР и ВК, формализация подходов к комплексному управлению.

На ранних стадиях обычно не внедрена единая терминология в области СУР. Понятия «риск», «опасность» и «угроза» взаимозаменяемы. На продвинутых уровнях участники СУР используют единую терминологию и рассматривают уже «возможности».

Способы и методы реагирования на риск

На начальных стадиях развития СУР применяется ограниченный набор способов реагирования на риск, в основном перераспределение (страхование), принятие (и дальнейший мониторинг), в ряде случаев – уклонение. Управлению подвергается ограниченный перечень рисков. Способы реагирования зависят от вида (типа) риска. При этом подходы к управлению не синхронизированы друг с другом. Связь между рисками не выявляется. Решения по управлению и реагированию могут приниматься спонтанно и ситуативно, их качество зависит от компетентности работников. На последующих стадиях управлению подвергается значительное количество рисков. Перечень используемых методов и инструментов УР и ВК увеличивается. Активно применяется способ снижения рисков, проводятся превентивные мероприятия, разрабатываются планы реагирования на случай реализации катастрофических рисков и в целях обеспечения непрерывности деятельности.

Документирование результатов идентификации, оценки рисков и управления ими

На начальном уровне зрелости практика УР обычно не формализована и не закреплена в нормативных документах. По мере развития культуры управления и СУР основные методы документируются, но часто отсутствуют инструкции и последовательное применение в бизнес-подразделениях, участвующих в процессах УР.

На более зрелых уровнях методы УР четко определены, разработаны инструкции, методы последовательно применяются в подразделениях – участниках СУР. Результаты идентификации, оценки рисков и управления ими документируются.

Осуществление процессов управления рисками.

Систематическая работа по идентификации, оценке рисков и управлению ими.

Интеграция в бизнес-процессы

На начальном уровне зрелости осуществление процессов УР имеет фрагментарный характер, зависит от инициатив и компетенций работников, отсутствует формализация. Сотрудники подразделений имеют ограниченное понимание процедур в рамках СУР, что влияет на скорость внедрения последних.

На следующей стадии идентификация и оценка риска на уровне организации связана с необходимостью выполнения требований регулятора по предоставлению информации в составе отчетности [9–11]. Процессы и процедуры УР еще не встроены в бизнес-процессы, осуществляются на нерегулярной основе, но могут иметь место попытки проводить оценку интегрированно. Разработаны отдельные подсистемы УР, внутреннего финансового контроля, которые применяются непоследовательно. Такие системы используются руководством и ответственными сотрудниками подразделений.

На более продвинутой стадии развития идентификация и оценка

осуществляются на регулярной основе, разрабатываются и проводятся мероприятия по УР. Созданы и в целом последовательно применяются подсистемы УР и ВК. Однако отдельные элементы требуют определенных улучшений. Разрабатываются меры по развитию СУР. Процессы управления интегрированы в ключевые организационные процессы, но вместе с тем они не встроены в бизнес-процессы и процессы стратегического планирования.

На следующем, уже более высоком уровне развития, УР интегрировано в общую корпоративную систему управления компанией, проводятся скоординированные управляющие действия. Процессы УР реализуются на регулярной основе в отношении стратегических целей. Внедрено бюджетирование с учетом рисков, УР и ВК интегрированы в основные бизнес-процессы. Оценивается экономическая эффективность используемых инструментов и мероприятий. Разработаны и последовательно применяются подсистемы УР и ВК. Требуются незначительные улучшения.

На самом высоком уровне развития сформирована и последовательно применяется система УР и ВК. Процессы управления осуществляются на регулярной основе. Внедрено бюджетирование с учетом рисков. Процессы УР интегрированы в бизнес-процессы. Осуществляется корректировка планов компании с учетом информации о рисках. Разработаны процедуры и планы управления непрерывностью деятельности.

Допустимые и предельно допустимые уровни рисков

На начальной стадии развития СУР предельно допустимые уровни рисков не установлены. Применяется в основном страхование. В связи с этим допустимый уровень риска в понимании руководства эквивалентен уровню страховых франшиз. На следующей стадии допустимые уровни рисков определяются, но не системно,

по отдельным рискам или областям.

На следующей стадии имеется концепция допустимого уровня риска, формализована методология определения, предельно допустимые уровни установлены. На заседании органов управления, включая совет директоров и его комитеты, выносятся вопросы о мерах реагирования на риски, превышающие их допустимые уровни. Вместе с тем допустимые уровни рисков не пересматриваются на регулярной основе. На следующем уровне установленные и утвержденные предельно допустимые уровни пересматриваются в случае необходимости при изменении стратегических целей и приоритетов компании. Допустимые уровни рисков каскадируются сверху вниз и доводятся до сведения бизнес-подразделений.

На самой передовой стадии развития СУР полностью внедрена концепция допустимого уровня, предельно допустимые уровни рисков установлены и регулярно пересматриваются в соответствии со стратегическими целями и приоритетами компании. Ключевые управленческие решения принимаются с учетом допустимого уровня риска. Данный принцип становится частью культуры управления в организации.

Ключевые индикаторы рисков

Ключевые индикаторы рисков (КИР), позволяющие осуществлять мониторинг изменения их уровней и вероятности реализации, в определенном смысле способствующие раннему предупреждению о возможной реализации риска, на начальных уровнях зрелости не разрабатываются и не применяются. На последующих стадиях сначала используется ограниченное количество индикаторов для отдельных видов риска. Затем активно разрабатываются и внедряются КИР по большинству ключевых рисков. Подход к использованию КИР применяется системно и позволяет повышать

эффективность СУР посредством раннего предупреждения реализации риска и выработки упреждающих управленческих мероприятий.

Автоматизация процессов управления рисками

Начальные уровни развития автоматизации процессов УР и ВК характеризуются применением офисной автоматизации с использованием технологий Microsoft Office и частично – прикладной автоматизации на базе ИТ.

На более высоком уровне автоматизированы процессы бюджетирования с учетом рисков, применяются системы бюджетирования и аналитики / вероятностного моделирования и бизнес-планирования.

На самом высоком уровне процессы УР автоматизированы, внедрено предиктивное управление (статистические или предиктивные модели, системы бюджетирования и аналитики, статистическое и вероятностное моделирование, использование больших данных).

Культура управления рисками у работников компании, обучение и повышение квалификации

На ранних этапах развития СУР вопросам развития культуры УР у работников, обучения и повышения квалификации в этой области уделяется ограниченное внимание.

На более продвинутых стадиях периодически, а затем и регулярно организуются совещания с сотрудниками – участниками СУР в целях обмена опытом и наилучшими практиками в сфере УР и ВК. Проводятся риск-сессии по вопросам управления в структурных подразделениях компании, в том числе обучения УР, присущими деятельности бизнес-подразделений. Организуются обучающие и консультационные семинары и вебинары по применению нормативных и методических документов, формированию управленческой отчетности, внедряется консультационная линия, доступная всем сотрудникам компании.

Разрабатываются и вводятся учебные программы по УР для вновь принимаемых в компанию; программы, ориентированные на получение углубленных знаний в области УР и ВК; видеоматериалы в рамках системы дистанционного обучения. Формируются программы профессиональной подготовки и переподготовки, повышения квалификации в сфере УР. Осуществляется обучение профильных специалистов. Количество работников, проходящих обучение, возрастает при достижении более высоких уровней зрелости, в том числе за счет достижения единого понимания принципов УР и ВК, формирования и внедрения единого системного подхода к осуществляемым работниками процессам УР, присущими деятельности компании. На высоких уровнях зрелости УР и ВК позволяют получить стратегические преимущества и обусловлены высоко развитой культурой управления.

Накопление и учет прошлого опыта управления рисками и внутреннего контроля. Изучение опыта передовых компаний в отрасли

Накопление, учет и анализ накопленного собственного опыта УР и ВК происходят, как правило, на продвинутом уровне зрелости СУР компании. На высоких уровнях сначала периодически, а затем систематически изучается опыт УР и ВК передовых компаний в отрасли. Осуществляется мониторинг документов, содержащих лучшие практики системы УР и ВК. Проводится сравнительный анализ корпоративных СУР по отрасли.

Мотивация работников, включение показателей управления рисками и внутреннего контроля в систему их годового бонуса

На ранних этапах развития СУР система мотивации сотрудников отсутствует. С повышением уровня зрелости разрабатываются ключевые показатели эффективности

УР и ВК, которые включаются в систему годового бонуса. На высоких уровнях зрелости система ключевых показателей эффективности УР и ВК работников постоянно совершенствуется.

Процессы принятия решений с учетом рисков

На начальном уровне зрелости принятие решений субъективно и основано на мнениях без учета рисков. В результате общая эффективность бизнес-процессов может определяться случайностью и отличаться от планируемых (ожидаемых) результатов. На следующих стадиях развития СУР используются результаты, основанные на анализе и обработке данных, для поддержки принятия решений с учетом рисков и обеспечения уверенности в том, что ими управляют эффективно. Активно применяются и более сложные методы УР. На высоких уровнях зрелости УР и ВК встроены в процессы принятия решений, осуществляется координация деятельности работников. Широко используются методы, основанные на статистических данных и автоматизации процессов УР для поддержки эффективного принятия решений. Ключевые управленческие решения принимаются с учетом допустимого уровня рисков, результатов анализа и управления рисками.

Роль органов управления компании

На начальном этапе, как правило, присутствует ограниченная осведомленность о ценности управления корпоративными рисками.

На следующем возникает существенная поддержка системы УР и ВК со стороны высшего руководства. Руководители оценивают ценность корпоративного УР и поощряют внедрение и развитие СУР.

На высоких уровнях зрелости руководство определяет тон УР и ВК и ответственность за реализацию этих процессов, осуществляет координацию процесса УР, поощряет непрерывное повышение культуры

УР и рассматривает данный процесс как создание дополнительной стоимости при достижении устойчивых результатов.

Управленческая отчетность по рискам. Рассмотрение руководством отчетов о ключевых рисках и управлении ими

На начальных этапах реализуются отдельные процедуры подготовки отчетности в основном в связи с требованиями регуляторов по раскрытию информации о рисках в публичной отчетности [9–11]. В дальнейшем организуется систематический процесс разработки и обобщения корпоративной управленческой периодической отчетности по рискам и ВК в стандартизированном формате, ее анализа и представления обобщенных результатов.

Данный процесс на продвинутом уровне зрелости постоянно совершенствуется и автоматизируется. Создается информационно-управляющая система УР с внедрением цифровизации и визуализации. Информация о рисках регулярно передается в целях риск-ориентированного внутреннего аудита. Систематизированы и развиты подходы к раскрытию информации о рисках в публичной отчетности. Информация о ключевых рисках регулярно выносится на рассмотрение руководством.

Эффективность деятельности компании

На начальных уровнях общая эффективность бизнеса в определенной степени связана со случайностью и может отличаться от ожидаемых плановых результатов. На продвинутом уровне она становится предсказуемой с ограниченным отклонением от плановых показателей. Затем на высоких уровнях развития эффективность оптимизируется и часто превышает ожидаемые плановые результаты. Установлена взаимосвязь между УР и эффективностью деятельности. Инвесторы и кредиторы, а также

акционеры компании признают ценность корпоративного УР.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, модель оценки зрелости СУР – это эффективный инструмент, позволяющий определить ее уровень развития в компании, измерить текущее состояние процесса УР, выделить приоритетные области, требую-

щие улучшения. Уровень зрелости характеризует степень внедрения и развития риск-ориентированного управления, а именно – наличия компонентов и процессов, обеспечивающих достижение стратегических целей и задач организации.

Модели оценки зрелости могут использоваться как для оценки СУР в рамках общекорпора-

тивных систем управления, так и для отдельных процессов УР и компонентов СУР. Полученные при этом результаты можно применять для принятия управленческих решений, определения приоритетных направлений и областей для дальнейшего совершенствования, а также рационального перераспределения ресурсов, в том числе для развития СУР. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Пашковский Д.А., Быков А.А. О подходах к проведению оценки зрелости системы управления рисками в международных вертикально интегрированных нефтегазовых холдингах. Часть 1. Модели оценки зрелости систем управления рисками в компаниях различных отраслей экономики // Газовая промышленность. 2022. № 11 (840). С. 100–115.
2. Российская Федерация. Законы. О внесении изменений в Федеральный закон «Об акционерных обществах»: Федер. закон от 19.07.2018 № 209-ФЗ: послед. ред. // КонсультантПлюс: сайт. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_302836/ (дата обращения: 01.12.2022). Режим доступа: для зарегистрир. пользователей.
3. Российская Федерация. Президент. Перечень поручений по итогам совещания по вопросу повышения эффективности деятельности госкомпаний: утв. Президентом Российской Федерации 27.12.2014 // Президент России: офиц. сайт. URL: <http://www.kremlin.ru/acts/assignments/orders/47370> (дата обращения: 01.12.2022).
4. Российская Федерация. Правительство. О перечне акционерных обществ: распоряжение Правительства Российской Федерации от 23.01.2003 № 91-р // Правительство Российской Федерации: офиц. сайт. URL: <http://government.ru/docs/all/44369/> (дата обращения: 01.12.2022).
5. Российская Федерация. Центральный банк. О Кодексе корпоративного управления: письмо Центр. банка Российской Федерации от 10.04.2014 № 06-52/2463 // Банк России: офиц. сайт. URL: http://www.cbr.ru/statichtml/file/59420/inf_apr_1014.pdf (дата обращения: 01.12.2022).
6. Методические указания по подготовке положения о системе управления рисками // Федеральное агентство по управлению государственным имуществом: офиц. сайт. URL: https://www.rosim.ru/activities/corp/methodology/documents/metod_ukaz_norm_dok (дата обращения: 01.12.2022).
7. Российская Федерация. Центральный банк. О рекомендациях по организации управления рисками, внутреннего контроля, внутреннего аудита, работы комитета совета директоров (наблюдательного совета) по аудиту в публичных акционерных обществах: информ. письмо Центр. банка Российской Федерации от 01.10.2020 № ИН-06-28/143 // Банк России: офиц. сайт. URL: https://cbr.ru/StaticHtml/File/59420/20201001_in_06_28-143.pdf (дата обращения: 01.12.2022).
8. Российская Федерация. Федеральное агентство по управлению государственным имуществом. Об утверждении Методики самооценки качества корпоративного управления в компаниях с государственным участием: приказ Федер. агентства по управлению гос. имуществом от 22.08.2014 № 306 // КонсультантПлюс: сайт. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_168788/ (дата обращения: 01.12.2022). Режим доступа: для зарегистрир. пользователей.
9. Российская Федерация. Центральный банк. О раскрытии информации эмитентами эмиссионных ценных бумаг: положение Центр. банка Российской Федерации от 27.03.2020 № 714-П // КонсультантПлюс: сайт. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_352306/ (дата обращения: 01.12.2022). Режим доступа: для зарегистрир. пользователей.
10. Российская Федерация. Центральный банк. О рекомендациях по раскрытию публичными акционерными обществами нефинансовой информации, связанной с деятельностью таких обществ: информ. письмо Центр. банка Российской Федерации от 12.07.2021 № ИН-06-28/49 // Банк России: офиц. сайт. URL: https://cbr.ru/StaticHtml/File/117620/20210712_in-06-28_49.pdf (дата обращения: 01.12.2022).
11. Российская Федерация. Центральный банк. О рекомендациях по учету советом директоров публичного акционерного общества ESG-факторов, а также вопросов устойчивого развития: информ. письмо Центр. банка Российской Федерации от 16.12.2021 № ИН-06-28/96 // Банк России: офиц. сайт. URL: <https://cbr.ru/crosscut/lawacts/file/5757> (дата обращения: 01.12.2022).

REFERENCES

- (1) Pashkovsky DA, Bykov AA. On approaches to assessing the risk management system maturity in vertically integrated international petroleum holding companies. Part 1. Models for assessing the risk management system maturity in companies in various economy sectors. *Gas Industry [Gazovaya promyshlennost']*. 2022; 840(11); 100–115. (In Russian)
- (2) Federation Council. *Federal Law No. 209-FZ dated 19 July 2018 (latest edition). On the amendments to the Federal Law “On the joint stock companies”*. Available from: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_302836/ [Accessed: 1 December 2022]. (Accessible for registered users; in Russian)
- (3) President of Russia. *List of requests following the meeting on improving the efficiency of state-owned companies approved by the President of Russia on 27 December 2014*. Available from: <http://www.kremlin.ru/acts/assignments/orders/47370> [Accessed: 1 December 2022]. (In Russian)
- (4) The Russian Government. *Order No. 91-r dated 23 January 2003. On the list of joint-stock companies*. Available from: <http://government.ru/docs/all/44369/> [Accessed: 1 December 2022]. (In Russian)
- (5) Bank of Russia. *Letter No. 06-52/2463 dated 10 April 2014. On the corporate governance Code*. Available from: http://www.cbr.ru/statichtml/file/59420/inf_apr_1014.pdf [Accessed: 1 December 2022]. (In Russian)
- (6) Federal Agency for State Property Management. *Guidelines for the preparation of regulations on the risk management system*. Available from: https://www.rosim.ru/activities/corp/methodology/documents/metod_ukaz_norm_dok [Accessed: 1 December 2022]. (In Russian)
- (7) Bank of Russia. *Letter No. IN-06-28/143 dated 1 October 2020. On recommendations for the arrangement of risk management, internal control, internal audits, and work of board committees (supervisory boards) on audits in joint-stock companies*. Available from: https://cbr.ru/StaticHtml/File/59420/20201001_in_06_28-143.pdf [Accessed: 1 December 2022]. (In Russian)
- (8) Federal Agency for State Property Management. *Order No. 306 dated 22 August 2014. On approval of the Methodology for self-assessment of the quality of corporate governance in companies with state participation*. Available from: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_168788/ [Accessed: 1 December 2022]. (Accessible for registered users; in Russian)
- (9) Bank of Russia. *Provision No. 714-P dated 27 March 2020. On information disclosure by security issuers*. Available from: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_352306/ [Accessed: 1 December 2022]. (Accessible for registered users; in Russian)
- (10) Bank of Russia. *Letter No. IN-06-28/49 dated 12 July 2021. On recommendations for public joint-stock companies to disclose nonfinancial information related to their activities*. Available from: https://cbr.ru/StaticHtml/File/117620/20210712_in-06-28_49.pdf [Accessed: 1 December 2022]. (In Russian)
- (11) Bank of Russia. *Letter No. IN-06-28/96 dated 16 December 2021. On recommendations for the board of directors of a public joint-stock company to consider ESG factors and sustainable development issues*. Available from: <https://cbr.ru/crosscut/lawacts/file/5757/> [Accessed: 1 December 2022]. (In Russian)

ИТОГИ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЧОУ ДПО «УЧЕБНЫЙ ЦЕНТР ПАО «ГАЗПРОМ» В 2022 ГОДУ

А.П. Козаченко, ЧОУ ДПО «Учебный центр ПАО «Газпром»

А.В. Коновалов, ЧОУ ДПО «Учебный центр ПАО «Газпром»

Е.А. Смирнов, ЧОУ ДПО «Учебный центр ПАО «Газпром»

ЧОУ ДПО «Учебный центр ПАО «Газпром» осуществляет свою образовательную деятельность на основании лицензии Министерства образования Московской обл. на право оказания образовательных услуг по реализации образовательных программ дополнительного образования и профессионального обучения (от 15.06.2016 №75865). Одна из основных задач Учебного центра – реализация образовательных программ для работников дочерних обществ и организаций ПАО «Газпром» в области мобилизационной подготовки, ГО и защиты от ЧС.



В текущем году образовательный процесс осуществлялся по 18 образовательным программам, утвержденным ПАО «Газпром», в очной и очно-заочной форме с применением дистанционных образовательных технологий (ДОТ) и выездного обучения.

В первом полугодии 2022 г. из-за действия ограничительных мер по недопущению распространения новой коронавирусной инфекции учебный процесс был максимально переведен в дистанционный формат. Практические учебные занятия по профессиональному обучению спасателей нештатных аварийно-спасательных формирований проводились при строгом соблюдении противоэпидемических мероприятий: допуск слушателей осуществлялся только при наличии отрицатель-

ного теста на COVID-19 не позже двух суток до начала занятий; проводился обязательный ежедневный термометрический контроль слушателей при входе на территорию; обеспечивалось наличие индивидуальных средств защиты и периодическая дезинфекция аудиторий. Часть практических занятий была перенесена на другие сроки проведения, увязанные с производственными задачами дочерних обществ и организаций ПАО «Газпром» (ДОО). Несмотря на трудности, удалось выполнить практически весь план учебной и методической работы.

В 2022 г. Учебный центр реализовывал образовательные программы в соответствии с утвержденным графиком учебного процесса.

Дополнительное профессиональное образование и профессиональное обучение слушателей проводились по различным направлениям.

Организация и ведение ГО и защита работников и объектов ПАО «Газпром» в ЧС природного и техногенного характера

Обучение проводили:
– работники ДОО, уполномоченные на решение задач в области ГО и защиты от ЧС;



- члены комиссий по предупреждению и ликвидации ЧС и обеспечению пожарной безопасности;
- члены штабов ГО;
- председатели и члены эвакуационных комиссий;
- руководители нештатных аварийно-спасательных формирований и нештатных формирований по обеспечению выполнения мероприятий по ГО;
- работники производственно-диспетчерских служб ДОО;
- руководители занятий по ГО.

Мобилизационная подготовка

Обучение проходили мобилизационные работники, специалисты по организации воинского учета



В 2022 г. УЧЕБНЫЙ ЦЕНТР РЕАЛИЗОВЫВАЛ ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ПРОГРАММЫ В СООТВЕТСТВИИ С УТВЕРЖДЕННЫМ ГРАФИКОМ УЧЕБНОГО ПРОЦЕССА.

и бронирования граждан, пребывающих в запасе.

Профессиональное обучение спасателей

Обучение проходили члены нештатных аварийно-спасательных формирований, аварийно-спасательных служб.

Обеспечение радиационной безопасности при обращении с радиоактивными веществами и радиационными источниками

Обучение проходили руководители и специалисты ДОО, выполняющие работы по эксплуатации техногенных радиационных источников и обеспечению радиационной безопасности.

Для обеспечения необходимого качества подготовки слушателей образовательный процесс строился с учетом следующих принципов:

- непрерывного совершенствования и актуализации учебно-методических материалов и учебно-материальной базы;
- реализации образовательных программ с учетом особенностей производственной деятельности ПАО «Газпром» и характера современных внешних и внутренних угроз безопасности объектов ЕСГ;
- максимального использования ДОТ.

Основными задачами образовательной деятельности в 2022 г. стали:

- подготовка работников ДОО в соответствии с утвержденным графиком учебного процесса;
- актуализация образовательных программ и учебно-методических материалов;
- совершенствование учебно-материальной базы и поддержание ее надлежащего состояния и готовности к проведению занятий;
- внедрение в учебный процесс новых образцов аварийно-спасательного инструмента и оборудования;
- реализация в образовательном процессе требований приказов и распоряжений Министерства науки и высшего об-



В 2022 г. началась разработка необходимых учебно-методических материалов, а на 2023 г. запланирована реализация новой образовательной программы профессиональной переподготовки «Гражданская оборона и защита населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».



разования Российской Федерации, Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, Министерства энергетики Российской Федерации, Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека и Министерства здравоохранения Российской Федерации, организационно-методических указаний и иных нормативных документов ПАО «Газпром»;

- расширение возможностей дистанционного обучения.

Задачи образовательной деятельности решены в установленные сроки и в запланированных объемах.

В 2022 г. началась разработка необходимых учебно-методических материалов, а на 2023 г. запланирована реализация новой образовательной программы профессиональной переподготовки «Гражданская оборона и защита населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного

и техногенного характера». В течение года в Учебном центре прошли подготовку 76 учебных групп, почти 5 тыс. слушателей.

В 2022 г. образовательная деятельность осуществлялась в соответствии с утвержденными организационно-планирующими документами и образовательными программами дополнительного профессионального образования. Поставленные задачи образовательной деятельности успешно решены. Учебный центр обеспечил выполнение учебного плана и утвержденного графика учебного процесса в полном объеме. ■



ЧОУ ДПО «Учебный центр ПАО «Газпром»
143522, Россия, Московская обл., г. Истра, д. Хволово, д. 15
Тел.: +7 (495) 719-63-31
Факс: +7 (495) 719-63-38
www.tc.gazprom.ru

РЕАБИЛИТАЦИЯ РАБОТНИКОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕПЛОВЫХ ОЗДОРОВИТЕЛЬНЫХ ПРОЦЕДУР

УДК [613.1+613.4+613.6]:331.433

Т.К. Лосик, д.б.н., ФГБНУ «Научно-исследовательский институт медицины труда имени академика Н.Ф. Измерова» (Москва, Россия), losik@yandex.ru

Е.И. Константинов, д.б.н., к.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Москва, Россия), E_Konstantinov@vniigaz.gazprom.ru

Добыча и переработка углеводородов в России осуществляются на открытом воздухе в различных климатических условиях: как в холодных суровых районах Крайнего Севера, так и на территориях, для которых характерны высокие температуры воздуха и интенсивность солнечной радиации (республики Татарстан и Башкортостан, Волгоградская, Самарская, Оренбургская и другие области). Длительное выполнение работы в неблагоприятных условиях климата и при воздействии вредных производственных факторов, тяжелый физический труд могут оказывать существенное влияние на функциональное состояние различных систем организма (сердечно-сосудистую, нервную, дыхательную, выделительную, эндокринную).

В соответствии с основными положениями Политики ПАО «Газпром» в области охраны труда, промышленной и пожарной безопасности, безопасности дорожного движения, а также целями и задачами компании в сфере производственной безопасности приоритетами Общества являются создание здоровых и безопасных условий труда, обеспечение возможности восстановления сил работников. Для снятия усталости и мышечного напряжения после физической нагрузки, реабилитации лиц, побывавших в неблагоприятной климатической, экологической обстановке и стрессовых ситуациях, особенно значим положительный эффект тепловых оздоровительных процедур в сауне. Он выражается в расслаблении организма, раскрытии кожных пор, выходе продуктов жизнедеятельности, нейтрализации влияния на работника вредных факторов. При посещении сауны важно правильно определить число периодов пребывания в ней, продолжительность высокотемпературных оздоровительных процедур и последующего отдыха для ликвидации избытка тепла.

С учетом того что функциональные возможности сердечно-сосудистой системы ограничивают переносимость теплового воздействия, и более выраженные изменения состояния этой системы проявляются у женщин, в статье даны обоснования целесообразной длительности воздействия термической нагрузки и продолжительности отдыха дифференцированно для женщин и мужчин. Интенсивное потоотделение, приводящее к обезвоживанию организма, выражается в значительном напряжении системы терморегуляции. Для профилактики нарушения водного и электролитного обмена у находящихся в нагревающих условиях сауны сформулированы рекомендации по обеспечению полного возмещения жидкости, витаминов и микроэлементов, выделяемых из организма с потом.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: АДАПТАЦИЯ К ТЕПЛУ, ВОДНЫЙ И ЭЛЕКТРОЛИТНЫЙ ОБМЕН, НАКОПЛЕНИЕ ТЕПЛА В ОРГАНИЗМЕ, САУНА, ТЕМПЕРАТУРА КОЖИ, ТЕМПЕРАТУРА ТЕЛА, ТЕПЛОВАЯ ОЗДОРОВИТЕЛЬНАЯ ПРОЦЕДУРА, ТЕПЛОЕ СОСТОЯНИЕ ОРГАНИЗМА, ЧАСТОТА СЕРДЕЧНЫХ СОКРАЩЕНИЙ.

Добыча и переработка углеводородов в России осуществляются на открытом воздухе в различных климатических условиях: как в суровых районах Крайнего Севера с длительным холодным периодом (средние значения температуры воздуха зимних месяцев – от –25 до –41 °С, минимальные – от –50 до –55 °С, средняя ско-

рость ветра – 6,8 м/с с порывами 20,0 м/с и выше), так и на территориях, для которых характерны высокие температуры воздуха и интенсивность солнечной радиации (республики Татарстан и Башкортостан, Волгоградская, Самарская, Оренбургская и другие области, где летний период длится с середины мая до середины сентя-

бря, средняя температура воздуха летом – 24–26 °С, максимальная – 42–44 °С, а на открытой территории – более 50 °С). Длительное выполнение работы в неблагоприятных условиях климата и под воздействием вредных производственных факторов, тяжелый физический труд могут оказывать существенное влияние на функциональное

T.K. Losik, DSc in Biology, Izmerov Research Institute of Occupational Health (Moscow, Russia), losik@yandex.ru

E.I. Konstantinov, DSc in Biology, PhD in Engineering, Gazprom VNIIGAZ LLC (Moscow, Russia),

E_Konstantinov@vniigaz.gazprom.ru

Rehabilitation of oil and gas workers using thermal health-improving procedures

In Russia, hydrocarbons are produced and processed in a variety of climatic conditions: both in cold, severe regions of the Far North and in the areas with high air temperatures and high levels of solar radiation (the Republics of Tatarstan and Bashkortostan, Volgograd, Samara, Orenburg, and other regions). Extended exposure to unfavourable climate conditions, harmful occupational factors, and heavy physical labour have significant impact on the functioning of various body systems (cardiovascular, nervous, respiratory, excretory, and endocrine systems).

Pursuant to the fundamental principles of PJSC Gazprom's Policy on Occupational, Industrial, Fire, and Traffic Safety, as well as to the company's occupational safety goals and objectives, the company's priorities include creating healthy and safe working conditions and providing employees with opportunities for rehabilitation. Positive effect of thermal health-improving procedures in a sauna is particularly important for relieving fatigue and muscle tension after physical exertion, as well as for rehabilitation of people exposed to unfavourable climatic and environmental conditions, and stress. It results in body relaxation, skin pores opening, removal of metabolic by-product, and neutralization of harmful factors. When visiting sauna, it is essential to determine the right number of cycles of stay, duration of high-temperature health-improving procedures, and subsequent relaxation to prevent overheating.

Since functional capabilities of cardiovascular system limit tolerance to heat exposure, and changes in this system are more evident among women, this paper substantiates advisable duration of heat exposure and duration of rest separately for women and men. Intense perspiration leads to dehydration of the body and results in considerable stress of thermoregulation system. The paper provides recommendations for complete replacement of the fluids, vitamins, and minerals lost through perspiration to prevent water and electrolyte disorders for the persons exposed to heat in a sauna.

KEYWORDS: HEAT ADAPTATION, ELECTROLYTE AND FLUID BALANCE, BODY HEAT STORAGE, SAUNA, SKIN TEMPERATURE, BODY TEMPERATURE, THERMAL HEALTH-IMPROVING PROCEDURE, BODY THERMAL STATUS, HEART RATE.

состояние различных систем организма (сердечно-сосудистую, нервную, дыхательную, выделительную, эндокринную) [1–4]. Степень напряжения проявляется в выраженности изменений физиологических реакций. Иногда нагрузки приводят к ухудшению самочувствия, снижению работоспособности, производительности труда, иммунной реактивности, нарушениям здоровья [5–6].

В соответствии с основными положениями Политики ПАО «Газпром» в области охраны труда, промышленной и пожарной безопасности, безопасности дорожного движения, утвержденной Приказом ПАО «Газпром» от 17.09.2019 № 416, а также целями и задачами компании в области производственной безопасности, изложенными в Поручении Председателя Правления ПАО «Газпром» от 30.08.2022 № 01–3105, приоритетами Общества являются создание здоровых и безопасных условий труда и обеспечение возможности восстановления сил работников. Чтобы исключить вероятность нару-

шения здоровья как мужчин, так и женщин, занятых в нефтегазовой отрасли, необходимо применять комплекс мер профилактики, направленный на минимизацию негативного влияния условий труда и среды. Для снятия усталости и мышечного напряжения после физической нагрузки и реабилитации лиц, побывавших в неблагоприятной климатической, производственной, экологической обстановке и стрессовых ситуациях, особенно значим положительный эффект тепловых оздоровительных процедур в сауне. Он проявляется в расслаблении организма, раскрытии кожных пор и выходе через них продуктов жизнедеятельности, нейтрализации последствий вредных факторов. Тепловое воздействие в сауне (при отсутствии медицинских противопоказаний к ее посещению) с последующим охлаждением благотворно сказывается на организме, однако существенно влияет на функциональное состояние различных систем: сердечно-сосудистой, нервной, дыхательной, выделительной,

эндокринной, обеспечивающих температурный гомеостаз [7–9].

Степень воздействия напряжения на функционирование перечисленных систем проявляется в выраженности изменений физиологических реакций, которые могут сопровождаться ухудшением самочувствия, снижением иммунной реактивности, нарушением состояния здоровья. В условиях нагревающей среды, в том числе в сауне, поддержание температурного гомеостаза обеспечивается потоотделением организма и испаряющей способностью среды. Адаптированные люди в состоянии относительного покоя при массе тела 75 кг теряют воду за счет испарения пота со скоростью до 3 л/ч. Этого достаточно для удаления из организма избыточного тепла (~ 315 кДж/ч) [7]. Интенсивное потоотделение, сопровождающееся потерями воды и солей, приводит к изменению водно-электролитного баланса в организме, увеличению относительного количества тромбоцитов в крови и ее вязкости, повышению уровня холестерина

в плазме, снижению калия в эритроцитах и альбуминов в сыворотке крови [7–10]. При этом сохранение теплового баланса сопровождается значительным напряжением системы терморегуляции и сопряженной с ней сердечно-сосудистой системы. На переносимость теплового воздействия и степень активации терморегуляторных реакций оказывают влияние возраст и пол человека, превышение массы тела над нормальной, утомление, уровень адаптации организма, сезон года и др. Установленные для различной степени термического напряжения критериальные показатели предназначены главным образом для оценки теплового состояния человека без учета гендерных различий [8, 9, 11]. Однако терморегуляторные реакции женщин отличаются от таковых у мужчин меньшей выраженностью потоотделения [7, 12], что создает дополнительную нагрузку на сердечно-сосудистую систему, функциональные возможности которой ограничивают переносимость теплового воздействия. В связи с вышеизложенным целесообразно дифференцированно регламентировать продолжительность пребывания в сауне мужчин и женщин, руководствуясь различиями в наиболее информативных показателях теплового и функционального состояния испытуемых.

Цель представленного исследования – на основании изучения особенностей теплообмена и функционального состояния наблюдаемых лиц обосновать безопасную продолжительность тепловых оздоровительных процедур в сауне для мужчин и женщин, занятых в нефтегазовой отрасли.

МЕТОДЫ И ОБЪЕМ ИССЛЕДОВАНИЯ

Физиолого-гигиенические исследования проводились на основании изучения показателей теплового состояния организма в соответствии с методическими указаниями [11]. Наблюдаемые лица – трое мужчин и пять жен-

щин в возрасте 22–48 лет, одетые в купальные костюмы (теплоизоляция – 0,0155–0,0310 °С·м²/Вт, или 0,1–0,2 кло), – с их письменного согласия находились в сауне при температуре воздуха $T_b = (66 \pm 4)$ °С, скорости его движения $v = 0,2$ м/с и влажности $f = 15$ % от 10 до 30 мин в состоянии относительного покоя. Общее количество дней наблюдения (14), а также ежедневное число периодов пребывания в сауне (от 2 до 7) и их продолжительность с применением мер профилактики, направленных на коррекцию водно-солевого обмена и дефицита витаминов в организме, определялись как показателями теплового состояния, так и самочувствием испытуемых. В процессе тепловой экспозиции наблюдаемые выпивали от 1,0 до 1,6 л жидкости, принимали комплекс витаминов и минеральных добавок (калий, кальций, магний, цинк, медь, железо и др.). Отдых после каждого периода пребывания в сауне проводился в помещении при $T_b = 20$ °С. Согласно [11] у испытуемых измеряли до и сразу после тепловых процедур температуру тела под языком (T_a , °С) и температуру кожи ($T_{ск}$, °С) на 11 участках поверхности тела. По результатам определения локальных величин $T_{ск}$ рассчитывали средневзвешенное значение температуры кожи ($T_{ск}$, °С) по уравнению [5]:

$$T_{ск} = 0,0886T_1 + 0,3400(T_2 + T_3 + T_4 + T_5)/4 + 0,1340T_6 + 0,0450T_7 + 0,2030(T_8 + T_9)/2 + 0,1250T_{10} + 0,06440T_{11}, \quad (1)$$

где $T_1 - T_{11}$ – температура поверхности кожи лба, груди, спины, живота, поясницы, плеча, тыла кисти, верхней и нижней частей бедра, голени, тыла стопы соответственно.

Среднюю температуру тела ($T_{ст}$, °С) вычисляли исходя из значений T_a и $T_{ск}$ с учетом коэффициентов смешивания по формуле [5]:

$$T_{ст} = KT_a + (1 - K)T_{ск}. \quad (2)$$

Величину K рассчитывали по [5]:

$$K = 0,0377T_o + 0,519, \quad (3)$$

где T_o – средний балл теплоощущений.

Последние оценивались по семибалльной шкале (1 – холодно, 2 – прохладно, 3 – слегка прохладно, 4 – комфортно, 5 – слегка тепло, 6 – тепло, 7 – жарко) с учетом локальных теплоощущений на 11 участках поверхности тела [12]. Теплосодержание в организме ($Q_{тс}$, кДж/кг) определяли по формуле:

$$Q_{тс} = CT_{ст}, \quad (4)$$

где C – удельная теплоемкость тканей тела, равная 3,48 кДж/(кг·°С).

Накопление тепла в организме в процессе принятия тепловых оздоровительных процедур ($\Delta Q_{тс}$, кДж/кг) рассчитывали следующим образом:

$$\Delta Q_{тс} = C\Delta t_{ст}, \quad (5)$$

где $\Delta t_{ст}$ – изменение температуры тела, °С.

Регистрировали частоту сердечных сокращений (ЧСС, уд/мин). Влагопотери определяли путем взвешивания всех участников исследования до и сразу после каждого периода пребывания в сауне, без употребления жидкости и до похода в туалет (табл.).

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Рассматривая характер теплового напряжения организма, особое значение следует уделять реакциям со стороны сердечно-сосудистой системы и изменениям температуры ядра тела. Это наиболее важные критерии переносимости и безопасности термической нагрузки среды. Так, в результате исследования было выявлено, что в течение первых четырех дней у наблюдаемых лиц температура ядра тела сразу после выхода из сауны находилась в пределах 38,3–38,1 °С у мужчин и 38,6–

Показатели теплового состояния мужчин и женщин, подвергающихся воздействию тепловых оздоровительных процедур в сауне (температура воздуха – (66 ± 4) °С, влажность воздуха – 15 %, скорость движения воздуха – 0,2 м/с; средние значения показателей с вероятностью $\geq 0,95$)

Thermal status indicators for men and women exposed to thermal health-improving procedures in a sauna (air temperature – (66 ± 4) °С, air humidity – 15 %, air velocity – 0.2 m/s; mean indicators with probability ≥ 0.95)

Измеряемый показатель Measured parameter	Наблюдаемые лица Observees	Исходные данные Initial data	День наблюдений Day of observation									
			2	3	4	5	7	8	9	10	12	14
Температура тела (подъязычная), °С Body temperature (sublingual), °С	Мужчины Men	36,8	38,2	38,3	38,1	38,0	37,8	37,6	37,6	37,8	37,7	37,6
	Женщины Women	36,9	38,5	38,6	38,3	38,0	37,9	37,9	37,8	37,9	37,8	37,5
Средневзвешенная температура кожи, °С Weighted-average skin temperature, °С	Мужчины Men	33,2	34,8	34,9	35,6	34,8	34,5	34,2	34,4	34,4	34,3	34,0
	Женщины Women	33,1	35,5	35,8	36,1	35,7	35,3	34,9	34,8	34,8	34,2	34,1
Средняя температура тела, °С Mean body temperature, °С	Мужчины Men	36,00	37,65	37,63	37,69	37,73	37,41	37,29	37,26	37,37	37,27	37,27
	Женщины Women	35,90	37,78	37,75	37,81	37,80	37,54	37,31	37,28	37,44	37,39	37,29
Накопление тепла в организме, кДж/кг Body heat storage, kJ/kg	Мужчины Men	–	6,65	6,61	6,58	5,99	6,09	6,16	5,57	4,73	4,42	4,42
	Женщины Women	–	6,83	6,79	6,80	6,12	6,12	6,23	6,08	5,36	5,18	4,83
Теплоощущения, балл Warmth sense, points	Мужчины Men	4,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	6,5	7,0	6,5	6,5	7,0
	Женщины Women	4,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	6,5	7,0	7,0	6,5
Частота сердечных сокращений, уд/мин Heart rate, beats/min	Мужчины Men	77	118	115	114	112	112	111	112	112	109	108
	Женщины Women	78	110	108	106	105	106	104	104	102	103	102
Влагопотери, г/ч Water loss, g/h	Мужчины Men	–	1064	1058	1072	900	758	774	656	778	709	786
	Женщины Women	–	1009	1002	1000	850	760	750	634	610	620	660
Общие влагопотери (за день), г Total water loss (per a day), g	Мужчины Men	–	1687	1660	1570	1620	1783	1770	1695	2002	1625	1394
	Женщины Women	–	1520	1490	1390	1400	1500	1400	1360	1460	1340	1220

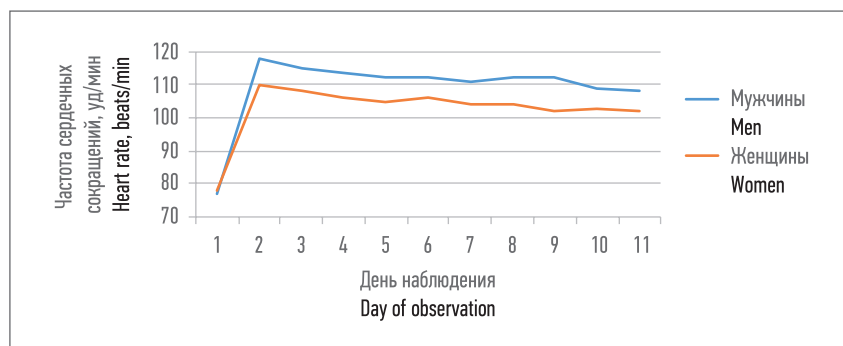
38,2 °С у женщин (табл.). Пороговое значение ректальной температуры тела 37,9 °С включает необходимый резерв безопасности теплового восприятия [11]. Это не означает, что при достижении 38,0 или даже 39,0 °С у человека произойдет тепловой удар или другое значительное ухудшение здоровья. Резерв безопасности необходим, так как и после выхода из сауны в помещение с комфортными микроклиматическими условиями или во внешнюю охлаждающую среду напряжение в функцио-

нировании терморегуляторной системы у человека наблюдается еще некоторое время. Температура организма продолжает повышаться вследствие сужения поверхностных сосудов и перераспределения более теплой крови в направлении от оболочки тела к ядру (внутренним органам) [7].

Величины $\Delta Q_{тс}$ в период принятия оздоровительных процедур в сауне (табл.) практически соответствовали пределу физиологической переносимости термического напряжения. Так, в первые дни

тепловой экспозиции максимальное накопление тепла в организме достигало значений 6,65–6,58 кДж/кг у мужчин и 6,83–6,79 кДж/кг у женщин, однако к десятому дню наблюдений оно снизилось до 4,77 и 5,36 кДж/кг соответственно. На это указывает и ЧСС, в среднем превышающая исходный уровень на 30–38 уд/мин и свидетельствующая о том, что продолжительность данной тепловой нагрузки необходимо регламентировать.

Известно, что при повторяющихся воздействиях нагревающего



Частота сердечных сокращений мужчин и женщин во время тепловых оздоровительных процедур в сауне
Heart rate of men and women exposed to thermal health-improving procedures in a sauna

микроклимата организм приспосабливается к такому перегреву, т.е. происходит адаптация к теплу: увеличивается эффективность потоотделения (оно начинается раньше, становится интенсивнее, а содержание электролитов в поте сокращается), сердечно-сосудистая система функционирует стабильнее – снижается ЧСС [7].

Начиная с седьмого дня наблюдений значения температуры ядра тела уменьшались и не превышали безопасного уровня. Причинами могут быть активация потоотделительной функции, проявляющейся в увеличении дефицита массы тела в динамике тепловых процедур, и адаптация к теплу.

По мере такой адаптации наблюдалось снижение температуры ядра после тепловой нагрузки до 37,5 °С у мужчин и 37,6 °С у женщин, а также оболочки тела до 34,0 °С у мужчин и до 34,1 °С у женщин. В первые три дня исследования субъективному отказу наблюдаемых лиц от пребывания в сауне соответствовали более высокие значения температуры тела – 38,6–38,1 °С, чем в последующие (с четвертого по четырнадцатый) дни – 38,0–37,5 °С. Накопление тепла в организме у испытуемых снижалось, и к четырнадцатому дню составляло 4,42 кДж/кг у мужчин и 4,87 кДж/кг у женщин, приближаясь к предельно допустимому уровню на период ≤ 1 ч [11].

Величина общих влагопотерь организма за дневной период тепловой экспозиции (табл.) может быть основанием для определения количества жидкости, которую необходимо потреблять в целях компенсации дефицита влаги в организме.

Исходя из отмеченного, критерияльными следует считать как величины температуры ядра тела, накопления тепла в организме, влагопотерь и ЧСС, так и их изменения в процессе термической нагрузки.

Если по истечении трех дней воздействия тепла в сауне снижения значений критериальных показателей теплового состояния организма не произошло, то не следует увеличивать продолжительность этих процедур.

На основании проведенных исследований выявлены гендерные различия в терморегуляторных реакциях наблюдаемых лиц, что согласуется с литературными данными [1, 6]. Показано, что при выраженной тепловой нагрузке скорость перегревания женщин выше. Это определяет целесообразность дифференцированного подхода к регламентации продолжительности пребывания в нагревающей среде для представителей обоих полов. У обследованных женщин ЧСС была ниже, чем у мужчин (табл.). Кроме того, у них менее выражена потоотделительная функция (рис.), но наблюдалась более высокая температура ядра

тела и его поверхности (табл.). Продолжительность пребывания в нагревающих условиях сауны для каждого человека различна и определяется его природной физиологической конституцией: возрастом, массой тела, полом, температурной чувствительностью, интенсивностью влагопотерь, субъективной переносимостью тепловых оздоровительных процедур. Это означает, что при регламентации длительности термической нагрузки на организм женщин следует ориентироваться на меньшую ЧСС (100–110 уд/мин), чем у мужчин (110–120 уд/мин). Изменение температуры тела в первые три-пять дней у мужчин не должно превышать 1,2 °С по отношению к исходному уровню, а у женщин – 1,0 °С (при условии самоконтроля ЧСС и температуры тела). В последующие дни (по мере адаптации) следует ориентироваться на меньшие вариации температуры тела: у мужчин – на 0,8 °С, у женщин – на 0,6 °С. В процессе восстановления наблюдаемых лиц (10–20 мин) в помещении с комфортными параметрами микроклимата ($T_b = (20 \pm 1) \text{ °C}$, $f = 28 \%$, $v = 0,2 \text{ м/с}$) показатели теплового состояния мужчин и женщин достигали исходных величин (табл.). Продолжительность восстановительного периода не регламентировалась, и повторное посещение сауны каждым участником исследований происходило с появлением у него желания согреться.

В процессе теплового воздействия имело место выраженное напряжение реакций терморегуляции, как у женщин, так и у мужчин. Однако при организованном питьевом режиме, восполнении минерального и витаминного дефицита, регламентации продолжительности непрерывного пребывания в нагревающем микроклимате (исходя из субъективной и объективной оценки теплового состояния) препятствий для адаптации к теплу не наблюдалось. Данный процесс и у женщин, и у мужчин характеризовался снижением темпера-

туры ядра тела, накопления тепла в организме, скорости влагопотерь и увеличением продолжительности субъективной переносимости пребывания в сауне.

При этом показатели теплового состояния не превышали величин, опасных для здоровья (табл.). Наибольшие изменения в уровнях температуры ядра тела, ЧСС и накопления тепла организмом наблюдались в первые три дня воздействия термической нагрузки; наибольшая активация потоотделительной функции происходит по истечении указанного времени. Для профилактики нарушения водного обмена в нагревающих условиях сауны рекомендуется обеспечивать полное возмещение жидкости, различных солей, микроэлементов и витаминов, выделяемых из организма с потом. В частности, теряются соли натрия, кальция, калия, фосфора, такие микроэлементы, как железо, магний, медь, цинк, йод, витамины (С, В1), выводятся продукты азотистого обмена, резко возрастает выделение с мочой витамина С – до 15–29 мг/сут [7]. К концу третьего дня привыкания организм в значительной степени перестраивается (адаптируется) и отдает меньше соли. У адаптированных содержание последней в поте может уменьшиться до 0,53 г/л, что наполовину меньше, чем у неадаптированных людей [7]. Если учесть, что при нормальном питании в среднем потребление человеком поваренной соли довольно велико, то ее восполнение вряд ли оправданно, и рекомендации дополнительного приема с едой не обоснованы [7].

Для профилактики нарушения водно-электролитного обмена под воздействием нагревания применяется полное возмещение жидкости, различных солей, микроэлементов и витаминов. Рекомендуется употреблять чай (черный и зеленый), минеральные воды, напитки с содержанием солей кальция, натрия, калия, витаминов С и группы В, органических кислот

(лимонной, пировиноградной, аскорбиновой, молочной, янтарной) [7, 13–15], фруктовые и ягодные отвары, морсы из листьев мяты и смородины, компоты из сухофруктов, овощные и фруктовые соки без содержания сахара, настой шиповника, молочнокислые напитки (обезжиренное молоко, пахту, молочную сыворотку, в состав которых входит много белка, витаминов А, В, D, E, PP и др., полный комплект минеральных веществ и фосфолипидов, важных для жизнедеятельности клеток, углеводов лактозы, поддерживающий иммунитет) [13, 14]. При этом рекомендуемая температура жидкости находится в пределах 12–17 °С [7, 13, 14].

На сегодняшний день пищевой промышленностью выпускаются напитки с содержанием комплекса витаминов и минералов, которые восстанавливают водно-солевой баланс, восполняют дефицит витаминов, повышают защитные силы организма, способствуют поддержанию сердечно-сосудистой и нервной систем, нормализуют обменные процессы в организме, повышают тонус [8]. Однако сладкие напитки – газированная вода и соки – не утоляют чувство жажды. В 100 мл обычного лимонада содержится 10–13 г углеводов (4,0–4,5 кусочка сахара), что негативно влияет на углеводный обмен. Кроме этого, высококалорийные жидкости долго усваиваются и тем самым задерживают по времени восстановление водно-солевого баланса [7].

Не следует употреблять напитки с содержанием сахара более 1 %, так как это приводит к усилению тепловыделения, а содержащиеся в них красители, ароматизаторы и консерванты, чаще всего бензоат натрия и хинин, могут вызывать неблагоприятные побочные эффекты.

Не рекомендуется также пить пресную воду, содержащую незначительное количество солей, или дистиллированную, поскольку это приводит к снижению осмо-

тической концентрации в плазме крови, что обуславливает уменьшение чувства жажды до момента восполнения жидкостей, которые способствуют восстановлению водно-электролитного баланса организма [7].

Не следует употреблять кофе. Помимо мочегонного эффекта, он может усиливать сердечную аритмию, уже имеющуюся в результате тепловой нагрузки на сердечно-сосудистую систему [7].

Недопустимы также алкогольные напитки до начала или во время тепловых процедур в сауне, в том числе пиво. Оно представляет собой наркотическое вещество, влияющее на работу центральной и периферической нервной системы, увеличивающее выделение мочи, способствующее обезвоживанию организма [7].

Употребляемые напитки целесообразно периодически менять, но в условиях нагревающего микроклимата прием любого безалкогольного напитка лучше, чем отсутствие поступления жидкости в организм [7].

ВЫВОДЫ

Было проведено исследование, в ходе которого по окончании рабочей смены сотрудники предприятий нефтегазовой отрасли ежедневно посещали сауну ($T_{\text{в}} = (66 \pm 4) \text{ } ^\circ\text{C}$, $f = 15 \%$, $v = 0,2 \text{ м/с}$) при соблюдении требований к суммарной и непрерывной продолжительности процедуры, надлежащей компенсации потерь влаги, минеральных солей и витаминов. Установлено, что значения критериальных показателей теплового состояния организма как мужчин, так и женщин соответствовали пределу физиологической переносимости термического напряжения и не превышали величин, опасных для здоровья.

Воздействие на организм в сауне по истечении трех-пяти дней сопровождается некоторой адаптацией к теплу, проявляющейся в снижении температуры ядра тела, ЧСС, накопления тепла в организме,

скорости влагопотери и увеличении субъективной переносимости продолжительности оздоровительных процедур.

В результате исследования были выявлены различия в терморегуляторных реакциях мужчин и женщин, что обуславливает необходимость дифференцированной регламентации продолжительности теплового воздействия по следующим пока-

зателям: ЧСС – до 110–120 уд/мин для мужчин и до 100–110 уд/мин для женщин; изменение температуры тела в первые три–пять дней – не выше 1,2 °С по отношению к исходному уровню у мужчин и 1,0 °С у женщин (при условии самоконтроля ЧСС и температуры тела). В последующие дни (по мере адаптации к термической нагрузке) следует ориентироваться на мень-

шие изменения температуры тела: у мужчин – на 0,8 °С, у женщин – на 0,6 °С.

Процедуру охлаждения организма для обоих полов при температуре воздуха (20 ± 1) °С для ликвидации избытка тепла необходимо продолжать до восстановления ЧСС и температуры ядра тела до исходных значений, а также появления желания согреться. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Алпаев Д.В. Особенности циркадной и сезонной ритмики частоты сердечных сокращений при работе со сменным графиком // Медицина труда и промышленная экология. 2017. № 7. С. 13–16.
2. Амиров З.Р. Психофизиологический профессиональный отбор буровиков, обеспечивающих проходку нефтяных скважин // Гигиена и санитария. 2005. № 1. С. 30–32.
3. Артемьева А.А., Малькова И.Л. Анализ характера влияния нефтедобычи на здоровье населения Удмуртии // Вестник Удмуртского университета. Серия Биология. Науки о Земле. 2006. № 11. С. 3–14.
4. Асылгареева Ю.А., Еникеева Т.М., Федосов А.В. Профессиональные заболевания на нефтеперерабатывающем заводе // Нефтегазовое дело. 2018. № 3. С. 98–109. DOI: 10.17122/ogbus-2018-3-98-109.
5. Афанасьева Р.Ф., Чеботарев А.Г., Константинов Е.И. Методические подходы к установлению класса условий труда по параметрам микроклимата на рабочих местах горнодобывающих предприятий // Горная промышленность. 2013. № 6 (112). С. 72–76.
6. Афанасьева Р.Ф., Прокопенко Л.В., Константинов Е.И. Тепловое состояние работающих в нагревающем микроклимате в теплый и холодный периоды года // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2013. № 2 (13). С. 137–139.
7. Jacklitsch B., Williams W.J., Musolin K., et al. NIOSH criteria for a recommended standard: Occupational exposure to heat and hot environments. Washington, D.C., USA: National Institute for Occupational Safety and Health, 2016. 131 p.
8. Афанасьева Р.Ф. Тепловая нагрузка среды и ее влияние на организм // Профессиональный риск для здоровья работников / отв. ред. Н.Ф. Измеров. М.: Тривант, 2003. С. 149–157.
9. Taylor N.A.S., Kondo N., Kenny W.L. The physiology of acute heat exposure, with implications for human performance in the heat // Physiological bases of human performance during work and exercise / N.A.S. Taylor, H. Groeller (eds.). Edinburgh, UK: Elsevier, 2008. P. 341–358.
10. González-Alonzo J., Eiken O., Mekjavic I.B. A critical core temperature and the significance of absolute work rate // Physiological bases of human performance during work and exercise / N.A.S. Taylor, H. Groeller (eds.). Edinburgh, UK: Elsevier, 2008. P. 481–485.
11. МУК 4.3.1895–04. Оценка теплового состояния человека с целью обоснования гигиенических требований к микроклимату рабочих мест и мерам профилактики охлаждения и перегревания // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200037350> (дата обращения: 24.10.2022).
12. Burse R.L., Goldman R.F., Stubbmann A.E. Differences between males and females of military age in their physiological responses to cold and hot environments. Edinburgh, UK: Elsevier, 2008. 608 p.
13. Истомин А.В., Шушкова Т.С., Пилат Т.Л. Гигиеническая коррекция рационов питания работающих при нарушении теплообмена. М.: Федер. науч. центр гигиены им. Ф.Ф. Эрисмана, 2006. 47 с.
14. Пилат Т.Л. Напиток Леовит для утоления жажды в условиях нагревающего микроклимата производственной среды // Материалы II Всерос. съезда врачей-профпатологов. Ростов н/Д.: Полиграфист, 2006. С. 78–80.
15. Montain S.J., Chevront S.N. Fluid, electrolyte and carbohydrate requirements for exercise // Physiological bases of human performance during work and exercise / N.A.S. Taylor, H. Groeller (eds.). Edinburgh, UK: Elsevier, 2008. P. 563–573.

REFERENCES

- (1) Alpaev DV. Features of diurnal and seasonal rhythms of heart rate changes in shift workers. *Russian Journal of Occupational Health and Industrial Ecology* [Meditsina truda i promyshlennaya ekologiya]. 2017; (7): 13–16. (In Russian)
- (2) Amirov ZR. Psychophysiological professional selection of drilling technicians who provide the sinking of oil wells. *Hygiene and Sanitation* [Gigiena i sanitariya]. 2005; (1): 30–32. (In Russian)
- (3) Artemyeva AA, Malkova IL. The analysis of the oil development influence the Udmurt Republic population health. *Bulletin of Udmurt University. Series Biology. Earth Sciences* [Vestnik Udmurtskogo universiteta. Seriya Biologiya. Nauki o Zemle]. 2006; (11): 3–14. (In Russian)
- (4) Asylgareeva YuA, Enikeeva TM, Fedosov AV. Occupational diseases at oil refinery. *Oil and Gas Business* [Neftegazovoe delo]. 2018; (3): 98–109. <https://doi.org/10.17122/ogbus-2018-3-98-109>. (In Russian)
- (5) Afanasieva RF, Chebotarev AG, Konstantinov EI. Methodological approaches to the categorization of the working environment by workplace microclimate parameter at mines. *Russian Mining Industry* [Gornaya promyshlennost']. 2013; 112(6): 72–76. (In Russian)
- (6) Afanasieva RF, Prokopenko LV, Konstantinov EI. Thermal status of workers in heating up microclimate during warm and cold seasons. *Scientific-Technical Collection Book "Gas Science Bulletin"* [Nauchno-tehnicheskii sbornik "Vesti gazovoy nauki"]. 2013; 13(2): 137–139. (In Russian)
- (7) Jacklitsch B, Williams WJ, Musolin K, Coca A, Kim JH, Turner N. *NIOSH Criteria for a Recommended Standard: Occupational Exposure to Heat and Hot Environments*. Washington, D.C., USA: National Institute for Occupational Safety and Health; 2016.
- (8) Afanasieva RF. Environmental heat load and its effects on human body. In: Izmerov NF (ed.) *Occupational risk to workers health*. Moscow: Trovant; 2003. p. 149–157. (In Russian)
- (9) Taylor NAS, Kondo N, Kenny WL. The physiology of acute heat exposure, with implications for human performance in the heat. In: Taylor NAS, Groeller H (eds.) *Physiological bases of human performance during work and exercise*. Edinburgh, UK: Elsevier; 2008. p. 341–358.
- (10) González-Alonzo J, Eiken O, Mekjavic IB. A critical core temperature and the significance of absolute work rate. In: Taylor NAS, Groeller H (eds.) *Physiological bases of human performance during work and exercise*. Edinburgh, UK: Elsevier; 2008. p. 481–485.
- (11) Chief State Sanitary Doctor of the Russian Federation. *MUK 4.3.1895–04 (instruction notes). Assessment of the thermal state of a person in order to substantiate hygienic requirements for the microclimate of workplaces and measures to prevent cooling and overheating*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/1200037350> [Accessed: 24 October 2022]. (In Russian)
- (12) Burse RL, Goldman RF, Stubbmann AE. *Differences Between Males and Females of Military Age in Their Physiological Responses to Cold and Hot Environments*. Edinburgh, UK: Elsevier; 2008.
- (13) Istomin AV, Shushkova TS, Pilat TL. *Hygienic Adjustment of Diet for Workers with Impaired Heat Exchange*. Moscow: F.F. Erisman Federal Scientific Center of Hygiene; 2006. (In Russian)
- (14) Pilat TL. Leovit drink for thirst quenching in heating microclimate of working environment. In: Ministry of Health and Social Development of the Russian Federation *Proceedings of the II All-Russian Congress of Occupational Pathologists, 3–5 October 2006, Rostov-on-Don, Russia*. Rostov-on-Don, Russia: Printer [Poligraphist]; 2006. p. 78–80. (In Russian)
- (15) Montain SJ, Chevront SN. Fluid, electrolyte and carbohydrate requirements for exercise. In: Taylor NAS, Groeller H (eds.) *Physiological bases of human performance during work and exercise*. Edinburgh, UK: Elsevier; 2008. p. 563–573.



18-20
АПРЕЛЯ 2023

ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

25-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА-КОНГРЕСС

ЗАЩИТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ,
ТРУБОПРОВОДОВ, МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ И ОБЪЕКТОВ ТЭК

ДЕМОНСТРАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ПО ТЕМАТИКАМ:

- подготовка поверхности
- защитные материалы и покрытия
- электрохимическая защита
- оборудование для нанесения покрытий
- техническая диагностика и контроль качества
- техническое обслуживание и ремонт

НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ»

ОДНОВРЕМЕННО С ВЫСТАВКОЙ-КОНГРЕССОМ «ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ»
ПРОЙДУТ ИННОВАЦИОННЫЕ ПРОМЫШЛЕННЫЕ ПРОЕКТЫ:

ВЫСТАВКА «СВАРКА/WELDING»,
РОССИЙСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ,
ВЫСТАВКА «ЖКХ РОССИИ»

CORROSION.EXPOFORUM.RU

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

18+



+7 (812) 240 40 40,
доб. 2207

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ СИСТЕМЫ СТАНДАРТИЗАЦИИ ПАО «ГАЗПРОМ» (СТО ГАЗПРОМ, Р ГАЗПРОМ),
УТВЕРЖДЕННЫХ И ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫХ В ПЕРИОД С 01.11.2022 ПО 30.11.2022

№ п/п	Параметр	Описание
1	Обозначение стандарта/рекомендаций	Р Газпром 18000.4–025–2022
	Наименование стандарта/рекомендаций	Единая система управления производственной безопасностью. Методика количественной оценки профессиональных рисков
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящие рекомендации определяют методику количественной оценки профессиональных рисков работников дочерних обществ, организаций и филиалов ПАО «Газпром», расположенных на территории Российской Федерации, Республики Беларусь, Республики Армения и Кыргызской Республики. Положения настоящих рекомендаций предназначены для применения структурными подразделениями, филиалами, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром» при обосновании мероприятий по снижению профессиональных рисков, для контроля за вредными и опасными производственными факторами, улучшения качества условий труда и обеспечения производственной безопасности
	Дата введения в действие и срок действия	01.03.2023. 3 года (01.03.2026)
	Введен	Впервые
2	Обозначение стандарта/рекомендаций	Р Газпром 17–3.1–005–2022
	Наименование стандарта/рекомендаций	Освоение морских нефтегазовых ресурсов. Методические рекомендации по эксплуатации подводного оборудования в акватории Киринского и Южно-Киринского месторождений в условиях интенсивного биологического обрастания
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящие рекомендации определяют положения по эксплуатации подводного оборудования в акватории Киринского и Южно-Киринского месторождений в условиях интенсивного биологического обрастания. Положения настоящих рекомендаций предназначены для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», участвующими в эксплуатации подводного оборудования Киринского и Южно-Киринского месторождений, а также сторонними организациями, выполняющими работы по техническому обслуживанию подводного оборудования Киринского и Южно-Киринского месторождений, включая работы по контролю биологического обрастания системы подводной добычи в процессе эксплуатации, очистке подводного оборудования от биологического обрастания
	Дата введения в действие и срок действия	01.03.2023
	Введен	Впервые
3	Обозначение стандарта/рекомендаций	СТО Газпром 17–1.3–006–2022
	Наименование стандарта/рекомендаций	Освоение морских нефтегазовых ресурсов. Морские нефтегазовые сооружения. Методика планирования ремонтов и замены оборудования с учетом долгосрочного состояния оборудования
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящий стандарт устанавливает методику планирования ремонтов и замены оборудования (далее – технологического оборудования) с учетом долгосрочного состояния оборудования. Настоящий стандарт распространяется на морские нефтегазовые сооружения, на которых используется следующее технологическое оборудование: – сепарационные установки; – насосное оборудование; – теплообменники; – аппараты воздушного охлаждения; – турбодетандерные агрегаты; – пробкоуловители; – компрессорное оборудование; – манифольды систем подводной добычи. Настоящий стандарт не распространяется на искусственные острова ¹ . Положения настоящего стандарта предназначены для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», а также сторонними организациями и физическими лицами (индивидуальными предпринимателями) при планировании ремонтов и замены технологического оборудования морских нефтегазовых сооружений
	Дата введения в действие и срок действия	07.12.2022
	Введен	Впервые

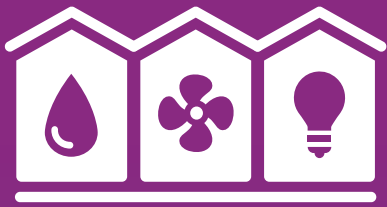
¹ Соответствующие требования к искусственным островам установлены в СТО Газпром 2–3.3–597–2011

Продолжение таблицы

№ п/п	Параметр	Описание
4	Обозначение стандарта/рекомендаций	Р Газпром 17-2.1-007-2022
	Наименование стандарта/рекомендаций	Освоение морских нефтегазовых ресурсов. Подводные трубопроводы. Регламент эксплуатации
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящие рекомендации определяют порядок разработки, согласования, утверждения, а также состав и содержание регламента эксплуатации подводных трубопроводов. Настоящие рекомендации распространяются на морские подводные трубопроводы с наружным диаметром до 1420 мм. Настоящие рекомендации не распространяются на подводные трубопроводы (райзеры) морских платформ ¹ . Настоящие рекомендации предназначены для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», а также сторонними организациями при проектировании, строительстве и эксплуатации подводных трубопроводов ¹ Соответствующие требования к трубопроводам морских платформ установлены в СТО Газпром 2-3.7-1271-2022
	Дата введения в действие и срок действия	01.03.2023. 5 лет (01.03.2028)
	Введен	Впервые
5	Обозначение стандарта/рекомендаций	Изменение №1 Р Газпром 2-3.3-1140-2019
	Наименование стандарта/рекомендаций	Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Укрупненные нормы и расценки на выполнение ремонтно-восстановительных работ на скважинах ПАО «Газпром»
	Суть изменения стандарта/рекомендаций	Элемент «Предисловие» Элемент «Первая страница»
	Дата введения в действие и срок действия	20.12.2022

ПЕРЕЧЕНЬ ОТМЕНЕННЫХ ДОКУМЕНТОВ СИСТЕМЫ СТАНДАРТИЗАЦИИ ПАО «ГАЗПРОМ» (СТО ГАЗПРОМ, Р ГАЗПРОМ) В ПЕРИОД С 01.11.2022 ПО 30.11.2022

№ п/п	Параметр	Описание
1	Обозначение стандарта/рекомендаций	Р Газпром 2-3.7-1182-2019
	Наименование стандарта/рекомендаций	Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Основные средства. Методика оценки затрат. Ликвидация. Морские эксплуатационные скважины на континентальном шельфе Российской Федерации
	Отмена документа	Без замены. Отменен с 01.11.2022
2	Обозначение стандарта/рекомендаций	Р Газпром 2-3.7-1183-2019
	Наименование стандарта/рекомендаций	Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Основные средства. Методика оценки затрат. Ликвидация. Объекты обустройства морских месторождений на континентальном шельфе Российской Федерации
	Отмена документа	Без замены. Отменен с 01.11.2022



ЖКХ РОССИИ

18-20 АПРЕЛЯ 2023

XIX МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

ЭНЕРГО- И РЕСУРСОБЕРЕГАЮЩИЕ
ТЕХНОЛОГИИ

ЭКСПЛУАТАЦИЯ
ЖИЛИЩНОГО ФОНДА,
КАПИТАЛЬНЫЙ И ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ

СИСТЕМЫ КОММУНИКАЦИИ,
БЕЗОПАСНОСТИ И КОНТРОЛЯ

ВНУТРИДОМОВЫЕ
ИНЖЕНЕРНЫЕ СИСТЕМЫ

АВТОМАТИЗАЦИЯ И ПРОГРАММНОЕ
ОБЕСПЕЧЕНИЕ. УСЛУГИ ДЛЯ ЖКХ

БЛАГОУСТРОЙСТВО ГОРОДСКИХ
И ПРИДОМОВЫХ ТЕРРИТОРИЙ

СОВРЕМЕННЫЕ СТРОИТЕЛЬНЫЕ
МАТЕРИАЛЫ, ТЕХНОЛОГИИ
И ОБОРУДОВАНИЕ

КОММУНАЛЬНАЯ ТЕХНИКА

РЕСТАВРАЦИЯ И СОХРАНЕНИЕ
ОБЪЕКТОВ КУЛЬТУРНОГО НАСЛЕДИЯ

ВОДОСНАБЖЕНИЕ, ВОДООТВЕДЕНИЕ,
ПОДГОТОВКА И ОЧИСТКА ВОДЫ



ОДНОВРЕМЕННО
С «ЖКХ РОССИИ» ПРОЙДУТ
ИННОВАЦИОННЫЕ
ПРОМЫШЛЕННЫЕ ПРОЕКТЫ:
РОССИЙСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ,
ВЫСТАВКА «СВАРКА/WELDING»,
ВЫСТАВКА-КОНГРЕСС
«ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ»



ВЫСТАВОЧНАЯ ПРОГРАММА | ДЕЛОВАЯ ПРОГРАММА | ОРГАНИЗАЦИЯ ДЕЛОВЫХ ВСТРЕЧ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
EXPOFORUM

РОССИЯ, САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

ТЕЛ./ФАКС: +7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2622, 2245)

GKH@EXPOFORUM.RU, GKH.EXPOFORUM.RU

@ZHKHURUSSIA

ПОДПИСЫВАЙТЕСЬ НА НАШ TELEGRAM-КАНАЛ

И ЧИТАЙТЕ НОВОСТИ РАНЬШЕ ВСЕХ!

18+



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

УРАЛ

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.



ВМЕСТЕ В НОВЫЙ ГОД!

Проектно-изыскательские работы • Информационные технологии •
Научная деятельность • Электротехническое оборудование •
Реверсивный инжиниринг • Противопожарная защита •
Металлургия - технологическое перевооружение •



**КОНСОРЦИУМ
ОБЪЕДИНЕННЫЙ
ПРОМЫШЛЕННЫЙ
КОМПЛЕКС**



ТЕЛ.: +7 (812) 200-47-00
E-MAIL: INFO@CONSORTIUM.PRO

197022, РОССИЯ, САНКТ-ПЕТЕРБУРГ,
АПТЕКАРСКАЯ НАБ., Д. 8, ЛИТ. А