

# ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

№ 3

862 | 2024

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



60 ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ  
В СЕТЯХ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ:  
ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ  
И РАЗВИТИЯ

74 ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ  
АТОМНЫХ ИСТОЧНИКОВ  
ГЕНЕРАЦИИ ЭНЕРГИИ  
НА ОБЪЕКТАХ ПАО «ГАЗПРОМ»

98 О ВЫБОРЕ ОПТИМАЛЬНЫХ  
ЧАСТОТ ВРАЩЕНИЯ  
ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ  
МИКРОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК



СООБЩЕСТВО  
«ВКОНТАКТЕ»  
NEFTEGAZ TERRITORY





## Уважаемые читатели!

В соответствии с поручениями Президента Российской Федерации Владимира Владимировича Путина «Газпром» продолжает выполнять задачи по догазификации домовладений и социальных объектов в регионах страны. С 2021 г. работа по бесплатному для потребителей подведению сетевого газа к границам частных домовладений и котельным медицинских и образовательных учреждений уже достигла значимых результатов.

Так, например, в марте 2024 г. в Мордовии по программе социальной догазификации к сетям подключили пятидесятилетнее домовладение. Доступ к надежному энергоресурсу получила семья из рабочего поселка Николаевка городского округа Саранск, которая прежде для отопления использовала электричество.

Жители российских регионов могут быть уверены в надежном доступе к энергоресурсам на долгосрочную перспективу. «Газпром» ежегодно проводит масштабный комплекс геолого-разведочных работ, повышая эффективность данного направления. Для этого последовательно внедряются передовые российские технологии. Важно, что данная работа компенсирует объемы добытого природного газа и обеспечивает планомерное развитие ресурсной базы.

«Газпром» ведет деятельность во всех регионах Российской Федерации. При этом новые осваиваемые территории находятся в криолитозоне и на шельфе северных морей. Их развитие имеет стратегическое значение для промышленного и экономического роста. В этой связи в мартовском номере рассматривается опыт применения технологий, направленных на рациональное использование недр с учетом возможных геологических осложнений, встречаемых в криолитозоне.

Ввиду того, что развитие газовой отрасли связано с формированием крупных центров газодобычи в труднодоступных и энергодефицитных регионах с тяжелыми климатическими условиями, открываются перспективы сотрудничества двух системообразующих отраслей экономики России – газовой и атомной. Речь идет об использовании внешних неуглеродных источников генерации электроэнергии для энергоснабжения газовых месторождений. В этом выпуске коллектив авторов поднимает тему применения наземных атомных станций малой мощности и модернизированных плавучих атомных энергоблоков.

В фокусе внимания остается повышение энергоэффективности действующих производственных объектов. В номере представлена новая методика оценки изменения расхода топливно-энергетических ресурсов на компримирование газа при проведении ремонтных работ на магистральных газопроводах, прошедшая практическую апробацию. Предложенный алгоритм позволяет оценить эффективность одного из ключевых для «Газпрома» бизнес-процессов – транспортировки природного газа.

Не менее актуальные темы поднимаются учеными, инженерами и руководителями отрасли под рубриками «Цифровизация» и «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов».

Приглашаю к прочтению!

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



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ РЕДАКЦИЯ

ИЗДАТЕЛЬ:  
ООО «КАМЕЛОТ ПАБЛИШИНГ»

НАУЧНЫЙ КОНСУЛЬТАНТ:  
ХАРИОНОВСКИЙ В.В.

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР:  
КОНОВАЛОВА О.В.

АРТ-ДИРЕКТОР:  
ХОТЕЕВА А.И.

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

НАД НОМЕРОМ РАБОТАЛИ:  
ЕГОРОВА А.А., СКВОРЦОВА К.С.,  
СОНИН Л.Б.

РЕДАКТОР:  
НИКОРА К.Б.

Журнал входит в Перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук, по следующим специальностям:

- 2.4.5. Энергетические системы и комплексы (технические науки);
- 2.4.7. Турбомашины и поршневые двигатели (технические науки);
- 2.6.1. Металловедение и термическая обработка металлов и сплавов (технические науки);
- 2.6.9. Технология электрохимических процессов и защита от коррозии (химические науки);
- 2.6.12. Химическая технология топлива и высокоэнергетических веществ (технические науки);
- 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин (технические науки);
- 2.8.3. Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр (технические науки);
- 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки);
- 2.8.5. Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ (технические науки).

Журнал индексируется РИНЦ, приравнен к журналам из перечня ВАК при Минобрнауки России категории К2.

ТЕМАТИЧЕСКИЕ РУБРИКИ:

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

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

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

Подписано в печать 21.03.2024  
Формат 60 x 90/8. Бумага мелованная.  
Печать офсетная.  
Тираж 10 000 экз.  
Цена свободная.

В номере, если не указано иное, использованы фотографии из архивов ПАО «Газпром», дочерних компаний, www.shutterstock.com, а также фотографии, предоставленные авторами статей.  
Перевод выполнен Moscow Translation Agency.  
Отпечатано в типографии ПРИНТ24  
129075, Россия, г. Москва, Звездный б-р, д. 21, стр. 1  
Перепечатка опубликованных материалов допускается только по согласованию с редакцией. Представителем авторов публикаций в журнале является издатель.  
Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях.

Требования к оформлению статей:



ГАЗОВАЯ  
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

№ 3 | 862 | 2024 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», 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

БУДУЗЛАК Б.В.

д.т.н., проф., президент  
СРО АСГИНК, акад. АТН РФ,  
АГН, РИА и РЭА

ВАСИЛЬЕВ Г.Г.

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

ГАЛЫШЕВ Ю.В.

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

ГОЛОФАСТ С.Л.

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

ГОЛУБЕВА И.А.

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

ГРИГОРЬЕВ Б.А.

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

ДМИТРИЕВСКИЙ А.Н.

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

ДЮКОВ А.В.

председатель Правления,  
генеральный директор  
ПАО «Газпром нефть»

ЕРМОЛАЕВ А.И.

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

ЗАКИРОВ Э.С.

д.т.н., директор ИПНГ РАН,  
проф. РАН

ИСТОМИН В.А.

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

ИШКОВ А.Г.

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

КАСЬЯН Е.Б.

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

КИСЛЕНКО Н.А.

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

КОНОВАЛОВА О.В.

генеральный директор  
ООО «Камелот Пабблишинг»

КОНСТАНТИНОВ Е.И.

д.б.н., к.т.н.

КОРОЛЕНКО А.М.

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

МАРТЫНОВ В.Г.

д.э.н., к.г.-м.н., проф., ректор  
РГУ нефти и газа (НИУ)  
имени И.М. Губкина, акад. 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., советник по геологии  
ФАУ «ЗанСибНИИГТ»

НОВИКОВ С.В.

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

ПАНКРАТОВ С.Н.

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

ПОЗДНЯКОВ А.П.

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

ПОТАПОВ А.Г.

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

РАССОХИН В.А.

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

СЕМЕНОВА И.П.

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

СКРЫННИКОВ С.В.

начальник Департамента  
ПАО «Газпром»

СТЕПИН Ю.П.

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

ТЕРЕХОВ А.Л.

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

ФОКИН Г.А.

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

ФУТИН В.А.

д.т.н., проф., кафедры  
теплотехники  
и энергетического  
машиностроения Института  
авиации, наземного  
транспорта и энергетики  
КНИТУ-КАИ

ХАРИОНОВСКИЙ В.В.

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

ЧЕРЕПАНОВ В.В.

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

ШАРОХИН В.Ю.

начальник Департамента  
ПАО «Газпром»

Подписной индекс по каталогу «Урал-Пресс» – 81450

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

# КАТОДНАЯ ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ



**ХИМСЕРВИС**

1994

Компания «Химсервис» уже 30 лет разрабатывает и производит оборудование для катодной защиты от коррозии подземных трубопроводов и резервуаров, а также морских сооружений.

Продукция компании «Химсервис» выпускается под торговой маркой **МЕНДЕЛЕЕВЕЦ®**.

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



# 30 лет

## ЛУЧШЕЕ



ИР-2М  
РЕГИСТРАТОР

## НАДЕЖНОЕ



АНОДЫ  
МАГНЕТИТОВЫЕ

Магнетитовые аноды «Менделеевец» включены в реестр инновационной продукции ПАО «Газпром»

## НОВОЕ



ЛАЗЕРНАЯ  
ОЧИСТКА  
ПОВЕРХНОСТЕЙ

**КОМПАНИЯ «ХИМСЕРВИС» ГАРАНТИРУЕТ  
СВОЕВРЕМЕННУЮ ПОСТАВКУ КАЧЕСТВЕННОГО  
И СОВРЕМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

[www.химсервис.com](http://www.химсервис.com)

8 (800) 201-44-77

[op@ch-s.ru](mailto:op@ch-s.ru)

#### EDITORIAL STAFF

**PUBLISHER:**  
CAMELOT PUBLISHING LLC

**SCIENTIFIC CONSULTANT:**  
KHARIONOVSKY V.V.

**GENERAL DIRECTOR:**  
KONOVALOVA O.V.

**ART DIRECTOR:**  
KHOTEVA A.I.

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

**CONTRIBUTED  
TO THIS ISSUE:**  
SKVORTSOVA K.S.,  
SONIN L.B.,  
YEGOROVA A.A.

**EDITOR:**  
NIKORA K.B.

The journal is included in the List of peer-reviewed scientific publications serving as a platform for publishing main scientific results of thesis for PhD and DSc degrees in the following fields:  
2.4.5. Power engineering systems and complexes (engineering sciences);  
2.4.7. Turbine machinery and reciprocating engines (engineering sciences);  
2.6.1. Metallurgical science and thermal treatment of metals and alloys (engineering sciences);  
2.6.9. Electrochemical processes and corrosion protection (chemical sciences);  
2.6.12. Chemical process technology of fuel and high-energy materials (engineering sciences);  
2.8.2. Well drilling and development processes (engineering sciences);  
2.8.3. Mining and oil and gas industrial geology, geophysics, surveying and subsurface geometry (engineering sciences);  
2.8.4. Development and operation of oil and gas fields (engineering sciences);  
2.8.5. Construction and operation of oil and gas pipelines, depots, and storage facilities (engineering sciences).  
The journal is noted by the Russian Science Citation Index, and has the same status as journals of K2 Category in the list of the Higher Attestation Commission under the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation.

#### TOPICAL SECTIONS

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

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

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

Signed to press on 21.03.2024.  
Size: 60 × 90/8. Coated paper.  
Offset print.  
Print in 10 000 copies.  
Agreed price.

Unless otherwise indicated, all photos used in journal are courtesy of archives of PJSC Gazprom and its subsidiaries, www.shutterstock.com, and publication authors.  
Translation by Moscow Translation Agency.  
Printed by PRINT24 Printhouse  
129075, Russia, Moscow, 21 Zvezdny blvd, bldg 1  
The materials published in the GAS INDUSTRY journal can not be reproduced without the editorial office's consent.  
The editorial office is not responsible for reliability of the information contained in advertising materials.

Article submission requirements:



**GAS  
INDUSTRY**

No. 3 | 862 | 2024

Monthly scientific, engineering, and industrial journal  
Founded in 1956  
Founder Public Joint Stock Company Gazprom

#### EDITOR-IN-CHIEF

**MARKELOV V.A.**  
PhD in Engineering; Deputy Chairman of the Management Committee, Head of the Department, Board Member of PJSC Gazprom

#### EDITORIAL BOARD

**AGINEY R.V.**  
DSc in Engineering; Professor; Rector of the Ukhta State Technical University

#### AKSYUTIN O.E.

DSc in Engineering; Deputy Chairman of the Management Committee, Head of PJSC Gazprom Department; Associate Member of the Russian Academy of Sciences (RAS); Member of the Academy of Technological Sciences of the Russian Federation

#### BOCHKAREV A.V.

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

#### BUDZULYAK B.V.

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

#### CHEREPANOV V.V.

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

#### DMITRIEVSKY A.N.

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

#### DYUKOV A.V.

Chairman of the Management Board and CEO of Gazprom Neft PJSC

#### ERMOLAEV A.I.

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

#### FOKIN G.A.

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

#### FUTIN V.A.

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

#### GALYSHEV YU.V.

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

#### GOLOFAST S.L.

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

#### GOLUBEVA I.A.

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

#### GRIGORIEV B.A.

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

#### ISHKOV A.G.

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

#### ISTOMIN V.A.

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

#### KASYAN E.B.

PhD in Psychology; Head of PJSC Gazprom Department

#### KHARIONOVSKY V.V.

DSc in Engineering; Professor; Chairman of the Dissertation Council, Gazprom VNIIGAZ LLC; Academician of the Russian Academy of Natural Sciences

#### KISLENKO N.A.

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

#### KONOVALOVA O.V.

General Director of Camelot Publishing LLC

#### KONSTANTINOV E.I.

DSc in Biology; PhD in Engineering

#### KOROLENOK A.M.

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

#### MARTYNOV V.G.

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

#### MIKHALENKO V.A.

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

#### MITROKHIN M.YU.

DSc in Engineering

#### NASTICH S.YU.

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

#### NEZHANOV A.A.

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

#### NOVIKOV S.V.

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

#### PANKRATOV S.N.

PhD in Economy; Head of PJSC Gazprom Department

#### POTAPOV A.G.

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

#### POZDNYAKOV A.P.

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

#### RASSOKHIN V.A.

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

#### SEMEENOVA I.P.

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

#### SHAROKHIN V.YU.

Head of PJSC Gazprom Department

#### SKRYNNIKOV S.V.

Head of PJSC Gazprom Department

#### STEPIN YU.P.

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

#### TEREKHOV A.L.

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

#### VASILIEV G.G.

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

#### ZAKIROV E.S.

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

**Subscription index in Ural-Press catalogue: 81450**

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

# XIII Петербургский международный ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

РЕКЛАМА 18+

8-11 октября 2024



КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР

**ЭКСПОФОРУМ**

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1



САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ  
ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ  
В TELEGRAM-КАНАЛЕ  
**@GASFORUMSPB**



+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2626) | GF@EXPOFORUM.RU

**GAS-FORUM.RU**

**НОВОСТИ**

**РЕГИОНЫ**

«Газпром» и промышленники  
Волгоградской обл. определили новые  
направления сотрудничества

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ ПОДДЕРЖКА  
В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

Тренд на сотрудничество

**ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

А.В. Овечкин, С.А. Яковлев, А.В. Чугунов,  
О.И. Савич

Комплексное освоение недр  
на лицензионных участках ПАО «Газпром»

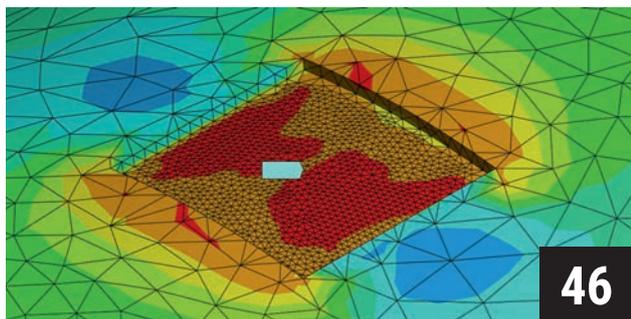
С.В. Труфанов, М.С. Мещеряков  
Моделирование процесса разработки  
газового месторождения с учетом влияния  
наземной инфраструктуры

**ДОБЫЧА ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА**

Л.Н. Московкин, И.А. Коваленко  
Вертикальный двухступенчатый  
фильтр-грязевик для очистки жидкостей  
в системах тепло- и водоснабжения  
на газовых промыслах

**СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ  
НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ**

А.А. Игнатик  
Оценка напряженного состояния  
и прочности трубы DN 800, содержащей  
дефект потери металла, с использованием  
модели пластичности



**ЦИФРОВИЗАЦИЯ**

Без нагрузки на корпоративные сети:  
связь для персонала на месторождении

Р.Р. Усманов, М.В. Чучкалов, С.Н. Кокутин,  
М.Ю. Баборыкин  
Геоинформационные системы в сетях  
газоснабжения: перспективы использования  
и развития

10 **ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ**  
А.В. Чеканский, Д.Н. Ширшов, В.Н. Маркова,  
В.В. Рукша, А.А. Пименов, Д.С. Кудрявцев  
Перспективы применения атомных  
источников генерации энергии на объектах  
ПАО «Газпром» 74

22 Б.Н. Антипов, А.М. Короленок, С.С. Круглов,  
Д.Ф. Закареев  
26 Установка для охлаждения природного  
газа на компрессорных станциях 84



28 Э.Д. Темирова, Д.А. Неретин, И.В. Евсеенко,  
Г.А. Хворов, В.В. Чиненов  
36 Метод оценки изменения расхода  
топливно-энергетических ресурсов  
на компримирование газа при проведении  
ремонтных работ на магистральных  
газопроводах 90

42 С.Н. Беседин, В.В. Барсков, В.А. Рассохин,  
Н.Н. Кортиков, А.И. Рыбников  
46 О выборе оптимальных частот вращения  
турбогенераторов микротурбинных  
установок 98

**РЕТРОСПЕКТИВА**

Василий Чикало. Прыжок в тундру.  
Проверка 106

**СТАНДАРТИЗАЦИЯ  
И УПРАВЛЕНИЕ КАЧЕСТВОМ**

Перечень документов системы стандартизации  
ПАО «Газпром» (СТО Газпром, Р Газпром),  
утвержденных и зарегистрированных  
в период с 01.02.2024 по 29.02.2024 110

Перечень отмененных документов  
системы стандартизации ПАО «Газпром»  
(СТО Газпром, Р Газпром) в период  
с 01.02.2024 по 29.02.2024 111



РОССИЙСКИЙ  
МЕЖДУНАРОДНЫЙ  
**РМЭФ**  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ  
ФОРУМ

**24-26 АПРЕЛЯ 2024**

XXXI МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА



ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ПРАВИТЕЛЬСТВО  
САНКТ-ПЕТЕРБУРГА

ПАРТНЕР



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

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

**EXPOFORUM**

ENERGETIKA-RETEC.RU  
main@restec.ru  
+7 (812) 320 63 63



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



**NEWS**

**REGIONS**

Gazprom and Volgograd Oblast industrialists defined new areas of cooperation

**STATE SUPPORT IN THE GAS INDUSTRY**

Cooperation trend

**GEOLOGY AND MINING**

A.V. Ovechkin, S.A. Yakovlev, A.V. Chugunov, O.I. Savich

Comprehensive exploration of subsoil resources at PJSC Gazprom license blocks

S.V. Trufanov, M.S. Meshcheriakov

Modeling of gas field development process with account of ground infrastructure effect

**GAS AND GAS CONDENSATE PRODUCTION**

L.N. Moskovkin, I.A. Kovalenko

Vertical dual stage strainer for fluid purification in heat and water supply systems at gas fields

**CONSTRUCTION AND OPERATION OF OIL AND GAS PIPELINES**

A.A. Ignatik

Assessment of the stress state and strength of a DN 800 pipe containing a metal loss defect using a plasticity model

**DIGITALIZATION**

No load on corporate networks – communication means for field personnel

R.R. Usmanov, M.V. Chuchkalov, S.N. Kokutin, M.Yu. Baborykin

Geographic information systems in gas supply networks: Application and development prospects

**10 ENERGY SUPPLY AND SAVING**

A.V. Chekanskiy, D.N. Shirshov, V.N. Markova, V.V. Ruksha, A.A. Pimenov, D.S. Kudryavtsev

**22 Prospects for the use of nuclear power generation sources at PJSC Gazprom facilities 74**

**26 B.N. Antipov, A.M. Korolenok, S.S. Kruglov, D.F. Zakareev**

**Natural gas cooling unit for compressor stations 84**

**28 E.D. Temirova, D.A. Neretin, I.V. Evseenko, G.A. Khvorov, V.V. Chinenov**

**Method to assess variations in fuel and energy consumption for gas compression during main gas pipelines' repairs 90**

S.N. Besedin, V.V. Barskov, V.A. Rassokhin, N.N. Kortikov, A.I. Rybnikov

**Considerations regarding selection of optimal speeds for turbine generators in microturbine units 98**

**LOOKING BACKWARD**

Vasily Chikalo. Jump into tundra. The test 106

**46 STANDARDIZATION AND QUALITY MANAGEMENT**

**58 List of documents of PJSC Gazprom standardization system (STO Gazprom, R Gazprom), approved and registered during the period from 1.02.2024 to 29.02.2024 110**

**60 List of documents of PJSC Gazprom standardization system (STO Gazprom, R Gazprom), canceled during the period from 1.02.2024 to 29.02.2024 111**





РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

# НЕФТЕГАЗ

23-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ  
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

15–18.04.2024

Подробности на сайте  
[www.neftegaz-expo.ru](http://www.neftegaz-expo.ru)

Реклама 12+



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



МИНПРОМТОРГ  
РОССИИ





Фото: Chaykoi // www.shutterstock.com/ru

## ГАЗИФИКАЦИЯ САДОВЫХ ТОВАРИЩЕСТВ РОССИИ НЕ ЗАСТАВИТ СЕБЯ ЖДАТЬ

**Президент Российской Федерации Владимир Владимирович Путин призвал ускорить работу в этом направлении.**

Речь о газификации для дачников зашла во время беседы с победителями конкурса «Лидеры России». Как передает информационное агентство ТАСС, президент поинтересовался у первого заместителя Министра энергетики Российской Федерации Павла Юрьевича Сорокина о работе по включению садовых некоммерческих товариществ (СНТ) в программу социальной газификации. Сейчас министерство готовит нормативную базу для этого, сообщил П.Ю. Сорокин.

В ответ президент попросил не затягивать: «Побystрее надо это делать», – заключил он.

Напомним, что о расширении программы социальной газификации за счет садовых товариществ В.В. Путин заявлял в ходе недавнего послания Федеральному собранию Российской Федерации. До этого СНТ попадали под условия программы только в случае, если они находились в пределах населенных пунктов.



Фото: government.ru

## РОССИЯ И УЗБЕКИСТАН УКРЕПЛЯЮТ СОТРУДНИЧЕСТВО В ГАЗОВОЙ СФЕРЕ

**Представители ПАО «Газпром» приняли участие в составе правительственной делегации России под руководством заместителя Председателя Правительства – Министра промышленности и торговли Дениса Валентиновича Мантурова в межправительственных переговорах Российской Федерации и Республики Узбекистан, организованных в Ташкенте.**

В ходе ряда встреч с руководством правительств обеих стран делегатами от ПАО «Газпром» был отмечен успешный опыт сотрудничества государств в газовой

сфере. В частности, особый акцент был сделан на проекте организации поставок российского природного газа в Узбекистан через территорию Казахстана

по системе магистральных газопроводов «Средняя Азия – Центр» в реверсном режиме. Было подчеркнуто, что интенсивная работа российских, казахстанских и узбекских партнеров позволила 7 октября 2023 г. в присутствии президентов трех государств обеспечить начало подачи российского природного газа в газотранспортную систему Республики Узбекистан. Дополнительно было обозначено, что стабильный и бесперебойный режим поставок нашего газа существенно увеличил надежность газоснабжения узбекских потребителей в текущий осенне-зимний период.

Кроме того, представители ПАО «Газпром» подробно проинформировали руководство правительств двух стран о статусе совместных работ по подготовке газотранспортной системы Республики Узбекистан к приему дополнительных объемов газа.



# V НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЙ СЕМИНАР ОРГАНИЗАЦИЯ И ПРОВЕДЕНИЕ ПОДВОДНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РАБОТ НА МОРСКИХ ОБЪЕКТАХ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТА ПАО «ГАЗПРОМ»

24–25 апреля 2024 г.



Сайт семинара: <https://vniigaz.gazprom.ru/events/2024/ptr-2024>  
Оргкомитет семинара: [ptr2024@vniigaz.gazprom.ru](mailto:ptr2024@vniigaz.gazprom.ru)  
Координатор конференции Пивовар Анна Васильевна:  
тел.: +7 (498) 657-9072, [A\\_Pivovar@vniigaz.gazprom.ru](mailto:A_Pivovar@vniigaz.gazprom.ru)



## В МОРДОВИИ ПО ПРОГРАММЕ СОЦИАЛЬНОЙ ДОГАЗИФИКАЦИИ К СЕТЯМ ПОДКЛЮЧИЛИ ПЯТИТЫСЯЧНОЕ ДОМОВЛАДЕНИЕ

Торжественная церемония подключения к газу пятитысячного домовладения состоялась в р. п. Николаевка городского округа Саранск. Доступ к надежному энергоресурсу получила семья Павлуниных, которая до этого для отопления дома использовала электричество.

В мероприятии приняли участие первый заместитель Председателя Совета Федерации Федерального собрания Российской Федерации, секретарь Генерального совета партии «Единая Россия» Андрей Анатольевич Турчак, Глава Республики Мордовия Артем Алексеевич Здунов, заместитель Председателя Правления – начальник департамента ПАО «Газпром» Виталий Анатольевич Маркелов



Фото: ООО «Газпром межрегионгаз»

и генеральный директор ООО «Газпром межрегионгаз» Сергей Вадимович Густов.

В.А. Маркелов, будучи уроженцем Мордовии, поделился воспоминаниями, как родительский дом приходилось топить дровами, и поздравил земляков со знаменательным событием, которое способствует улучшению качества жизни людей.

«Более 5 тыс. человек на сегодняшний день получили газ. Уровень газификации в Мордовии составляет уже 90 %. В 2025 г. мы должны закончить эту работу», – сказал он.

Отметим, что для догазификации р. п. Николаевка «Газпромом» построено более 34 км внутриселковых газопроводов и девять газорегуляторных пунктов.

## ОБОРОННО-СПОРТИВНЫЙ ЛАГЕРЬ «АВАНГАРД» В ВОЛГОГРАДСКОЙ ОБЛ. ПОЛУЧИЛ АВТОНОМНЫЙ ИСТОЧНИК ТЕПЛА БЛАГОДАРЯ ГАЗИФИКАЦИИ

В Волгоградской обл. состоялась церемония подачи сетевого газа к социальным учреждениям и домовладениям. Как отметил первый заместитель Председателя Совета Федерации Российской Федерации, секретарь Генсовета партии «Единая Россия» Андрей Анатольевич Турчак, регион находится на втором месте по реализации президентской программы газификации.

Газ подан на котельную регионального оборонно-спортивного лагеря «Авангард». Это первый в Среднеахтубинском р-не и третий в Волгоградской обл. социальный объект, подключенный к сетям в рамках догазификации. Газификация блочно-модульной котельной лагеря позволит использовать ее в качестве автономного источника тепла для учебно-жилых помещений. По словам губернатора региона Андрея Ивановича Бочарова, объект имеет большое значение для воспитания молодежи. Ежегодно участниками проектов

и программ «Авангарда» будут 10 тыс. школьников из области и других регионов страны.

Кроме того, в эксплуатацию ввели распределительный газопровод протяженностью около 9,5 км для газификации хутора в Иловлинском р-не области. Новые сети позволят подключить к надежному источнику энергии все расположенные в населенном пункте домовладения – сейчас их больше 70. Как отметил член Правления, начальник Департамента ПАО «Газпром» Владимир Константинович Марков, компаний в регионе реализованы



Фото: er.ru

масштабные задачи: за последние 15 лет уровень газификации вырос почти в два раза, а к 2027 г. составит более 98 %.

«Президент высоко оценил темпы социальной догазификации по стране. Уже газифицировано более 530 тыс. домовладений, газ подведен к границам 920 тыс. земельных участков по всей стране», – сообщил А.А. Турчак.





Фото: ООО «Газпром гелий сервис»

**ПРИ УЧАСТИИ «ГАЗПРОМА» В ВОЛГОГРАДСКОЙ ОБЛ. СОЗДАН ПОЛНЫЙ ЦИКЛ ПРОИЗВОДСТВА И РЕАЛИЗАЦИИ СПГ**

Первому заместителю Председателя Совета Федерации Федерального собрания Российской Федерации, секретарю Генсовета партии «Единая Россия» Андрею Анатольевичу Турчаку в рамках его рабочего визита в Волгоградскую обл. продемонстрировали проект создания первого в стране полного цикла производства и реализации СПГ, который организовали Группа «Газпром», администрация региона и ООО «Быковогаз».

Производство экологически чистого топлива обеспечивает первый на юге России малотон-

нажный комплекс по сжижению природного газа. Он построен ООО «Газпром гелий сервис»

в конце прошлого года в Быковском р-не области, неподалеку от Южно-Кисловского газоконденсатного месторождения, разрабатываемого ООО «Быковогаз». Сжиженный природный газ с этого комплекса поступает на две газозаправочные станции ООО «Газпром газомоторное топливо», где накануне открыли специальные площадки для заправки СПГ автобусов и транзитного транспорта.

О том, как впервые в России был обеспечен полный цикл производства и реализации СПГ, А.А. Турчаку рассказали губернатор Волгоградской обл. Андрей Иванович Бочаров, член Правления, начальник департамента ПАО «Газпром» Владимир Константинович Марков, генеральный директор ООО «Газпром гелий сервис» Любовь Александровна Бриш и генеральный директор ООО «Газпром газомоторное топливо» Сергей Юрьевич Комиссаров.



Фото: ООО «Самолет Паблшинг»

**«ГАЗПРОМ» И РОСТЕХ ОБСУДИЛИ СОЗДАНИЕ ПРОИЗВОДСТВА ПО ВЫПУСКУ ГАЗОВЫХ ТУРБИН БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ**

На производственной площадке «ОДК-Сатурн» в Рыбинске под руководством заместителя Председателя Правления ПАО «Газпром» Виталия Анатольевича Маркелова и индустриального директора авиационного комплекса ГК «Ростех» Анатолия Эдуардовича Сердюкова прошло совещание по вопросам взаимодействия энергетической компании и госкорпорации.

В частности, стороны обсудили текущий статус стартовавших в конце прошлого года испытаний газовой турбины нового поколения АЛ-41СТ-25.

Кроме того, «Газпром» и Ростех отметили перспективы масштабирования данного проекта, в том числе увеличение мощности до 32 МВт.

Параллельно с этим стороны занимаются разработкой газотурбинных двигателей мощностью 12 и 16 МВт для газоперекачивающих агрегатов на базе авиационного двигателя ПД-14.

Отдельное внимание на совещании уделили реализации проекта по увеличению серийного производства газовых турбин большой мощности ГТД-110М, востребованных на объектах энергетики и переработки.

### ПРОДОЛЖАЮТСЯ РАБОТЫ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ, ПРИМЕНЯЕМОГО НА ОБЪЕКТАХ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА «СИЛА СИБИРИ»

С 5 по 7 марта под руководством заместителя начальника Департамента ПАО «Газпром» (В.А. Михаленко) Александра Сергеевича Кайдаша было проведено выездное совещание с посещением компрессорных станций КС-4 «Нимнырская» и КС-5 «Нагорная».

Участие в совещании приняли специалисты Департамента ПАО «Газпром» (В.А. Михаленко), Департамента ПАО «Газпром» (С.Н. Меньшиков), Департамента ПАО «Газпром» (В.Х. Герцог), представители газотранспортных, газодобычных предприятий ПАО «Газпром», руководители предприятий – производителей



Фото: ПАО «Газпром»

оборудования, а также поставщиков услуг в строительстве, пусконаладочных работах, техническом обслуживании, ремонте основного и вспомогательного оборудования.

В ходе совещания обсудили вопросы, которые возникают на объектах строительства при наладке и последующей эксплуатации компрессорных станций. Были

сформированы предложения, направленные на обеспечение требуемого уровня надежности применяемого оборудования.

В заключении мероприятия участники совещания ознакомились с бытом коренных жителей Южной Якутии в Нерюнгринском музее истории имени И.И. Пьянкова.

### «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ТОМСК» ВВЕЛ В ПРОБНУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ СЕВЕРО-ТРАССОВОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ НЕФТИ

АО «Газпром добыча Томск» – добывающее предприятие АО «Востокгазпром» – занялось разработкой Северо-Трассового нефтяного месторождения.

Это десятый промысел, разрабатываемый компанией, сообщает пресс-служба предприятия.

Месторождение было открыто в 2010 г. на территории Александровского р-на, в пределах Чкаловского участка недр. Во время испытаний был получен фонтанирующий приток нефти с максимальным дебитом 157 м<sup>3</sup>/сут.

Компания «Газпром добыча Томск» в период пробной эксплуатации обеспечит научное сопровождение разработки месторождения. Специалистам предстоит обосновать комплексную программу исследовательских работ для получения геолого-промысловой информации и оценки добычных возможностей.



Фото: vostokgazprom.gazprom.ru



## РОСКОСМОС РАБОТАЕТ НАД СВЕРХЛЕГКИМ НОСИТЕЛЕМ НА СПГ

Госкорпорация «Роскосмос» уже несколько лет работает над созданием многоразовой ракеты-носителя сверхлегкого класса по заказу Фонда перспективных исследований, говорится в сообщении госкорпорации.

Проект инновационный по своим конструкторским и технологическим решениям, в нем используются новые сплавы и композиционные материалы. Генеральный директор Роскосмоса Юрий Иванович Борисов выразил надежду, что на рубеже 2028–2029 гг. удастся обновить парк

ракет-носителей и «восстановить позиции на мировом рынке пусковых услуг».

«Так же как в проекте «Амур-СПГ», в сверхлегком носителе предусматривается многоразовость. Тот вид горючего, который там предполагается использовать, – СПГ – имеет лучшие характеристики



Фото: vk.com/roskosmos

для полетов возвращаемой ступени и цикл подготовки значительно ниже, чем, скажем, у ракет, которые используют классические компоненты ракетного топлива», – сообщил глава Роскосмоса.

## «ГАЗПРОМ» ОБСУДИЛ С ПАРТНЕРАМИ ВОПРОСЫ СОЗДАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПОДВОДНОЙ ДОБЫЧЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Делегация ПАО «Газпром» во главе с заместителем Председателя Правления – начальником Департамента ПАО «Газпром» Виталием Анатольевичем Маркеловым посетила Научно-производственный центр автоматизации и приборостроения имени академика Н.А. Пилюгина, входящего в Госкорпорацию «Роскосмос».

Научно-производственный центр автоматизации и приборостроения имени академика Н.А. Пилюгина активно взаимодействует с инженеринговой компанией Группы «Газпром» – ООО «Газпром 335» – в рамках создания высокотехнологического оборудования.

Представители энергетической компании ознакомились с образцами оборудования системы

управления подводной добычей углеводородов, созданными при участии ООО «Газпром 335». В состав системы входит 20 наименований оборудования. Опытный образец был разработан в рамках госпрограммы «Развитие судостроения и техники для освоения шельфовых месторождений».

В результате сотрудничества сторон в России удалось сфор-



Фото: Научно-производственный центр автоматизации и приборостроения имени академика Н.А. Пилюгина

мировать уникальные компетенции, позволяющие применять полученные технические решения при выпуске серийной продукции. В рамках визита представители «Газпрома» и компаний – производителей оборудования системы управления подводной добычей углеводородов обсудили перспективы дальнейшего долгосрочного взаимодействия.



Фото: <https://t.me/lukoilofficial/1977>

## «ЛУКОЙЛ» ОЦИФРОВАЛ СОТООЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

ПАО «ЛУКОЙЛ» ввело в промышленную эксплуатацию сотую интегрированную модель месторождений, сообщает пресс-служба компании.

Преимущество цифровой модели состоит в том, что с ее помощью можно прогнозировать добычу и переработку углеводородов с учетом действительного потенциала пластов и при необходимости оптимизировать производство в режиме реального времени.

Все варианты можно заранее просчитать в виртуальной программе, что застрахует от ошибок при эксплуатации месторождения и убережет от непредвиденных убытков.

Оцифровка производства в «ЛУКОЙЛЕ» началась в 2016 г.

## КОМПАНИЯ «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ ТОМСК» СТАЛА ЛАУРЕАТОМ ПРЕМИИ ПРАВИТЕЛЬСТВА В ОБЛАСТИ КАЧЕСТВА

**ООО «Газпром трансгаз Томск» признано лауреатом премии Правительства Российской Федерации в области качества 2023 г. за внедрение высокоэффективных методов менеджмента качества. Распоряжение об итогах конкурса подписал премьер-министр Михаил Владимирович Мишустин.**

Свои заявки на участие в конкурсе отправили несколько сотен компаний. Эксперты оценивали деятельность предприятий по девяти ключевым критериям, в их числе «лидерство», «политика и стратегия», «персонал», «партнерство», «продукция». По итогам конкурса лауреатами премии были признаны 12 организаций, шесть из которых с численностью работников свыше 1000 человек.

«Сегодня наш статус лидера подтверждают эксперты. Обеспечить высокое качество возможно только при эффективной системе управления, планомерной работе, цифровизации бизнес-процессов, разработке и внедрении инноваций. Ориентируясь на высокие стандарты деятельности ПАО «Газпром», мы вносим свой вклад в повышение конкурентоспособности компании в целом», – сказал генеральный



Фото: ООО «Газпром трансгаз Томск»

директор ООО «Газпром трансгаз Томск» Владислав Иванович Бородин.

## «СИБУР» ГОТОВИТСЯ ОТКРЫТЬ В КАЗАНИ ВЕДУЩИЙ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР

**ПАО «СИБУР Холдинг» начало строительство Центра научных исследований и масштабирования в Казани, сообщает пресс-служба компании.**

Объект может стать ведущим научным институтом для всей нефтегазохимической отрасли России.

В двух корпусах нового центра будут работать более 30 лабораторий и около 20 пилотных установок.

Открытие НИОКР-центра позволит запустить дополнительные направления: разработку новых материалов, развитие малотон-

нажной химии, методов химической переработки вторичного сырья и многие другие.



Фото: <https://t.me/siburofficial/3844>

## В КИТАЕ ПРОБУРИЛИ ВТОРУЮ ГЛУБОЧАЙШУЮ СКВАЖИНУ В МИРЕ

**В районе пустыни Такла-Макан в Таримской впадине на северо-западе Китая была пробурена сверхглубокая скважина Shenditake-1, сообщает агентство Синьхуа.**

Глубина бурения сверхглубокой скважины в Синьцзян-Уйгурском автономном районе достигла 10 тыс. м, что знаменует прорыв в глубинной геологоразведке страны.

Проектная глубина скважины составляет 11 тыс. м. С начала бурения с конца мая 2023 г. скважина прошла через 13 континентальных



Фото: russian.news.cn

пластов. Для этого было задействовано более 1000 буровых труб и более 20 буровых долот.

Главный эксперт по Таримскому нефтяному месторождению CNPC Ван Чуньшэн сообщил, что это

первый случай, когда Китай пробурил вертикальную скважину глубиной более 10 тыс. м.

Shenditake-1 стала второй глубочайшей скважиной в мире, уступив лишь Кольской сверхглубокой.



Фото: Starover Sibirsk // www.shutterstock.com/ru

### В НЕДРАХ НОВОСИБИРСКОЙ ОБЛ. МОЖНО ХРАНИТЬ ОКОЛО 1 МЛРД Т УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА

Западная Сибирь является одним из наиболее перспективных макрорегионов для длительного хранения углекислого газа. Глубоко залегающие водоносные горизонты и выработанные залежи нефти и газа могут стать хранилищем для CO<sub>2</sub>.

Об этом заявляют специалисты лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН после проведения ряда исследований совместно с учеными Новосибирского государственного университета.

Кроме того, представители научного сообщества поясняют,

что существует метод размещения углекислого газа в угольные, соленосные пласты и базальты. В выработанных месторождениях закачка углекислого газа может интенсифицировать притоки углеводородов – таким образом, у добывающих компаний появится возможность выбрать из них оптимальные запасы нефти.

В Новосибирской обл. интерес для размещения углекислого газа представляет Верх-Тарское месторождение, которое почти выработано. Ученые ИНГГ СО РАН выделили в пределах только верхнеюрских отложений Новосибирской обл. около 100 перспективных площадей, которые можно использовать для размещения CO<sub>2</sub>.

на правах рекламы

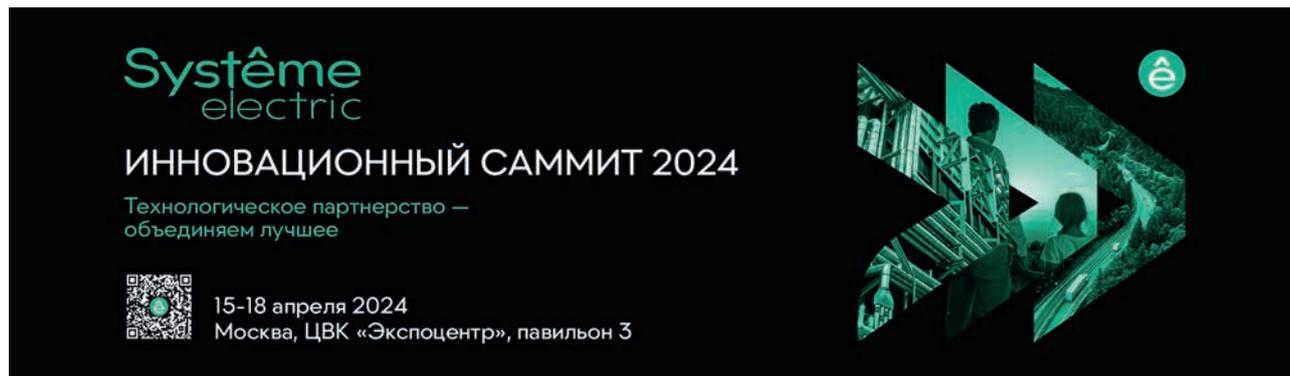
СДЕЛАНО В РОССИИ

ЭКСКАВАТОР-ПЛАНИРОВЩИК  
СТАРАТЕЛЬ (УДС-4321-5)

**ВолгоИнвест**  
УСКОРЯЯ ДВИЖЕНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА

UDS-STARATEL.RU  
8 800 707-97-59  
STARATEL@VOLGO-IN.RU

СТАРАТЕЛЬ



## ИННОВАЦИОННЫЙ САММИТ «СИСТЭМ ЭЛЕКТРИК» – 2024 ПРОЙДЕТ В МОСКВЕ С 15 ПО 18 АПРЕЛЯ

Российская компания «Систэм Электрик» (Systeme Electric), производитель комплексных решений в области распределения электроэнергии и автоматизации, приглашает всех принять участие в Инновационном Саммите – 2024. Мероприятие состоится 15–18 апреля в ЦВК «Экспоцентр» на Красной Пресне в Москве одновременно с выставкой «Нефтегаз-2024», где «Систэм Электрик» выступит инновационным партнером и участником.

Инновационный Саммит – это ежегодная масштабная конференция, посвященная подходам к обеспечению технологической независимости в областях электроэнергетики и автоматизации, а также выставка продуктов и решений «Систэм Электрик». Это пространство для обсуждения актуальных вопросов и трендов.

Ключевая тема саммита в 2024 г. – «Технологическое партнерство: объединяем лучшее». Мероприятие посвящено переходу от глобализованного мира к децентрализованному, в котором ключевую роль играют национальные компетенции в области НИОКР, локализация производства для создания лучшего в своем классе оборудования в сотрудничестве с лидерами в различных областях, в том числе с компаниями из дружественных стран.

На сессиях Инновационного Саммита выступят ведущие эксперты, лидеры отрасли и руководители «Систэм Электрик». К участию в деловой программе приглашены представители крупнейших инновационных партнеров и отраслевых ведомств.

Новинки, представленные на стратегических сессиях, а также другое высокотехнологичное оборудование и передовые решения «Систэм Электрик» можно будет увидеть в Инновационном Хабе. Каждый день на площадке будут проходить экскурсии по выставочному пространству, разделенному на зоны по следующим направлениям:

1. «Энергетика»: распределение электроэнергии низкого и среднего напряжения, качество электроэнергии, конечное распределение.

2. «Город Systeme»: электроустановочные изделия, модульное оборудование, системы домашнего комфорта, световое оборудование.

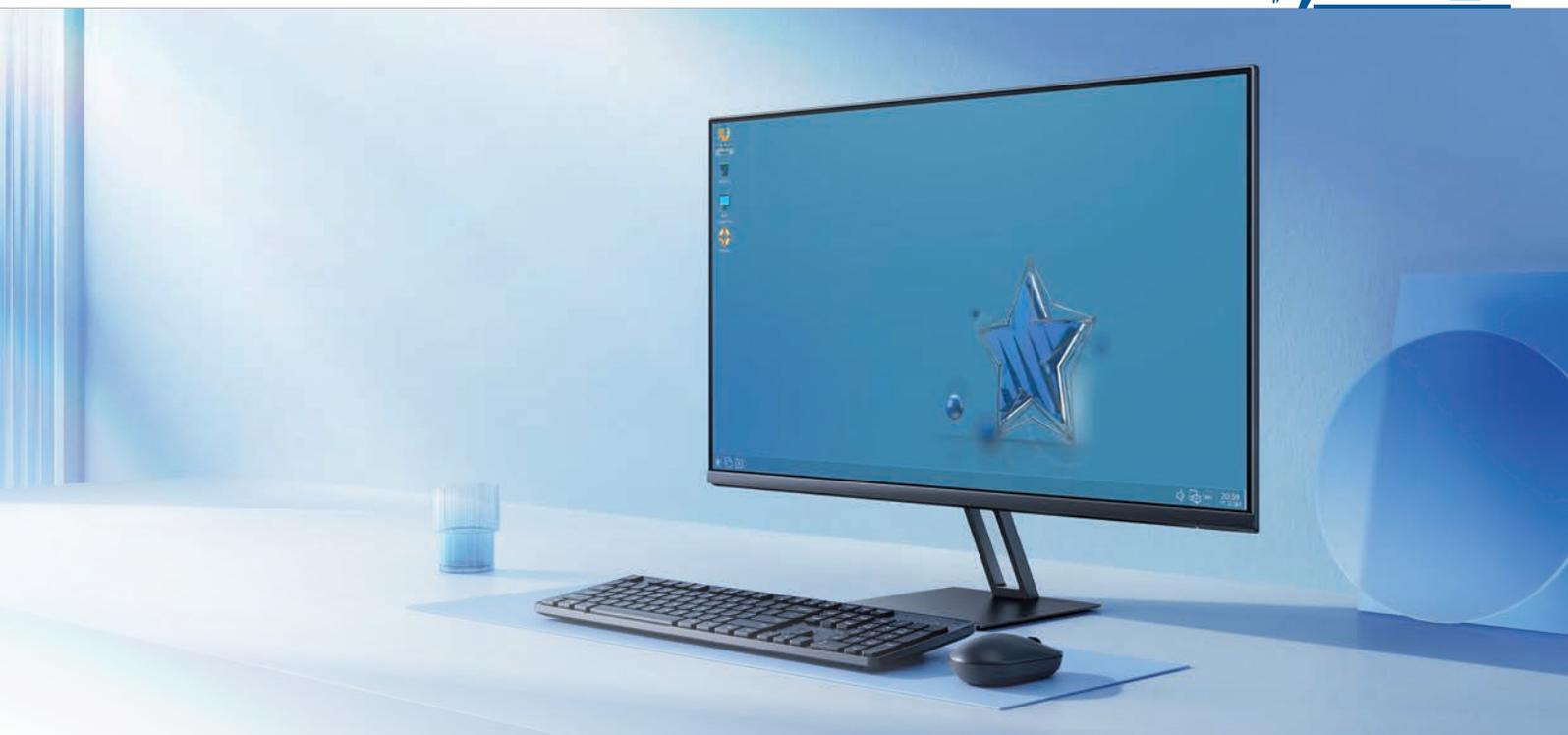
3. «Автоматизация»: комплексные решения для промышленной автоматизации, автоматизация зданий и периферийное оборудование, Systeme Platform – российское программное обеспечение для автоматизации объектов промышленного и гражданского назначения.

3. «Инженерная инфраструктура центров обработки данных (ЦОД)»: однофазные источники бесперебойного питания (ИБП), трехфазные ИБП для ИТ и промышленного применения, система кондиционирования воздуха и охлаждения ЦОД, серверные шкафы и стоечные блоки распределения питания, система мониторинга и управления инженерной инфраструктурой ЦОД.

5. «Сервисное предложение»: ретрофит релейной защиты и автоматики европейских производителей, модернизация оборудования низкого и среднего напряжения, система термомониторинга контактных присоединений, удаленный сервис на основе технологий дополненной реальности, платформа цифровизации ТОиР Systeme Maintenance, диагностика силового электрооборудования.

6. «Программное обеспечение»: платформа для диспетчеризации и автоматизации высоконагруженных промышленных и гражданских объектов Systeme Platform, платформа для диспетчеризации и автоматизации инженерных систем зданий и сооружений Systeme Building Operations, SystemeLDS – решение для автоматизации инструментов бережливого производства и портал цифровых совещаний DISS.

Инновационный Саммит – 2024 пройдет только в офлайн-формате. Вход на мероприятие свободный, при этом регистрация обязательна.



## РАЗРАБОТЧИКАМ ПРОГРАММНО-АППАРАТНЫХ КОМПЛЕКСОВ ДЛЯ «ГАЗПРОМА» РЕКОМЕНДОВАЛИ ИСПОЛЬЗОВАТЬ ОПЕРАЦИОННУЮ СИСТЕМУ ASTRA LINUX

**В ПАО «Газпром» назвали целесообразным предусматривать возможность использования в составе разрабатываемых программно-аппаратных комплексов (ПАК) систем автоматизации технологических процессов единую операционную систему Astra Linux для унификации применяемого программного обеспечения и сокращения эксплуатационных затрат (связанных в числе прочего с обучением обслуживающего персонала).**

Об этом сообщают участники совещания при Департаменте ПАО «Газпром» по рассмотрению текущего статуса импортозамещения программно-технических средств систем автоматизации производственно-технологических процессов.

Рекомендация «Газпрома» обусловлена тем, что на сегодняшний день более 70 % испытанных в компании и допущенных к применению на ее производственных объектах российских ПАК уже используют отечественную операционную систему Astra Linux разработки «Группы Астра». Известно, что данный софт внедряется в качестве альтернативы Microsoft Windows повсеместно в государственных и крупных корпоративных организациях.

Отметим, что в «Газпроме» действует сеть полигонов для разра-

ботки и апробирования российских цифровых технологий, испытаний отечественных средств и систем автоматизации. За последние годы создано и уже протестировано более сотни таких образцов. Это, в частности, позволило отказаться

от применения импортных программно-технических средств в системах автоматизации объектов добычи, подземного хранения, магистрального транспорта углеводородов, газораспределения и др.



## ООО «ГАЗПРОМ МОРСКИЕ ПРОЕКТЫ» ИЗДАЛО КНИГУ ОБ ИСТОРИИ ОСВОЕНИЯ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В АРКТИКЕ

При поддержке ООО «Газпром морские проекты» издана книга «Энергия высоких широт. Очерки по истории освоения месторождений нефти и газа в Российской Арктике». Книга посвящена истории открытия и освоения месторождений нефти и газа на шельфе Российской Арктики: от фиксации первых признаков нефтеносности в отдельных точках Крайнего Севера до открытия гигантских и крупных месторождений газа и нефти на арктическом шельфе и современных сложных проектов обустройства месторождений и добычи углеводородов в акваториях Баренцева моря и Обской губы.

Авторами книги выступили д.г.-м.н., к.т.н., советник генерального директора ООО «Газпром нефть шельф» Владимир Степанович Вовк и к.и.н., редактор исторической литературы ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство» Юрий Викторович Евдошенко. В.С. Вовк стоял у истоков проекта «Приразломное», был начальником Управления техники и разработки морских месторождений «Газпрома», генеральным директором «Газфлота» (сейчас ООО «Газпром флот») и Председателем Правления ЗАО «Росшельф», а также участвовал во многих других флагманских нефтегазовых проектах. Является лауреатом премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники (2008) за технологию подготовки промышленных запасов углеводородов на примере Штокмановского газоконденсатного месторождения. В конце 2019 г. Владимир Степанович стал лауреатом премии Правительства России в области науки и техники за разработку технологии и освоение промышленного производства крупных нефтегазовых комплексов для континентального шельфа России.

«Приведенные в книге факты и авторитетные мнения российских ученых, исследователей и представителей нефтегазовой отрасли о возможностях и масштабах освоения арктического шельфа будут полезны всем, кто заинтересован в развитии российского нефтегазового комплекса. «Энергия высоких широт» – это энергия



и тепло добытых в Арктике природного газа и нефти, энергия научного созидания и промышленного развития, задаваемая трудными условиями работы», – отметил В.С. Вовк во время презентации книги в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Повествование основано на большом количестве архивных документов и воспоминаний участников событий, снабжено уникальными фотографиями из государственных, частных и корпоративных архивов, многие из которых публикуются впервые. Кроме того, в книге представлено интервью Виктора Георгиевича Мартынова об участии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в развитии арктических энергетических проектов и подготовке кадрового потенциала для освоения шельфа. Издание предназначено широкому кругу читателей: как специалистам, так и тем, кто интересуется историей российской науки и техники, промышленности и экономики.

28 марта на Международной выставке-форуме «Россия» на ВДНХ в рамках образовательной программы Лектория павильона ПАО «Газпром» авторы книги «Энергия высоких широт» прочтут лекцию по истории открытия и освоения месторождений нефти и газа на шельфе Российской Арктики и презентуют книгу. Вход свободный по предварительной регистрации на официальном сайте форума.

Электронная версия книги «Энергия высоких широт. Очерки по истории освоения месторождений нефти и газа в Российской Арктике» находится в открытом доступе на официальных сайтах компании и партнеров. Доступна для скачивания по QR-коду.





### С 27 ФЕВРАЛЯ ПО 1 МАРТА В СОЧИ ПРОШЛО СОВЕЩАНИЕ ПО РАССМОТРЕНИЮ ВОПРОСОВ РЕАЛИЗАЦИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЗАЩИТЕ ОБОРУДОВАНИЯ ОТ КОРРОЗИИ НА ОБЪЕКТАХ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

**Совещание проведено под руководством Департамента ПАО «Газпром» (С.Н. Меньшиков) при организационной поддержке ООО «Медиа Миры».**

В событии приняли участие руководители и специалисты профильных департаментов компании, главные инженеры, начальники корпоративных научно-технических центров дочерних обществ, а также представители отечественных компаний – производителей оборудования, материалов и трубной продукции.

Профессиональное сообщество обсудило актуальные вопросы защиты оборудования от коррозии на объ-

ектах добычи углеводородного сырья ПАО «Газпром», применяемые и перспективные решения по материальному исполнению, обеспечивающему коррозионную стойкость оборудования. Участники совещания поделились опытом проектирования и эксплуатации систем мониторинга внутренней коррозии на производственных объектах газодобывающих обществ и обсудили другие вопросы. Всего было заслушано более двух десятков докладов.

### ПРОДОЛЖАЮТСЯ ПУСКОНАЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ ГАЗОТУРБИННОГО ДВИГАТЕЛЯ АЛ-41СТ-25 В СОСТАВЕ ГПА СТ. №61 КС «АРСКАЯ»

С 19 по 27 февраля на компрессорной станции «Арская» Шеморданского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Казань» были выполнены работы по монтажу газотурбинного двигателя АЛ-41СТ-25 в состав газоперекачивающего агрегата ГПА-Ц-25 НК.РС ст. №61.

С 28 февраля начаты пусконаладочные работы. На текущий момент завершена проверка работоспособности всех исполнительных механизмов основного и вспомогательного оборудования ГПА. Выполнена проверка защит двигателя. Успешно завершены пусконаладочные работы на хо-



Фото: ПАО «Газпром»

лостом ходу. 6 марта достигнут режим «кольцо».

В процессе пусконаладочных работ для обеспечения более устойчивой работы двигателя выполняется настройка дозаторов топливного газа и регуляторов управления направляющих аппаратов ком-

прессоров высокого и низкого давления. Работы выполняются в соответствии с Комплексным графиком монтажа и пусконаладочных работ газотурбинного двигателя АЛ-41СТ-25 в составе ГПА ст. №61 компрессорной станции «Арская».

## «ГАЗПРОМ» И ПРОМЫШЛЕННИКИ ВОЛГОГРАДСКОЙ ОБЛ. ОПРЕДЕЛИЛИ НОВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ СОТРУДНИЧЕСТВА

Делегация ПАО «Газпром» во главе с заместителем Председателя Правления – начальником Департамента Виталием Анатольевичем Маркеловым посетила с рабочим визитом Волгоградскую обл., которая по праву считается промышленным и экономическим центром юга России.

При участии губернатора Андрея Ивановича Бочарова на площадке ООО «Газпром трансгаз Волгоград» состоялось совещание по вопросам расширения использования высокотехнологичной продукции организаций региона в интересах энергетической компании.

«В целом за прошедшие пять лет в адрес «Газпрома» предприятиями области отгружена промышленная продукция общей стоимостью порядка 114 млрд руб. В 2023 г. мы, по предварительным данным, вышли на рекордный уровень – более 30 млрд руб., – сообщил А.И. Бочаров. – Потенциал у нас достаточно серьезный. Промышленно-производственный комплекс Волгоградской обл. готов выполнить самые сложные задачи».

Регион обладает сильной научно-технической базой и уникальными компетенциями. Благодаря заказам «Газпрома» мощности производителей непрерывно растут. Волгоградские предприятия обеспечивают нефтегазовую отрасль трубами, оборудованием и комплектующими для добычи, транс-

портировки и переработки газа. В рамках совместных с «Газпром» проектов в Волгограде создают новую для России высокотехнологичную продукцию, которая превышает по своим характеристикам импортные аналоги. Среди таких – флот гидроразрыва пласта и трубы для подводных нефте- и газопроводов.

Как отметил В.А. Маркелов, нарабатанный опыт взаимодействия важно использовать для создания более сложных систем, которые нужны для развития стратегических проектов страны, координатором которых выступает «Газпром».

«Волгоградская обл. для нас знаковый и надежный партнер. Предприятия региона производят необходимую для «Газпрома»



Фото: ООО «Газпром трансгаз Волгоград»

продукцию, со многими нас связывают давние отношения. Важно, что с учетом потребностей «Газпрома» и возможностей промышленного комплекса региона есть потенциал для дальнейшего плодотворного взаимодействия. Уверен, что эта синергия даст сильный эффект для страны», – отметил В.А. Маркелов.

В свою очередь, промышленники рассказали о новых видах продукции, актуальной для нефтегазовой отрасли, и отметили востребованность такой меры поддержки со стороны «Газпрома», как долгосрочный договор на поставку будущей вещи. Напомним, что данная корпоративная практика была тиражирована на федеральном уровне.

В рамках визита в регион представители «Газпрома» посетили ряд ведущих производственных площадок, включая Волжский трубный завод, где в начале года ввели в эксплуатацию новый участок отделки труб из нержавеющей стали. ■



Фото: пресс-служба Волжского трубного завода





# РОССИЙСКАЯ ГАЗОВАЯ ЭНЦИКЛОПЕДИЯ



**Новое трехтомное издание Российской газовой энциклопедии построено по тематическому принципу и направлено на объемное и системное представление российской газовой отрасли как крупнейшего топливно-энергетического комплекса в его историческом развитии и перспективе.**

Энциклопедия предназначена как для специалистов – научных, инженерно-технических работников, менеджеров, предпринимателей, осуществляющих деятельность в газовой промышленности, студентов и аспирантов, обучающихся по соответствующим образовательным и научным специальностям, так и для широкого круга читателей.





## РЕКОМЕНДУЕМ ПРОЧИТАТЬ



Фото: www.shutterstock.com

Авторы предлагают концепцию разработки месторождений, расположенных в районах распространения многолетнемерзлых пород, в которой особое внимание уделено важности проведения комплексных геокриологических исследований уже на стадии геолого-разведочных работ. Показано, что ключевыми составляющими таких исследований выступают первичная всесторонняя оценка компонентов окружающей среды и геологического строения недр, изучение верхней части разреза как объекта строительства подземных сооружений, добычи общераспространенных полезных ископаемых и подземных вод. Приведен опыт применения технологий, направленных на рациональное использование недр при разработке месторождений Группы «Газпром».

«КОМПЛЕКСНОЕ ОСВОЕНИЕ НЕДР НА ЛИЦЕНЗИОННЫХ УЧАСТКАХ ПАО «ГАЗПРОМ». С. 28

В работе предложен подход к решению задачи оценки напряженного состояния и прочности трубопровода с дефектом потери металла. Представлены результаты, полученные в ходе численного компьютерного моделирования. Рассмотрена модель, согласующаяся с деформационной теорией пластичности, в которой связь между интенсивностью напряжений и деформаций выражается степенной функцией. Приведены эмпирические формулы для расчета предельного и разрушающего давления трубы с одиночным дефектом потери металла при воздействии внутреннего давления. Сопоставлены значения разрушающего и предельного давления, найденные с помощью компьютерного моделирования и стандартной методики.

«ОЦЕНКА НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ И ПРОЧНОСТИ ТРУБЫ DN 800, СОДЕРЖАЩЕЙ ДЕФЕКТ ПОТЕРИ МЕТАЛЛА, С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДЕЛИ ПЛАСТИЧНОСТИ». С. 46

В статье описаны конструкция и принцип действия разработанной авторами установки для охлаждения природного газа на компрессорных станциях с использованием турбодетандера и жидкостно-газового эжектора. Проведена предварительная оценка объема СПГ, необходимого для снижения температуры транспортируемого газа. Отмечается, что согласно авторским расчетам применение описанной установки должно позволить значительно уменьшить затраты на электроэнергию при магистральном транспорте газа. Кроме того, установку можно будет использовать при строительстве новых и реконструкции действующих компрессорных станций.

«УСТАНОВКА ДЛЯ ОХЛАЖДЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ». С. 84



Фото: www.shutterstock.com



Статья посвящена анализу возможностей использования внешних неуглеродных источников генерации электроэнергии для энергоснабжения объектов ПАО «Газпром», расположенных в труднодоступных энергодефицитных районах Крайнего Севера и Дальнего Востока. В частности, рассмотрены перспективы применения наземных атомных станций малой мощности и модернизированных плавучих атомных энергоблоков. Представлены разработанные концептуальные схемы размещения этих источников на двух объектах Ямальского и Сахалинского центров газодобычи, определены их ключевые технико-экономические показатели.

«ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ АТОМНЫХ ИСТОЧНИКОВ ГЕНЕРАЦИИ ЭНЕРГИИ НА ОБЪЕКТАХ ПАО «ГАЗПРОМ». С. 74

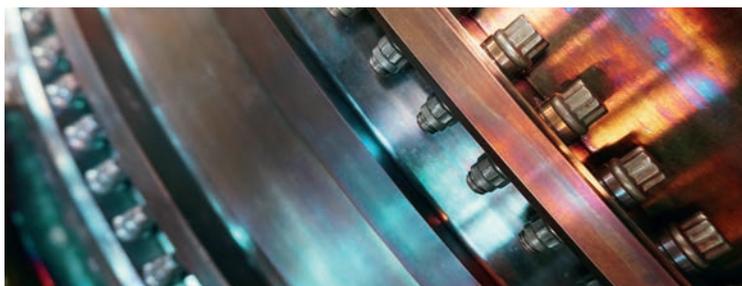


Фото: www.shutterstock.com

Исследование посвящено определению оптимальных характеристик высокооборотных турбогенераторов микротурбинных установок. Для этого проанализированы зависимости коэффициента полезного действия и коэффициента скорости от коэффициента быстроходности. Представлена математическая модель для вычисления интегральных характеристик высокооборотных турбогенераторов в широком диапазоне частот вращения. Она позволяет выполнить расчет согласующих параметров радиально-осевой турбины и высокооборотного синхронного электрического генератора на постоянных магнитах для достижения максимальной эффективности работы оборудования.

«О ВЫБОРЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ЧАСТОТ ВРАЩЕНИЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ МИКРОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК». С. 98

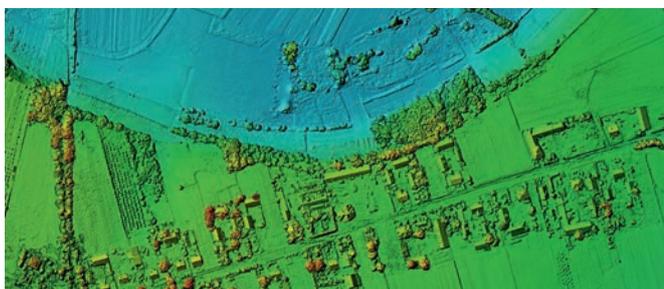


Фото: www.shutterstock.com

Представлен обзор современных геоинформационных систем, которые используются и могут быть использованы на предприятиях газоснабжения для работы с пространственными и атрибутивными данными об объектах сетей газораспределения и газопотребления. Показано, что применение геоинформационных решений при газификации позволяет значительно повысить эффективность процессов планирования этих работ и проектирования сетей газоснабжения. Проанализирован функционал имеющихся на рынке геоинформационных продуктов, в том числе с точки зрения наличия модулей/приложений для гидравлического расчета и нахождения кратчайшего пути между точками с препятствиями. Рассмотрены перспективы использования и развития отечественных геоинформационных систем.

«ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В СЕТЯХ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ: ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ И РАЗВИТИЯ». С. 60



## ТРЕНД НА СОТРУДНИЧЕСТВО

«ТНГ-Групп» активно участвует в различных программах и проектах, направленных на развитие собственных технологий, импортозамещение и создание инновационных продуктов. Сотрудничество с ведущими университетами и научными центрами позволяет компании оставаться на лидирующих позициях в отрасли.

Российские министерства и ведомства сегодня предлагают бизнесу участие в разнообразных программах, направленных на поддержку компаний, которые занимаются собственными разработками и реинжинирингом зарубежных технологий. «ТНГ-Групп» участвует в таких программах уже не один год.

Например, в рамках Постановления Правительства Российской Федерации от 09.04.2010 № 218, целью которого является стимулирование сотрудничества между отечественными высшими учебными заведениями, научно-техническое управление «ТНГ-Групп» получило возможность приступить к реализации комплексных проектов по созданию высокотехнологичных производств.

Один из таких проектов осуществляется совместно с Уфимским университетом науки и технологий и направлен на создание интеллектуальной комплексной технологии для исследования и интерпретации данных промыслово-геофизических исследований скважин.

В рамках этого проекта было разработано программное обеспечение «ПО\_симулятор», которое позволяет оценивать температурные поля и определять фазовые

расходы в вертикальных и горизонтальных скважинах. Помимо этого, была создана экспериментальная установка для изучения тепломассообменных процессов в стволе скважины при многофазных потоках с источниками тепла, изготовлен макет многодатчиковой аппаратуры активной термометрии. Разработанная интеллектуальная комплексная технология станет надежным и эффективным помощником при планировании и проведении работ на скважинах для оценки заколонных перетоков и профиля притока.

За счет возможности оценивать температурные поля и определять фазовые расходы в скважинах, а также изучать тепломассообменные процессы при многофазных потоках с источниками тепла специалисты смогут более точно определять характеристики пластов и прогнозировать поведение скважин в различных условиях. Это позволит улучшить эффективность добычи нефти и газа, снизить риски возможных проблем на скважинах, а также оптимизировать процессы бурения и эксплуатации. Таким образом, технология может стать эффективным инструментом для улучшения производи-

тельности и безопасности работы на скважинах.

Еще один перспективный проект реализуется совместно с Московским физико-техническим институтом (МФТИ). Речь идет о создании высокотехнологичного производства для изготовления аппаратно-программного модульного регистрирующего комплекса с гибридной телеметрией для сейсморазведки и мониторинга. Это станет важным шагом в развитии геофизических исследований.

Партнерство с МФТИ обеспечивает высокий уровень научной экспертизы и технической компетентности. Разработка и организация производства оборудования для проведения сейсмических исследований на площадках «ТНГ-Групп» открывает новые перспективы для отечественной промышленности.

Комплекс обладает уникальными характеристиками и функциональностью, что делает его востребованным при проведении сейсмических исследований как на суше, так и на морских проектах. Проект осуществляется благодаря программе импортонезависимости и способствует укреплению национальной безопасности и развитию российской геофизики.



В рамках Постановления Правительства Российской Федерации от 17.03.2022 №392 и программы «доращивания», реализуемой через Центр поддержки инжиниринга и инноваций, «ТНГ-Групп» выиграла грант на разработку промышленного образца скважинного пластоиспытателя. Индустриальным партнером выступило ПАО «Газпром нефть», что подчеркивает важность и значимость данного проекта для отечественной нефтегазовой отрасли. Одно из ключевых условий предоставления гранта – выполнение коэффициента х5 по выручке от суммы субсидии в течение четырех лет после завершения проекта. Это стимулирует компанию к активной работе над внедрением новых технологий и развитию собственного производства, способствуя росту конкурентоспособности на рынке и укреплению позиций национальной промышленности.

Постановление Правительства Российской Федерации от 19.02.2022 №208, реализуемое через Агентство технологического развития, направлено на поощрение разработки конструкторской документации (КД) для производства важных компонентов. Его основной целью определено стимулирование разработки КД для серийного выпуска критически важных комплектующих.

По этому постановлению «ТНГ-Групп» выиграла два гранта. По первому гранту ведется разработка КД на привод буровой штанги для процесса гидравлического декоксования. Установка применяется на нефтеперерабатывающих заводах. Второй грант получен для разработки подшипникового узла скольжения корректирующего и стабилизирующего роликов для донного барабана погружного оборудования линий оцинкования. Следует отметить, что данные разработки не связаны с основными направлениями деятельности компании и позволят расширить производственные возможности.



**КОМПЛЕКС ОБЛАДАЕТ УНИКАЛЬНЫМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ И ФУНКЦИОНАЛЬНОСТЬЮ, ЧТО ДЕЛАЕТ ЕГО ВОСТРЕБОВАННЫМ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ КАК НА СУШЕ, ТАК И НА МОРСКИХ ПРОЕКТАХ.**



Компания не планирует останавливаться на достигнутом и продолжит взаимодействие с ведущими вузами страны как в направлении реализации совместных проектов, так и в направлении подготовки квалифицированных кадров.

В 2024 г. планируется активное участие ООО «ТНГ-Групп» в программе софинансирования НИОКР в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 12.12.2019 №1649 по шести направлениям. Это позволит компании расширить свои исследовательские возможности и разработать инновационные технологии в нефтегазовой отрасли.

Кроме того, в текущем году также запланировано участие в программах софинансирования на разработку программных продуктов. В частности, планируется разработка отечественного программного продукта в области

петроупругого моделирования. Этот проект предполагает создание инновационного программного обеспечения, способного моделировать поведение пород при различных условиях нагрузки и температуры, что позволит более точно прогнозировать поведение скважин и оптимизировать процессы бурения.

Участие в программах софинансирования открывает новые перспективы для компании в развитии технологий и укреплении позиций на нефтегазовом рынке. ■



**ООО «ТНГ-Групп»**  
423236, Россия, Республика Татарстан, г. Бугульма,  
ул. Ворошилова, д. 21  
Тел.: +7 (85594) 7-75-12  
Факс: +7 (85594) 7-75-94  
E-mail: tng@tng.ru  
www.tng.ru

## КОМПЛЕКСНОЕ ОСВОЕНИЕ НЕДР НА ЛИЦЕНЗИОННЫХ УЧАСТКАХ ПАО «ГАЗПРОМ»

УДК [550.812+624.139]:553.98

**А.В. Овечкин**, ООО «Газпром недра» (Москва, Россия),

office@nedra.gazprom.ru

**С.А. Яковлев**, ООО «Газпром недра», S.Yakovlev@nedra.gazprom.ru

**А.В. Чугунов**, к.г.-м.н., ООО «Газпром недра», A.Chugunov@nedra.gazprom.ru

**О.И. Савич**, к.т.н., ООО «Газпром недра», O.Savich@nedra.gazprom.ru

Большая часть территории России находится в криолитозоне и характеризуется сложными, иногда экстремальными природными условиями. Именно в районах распространения многолетнемерзлых пород, а также на шельфе северных морей ведется освоение новых месторождений углеводородов. Оценка природных условий этих регионов и составление прогноза их изменений представляют собой актуальную задачу, так как от правильности и своевременности принятия инвестиционных и технических решений уже на начальном этапе зависят экономическая эффективность и экологическая безопасность хозяйственной деятельности в целом.

Геологоразведка и инженерные изыскания – единственные на сегодняшний день способы изучения строения недр, поиска полезных ископаемых и оценки их запасов, поэтому качество организации этих работ во многом определяет успех дальнейшего освоения месторождений. В статье показана важность проведения комплексных геокриологических исследований уже на стадии геолого-разведочных работ с первичной всесторонней оценкой всех компонентов окружающей среды, геологического строения недр, изучения верхней части разреза как объекта строительства подземных сооружений, добычи общераспространенных полезных ископаемых и подземных вод. Приведен накопленный опыт применения технологий, направленных на рациональное использование недр при разработке месторождений Группы «Газпром» с учетом возможных геологических осложнений, встречаемых в криолитозоне.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** РАЦИОНАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕДР, КОМПЛЕКСНЫЕ ГЕОКРИОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, БУРЕНИЕ СКВАЖИН, ПОДЗЕМНОЕ СООРУЖЕНИЕ, ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ, ПОИСК ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ.

В районах распространения многолетнемерзлых пород (ММП), которые занимают 2/3 территории России, сосредоточена значительная доля месторождений полезных ископаемых. Освоение этих регионов имеет огромное промышленное и экономическое значение для стабильного развития страны. Поиск, разведка и оценка запасов полезных ископаемых представляют собой первостепенную задачу государства и всех вовлеченных в данный процесс добывающих компаний.

Группа «Газпром» ведет свою деятельность во всех регионах России и осуществляет не только

добычу, но и подготовку углеводородов к транспорту в газообразном, жидком и сжиженном состоянии, производит их доставку трубопроводным, железнодорожным, автомобильным и морским транспортом. Большинство разрабатываемых и планируемых к освоению месторождений компании расположено в районах распространения ММП.

В связи с этим в представленной статье предложена концепция разработки месторождений, в которой особое внимание уделено важности проведения комплексных геокриологических исследований (КГИ) уже на стадии геолого-разведочных

работ с первичной всесторонней оценкой всех компонентов окружающей среды.

### КОНЦЕПЦИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ТЕРРИТОРИЯХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД

Разработка месторождений – сложный и длительный процесс, требующий принятия на всех стадиях своевременных управленческих и инвестиционных решений. Для этого уже на начальном этапе формируется концепция (стратегия) разработки месторождений. Она принимается в ходе обоснования



**A.V. Ovechkin**, Gazprom Nedra LLC (Moscow, Russia), office@nedra.gazprom.ru

**S.A. Yakovlev**, Gazprom Nedra LLC, S.Yakovlev@nedra.gazprom.ru

**A.V. Chugunov**, PhD in Geology and Mineralogy, Gazprom Nedra LLC, A.Chugunov@nedra.gazprom.ru

**O.I. Savich**, PhD in Engineering, Gazprom Nedra LLC, O.Savich@nedra.gazprom.ru

### Comprehensive exploration of subsoil resources at PJSC Gazprom license blocks

The bigger part of Russia is located in the cryolithozone with complex and sometimes extreme environmental conditions. These are zones of permafrost and offshore areas of the northern seas where new hydrocarbon fields are being developed. Assessing environmental conditions in these areas and predicting variations in conditions are very important since the cost efficiency and environmental safety of the overall commercial operations depend on well-informed and timely investment decisions and technical solutions taken already at the initial stage.

Exploration and engineering surveys are currently the only ways to investigate subsoil formations, to explore mineral resources and assess reserves. Therefore, proper management of these activities is crucial for the success of further field development. This article discusses the importance of comprehensive geocryological investigations to be carried out already at the geological exploration stage with a primary comprehensive assessment of all environment components, subsoil geological structure, and investigation of shallow subsurface as a construction site for underground structures, production site of common mineral resources and groundwater. This article also describes the accumulated experience in applying technologies aimed at efficient subsoil use during development of Gazprom Group's fields, including possible geological complications encountered in the cryolithozone.

**KEYWORDS:** EFFICIENT SUBSOIL USE, COMPREHENSIVE GEOCRYOLOGICAL INVESTIGATIONS, WELL DRILLING, UNDERGROUND STRUCTURE, GROUNDWATER, MINERAL RESOURCES EXPLORATION.

инвестиций и основных технических решений, определяющих конструкцию добывающих скважин, объектов инфраструктуры, установок комплексной подготовки углеводородов к транспорту, промысловых и магистральных газопроводов. Такие решения требуют наличия достоверной и по возможности полной информации не только о геологическом строении недр в интервале залежей полезных ископаемых, но и изучения верхней части разреза ММП, которая влияет на выбор конструкции скважин, рецептуры буровых растворов и стадийность бурения.

При разработке концепции необходимо учитывать, что на этапе добычи поток извлекаемых углеводородов, имеющих положительную температуру, оказывает растепляющее воздействие на верхнюю часть разреза. Это приводит к переходу ММП в талое состояние и, как следствие, к просадкам вдоль ствола скважин. В результате возрастает вероятность образования приустевых воронок, а также риски смятия или искривления колонн,

потери сцепления с вмещающим массивом ММП и т.п.

#### *Программа комплексных геокриологических исследований многолетнемерзлых пород*

Для предотвращения перечисленных осложнений и борьбы с ними необходимо предусматривать соответствующие решения уже на стадии геолого-разведочных работ. Эффективным инструментом в этом направлении является реализация разработанной ООО «Газпром недра» программы КГИ ММП.

*Основная цель* КГИ ММП – получение исходных данных, необходимых и достаточных для принятия управленческих решений при строительстве объектов бурения и обустройстве нефтегазоконденсатных месторождений, а также для разработки технических решений и территориального планирования при проектировании кустовых площадок, линейных и площадных объектов, выбора и обоснования конструкций скважин с учетом

специфики геокриологических условий района строительства. К *ключевым задачам* КГИ ММП можно отнести:

- изучение характера распространения ММП по простиранию и разрезу, их мощности, температуры, состава, свойств и криогенного строения, локализацию внутримерзлотных залежей криопэггов<sup>1</sup>, в том числе с выполнением мерзлотно-параметрического бурения, площадных и скважинных геофизических исследований;
- разработку специализированных геокриологических карт условий строительства и эксплуатации добывающих скважин, а также иной производственной инфраструктуры. Эти карты строятся с использованием данных, полученных на стадии геолого-разведочных работ при проведении КГИ ММП (рис. 1);
- изучение недр и поиск интервалов ММП, пригодных для строительства подземных сооружений, создаваемых для хранения жидких и сжиженных углеводородов, захоронения промышленных отходов,

<sup>1</sup> Криопэги (жидкая мерзлота) – это соленые подземные воды (рассолы), имеющие отрицательную температуру, но находящиеся в жидком состоянии.

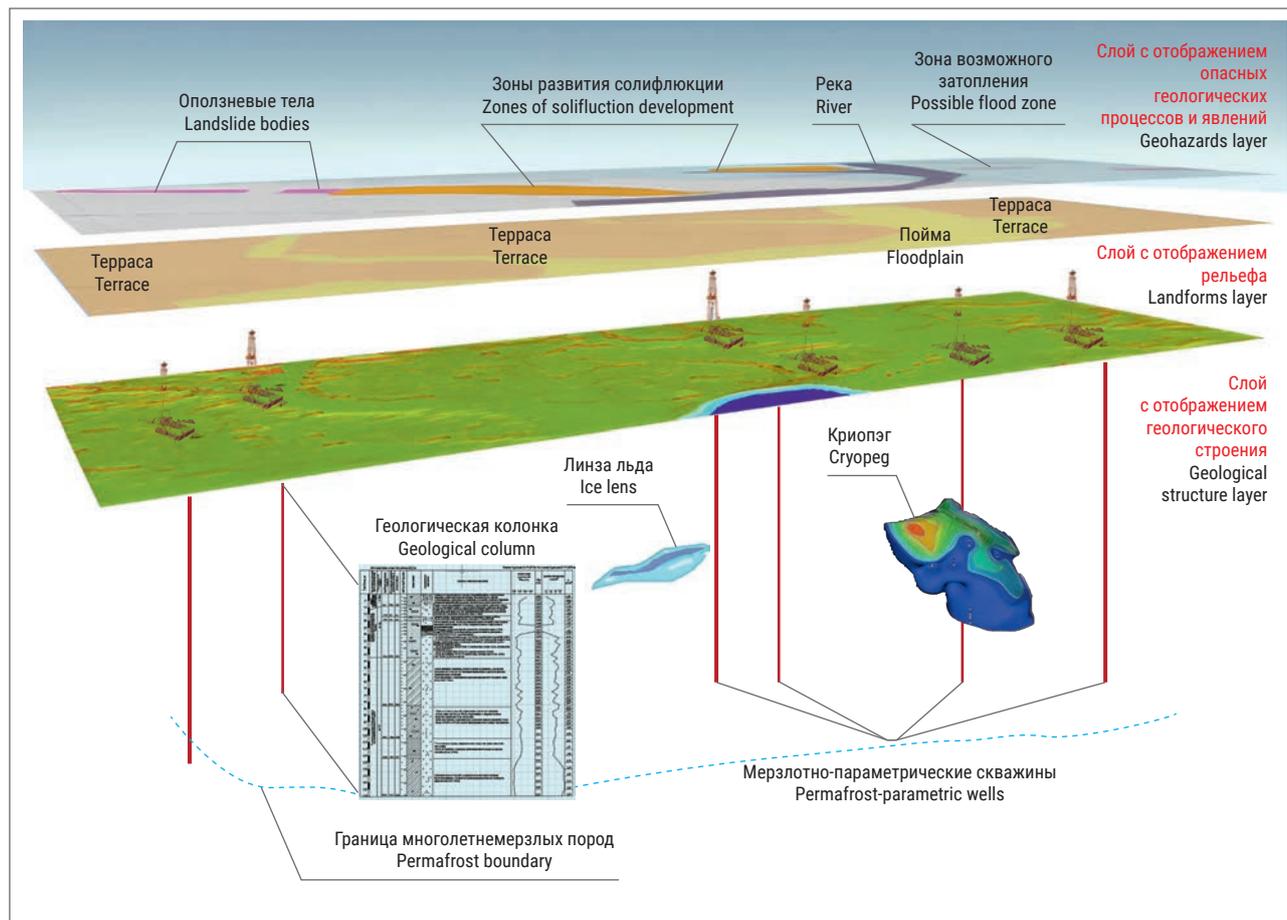


Рис. 1. Пример формирования базы данных, полученных на стадии геолого-разведочных работ при проведении комплексных геокриологических исследований многолетнемерзлых пород  
Fig. 1. Example of creating a database from data obtained at the geological exploration stage during comprehensive geocryological investigations of permafrost

поиска общераспространенных полезных ископаемых.

Далее в статье приведены примеры применения технологий, направленных на рациональное использование недр при разработке месторождений Группы «Газпром» с учетом возможных геологических осложнений, встречаемых в криолитозоне.

#### Экспериментальные исследования мерзлых пород

Оценка динамики протаивания вокруг расположенных в кусте скважин показала, что растепление мерзлых пород протекает с различной интенсивностью во времени и зависит от конструкции скважин, температуры добываемого продукта в подъемных трубах на устье, естественной температуры ММП на уровне нейтрального слоя,

а также льдосодержания пород, слагающих мерзлую толщу (от безводных глин до ледяных пропластков). Наличие такой информации, полученной в рамках КГИ ММП, позволило для Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения определить оптимальные расстояния между устьями скважин, соблюдение которых дало возможность предотвратить смыкание ореолов протаивания и нарушение целостности как устья, так и всей площадки между скважинами.

#### Поиск источников природных строительных материалов

При освоении месторождений уже на этапе геолого-разведочных работ возникает потребность в строительных материалах, которые нужны при подготовке площадок для размещения буровой

установки, организации инфраструктуры под жилой городок, технику, хранение оборудования и пр. Известно, что необходимые объемы песка уже на этой стадии достигают тысяч кубометров. При полномасштабном освоении месторождений потребности в строительных материалах возрастают многократно, как следствие, поиск и разведка их источников представляют собой важную задачу.

К строительным материалам предъявляются высокие требования, поэтому важно обеспечить их получение в нужном качестве и в больших объемах в непосредственной близости к объектам строительства. Геологическое изучение недр в полной мере должно решить задачу поиска и оценки местных ресурсов или обосновать необходимость завоза мате-



риалов в случае их отсутствия. Примеры объектов строительства и изучения недр в криолитозоне представлены на рис. 2.

На сегодняшний день есть два основных способа добычи строительного песка в криолитозоне:

- открытый (сухой карьерный).

Наиболее простой способ, требующий применения несложных технологий и минимального количества оборудования;

- закрытый (гидромеханический). Предусматривает добычу материала со дна водных объектов с помощью гидронасосов.

Поиск источников для открытой добычи песка в пределах лицензионных участков может существенно упростить и удешевить стоимость работ по отсыпке промысловых дорог и площадок. Кроме того, в разрабатываемых карьерах подстилающими отложениями, как правило, выступают глины, которые могут стать источником сырья для искусственного керамического щебня и гравия. Керамический материал производится путем термической обработки глин. При этом энергоносителем может выступать газ, добываемый для собственных нужд, или попутный нефтяной (т.е. в данном случае он утилизируется путем получения полезного продукта). Данная технология весьма актуальна, например, для п-ова Ямал, где залежи природного щебня и гравия отсутствуют.

#### Разработка проектов бурения скважин

При разработке проектов бурения скважин выполняются геотехнические и теплотехнические расчеты, для которых в качестве исходных данных используются показатели свойств грунтов, определяемые при проведении геолого-разведочных работ и инженерных изысканий. Для получения информации о верхней части разреза на месторождениях, находящихся в криолитозоне, программа КГИ ММП

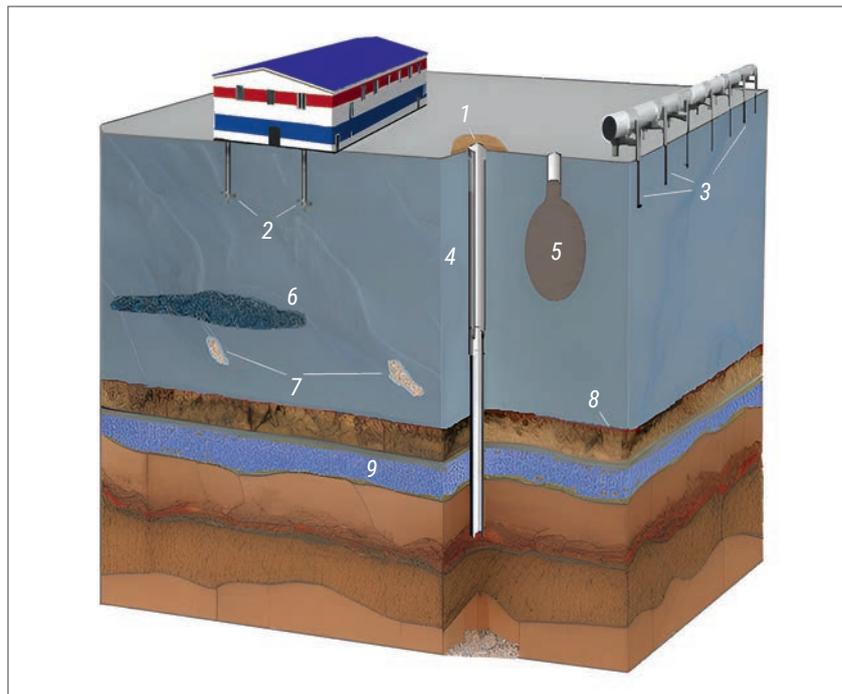


Рис. 2. Объекты строительства и изучения недр в криолитозоне: 1 – отсыпка площадок; 2, 3 – свайные основания зданий и линейных сооружений; 4 – скважины различного назначения; 5 – подземные сооружения; 6 – области концентрации заземленного газа и (или) газовых гидратов; 7 – криопеги; 8 – граница многолетнемерзлых пород; 9 – водоносные горизонты  
Fig. 2. Construction facilities and investigated subsoil features in the cryolithozone: 1 – backfilling to build pads; 2, 3 – pile foundations of buildings and linear structures; 4 – all sorts of wells; 5 – underground structures; 6 – trapped gas and (or) gas hydrates concentration areas; 7 – cryopegs; 8 – permafrost boundary; 9 – aquifers

должна обеспечивать комплексное изучение инженерно-геокриологических условий исследуемой территории, включая рельеф, геологическое строение, гидрогеологические условия, состав, состояние и свойства мерзлых и оттаивающих пород, криогенные процессы и образования. Кроме того, нужно иметь возможность по результатам КГИ ММП спрогнозировать изменение инженерно-геокриологических условий, характер теплового и механического взаимодействия объектов с геологической средой в целях получения материалов, необходимых и достаточных для обоснования предпроектной подготовки строительства, в том числе мероприятий инженерной защиты объектов и охраны окружающей среды.

Обоснование конструкций скважин начинается с изучения состава,

состояния и криогенного строения ММП по результатам геолого-разведочного бурения на исследуемой площади, а также анализа данных, полученных при эксплуатационном бурении на участках, расположенных в непосредственной близости от рассматриваемого месторождения. Помимо перечисленных к важным геокриологическим характеристикам относятся температурный режим мерзлой толщи, литологическое и криогенное строение ММП, их тепло- и теплопроводность, модули деформации при сжатии и сдвиге, предельное напряжение сдвига, величина сцепления и угла внутреннего трения. Эти свойства могут быть получены по данным ГИС<sup>2</sup>, полевых и лабораторных исследований керн. По результатам ГИС определяются нижняя граница избыточно-

<sup>2</sup> ГИС – геофизические исследования скважин.

льдистых пород, глубина залегания устойчивых к кавернообразованию пород, наличие пластовых льдов, а также производится геокриологическое расчленение разреза. Зная литологические и теплофизические свойства ММП для каждого конкретного месторождения, можно с достаточной точностью еще на проектной стадии рекомендовать тот или иной вариант технического решения по повышению продольной устойчивости крепи при протаивании стенок скважины, который определяется расчетным путем [1].

#### Технологии хранения жидких углеводородов и захоронения отходов бурения

Для условий Крайнего Севера разработаны и применяются технологии хранения жидких углеводородов и захоронения отходов бурения в подземных резервуарах (ПР), создаваемых в ММП путем оттаивания через скважину [2]. Данные технологии внедрены на Мастахском (Республика Саха (Якутия)) и Бованенковском (Ямало-Ненецкий авт. окр.) месторождениях. Они выгодно отличаются от традиционных способов хранения жидких углеводородов (например, в вертикальных стальных резервуарах) низкой себестоимостью и экологической безопасностью. Подземные резервуары могут сооружаться как в прослоях льда, так и в толще мерзлых песчаных отложений. Образующийся при строительстве песок используется для отсыпки площадок и дорог. Технологическая схема разработки подземной емкости предусматривает подачу пара в поток закачиваемой в скважину воды и отбор со дна на поверхность водогрунтовой пульпы с помощью эрлифта сжатым воздухом, направляемым в нижнюю часть пульпоподъемной подвесной колонны [3].

По окончании строительства проводят специальные геофизические работы. В частности, с помощью скважинного ультразвукового дальномера в различных жидких

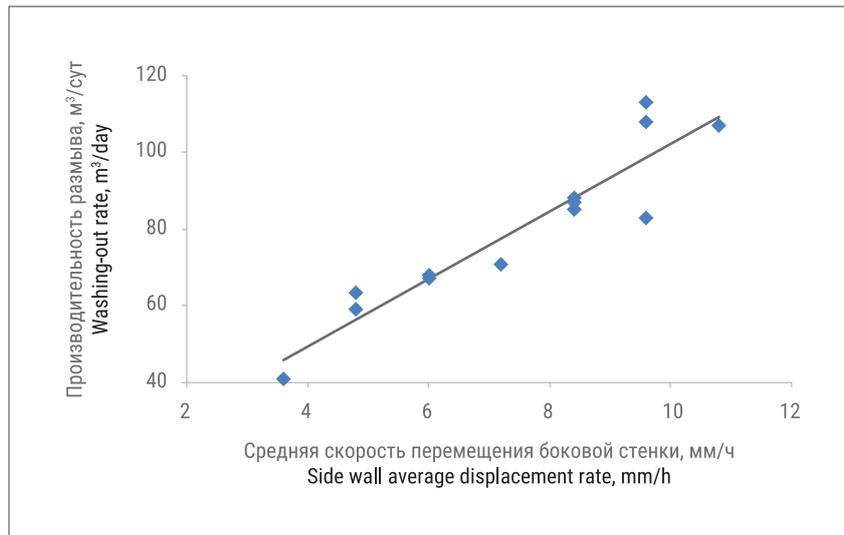


Рис. 3. Зависимость производительности размыва от средней скорости перемещения боковой стенки подземного резервуара

Fig. 3. Washing-out rate versus subsurface reservoir side wall average displacement rate



Фото: www.shutterstock.com

средах измеряют объем и форму выработки-емкости с последующей обработкой и построением ее профилей, сечений и 3D-модели.

Так, например, по результатам НИР и технико-экономического обоснования схемы обращения с отходами бурения на Харасавэйском месторождении (Ямало-Ненецкий авт. окр.) оптимальной признана технология захоронения отходов в ПР в непроницаемых ММП. Она включена в ИТС 17-2021 [4]. Аналогичную схему применяли специалисты ООО «Газпром добыча Надым» при строительстве скважин Бованенковского месторождения [5].

Анализ результатов ранее выполненных исследований [6–20] показывает, что при строительстве ПР необходимо учитывать факторы, влияющие на скорость теплового разрушения песчаных ММП. Этот

процесс характеризуется величиной приведенной скорости теплового воздействия и затратами тепла на разрушение 1м³ ММП.

Значения приведенной скорости теплового разрушения зависят от множества природных факторов, к которым относятся льдистость, содержание глинистых частиц, растворимых солей, органических включений, структура и текстура мерзлых песчано-глинистых отложений. При выполнении инженерных изысканий величину приведенной скорости определяют по образцам керна, отобраным в интервале строительства ПР.

Так, при обработке данных, полученных на Бованенковском месторождении, была установлена зависимость производительности размыва от средней скорости перемещения боковой стенки ПР (рис. 3).



Следует отметить, что последний параметр представляет собой среднюю приведенную скорость теплового разрушения, умноженную на среднюю температуру воды в ПР в процессе его строительства. Таким образом, можно заключить, что средняя производительность размыва многолетнемерзлых песчаных отложений при создании ПР линейно зависит от произведения средней величины приведенной скорости теплового разрушения и средней температуры воды в резервуаре. В целом полученные на практике параметры размыва соответствуют расчетным, что свидетельствует о правильности принятого подхода.

Накопленный в ООО «Газпром недра» опыт позволяет утверждать, что в условиях распространения ММП методами скважинной гидротехнологии технически возможно и экономически целесообразно:

- добывать песок;
- сооружать ПР для хранения углеводородов;
- проводить захоронение буровых и промышленных отходов [21].

Использование отрицательных температур, непроницаемости и прочности ММП для строительства и эксплуатации подземных сооружений – один из немногих примеров, когда инженерная мысль смогла найти применение сложным природным условиям в хозяйственной деятельности.

#### *Поиск источников водоснабжения*

Поскольку в условиях криолитозоны многие наземные источники пресной воды в виде рек и озер в большинстве своем промерзают в зимний период, что приводит к дефициту водоснабже-

ния, немаловажна задача поиска дополнительных источников воды. Альтернативой, хоть и технически непростой, являются подземные источники в виде водоносных горизонтов.

Для принятия решения о возможных схемах водоснабжения необходимо получить информацию о наличии в границах месторождения потенциальных подземных водных источников, определить потенциальные дебиты, оценить технические и технологические параметры добычи. Таким образом, поиск, оценка и технико-экономическое обоснование использования данных источников водоснабжения представляют собой важную и сложную задачу.

#### *Обращение с промышленными отходами*

Обращение с промышленными отходами согласно ИТС 17–2021 [4] возможно с использованием специальных поглощающих скважин. Для захоронения жидких и разжиженных отходов применяют технологию их нагнетания в специально подобранные для этих целей участки недр, как правило, в пласты-коллекторы. Поиск и оценку таких поглощающих горизонтов и пластов-коллекторов возможно и целесообразно проводить на этапе поисковых и геолого-разведочных работ.

#### *Строительство и эксплуатация газодобывающих и газотранспортных объектов*

Строительство и эксплуатация газодобывающих и газотранспортных объектов в криолитозоне влечет за собой изменение естественного состояния природных экосистем, в том числе и за счет теплового воздействия инженерных соору-

жений на геологическую среду. Изменение теплового состояния грунтовых толщ оснований зданий и сооружений становится причиной активизации опасных инженерно-геокриологических процессов. Практика показывает, что их развитие периодически приводит к возникновению аварийных ситуаций на объектах газового комплекса с тяжелыми финансово-экономическими, материально-техническими, экологическими и социальными последствиями. В связи с этим обеспечение надежности инженерных сооружений газодобывающего и газоперерабатывающего комплекса – одна из важнейших и актуальных проблем не только газовой отрасли, но и ТЭК в целом [22].

#### **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Обобщая весь накопленный опыт и приведенные в статье примеры, нужно подчеркнуть важность и необходимость поиска ресурсов, залегающих в недрах, всестороннего изучения геокриологических условий и прогнозной оценки рисков в криолитозоне.

Комплексное освоение недр заключается как в поиске и добыче углеводородов, так и в использовании естественных (природных) условий, позволяющих применить новые технологии в границах лицензионных участков. За счет такого комплексного подхода появляется возможность в пределах одного месторождения не только добывать нефть, газ или газовый конденсат, но и находить в этих же границах местные строительные материалы и участки недр с горно-геологическими условиями, пригодными для строительства подземных сооружений различного назначения. ■

#### **ЛИТЕРАТУРА**

1. РД 00158758–213–2000. Технологический регламент по креплению скважин на месторождениях Севера Тюменской области. Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2001. 146 с.
2. Аксютин О.Е., Казарян В.А., Ишков А.Г. и др. Строительство и эксплуатация резервуаров в многолетнемерзлых осадочных породах. Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2013. 432 с.
3. Коняев С.В., Савич О.И., Хрулев А.С., Ильичев Р.Б. Использование резервуаров в многолетнемерзлых породах для хранения жидких углеводородов и захоронения отходов бурения // Газовая промышленность. 2013. № 5 (688). С. 102–104.
4. ИТС 17–2021. Размещение отходов производства и потребления // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/728318730> (дата обращения: 28.02.2024).

5. Меньшиков С.Н., Мельников И.В., Малахова Ю.В., Ермилов О.М. Использование подземных резервуаров в многолетнемерзлых породах для размещения отходов бурения при строительстве газовых скважин в Арктической зоне РФ на примере Харасавэйского месторождения // Газовая промышленность. 2020. № 7 (803). С. 122–128.
6. Аренс В.Ж., Сурин С.Д., Хрулев А.С., Хчеян Г.Х. Скважинная гидротехнология. М. и др.: Инфра-Инженерия, 2022. 196 с.
7. Смирнов В.И., Лавров Н.П., Хрулев А.С. Новые технологии добычи песка и строительства подземных хранилищ в осадочных породах при освоении севера Тюменской области // Подземное хранение газа: науч.-техн. сб.: прил. к журн. «Наука и техника в газовой промышленности». М.: Газпром, 2004. С. 30–38.
8. Хрулев А.С., Савич О.И., Карпукхин А.Н. и др. Особенности оттаивания многолетнемерзлых пород при создании скважинных подземных резервуаров // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2011. № 6. С. 268–271.
9. Карпукхин А.Н., Савич О.И., Сурин С.Д. Особенности процесса оттаивания многолетнемерзлых песков при скважинной гидродобыче на полуострове Ямал // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2010. № 4. С. 365–371.
10. Кузьмин Г.П., Яковлев А.В. Подземные резервуары в мерзлых грунтах / отв. ред. А.Г. Дерюгин. Якутск: Ин-т мерзлотоведения СО РАН, 1992. 158 с.
11. Берестянский Ю.А., Бобков Ю.П., Сильвестров Л.К. Подземные резервуары в вечномерзлых породах // Газовая промышленность. 1999. № 9. С. 43–44.
12. Казарян В.А., Хрулев А.С., Савич О.И. и др. Строительство подземных резервуаров в многолетнемерзлых породах для хранения жидких углеводородов и захоронения промышленных отходов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2012. № 6. С. 42–45.
13. Аренс В.Ж., Сорокин В.И., Хрулев А.С., Хчеян Г.Х. Использование скважинной гидротехнологии при освоении углеводородных месторождений Севера // Вестник Российской академии естественных наук. 2008. Т. 8, № 1. С. 33–38.
14. Аренс В.Ж., Хчеян Г.Х., Хрулев А.С. Скважинная гидродобыча песков с хозяйственным использованием образовавшихся подземных пустот в условиях вечной мерзлоты // Горный журнал. 2013. № 10. С. 79–82.
15. Шпак Д.Н. Добыча глубинных песчано-гравийных стройматериалов через скважины. М.: Информнефтегазстрой, 1982. 36 с.
16. Смирнов В.И. Строительство подземных газонефтехранилищ. М.: Газоил пресс, 2000. 249 с.
17. Кузьмин Г.П. Подземные сооружения в криолитозоне / отв. ред. Р.М. Каменский. Новосибирск: Наука, 2002. 175 с.
18. Кузьмин Е.В., Хрулев А.С., Савич О.И., Карпукхин А.Н. Перспективы создания подземных камер-хранилищ в отложениях погребенного льда полуострова Ямал // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2008. № 1. С. 331–335.
19. Казарян В.А., Сильвестров Л.К., Теплов М.К. и др. Опыт эксплуатации подземного хранилища газового конденсата, созданного в многолетнемерзлых породах // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2011. № 6. С. 247–258.
20. Гридин О.М., Сурин С.Д., Савич О.И. Исследование теплового воздействия на многолетнемерзлые породы при хранении жидких углеводородов в подземных резервуарах // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2011. № 6. С. 236–241.
21. Савич О.И. Строительство подземных резервуаров в многолетнемерзлых породах // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2013. № S45. С. 24–27.
22. Попов А.П. Управление геотехническими системами газового комплекса в криолитозоне. Прогноз состояния и обеспечение надежности: дис. ... д-ра техн. наук. Тюмень: Ин-т криосферы Земли СО РАН, 2005. 353 с.

## REFERENCES

- (1) TyumenNIIgiprogas LLC. *RD 00158758–213–2000 (regulatory guide). Process procedure for wells' lining in the North of Tyumen Oblast*. Tyumen, Russia: TyumenNIIgiprogas; 2001. (In Russian)
- (2) Aksyutin OE, Kazaryan VA, Ishkov AG, Khloutsov VG, Teplov MK, Khrulev AS, et al. *Construction and Operation of Reservoirs in Permafrost Sedimentary Rocks*. Izhevsk, Russia: Institute of Computer Research [Institut komp'yuternykh issledovaniy]; 2013. (In Russian)
- (3) Konyaev SV, Savich OI, Khrulev AS, Ilichev RB. The use of reservoirs in permafrost for storage of liquid hydrocarbons and disposal of drilling waste. *Gas Industry* [Gazovaya promyshlennost']. 2013; 688(5): 102–104. (In Russian)
- (4) Federal Agency on Technical Regulating and Metrology. *ITS 17–2021 (information and process guide). Waste disposal*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/728318730> [Accessed: 28 February 2024]. (In Russian)
- (5) Menshikov SN, Melnikov IV, Malakhova YuV, Ermilov OM. Using permafrost-buried tanks for drilling cuttings during the gas well construction in the Russian Arctic exemplified by Kharasaveyskoye field. *Gas Industry*. 2020; 803(7): 122–128. (In Russian)
- (6) Arens VZh, Surin SD, Khrulev AS, Khcheyan GK. *Well Hydratechnology*. Moscow: Infra-Inzheneriya; 2022. (In Russian)
- (7) Smirnov VI, Lavrov NP, Khrulev AS. New technologies for sand extraction and construction of underground storages in sedimentary rocks during the development of the north of the Tyumen Oblast. In: OAO Gazprom (open joint stock company) *Science and Technology in the Gas Industry*. Moscow: Gazprom; 2004. p. 30–38. (In Russian)
- (8) Khrulev AS, Savich OI, Karpukhin AN, Shergin DV, Gridin OM. Features of thawing of permafrost during the creation of borehole underground reservoirs. *Mining Informational and Analytical Bulletin (Scientific and Technical Journal)* [Gornyy informatsionno-analiticheskiy byulleten' (nauchno-tekhnicheskiy zhurnal)]. 2011; (6): 268–271. (In Russian)
- (9) Karpukhin AN, Savich OI, Surin SD. Features of thawing permafrost sands during well hydraulic mining on the Yamal Peninsula. *Mining Informational and Analytical Bulletin (Scientific and Technical Journal)*. 2010; (4): 365–371. (In Russian)
- (10) Kuzmin GP, Yakovlev AV, Deryugin AG (ed.). *Underground Reservoirs in Permafrost*. Yakutsk, Russia: Permafrost Institute of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; 1992. (In Russian)
- (11) Berestyanskiy YuA, Bobkov YuP, Silvestrov LK. Underground reservoirs in permafrost. *Gas Industry*. 1999; (9): 43–44. (In Russian)
- (12) Kazaryan VA, Khrulev AS, Savich OI, Surin SD, Shergin DV, Gorskoy KN. Construction of underground reservoirs in permafrost for storage of liquid hydrocarbons and disposal of industrial waste. *Environmental Protection in Oil and Gas Complex* [Zashchita okruzhayushchey sredy v neftegazovom komplekse]. 2012; (6): 42–45. (In Russian)
- (13) Arens VZh, Sorokin VI, Khrulev AS, Khcheyan GK. The use of well hydratechnology in the development of hydrocarbon deposits in the North. *Bulletin of the Russian Academy of Natural Sciences* [Vestnik Rossiyskoy akademii estestvennykh nauk]. 2008; 8(1): 33–38. (In Russian)
- (14) Arens VZh, Khcheyan GK, Khrulev AS. Borehole hydraulic extraction of sands with the economic use of formed underground caverns in permafrost conditions. *Mining Journal* [Gornyy zhurnal]. 2013; (10): 79–82. (In Russian)
- (15) Shpak DN. *Extraction of Deep Sand and Gravel Building Materials Through Wells*. Moscow: Informneftegazstroy; 1982. (In Russian)
- (16) Smirnov VI. *Construction of Underground Gas and Oil Storages*. Moscow: Gazoil Press; 2000. (In Russian)
- (17) Kuzmin GP, Kamenskiy RM (ed.). *Underground Structures in the Cryolithozone*. Novosibirsk, Russia: Science [Nauka]; 2002. (In Russian)
- (18) Kuzmin EV, Khrulev AS, Savich OI, Karpukhin AN. Prospects for the creation of underground storage chambers in the deposits of buried ice of the Yamal Peninsula. *Mining Informational and Analytical Bulletin* [Gornyy informatsionno-analiticheskiy byulleten']. 2008; (1): 331–335. (In Russian)
- (19) Kazaryan VA, Silvestrov LK, Teplov MK, Khrulev AS, Pogodaev AV, Yusupov DA. Experience in the operation of an underground gas condensate storage facility created in permafrost. *Mining Informational and Analytical Bulletin (Scientific and Technical Journal)*. 2011; (6): 247–258. (In Russian)
- (20) Gridin OM, Surin SD, Savich OI. Investigation of thermal effects on permafrost during storage of liquid hydrocarbons in underground reservoirs. *Mining Informational and Analytical Bulletin (Scientific and Technical Journal)*. 2011; (6): 236–241. (In Russian)
- (21) Savich OI. Construction of underground reservoirs in permafrost. *Mining Informational and Analytical Bulletin (Scientific and Technical Journal)*. 2013; (S45): 24–27. (In Russian)
- (22) Popov AP. *Management of geotechnical systems of the gas complex in the cryolithozone. Condition prediction and reliability assurance*. DSc Thesis. Earth Cryosphere Institute of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; 2005. (In Russian)



## **ПРОФЕССИОНАЛИЗМ, ПРОВЕРЕННЫЙ ВРЕМЕНЕМ!**

Одна из крупнейших российских  
многопрофильных сервисных компаний  
нефтегазовой отрасли

Полный цикл геолого-разведочных работ

Широкий спектр уникальных геофизических  
и геолого-технических услуг

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

# МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ НАЗЕМНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

УДК 004.94::622.279

**С.В. Труфанов**, филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта  
(Ухта, Россия), S.Trufanov@sng.vniigaz.gazprom.ru

**М.С. Мещеряков**, филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта,  
M.Meshcheriakov@sng.vniigaz.gazprom.ru

В статье рассматриваются основные проблемы прогнозирования разработки месторождений, связанные с несогласованностью при обмене данными всех звеньев производственной цепочки, начиная с пласта и заканчивая промысловыми мощностями по подготовке и транспортировке углеводородного сырья. Подробно проанализирован имеющийся опыт моделирования показателей разработки месторождений с учетом наземной инфраструктуры в современных программных комплексах, приведены подробные алгоритмы применения различных подходов к моделированию. Освещены критерии и практические аспекты создания интегрированной модели «пласт – скважина – газосборная сеть – наземные установки подготовки сырья», реализованной на примере реального газоконденсатного месторождения. По результатам разработки выявлены основные достоинства данной модели: возможность обнаружения проблемных мест в системе, точность прогнозирования и выявление факторов, влияющих на сходимость с фактическими данными, учет корректировки показателей разработки месторождения при изменении параметров наземных сооружений. Применение интегрированной модели, реализованной в рамках подхода к системе «пласт – скважина – газосборная сеть – установки подготовки сырья» как к единому целому, позволяет равномерно распределить отбор углеводородов по всему месторождению и увеличить за счет этого конечный объем извлекаемого из пласта сырья, максимально эффективно объединить скважины разных объектов с разными термобарическими условиями в единую газосборную сеть и учесть эффект передавливания низкопродуктивных скважин высокопродуктивными для проведения необходимых превентивных мероприятий.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** РАЗРАБОТКА, МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НАЗЕМНАЯ ИНФРАСТРУКТУРА, МОДЕЛИРОВАНИЕ, ИНТЕГРИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ, СИСТЕМА СБОРА, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПОКАЗАТЕЛЬ, ТОЧНОСТЬ РАСЧЕТОВ.

Современные проблемы разработки газовых и газоконденсатных месторождений бросают новые вызовы, в частности в отношении точности прогноза показателей освоения с учетом наличия и развития наземной инфраструктуры. Значительная территориальная удаленность новых месторождений, ввод в эксплуатацию объектов освоения, их подключение к существующей системе обустройства осложняют управление процессом добычи углеводородного сырья (УВС). Основная часть этих трудностей связана с несогласованностью

работы гидродинамических моделей с наземной инфраструктурой. Обмен данными между объектами системы «пласт – скважина – газосборная сеть (ГСС) – наземные установки (установка комплексной подготовки газа (УКПГ), дожимная компрессорная станция) – магистральный трубопровод» учитывается дискретно (ступенчато), часто вовсе отсутствует (рис. 1).

Известные программы по гидродинамическому моделированию хорошо описывают происходящие в пласте процессы, но при прогнозе показателей разработки месторождения, включающего

несколько объектов с общей инфраструктурой, возникают сложности учета их взаимовлияния. Решить подобные проблемы позволяет создание единой интегрированной модели (ИМ) «пласт – скважина – ГСС – точка сдачи продукции».

## ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОЗДАНИЯ ЕДИНОЙ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ

В ходе исследования возможности создания единой ИМ была поставлена задача разработки системы, включающей 13 моделей газоконденсатных пластов 17 залежей и 33 модели скважин,



Рис. 1. Наиболее часто встречающиеся подходы к прогнозу технологических показателей

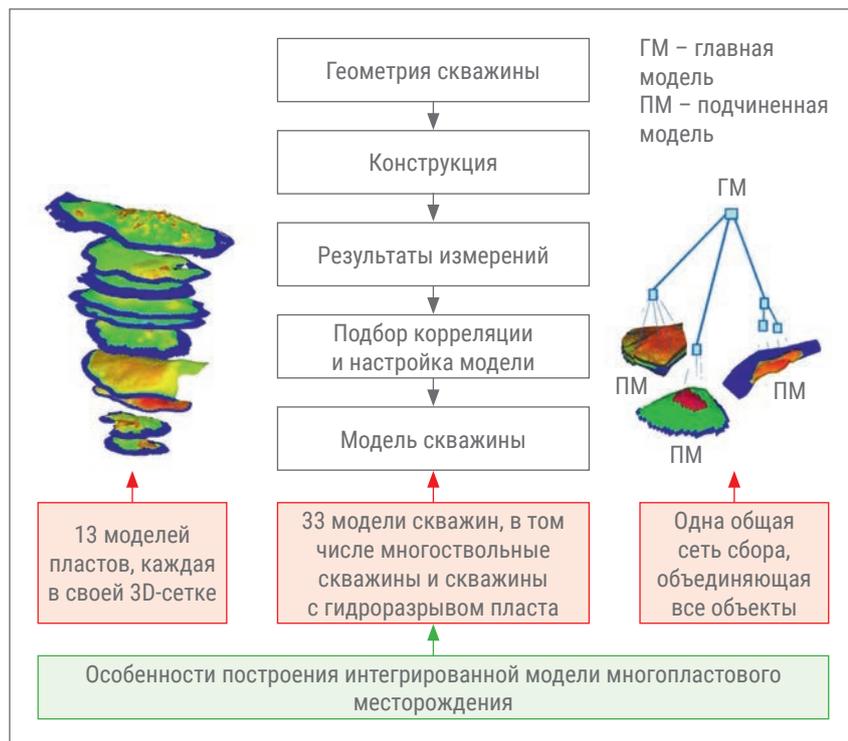


Рис. 2. Применение интегрированной модели

расчетов масштабируется пропорционально увеличению числа объектов. Сердцевина каждой ИМ – это модель пласта, от качества создания и настройки которой напрямую зависит точность расчета технологических показателей. Именно она позволяет учитывать неравномерность выработки запасов и, как следствие, различие в динамике давлений и состава продукции по скважинам, что напрямую влияет на устьевые давления и дебит. В качестве критериев адекватности ИМ рассматриваемому объекту было выбрано соответствие [1, 2]:

- фактических и расчетных пластовых давлений в районах добывающих скважин;
- фактических и расчетных отборов газа и жидких углеводородов;
- фактических и расчетных величин забойных и устьевых давлений по скважинам в предпрогнозный период (табл.).

Фильтрационные модели пластов созданы с использованием программного продукта tNavigator (разработчик – ООО «Рок Флоу Динамикс») [3].

объединенных общей наземной сетью сбора и подготовки продукции (рис. 2).

На рис. 3 представлен принципиальный алгоритм решения задач

расчета показателей в условиях многопластового месторождения с использованием часто применяемых подходов. Из схемы следует, что количество выполняемых

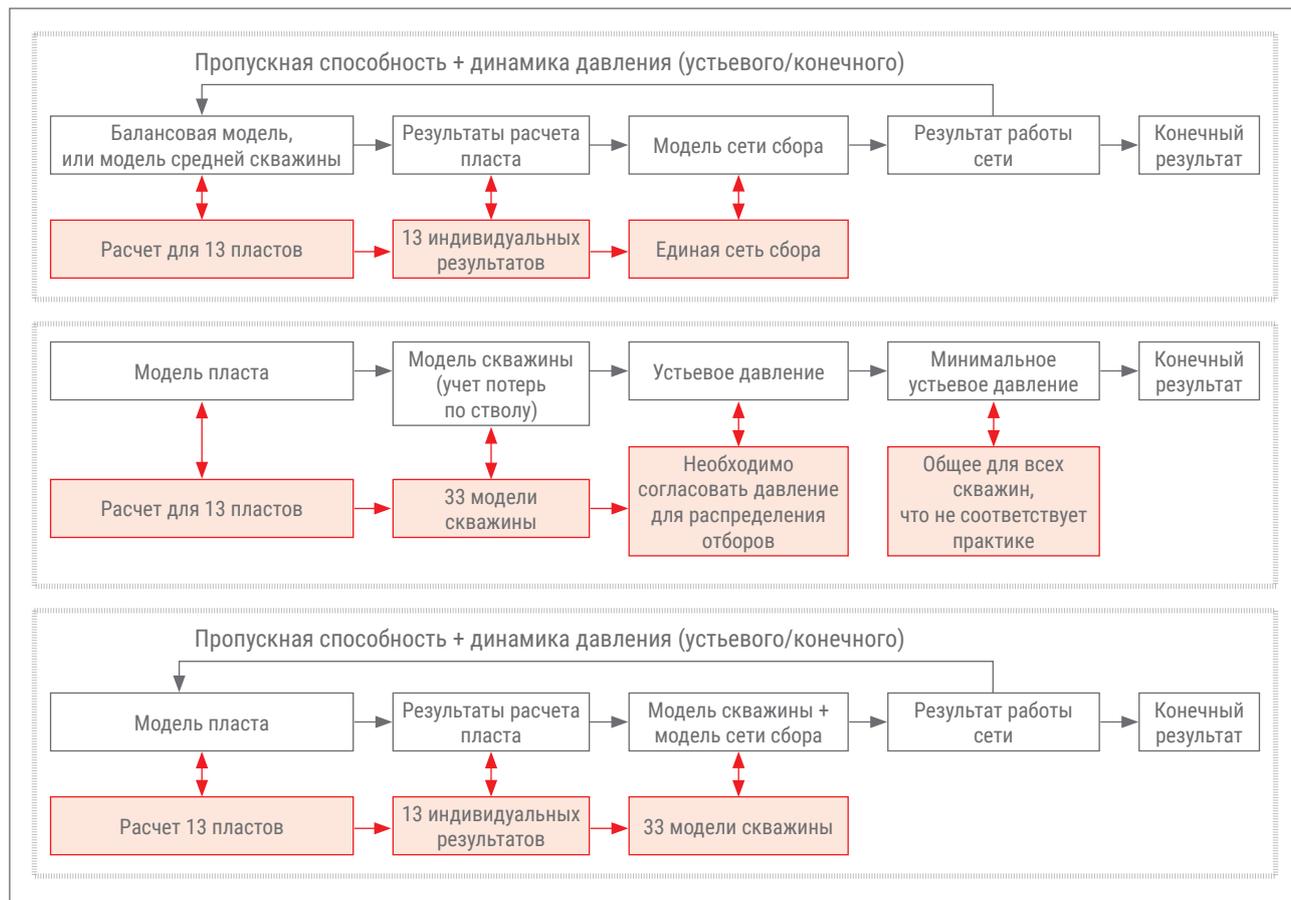


Рис. 3. Особенности прогнозирования при наиболее часто применяемых подходах

Критерии, применяемые к созданию фильтрационных 3D-моделей

Критерий	Тип модели	Относительная погрешность настройки, %				Требования к учету наземной инфраструктуры
		Пластового и забойного давления	Устьевое давления	Годовых отборов УВС и воды	Накопленных отборов УВС	
СТО Газпром 2-3.3-1200-2020 [2]	«Черная нефть»	25	н/р	10	5	н/р
	Композиционная (содержание $C_{5+} > 250 \text{ г/м}^3$ )					
ЦКР Роснедр по УВС. Временный регламент оценки качества и приемки трехмерных геолого-гидродинамических моделей	н/р	25	н/р	10	5	н/р
Применяемые подходы	«Черная нефть»	5 (для пластового)	< 5	10	5	Учет от устья скважины до точки сдачи продукции
	Композиционная (содержание $C_{5+} > 250 \text{ г/м}^3$ )	< 5 (для забойного)				

Примечание. УВС – углеводородное сырье; н/р – не регламентируется.

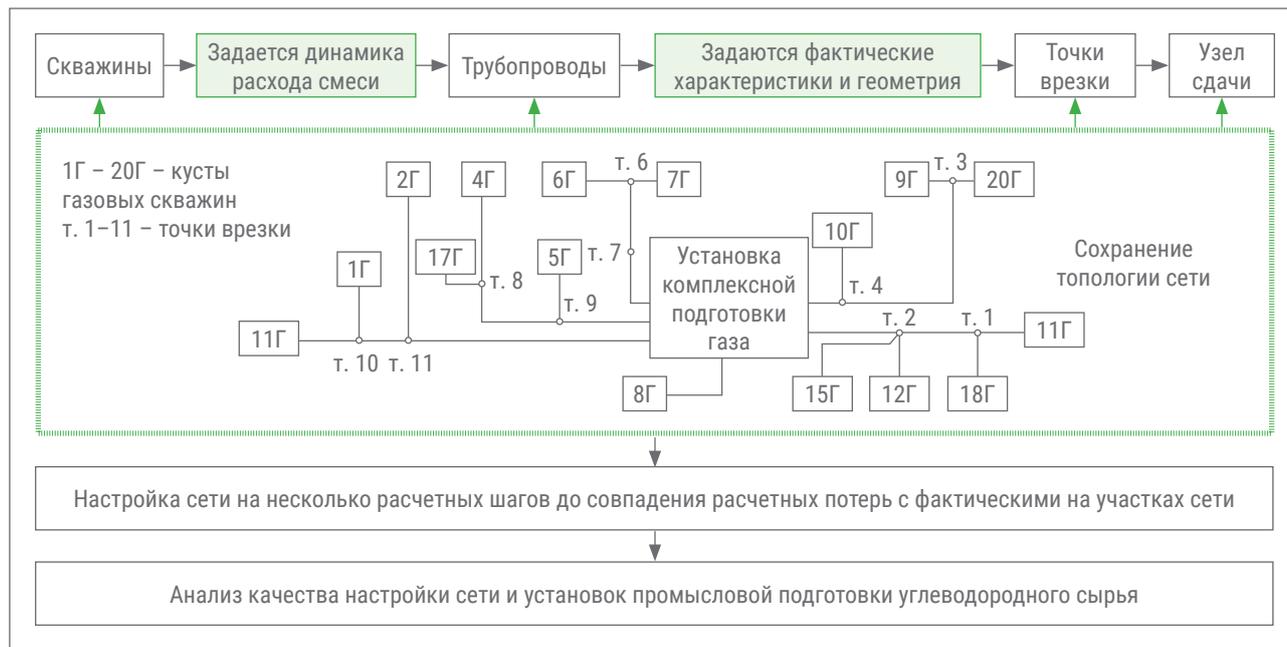


Рис. 4. Подходы к созданию модели газосборной сети

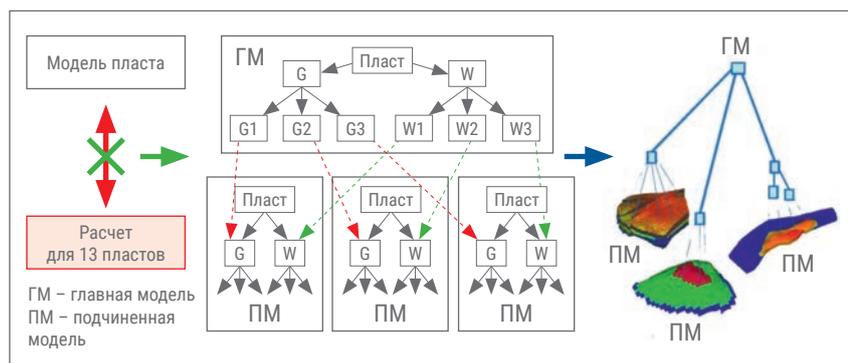


Рис. 5. Объединение разных резервуаров одной газосборной сетью

### ПРИМЕР СОЗДАНИЯ ЕДИНОЙ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ «ПЛАСТ – СКВАЖИНА – ГАЗОСБОРНАЯ СЕТЬ»

Согласно проектным решениям по обустройству системы сбора и подготовки УВС, добываемого на месторождении, транспортировка продукции газоконденсатных скважин на УКПГ осуществляется по коллекторно-лучевой схеме. Для решения поставленной задачи в модуле «дизайнер сетей» tNavigator была создана модель газосборной системы с полностью сохраненной топологией. Это сделано в целях сохранения возможности определения оптимальных точек врезки новых скважин.

Данная модель состоит из таблиц вертикального течения флюида (VFP-tables) для добывающих скважин, горизонтального течения флюида (HFP-tables), представляющих собой трубопроводы промышленной системы сбора, и узлов (nodes), соединяющих между собой элементы сети (рис. 4) и являющихся отчетными точками, в которых пользователь может просматривать информацию о работе газосборной системы [4].

Созданные HFP-таблицы подключались в ГСС и адаптировались к уровню соответствующего фактического падения давления при установленном расходе углеводородов. Соединение газосборной системы и пласта происходит

на забое скважины. На практике именно наземные газосборные трубопроводы должны компоновать все объекты, т.е. они должны находиться в единой модели или быть связаны математически. Для достижения данной цели было решено прибегнуть к опции «объединение моделей» (reservoir coupling). Несколько подчиненных моделей (ПМ) объединяются посредством одной главной (ГМ) (рис. 5). Совместный расчет моделей осуществляется посредством задания групповых контролей и поверхностной сети [5].

### ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

К основным достоинствам интегрированной модели «пласт – скважина – ГСС» относится возможность выявления проблемных мест в разработке месторождений, например эффекта передавливания (рис. 6) при подключении новых объектов к существующей системе сбора. Ввод новой высокопродуктивной скважины приводит к резкому падению дебитов соседних узлов системы.

Эти эффекты можно наблюдать только в условиях ИМ, позволяющих учесть влияние реконструкции наземной инфраструктуры (рис. 7),

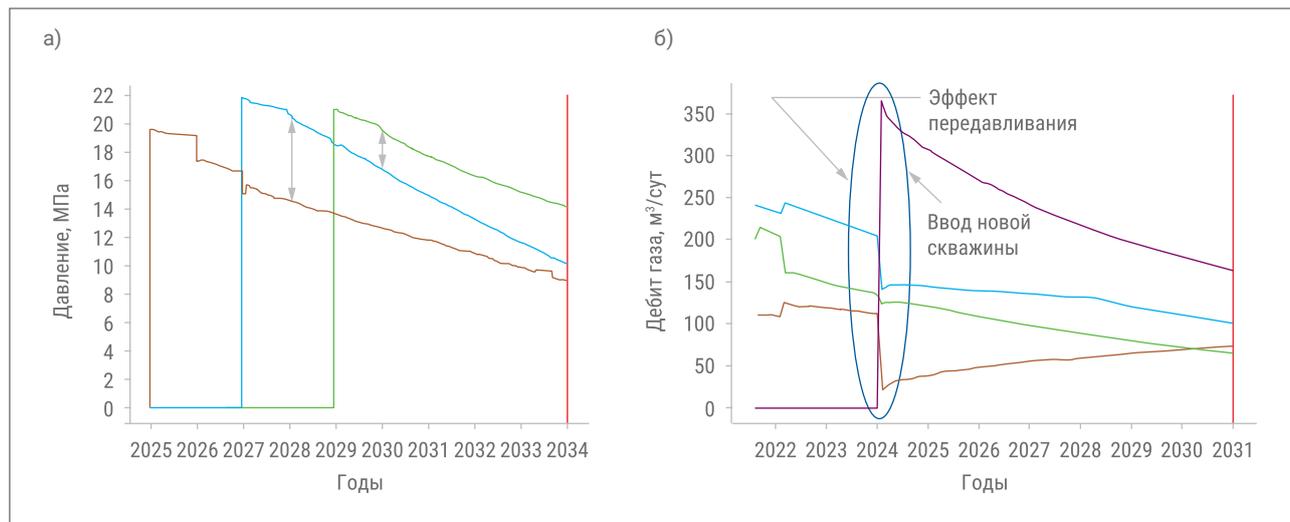


Рис. 6. Выявление проблемных мест на основе интегрированной модели: а) динамика устьевых давлений без газосборной сети; б) эффект передавливания скважины



Рис. 7. Влияние комплекса дожимной компрессорной станции на результаты расчетов

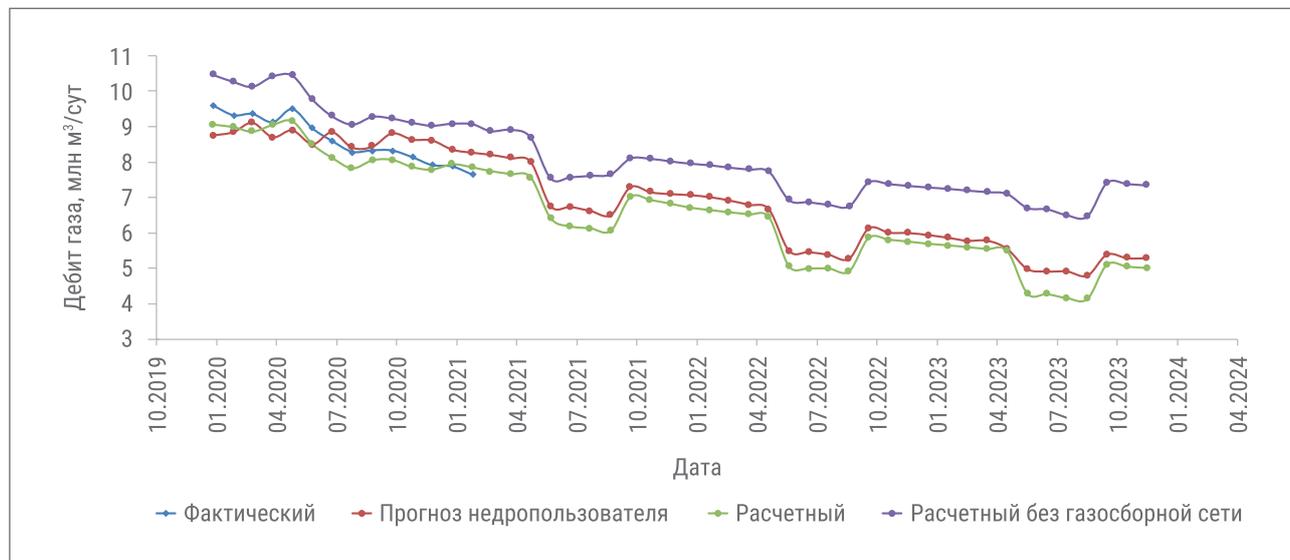


Рис. 8. Влияние газосборной сети на результаты расчетов



в том числе от ввода новых объектов и ликвидации наземных сооружений (трубопроводов, компрессорных станций).

Работа по прогнозированию технологических показателей выполнялась на протяжении 2020 г. (настройка модели была произведена 01.01.2020), этот же год стал первым прогнозным.

На рис. 8 представлены серия расчетов, выполненных в одинаковых условиях на ИМ без учета поверхностной инфраструктуры, прогнозные и фактические параметры недропользователя за 2020 г. Полученные результаты сравни-

вались с фактическим дебитом по месторождению за 2020 г. Погрешность в ближайшем прогнозном году составила не более 10 %, в течение следующего увеличилась до 20 % и имеет тенденцию к дальнейшему росту.

Представленная модель позволяет с достаточной точностью прогнозировать технологические показатели разработки. Погрешность дебита в динамике ~ 5 % по сравнению со среднесрочной перспективой и < 5 % по сравнению с фактическими данными. Отсутствие взаимодействия модели пласта с моделью системы сбора,

подготовки и компримирования может привести к значительному снижению точности расчетов и, как следствие, к ухудшению качества прогноза разработки месторождения и принятию неверных управленческих решений.

Применение ИМ позволяет корректно распределять отборы, учитывать неоднородность коллектора, снижать трудозатраты, объединять скважины различных объектов с разными термобарическими условиями и принимать во внимание эффект передавливания низкопродуктивных скважин высокопродуктивными. ■

#### ЛИТЕРАТУРА

1. СТО Газпром 2-3.3-1238-2021. Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые, нефтегазоконденсатные. Цифровые модели. Методики оценки качества, порядок приемки и проведения экспертизы. СПб.: Газпром экспо, 2022. 28 с.
2. СТО Газпром 2-3.3-1200-2020. Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые, нефтегазоконденсатные. Цифровые гидродинамические модели. Методика создания, оценки качества и порядок актуализации. СПб.: Газпром экспо, 2021. 47 с.
3. tNavigator 20.2 // 000 «Рок Флоу Динамикс»: офиц. сайт. URL: <https://rfdyn.ru/wp-content/uploads/2020/07/tNavigator-20.2-RUS.pdf> (дата обращения: 21.02.2024).
4. СТО Газпром 2-3.3-1203-2020. Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые, нефтегазоконденсатные. Цифровые технологические модели системы сбора и подготовки углеводородов к транспорту. Методика создания, оценки качества и порядок актуализации. СПб.: Газпром экспо, 2021. 65 с.
5. СТО Газпром 2-3.3-1228-2020. Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые, нефтегазоконденсатные. Цифровые модели. Методика взаимодействия и интеграции при подсчете (пересчете) запасов углеводородов, проектировании и сопровождении разработки месторождений. СПб.: Газпром экспо, 2021. 30 с.

# ДАТА-ЦЕНТРЫ НА ПНГ



**BITRIVER**

Цифровые ресурсы для будущего



BitRiver активно строит центры обработки данных, обеспеченные электроснабжением на попутном нефтяном газе (ПНГ)



Проекты BitRiver развиваются в сотрудничестве с крупнейшими нефтяными компаниями России



BitRiver ставит в приоритет снижение углеродного следа и негативного воздействия на окружающую среду



Проекты на ПНГ в портфеле BitRiver составляют 7,5% от всей энергоемкости ЦОДов компании (более 40 МВт)



127521, Россия, г. Москва,  
ул. Анненская, д. 17  
+7 (495) 150-28-56  
[sales@bitriver.com](mailto:sales@bitriver.com)

# ВЕРТИКАЛЬНЫЙ ДВУХСТУПЕНЧАТЫЙ ФИЛЬТР-ГРЯЗЕВИК ДЛЯ ОЧИСТКИ ЖИДКОСТЕЙ В СИСТЕМАХ ТЕПЛО- И ВОДОСНАБЖЕНИЯ НА ГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛАХ

УДК 628.16.067.3::658.26

**Л.Н. Московкин**, ООО «Газпром добыча Ноябрьск» (Ноябрьск, Россия), [Moskovkin.LN@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru](mailto:Moskovkin.LN@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru)

**И.А. Коваленко**, ООО «Газпром добыча Ноябрьск», [Kovalenko.IA@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru](mailto:Kovalenko.IA@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru)

В статье описан способ очистки жидкостей и предотвращения накоплений механических примесей и частиц разной плотности в виде отложений на внутренних поверхностях труб сетей тепло- и водоснабжения, а также иного оборудования с использованием вертикального двухступенчатого фильтра-грязевики.

Это новое устройство относится к вспомогательным и может применяться в качестве дополнительной ступени очистки, предотвращающей накопление отложений и шлама, включений различной плотности в водопроводах, теплотехническом оборудовании котельных, тепловых сетей и узлов, центральных тепловых пунктов, водооборотных циклах промышленных предприятий и пр. Исполнение фильтра-грязевики в виде двух ступеней, размещенных в полости одного корпуса друг над другом, в сочетании с расположением вертикального выходного патрубка в верхней части корпуса позволяет более эффективно (за счет многократного изменения направления движения) очищать жидкости от различных механических примесей.

Показано, что использование представленного в статье устройства способствует улучшению качества сетевой и подпиточной воды, а следовательно, эксплуатационных характеристик сетей тепло- и водоснабжения, в том числе на газовых промыслах.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** ОЧИСТКА ВОДЫ, НАКИПЬ, ОТЛОЖЕНИЯ, МЕХАНИЧЕСКАЯ ПРИМЕСЬ, СЕТЕВАЯ ВОДА, ОБОРОТНОЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ, ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ ГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА.

В нефтегазовой промышленности используются различные виды энергетического оборудования, в том числе для выработки тепла – неотъемлемой части системы жизнеобеспечения добывающего комплекса [1]. На газовых промыслах тепловая энергия производится котлами-утилизаторами за счет нагрева теплоносителя выхлопными газами газоперерабатывающих агрегатов (вторичные энергоресурсы) и котельными.

Для надежного теплоснабжения объектов и сохранения КПД энергетического оборудования (котлы-утилизаторы, котлоагрегаты, теплообменные аппараты и пр.) необходимо качественно подготавливать сетевую и подпиточную воду. Требования к ней указаны в РД 24.031.120–91 [2]. На каждом газовом промысле

имеется специальная установка для подготовки сетевой и подпиточной воды для системы отопления [3].

Во время эксплуатации тепловых энергоустановок периодически в соответствии с графиком химико-аналитические лаборатории производят исследование сетевой и подпиточной воды. Лицо, ответственное за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования, анализирует данные и в случае отклонения нормируемых параметров принимает решение о корректировке работы водоподготовительной установки (если это позволяет технологический процесс), а также о ее реконструкции и модернизации [4].

В процессе эксплуатации систем тепло- и водоснабжения качество подготовки воды не всегда

соответствует требованиям нормативных документов. Как следствие, на внутренних поверхностях труб образуются отложения в виде накипи и шлама, что является результатом длительной эксплуатации, выпадения в осадок оксидов железа в процессе его окисления, попадания песка и грязи во время выполнения ремонтных работ на оборудовании, сетях тепло- и водоснабжения при организации технологического процесса, связанного с образованием в жидкостях примесей или частиц. Качество воды выступает одним из важных факторов, влияющих на надежность и энергоэффективность работы оборудования и систем тепло- и водоснабжения.

В целях очистки технической, сетевой и подпиточной воды от механических примесей в схемах



**L.N. Moskovkin**, Gazprom добыча Noyabrsk LLC (Noyabrsk, Russia), Moskovkin.LN@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru

**I.A. Kovalenko**, Gazprom добыча Noyabrsk LLC, Kovalenko.IA@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru

### Vertical dual stage strainer for fluid purification in heat and water supply systems at gas fields

The article describes the method to purify fluids and prevent accumulation of mechanical admixtures and particles of different density scaling on inner surfaces of heat and water supply pipelines and other equipment, using a vertical dual stage strainer. This is an auxiliary device, which can be used as an additional purification stage preventing accumulation of deposits, sludge, and inclusions of different density in water pipelines, heat engineering equipment of boiler houses, heat networks and stations, central heating stations, water circulation systems of industrial enterprises, etc. The strainer's two stages are arranged one above another and both placed in a single casing with the vertical outlet nozzle in the casing top. Such design allows for more efficient purification of fluids from various mechanical admixtures (due to multiple changes of flow direction). Using this device promotes enhancing the quality of network and process water, thus improving the operational characteristics of heat and water supply networks, including those of gas fields.

**KEYWORDS:** WATER PURIFICATION, SCALE, DEPOSITS, MECHANICAL ADMIXTURE, NETWORK WATER, CIRCULATING WATER SUPPLY, GAS FIELD HEAT SUPPLY.

тепло- и водоснабжения обычно устанавливаются классические (абонентские) (рис. 1) или сетчатые грязевики грубой или тонкой очистки. Абонентские грязевики могут выпускаться в вертикальном или горизонтальном исполнении. Они выполняют роль отстойника и просты в обслуживании. Крупные и средние частицы оседают в них за счет гравитации: поток резко расширяется в корпусе грязевика, за счет чего снижается его скорость. Более крупные частицы выпадают в осадок, а более мелкие удерживаются в потоке, остаются в трубопроводах и накапливаются на внутренних поверхностях. При высоких скоростях потока размера грязевика может не хватать, и он не будет обеспечивать выпадение в осадок даже очень крупных частиц.

#### РАЗРАБОТКА ВЕРТИКАЛЬНОГО ДВУХСТУПЕНЧАТОГО ФИЛЬТРА-ГРЯЗЕВИКА

Для решения проблем, связанных с образованием отложений и накипи, удаления частиц разной плотности и размера в виде соединений железа и образовавшегося в технологическом процессе шлама в технической, сетевой и подпиточной воде, сохранения КПД теплоэнергетического оборудования специалисты ООО «Газпром добыча Ноябрьск» разработали

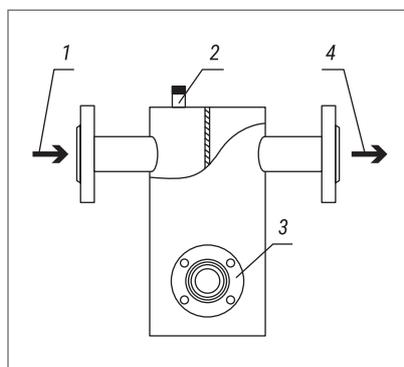


Рис. 1. Абонентский грязевик: 1 – вход сетевой воды; 2 – сброс воздуха; 3 – ревизия; 4 – выход сетевой воды  
Fig. 1. Consumer's strainer: 1 – network water inlet; 2 – air discharge; 3 – inspection hole; 4 – network water outlet

усовершенствованный вертикальный двухступенчатый фильтр-грязевик (рис. 2) [5]. Он был изготовлен и установлен в тепловой сети в котельной (рис. 3), работающей по температурному графику 95–70 °С,  $P_1 = 0,5$  МПа (5,5 кгс/см<sup>2</sup>),  $P_2 = 0,3$  МПа (3,2 кгс/см<sup>2</sup>), где  $P_1$  и  $P_2$  – давление в прямом и обратном трубопроводах. Ранее в тепловой сети этой котельной использовался абонентский грязевик, который выполнял свои функции частично: в сетевой воде присутствовали примеси.

Созданный фильтр-грязевик состоит из вертикально расположенного корпуса 4, размещенного внутри блока очистки жидкости

от механических включений, входного 5 и выходного 1 патрубков, выпуклого дна 6 с патрубком 7 для удаления осадка (см. рис. 2). Устройство выполнено в виде двух ступеней, расположенных в полости корпуса друг над другом. Первая находится в нижней его половине в виде смонтированного в центральной части патрубка подачи очищаемой жидкости под углом 90°. Вторая ступень размещена в верхней половине полости корпуса и выполнена в виде блока, состоящего из трех гофрированных поверхностей-отбойников 3, линии изгиба которых расположены горизонтально. Эти поверхности установлены эквидистантно друг к другу, а выходной патрубок 1 смонтирован в верхней торцевой части корпуса 4. Расстояние между боковыми сторонами гофрированных поверхностей-отбойников и внутренней поверхностью корпуса выполнено равным от 0,05 до 0,10 диаметра корпуса.

Исполнение фильтра-грязевика в виде двух ступеней, размещенных в полости корпуса друг над другом, в сочетании с расположением выходного патрубка на верхней торцевой поверхности корпуса позволяет более эффективно (за счет многократного изменения направления движения очищаемой жидкости) очищать жидкость от механических примесей.

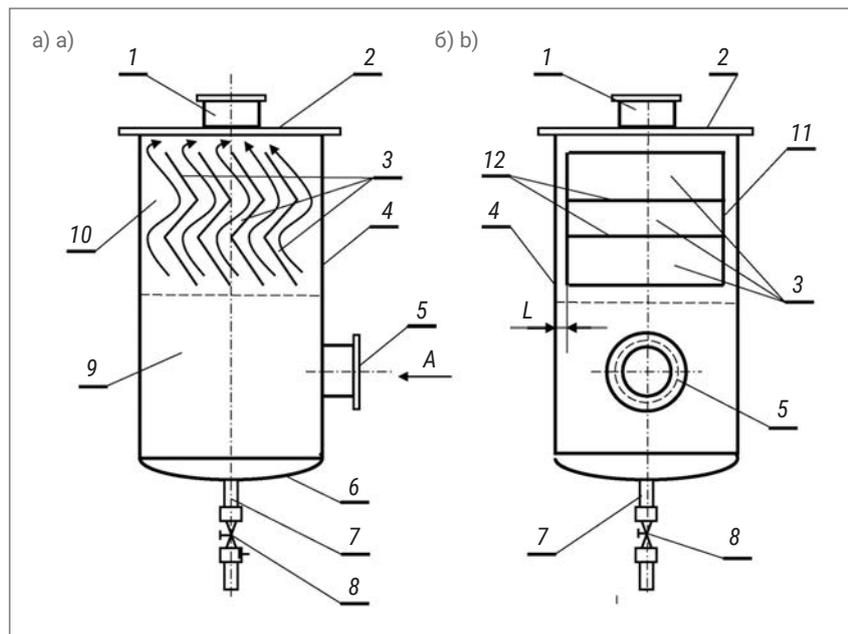


Рис. 2. Фильтр-грязевик для очистки жидких сред: а) вид спереди; б) вид сбоку по линии А: 1 – выходной патрубок; 2 – крышка; 3 – блок горизонтально расположенных гофрированных поверхностей; 4 – корпус; 5 – входной патрубок; 6 – выпуклое дно корпуса; 7 – патрубок; 8 – кран для дренирования и продувки нижней части корпуса и вывода осевших примесей из корпуса; 9 – нижняя половина корпуса с первой ступенью очистки; 10 – верхняя часть корпуса со второй ступенью очистки; 11 – боковая сторона; 12 – линии изгиба горизонтально расположенных гофрированных поверхностей. Расстояние между каждой боковой стороной каждой гофрированной поверхности и внутренней стенкой корпуса выполнено равным от 0,05 до 0,10 диаметра корпуса [3]

Fig. 2. Strainer for liquid media purification: a) front view; b) side view along line A: 1 – outlet nozzle; 2 – cover; 3 – horizontally arranged corrugated surfaces; 4 – casing; 5 – inlet nozzle; 6 – casing dished bottom; 7 – nozzle; 8 – casing bottom drainage and blowdown valve for removal of settled impurities from the casing; 9 – casing bottom part with the first purification stage; 10 – casing top part with the second purification stage; 11 – side face; 12 – bending lines of horizontally arranged corrugated surfaces. The distance of each side of each corrugated surface from the casing inner wall is 0.05 to 0.10 of the casing diameter [3]

Размещение первой ступени очистки в нижней половине корпуса в виде смонтированного в центральной части патрубка подачи очищаемой жидкости под углом от  $85^\circ$  до  $95^\circ$  к его вертикальной оси обеспечивает резкое расширение подаваемого объема (при переходе из патрубка в более широкую (с большим объемом) полость корпуса). Снижение скорости потока в результате резкого поворота или изменения направления подачи позволяет осуществить первичное отделение примесей, которые оседают на дно корпуса. При этом за счет увеличения угла установки патрубка до  $90^\circ$  (в зависимости от особенностей включений, их твердости и фракционности)

обеспечивается интенсификация или ослабление процесса перемешивания жидкости в нижней части корпуса первой ступени очистки.

Монтаж в верхней половине полости корпуса и выполнение второй ступени в виде блока, состоящего по меньшей мере из трех гофрированных поверхностей-отбойников, позволяют дополнительно очищать жидкость за счет многократного изменения направления движения потока и его прохода между несколькими поверхностями. При этом выход очищенной жидкости в предложенном устройстве осуществляется в направлении, обратном выпадению примесей: послед-

ние оседают в нижней части, а очищенная жидкость выходит из устройства вверх.

Установка гофрированных поверхностей-отбойников эквидистантно друг к другу позволяет синхронно менять направление потока жидкости во всех промежуточных каналах между гофрированными поверхностями. Обеспечение расстояния между боковыми сторонами гофрированных поверхностей-отбойников и внутренней поверхностью корпуса равным от 0,05 до 0,10 диаметра корпуса способствует более полному охвату изменениями направления движения очищаемой жидкости и достижению желаемого качества очистки.

#### МЕТОД ОЧИСТКИ ЖИДКОСТЕЙ С ПОМОЩЬЮ РАЗРАБОТАННОГО ФИЛЬТРА-ГРЯЗЕВИКА

Фильтр-грязевик работает следующим образом: очищаемая жидкость подается в корпус 4 по патрубку 5. Попадая в нижнюю полость корпуса 9, где находится первая ступень очистки, жидкость интенсивно перемешивается и резко меняет направление своего движения на  $90^\circ$  (с горизонтального на вертикальное). При этом находящиеся в жидкости твердые частицы и другие включения после перемешивания и изменения направления оседают на выпуклое дно 6, а частично очищенная жидкость поднимается вверх. При прохождении в верхней части 10 (через вторую ступень очистки) через промежутки между гофрированными поверхностями-отбойниками 3 и стенками корпуса 4 она подвергается многократным (по количеству промежутков между гофрированными поверхностями и стенками корпуса) изменениям в направлении движения. Как следствие, включения и примеси, находящиеся в жидкости, постепенно теряют свою скорость и начинают оседать на дне 6 в область низких скоростей потока. Очищенная жидкость через патрубок 1, смонтированный на крышке 2, пере-

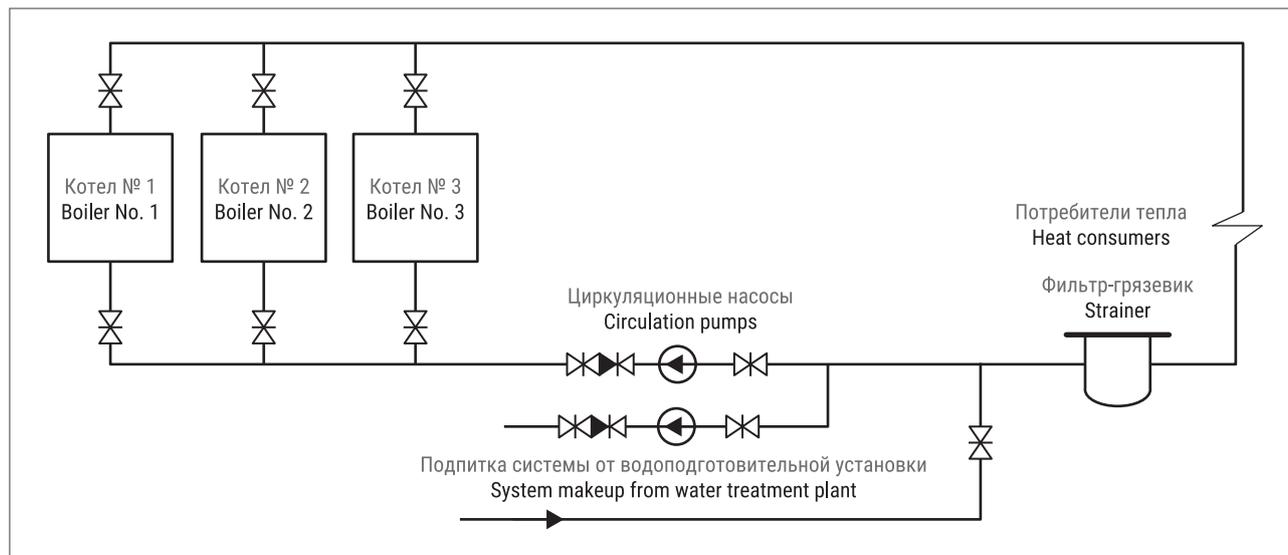


Рис. 3. Схема котельной с установленным в ней фильтром-грязевиком  
Fig. 3. Diagram of a boiler room with a strainer in place

дается потребителю в сеть. Осевшие на дне 6 включения и примеси по окончании очистки открыванием крана 8 через патрубок 7 при помощи слива и (или) продувки воздухом выводятся из корпуса.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам использования фильтра-грязевика в составе котельной газового промысла можно отметить следующее. Если при запуске тепловых сетей в начале отопительного периода концентрация взвешенных частиц в сетевой воде достигала  $1000 \text{ мг/м}^3$ , то после очистки их содержание снижалось с каждым циклом. По истечении

двух недель содержание взвешенных частиц в сетевой воде составило  $5 \text{ мг/м}^3$ , что соответствует нормативным значениям.

До установки разработанного фильтра-грязевика также наблюдалось снижение концентрации взвешенных частиц, но очистка происходила за счет водообмена, а также более продолжительной продувки (дренирования) трубопроводов и оборудования, что приводило к большому расходу воды и, как следствие, к снижению энергоэффективности процесса. Кроме того, нормативное значение показателя концентрации взвешенных частиц в сетевой

воде достигалось только через несколько месяцев после начала отопительного периода – за это время существенное количество взвешенных частиц оседало в виде накипи и шлама на внутренних поверхностях труб и оборудования.

Использование описанного в статье устройства позволяет эффективно и в течение всего времени работы оборудования производить очистку воды от примесей и частиц любых жидкостей. Это способствует повышению энергоэффективности и снижению затрат в процессе эксплуатации сетей тепло- и водоснабжения на предприятиях, в том числе газодобывающих. ■

### ЛИТЕРАТУРА

1. Ляхомский А.В., Бабочкин Г.И. Управление энергетическими ресурсами горных предприятий. М.: Горная книга, 2012. 230 с.
2. РД 24.031.120–91. Методические указания. Нормы качества сетевой и подпиточной воды водогрейных котлов, организация водно-химического режима и химического контроля // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200031800> (дата обращения: 21.02.2024).
3. Хохрякова Е.А., Резник Я.Е. Водоподготовка / под ред. С.Е. Беликова. М.: Аква-Терм, 2007. 240 с.
4. Российская Федерация. Министерство энергетики. Об утверждении Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок: приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 24.03.2003 № 115 // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/901856779> (дата обращения: 21.02.2024).
5. Патент № 207725 Российская Федерация, МПК F16L 55/24 (2006.01). Фильтр-грязевик вертикальный двухступенчатый: № 2021122031: заявл. 23.07.2021; опубл. 12.11.2021 / Коваленко И.А., Московкин Л.Н.; заявитель 000 «Газпром добыча Ноябрьск» // Yandex.ru: патенты. URL: [https://yandex.ru/patents/doc/RU207725U1\\_2021112](https://yandex.ru/patents/doc/RU207725U1_2021112) (дата обращения: 21.02.2024).

### REFERENCES

- (1) Lyakhomskiy AV, Babochkin GI. *Energy Resource Management of Mining Enterprises*. Moscow: Mining Book [Gornaya kniga]; 2012. (In Russian)
- (2) Ministry of Heavy Machine Building of the USSR. *RD 24.031.120–91 (regulatory guide). Instruction notes. Standards for the quality of network and make-up water for hot water boilers, organization of water chemistry and chemical control*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/1200031800> [Accessed: 21 February 2024]. (In Russian)
- (3) Khokhryakova EA, Reznik YaE, Belikov SE (ed.). *Water Conditioning*. Moscow: Akva-Term; 2007. (In Russian)
- (4) Ministry of Energy of the Russian Federation. *Order No. 115 dated 24 March 2003. On approval of the Rules for the Technical Operation of Thermal Power Plants*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/901856779> [Accessed: 21 February 2024]. (In Russian)
- (5) Kovalenko IA, Moskovkin LN. *Vertical dual stage strainer*. RU2021122031 (Patent) 2021.

# ОЦЕНКА НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ И ПРОЧНОСТИ ТРУБЫ DN 800, СОДЕРЖАЩЕЙ ДЕФЕКТ ПОТЕРИ МЕТАЛЛА, С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДЕЛИ ПЛАСТИЧНОСТИ

УДК 539.41::621.643::620.19

А.А. Игнатик, к.т.н., ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет» (Ухта, Россия), [tolik.ignatik@yandex.ru](mailto:tolik.ignatik@yandex.ru)

Дефекты потери металла коррозионного происхождения уменьшают прочность трубопроводов. Для оценки прочности любой конструкции применяется метод анализа ее напряженного состояния, в том числе в зонах повреждений. Дефекты потери металла могут иметь такие геометрические параметры, что материал трубы будет деформироваться не упруго, а упругопластически при воздействии нагрузки. Поэтому актуальна оценка напряженного состояния и прочности трубопровода с дефектом потери металла в рамках упругопластического решения задачи.

В статье рассматриваются результаты численного компьютерного моделирования напряжений дефектного трубопровода (DN 800) в программной среде Ansys. Описана методика моделирования. Рассмотрена модель, согласующаяся с деформационной теорией пластичности, в которой связь между интенсивностью напряжений и деформаций выражается степенной функцией. Оценка напряженного состояния трубы в дефектной зоне выполняется с учетом значения интенсивности напряжений в геометрическом центре дефекта потери металла. Чтобы оценить прочность трубопровода, введены три особых его состояния: 1) переход от упругого к упругопластическому деформированию; 2) предельное состояние; 3) разрушение. Каждое из них характеризуется напряжением и давлением. Описана классификация степени опасности дефектов.

Получен график зависимости интенсивности напряжений в зоне дефекта потери металла от внутреннего давления, который включает в себя участок упругого и упругопластического деформирования. Построены графики зависимости давлений, соответствующих трем особым состояниям конструкции, от глубины дефекта. Получены эмпирические формулы для расчета предельного и разрушающего давления трубы (наружный диаметр – 820 мм, толщина стенки – от 8 до 15 мм) с одиночным дефектом потери металла (относительная глубина – до 0,8, длина и ширина – до 200 мм) при воздействии внутреннего давления.

Сопоставлены значения разрушающего и предельного давления, найденные с помощью компьютерного моделирования и методики из СТО Газпром 2–2.3–112–2007 «Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами». Определена предельная глубина дефекта потери металла при рассматриваемых в статье исходных данных.

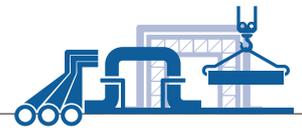
**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** ДЕФЕКТ ПОТЕРИ МЕТАЛЛА, КОЭФФИЦИЕНТ ЗАПАСА ПРОЧНОСТИ, НАПРЯЖЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ТРУБОПРОВОДА, ПРЕДЕЛЬНОЕ ДАВЛЕНИЕ ТРУБОПРОВОДА, РАЗРУШАЮЩЕЕ ДАВЛЕНИЕ ТРУБОПРОВОДА, УПРУГОПЛАСТИЧЕСКОЕ ДЕФОРМИРОВАНИЕ МАТЕРИАЛА.

В статье рассмотрены дефекты потери металла коррозионного происхождения, находящиеся на наружной поверхности трубопровода. Эти дефекты характеризуются длиной, шириной и глубиной, которые определяются в ходе диагностических работ. В них наблюдается концентрация механических

напряжений, поэтому возможен переход в предельное состояние, недопустимое при эксплуатации, а также разрушение.

Имеется большое число научных работ, посвященных влиянию коррозионных дефектов потери металла на работоспособное состояние трубопроводов [1–12].

Однако ранее детально не раскрывалась проблема определения напряжений в дефекте потери металла посредством численного компьютерного моделирования, когда материал трубы работает в упругопластической стадии деформирования. При этом именно напряжения характери-



**A.A. Ignatik**, PhD in Engineering, Ukhta State Technical University (Ukhta, Russia), [tolik.ignatik@yandex.ru](mailto:tolik.ignatik@yandex.ru)

### Assessment of the stress state and strength of a DN 800 pipe containing a metal loss defect using a plasticity model

Metal loss defects of corrosive nature reduce the strength of pipelines. To assess the strength of any structure, the method of analyzing its stress state, including that in damage zones, is used. Metal loss defects may have such geometry that being exposed to a load the pipe material will deform elastoplastically rather than elastically. Therefore, the assessment of the stress state and strength of a pipeline with a metal loss defect is important when solving the problem elastoplastically.

The article discusses the results of computer based numerical simulation of the stresses of a defective pipeline (DN 800) in Ansys software. It describes the simulation technique. The article analyses a model that is consistent with the deformation plasticity theory, in which the relationship between stress and strain intensity is expressed by a power function. Assessment of the pipe stress state in the defective area considers the value of stress intensity in the geometric center of the metal loss defect. In order to assess the pipeline strength, three special pipeline states are introduced: 1) transition from elastic to elastoplastic strain; 2) limit state; 3) failure. Each of these states is characterized by stress and pressure. The defects severity classification is described.

The article presents a diagram of the stress intensity in the metal loss defect zone as a function of the pressure, which includes a section of elastic and elastoplastic strain. The diagrams of pressure dependency on the defect depth were built for three special states of the structure. Empirical formulas for calculation of ultimate and failure pressure of a pipe (outer diameter – 820 mm, wall thickness – from 8 to 15 mm) with a single metal loss defect (relative depth – up to 0.8, length and width – up to 200 mm) on exposure to internal pressure were developed.

The values of failure and ultimate pressures found through computer based simulation were compared with those obtained using the procedure from STO Gazprom 2-2.3-112-2007 "Recommended practice for assessing performance capacity of main pipeline components with corrosion defects". The ultimate depth of metal loss defect subject to the initial data considered in the article was determined.

**KEYWORDS:** METAL LOSS DEFECT, SAFETY FACTOR, PIPELINE STRESS STATE, PIPELINE ULTIMATE PRESSURE, PIPELINE FAILURE PRESSURE, ELASTOPLASTIC STRAIN OF MATERIAL.

зуют конструктивную прочность объекта. Кроме того, концентрация напряжений в дефектной области может быть причиной работы материала не в упругой, а в упругопластической стадии. Параметры упругопластического деформирования описываются более сложным математическим аппаратом по сравнению с параметрами в пределах упругости [13].

В рамках проведенного исследования путем компьютерного моделирования в программном комплексе Ansys была выполнена оценка напряженного состояния и прочности трубы (DN 800, наружный диаметр – 820 мм, толщина стенки – от 8 до 15 мм) с дефектом потери металла. Рассматривались повреждения с разными геометрическими параметрами. Учитывалось упругопластическое деформирование материала в дефектной зоне. Оценка напряженного состояния осуществлялась при анализе поля интенсивности напряжений, прочности – с помощью таких количественных показателей, как разрушающее и предельное давление.

### МЕТОДИКА ЧИСЛЕННОГО КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Объектом исследований стала труба со следующими геометрическими параметрами: длина – 3 м; наружный диаметр – 820 мм; толщина стенки – от 8 до 15 мм, шаг варьирования – 1 мм. В середине трубы в районе ее верхней образующей расположен дефект потери металла: длина – 100 мм, ширина – 100 мм, глубина – переменная величина. Для упрощения геометрического компьютерного моделирования продольный профиль дефекта представлял собой прямоугольник. В таком случае переход к дефектной зоне резкий, но область в пределах границ повреждения при прочностном анализе не учитывается.

Предполагалось, что на трубу действует только один силовой фактор – внутреннее давление. Его величина в численных экспериментах изменяется. Принималось, что поперечные и продольные перемещения трубопровода отсутствуют. Это характерно для защем-

ленного в грунте трубопровода. Как следствие, оба торца трубы крепятся жесткой опорой.

Марка стали – 17Г1С. Ее основные нормативные механические характеристики согласно [14] следующие: предел текучести  $\sigma_y = 366$  МПа, предел прочности  $\sigma_u = 578$  МПа, модуль Юнга  $E = 206\,000$  МПа, коэффициент Пуассона (в стадии упругости)  $\mu = 0,3$ .

Предварительное моделирование показало, что удовлетворительны такие размеры сетки конечных элементов: в бездефектной зоне – 50 мм, в дефекте потери металла – 3 мм. Указанная сетка позволяет достичь сходимости и требуемой точности результатов.

Для корректного моделирования при упругопластическом деформировании требуется выбрать модель пластичности. Наиболее широко применяются две теории пластичности: течения и деформационная [15, 16].

В теории пластического течения выводятся формулы связи между компонентами напряжений  $\sigma$  и бесконечно малыми приращениями

компонент деформаций  $d\varepsilon$ . Причем полученные выражения не сводятся к конечным соотношениям между данными параметрами. В этом заключается недостаток теории течения при выполнении инженерных расчетов, где требуются конечные выражения.

В деформационной теории пластичности выводятся формулы связи между напряжениями  $\sigma$  и деформациями  $\varepsilon$ , а также между интенсивностью напряжений  $\sigma_i$  и интенсивностью деформаций  $\varepsilon_i$ . Эти формулы конечные, не требуют интегрирования и удобны при выполнении расчетов в целях получения числового результата. Недостаток деформационной теории пластичности в сравнении с теорией течения состоит в том, что она не учитывает историю деформирования, а также неудовлетворительно описывает пластические деформации при сложных зигзагообразных путях нагружения. Однако можно считать, что при пластической деформации, развивающейся в некотором определенном направлении, уравнения деформационной теории пригодны.

Обе теории пластичности дают одинаковый результат в случае простого нагружения (деформации развиваются в определенном направлении, влияние сложной истории деформирования слабое). Именно такие случаи рассматриваются в статье, поэтому в дальнейшем используются простые и конечные соотношения деформационной теории пластичности, а указанные ограничения не оказывают существенного влияния и не приводят к несправедливым результатам.

Согласно закону деформационной теории пластичности между интенсивностью напряжений и деформаций существует зависимость  $\sigma_i = f(\varepsilon_i)$ , которая называется обобщенной кривой деформирования и не зависит от вида напряженного состояния. Для несжимаемого материала, когда коэффициент Пуассона достигает своего максимально возможного значения

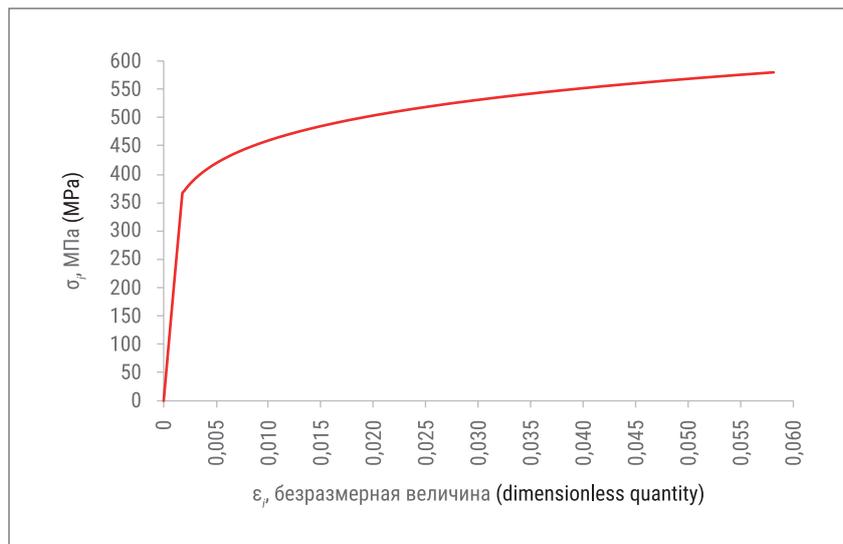


Рис. 1. Кривая деформирования для марки стали 17Г1С в координатах «интенсивность деформаций – интенсивность напряжений». Здесь и далее обозначения см. на с. 55

Fig. 1. Strain curve for 17G1S steel in “strain intensity – stress intensity” coordinates. Hereinafter, for symbols see p. 55

и равен 0,5, обобщенная кривая деформирования совпадает с обычной кривой деформирования при растяжении образцов. Предположение о несжимаемости материала и соответствующем коэффициенте Пуассона ( $\mu = 0,5$ ) используется также в теории пластического течения.

В упругопластической стадии работы взаимосвязь между интенсивностью напряжений и интенсивностью деформаций принималась в виде степенной функции [2, 17], а именно:

$$\frac{\sigma_i}{\sigma_y} = \left( \frac{\varepsilon_i}{\varepsilon_y} \right)^m, \quad (1)$$

где  $\varepsilon_y$  – деформация, соответствующая пределу текучести, безразмерная величина;  $m$  – коэффициент деформационного упрочнения, безразмерная величина.

Величина коэффициента  $m$  отличается для различных марок стали. Для стали 17Г1С  $m = 0,132$ .

Деформация  $\varepsilon_y$  вычисляется по формуле:

$$\varepsilon_y = \frac{\sigma_y}{E}. \quad (2)$$

Поскольку  $\sigma_y = 366$  МПа и  $E = 206\,000$  МПа, то по формуле (2)  $\varepsilon_y = 0,001\,777$ .

С учетом выражений (1) и (2) была построена обобщенная кривая деформирования для марки стали 17Г1С, представленная на рис. 1.

Формула диаграммы деформирования на упругопластической стадии работы материала имеет вид:

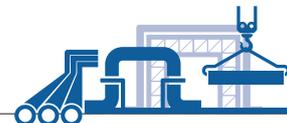
$$\sigma_i = 844,37 \cdot \varepsilon_i^{0,132}. \quad (3)$$

Для оценки напряженного состояния и прочности трубы с дефектом задавался вывод на экран компьютера поля интенсивности напряжений. Численное значение  $\sigma_i$  определялось в геометрическом центре дефекта. Величина этого параметра позволяла судить об уровне напряжений и прочности конструкции.

Пример поля интенсивности напряжений и значение  $\sigma_i$  в геометрическом центре дефекта потери металла представлены на рис. 2.

#### РЕЗУЛЬТАТЫ ЧИСЛЕННЫХ КОМПЬЮТЕРНЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ. ОБСУЖДЕНИЕ

В ходе исследования были проведены численные компьютерные эксперименты в целях определения интенсивности напряжений



трубы наружного диаметра 820 мм с толщиной стенки 10 мм в зоне дефекта потери металла с глубиной 3 мм. Полученный график зависимости интенсивности напряжений  $\sigma_i$  от внутреннего давления  $p$  представлен на рис. 3 (линия 1).

Визуально он разделяется на два участка. Первый представляет собой прямую линию и принадлежит диапазону давления от 0 до 5,8 МПа. Здесь происходит упругое деформирование и справедлив закон Гука. Второй участок находится за пределами упругости в диапазоне от 5,8 до 12,4 МПа. При давлении 12,4 МПа интенсивность напряжений достигает предела прочности 578 МПа и происходит разрушение. График в координатах «интенсивность напряжений – давление» за пределами упругости хорошо описывается уравнением параболы (полином второй степени), что показано на рис. 4 посредством линии тренда и величины достоверности аппроксимации  $R^2 = 0,9963$ . Уравнение линии тренда  $\sigma_i(p)$  при упругопластическом деформировании имеет вид:

$$\sigma_i = 4,1071 \cdot p^2 - 39,948 \cdot p + 454,86. \quad (4)$$

Производная  $d\sigma_i/dp$  в упругой стадии работы материала – это постоянная величина, равная 62,4. В ходе упругопластического деформирования она определяется в соответствии с выражением:

$$\frac{d\sigma_i}{dp} = 8,2142 \cdot p - 39,948. \quad (5)$$

Производная  $d\sigma_i/dp$  согласно формуле (5) увеличивается с 7,7 при  $p = 5,8$  МПа до 61,9 при  $p = 12,4$  МПа и, следовательно, восстанавливается почти до упругого уровня. Чтобы объяснить это явление, следует обратиться к теории дислокаций.

Пластическая деформация совершается в результате сдвига дислокаций, представляющих собой особого вида дефекты кристаллической решетки. В начальной стадии пластического деформи-

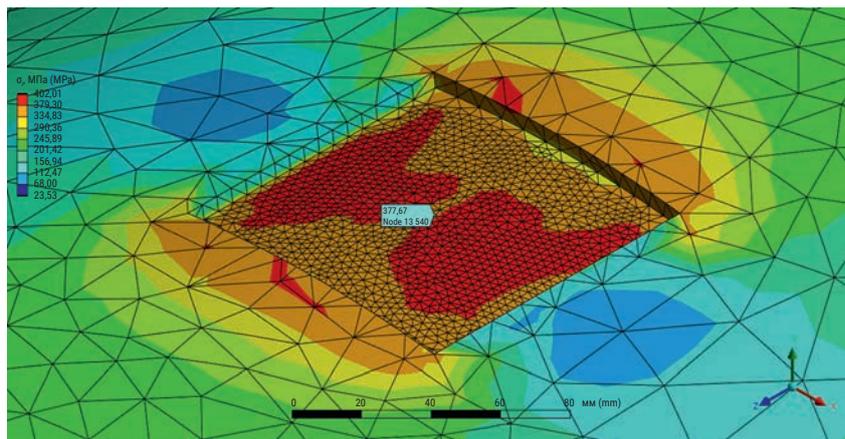


Рис. 2. Поле интенсивности напряжений в зоне дефекта потери металла трубы и значение напряжений в геометрическом центре дефекта. Геометрические параметры трубы: наружный диаметр – 820 мм, толщина стенки – 10 мм. Размеры дефекта: длина – 100 мм, ширина – 100 мм, глубина – 5 мм. Давление – 5,5 МПа

Fig. 2. Stress intensity field in the metal loss defect area of the pipe and stress value in the geometric center of the defect. Geometric parameters of the pipe: outer diameter – 820 mm, wall thickness – 10 mm. Defect dimensions: length – 100 mm, width – 100 mm, depth – 5 mm. Pressure – 5.5 MPa

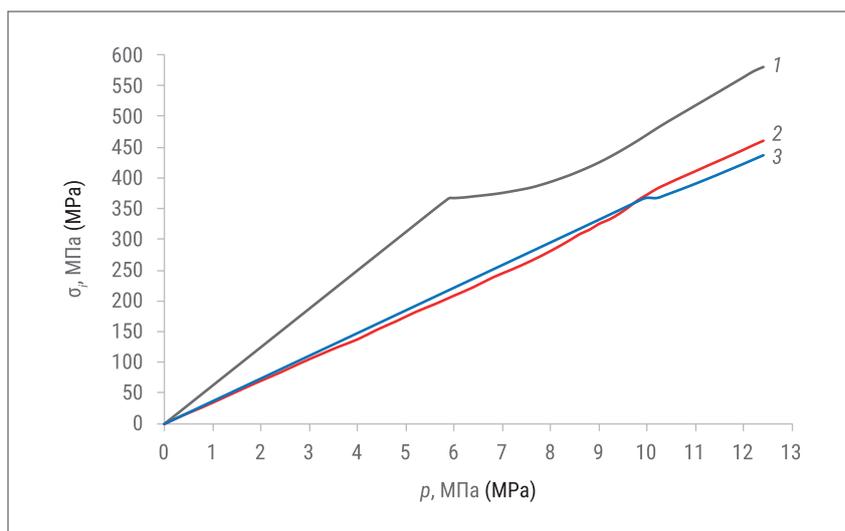


Рис. 3. График зависимости интенсивности напряжений от давления в геометрическом центре дефекта потери металла (1), околодефектной зоне на расстоянии 50 мм от границ дефекта (2) и бездефектной зоне на внутренней поверхности трубы (3). Геометрические параметры трубы: наружный диаметр – 820 мм, толщина стенки – 10 мм. Размеры дефекта: длина – 100 мм, ширина – 100 мм, глубина – 3 мм

Fig. 3. Diagram of stress intensity as a function of the pressure in the geometric center of the metal loss defect (1), near-defect area at a distance of 50 mm from the defect boundaries (2), and defect-free area on the inner surface of the pipe (3). Geometric parameters of the pipe: outer diameter – 820 mm, wall thickness – 10 mm. Defect dimensions: length – 100 mm, width – 100 mm, depth – 3 mm

рования перемещение дислокаций происходит без значительных препятствий, темпы роста напряжений невелики по сравнению с темпами роста деформаций. При развитии пластических деформаций плотность дислокаций

возрастает, они имеют разную ориентацию и направление движения. Дислокации тормозят друг друга, они упираются в границы разноориентированных блоков (зерен) кристаллического строения материала. Данные процессы

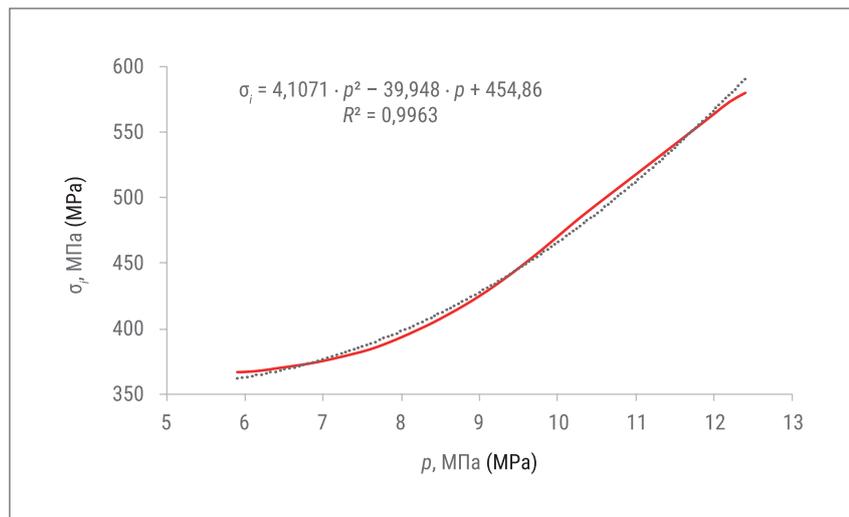


Рис. 4. График зависимости интенсивности напряжений в геометрическом центре дефекта потери металла трубы от давления за пределами упругости и соответствующее уравнение линии тренда  
Fig. 4. Diagram of stress intensity in the geometric center of the metal loss defect as a function of the pressure beyond the elastic limit and the corresponding equation of the trend line

приводят к увеличению темпов роста напряжений, материал упрочняется. Однако его деформации становятся столь велики при дальнейшем нагружении, что он разрушается. Объединение дислокаций (микроскопических дефектов кристаллической решетки), кроме того, приводит к образованию и развитию макроскопических дефектов, что тоже провоцирует процессы разрушения.

На рис. 3 изображена также кривая зависимости интенсивности напряжений в околодефектной зоне от давления (линия 2), полученная с помощью программного комплекса Ansys. Уровень напряжений в околодефектной зоне определялся на расстоянии 50 мм (или пять толщин стенки) от границы дефекта. Причем интенсивность напряжений фиксировалась в четырех точках (сверху, снизу, слева и справа от дефекта; ось трубы имеет направление слева направо) и вычислялось среднее значение. Линия 3 строилась по данным интенсивности напряжений в бездефектной области на внутренней поверхности трубы. Линии 2 и 3 доходят до уровня предела текучести, равного 366 МПа при  $p = 9,9$  МПа. Видно,

что эти линии имеют хорошую сходимость. Расхождение данных графиков во всем интервале давлений не более 4,4 %. Такая сходимость говорит о том, что уровень напряжений в бездефектной зоне практически тот же, что и в околодефектной на расстоянии 50 мм от границ дефекта, если перемещаться вдоль всего его контура.

Если идти от границы дефекта потери металла в продольном направлении, то в околодефектной области уровень напряжений выше, чем в бездефектной. Если же перемещаться от границы дефекта в окружном направлении, то в околодефектной области уровень напряжений меньше, чем в бездефектной. Эти выводы подтверждаются характером распределения поля интенсивности напряжений на рис. 2.

Далее была получена зависимость интенсивности напряжений от интенсивности деформаций в геометрическом центре дефекта с рассматриваемыми параметрами. Выражение связи между  $\sigma_i$  и  $\varepsilon_i$  при упругопластическом деформировании имеет вид:

$$\sigma_i = 838,93 \cdot \varepsilon_i^{0,132}. \quad (6)$$

Если сравнить уравнения (3) и (6), то можно увидеть, что числовые коэффициенты перед  $\varepsilon_i$  отличаются друг от друга не более чем на 0,65 %. Это говорит о сходимости формулы диаграммы деформирования, которая использовалась в модели пластичности, и формулы взаимосвязи  $\sigma_i$  и  $\varepsilon_i$  в области дефекта потери металла.

На рис. 5 представлен график зависимости между давлением, действующим на трубу, и радиальным перемещением  $\Delta_r$  геометрического центра дефекта потери металла.

Согласно этому графику в упругой стадии ( $p$  от 0 до 5,8 МПа) производная  $d\Delta_r/dp$  постоянна и равна 0,132, что согласуется с законом упругости Гука. За пределами упругости темпы прироста  $\Delta_r$  с увеличением  $p$  монотонно увеличиваются (от 0,133 мм/МПа при  $p = 5,8$  МПа до 9,210 мм/МПа при  $p = 12,4$  МПа).

Перед выполнением численных компьютерных экспериментов с дефектами потери металла разной глубины были введены три особых состояния трубопроводной конструкции в дефектной зоне.

*Первое состояние* соответствует переходу от упругого к упругопластическому деформированию. Оно характеризуется условием начала пластичности  $\sigma_i = \sigma_y$ . Давление, при котором выполняется равенство интенсивности напряжений и предела текучести, обозначалось как  $p_y$  – давление перехода в упругопластическое деформирование. Итак, при  $p < p_y$  материал деформируется упруго, а при  $p \geq p_y$  – упругопластически.

*Второе состояние* называется предельным. Оно характеризуется предельной интенсивностью напряжений  $\sigma_{lim}$  и предельным давлением  $p_{lim}$ . Предельную интенсивность напряжений предлагается вычислять по формуле:

$$\sigma_{lim} = \frac{\sigma_u}{n_u}, \quad (7)$$

где  $n_u$  – коэффициент запаса по пределу прочности (далее –



коэффициент запаса), безразмерная величина.

Такой подход к определению предельного напряжения применяется в базовом курсе сопротивления материалов [18]. Коэффициент запаса назначается исходя из опыта выполнения прочностных расчетов. Его предлагается приравнять к коэффициенту надежности по материалу  $k_1$  из СП 36.13330.2012 [19]:  $n_u = k_1$ . Рекомендуются, чтобы значение  $n_u$  не превышало отношения предела прочности к пределу текучести ( $n_u \leq \sigma_u / \sigma_y$ ) [20]. Если все же  $n_u > \sigma_u / \sigma_y$ , тогда переход в упругопластическое деформирование является вторым (т.е. предельным) состоянием, а первое особое состояние конструкции наблюдается еще при упругой стадии работы материала и характеризуется давлением, которое в работе обозначено как  $p_1$ .

Если  $n_u = 1,4$ ,  $\sigma_u = 578$  МПа, то с учетом (7)  $\sigma_{lim} = 413$  МПа.

При выполнении неравенства  $p \leq p_{lim}$  конструкция не находится в предельном состоянии. Если  $p > p_{lim}$ , то она находится в предельном недопустимом состоянии.

В качестве третьего выбрано состояние, характеризующееся интенсивностью напряжений, равной пределу прочности:  $\sigma_i = \sigma_u$ . При достижении третьего особого состояния объект разрушается. Давление, при котором выполняется указанное равенство, называется разрушающим –  $p_r$ .

Итак, первое состояние характеризуется величинами  $\sigma_y$  и  $p_y$ , второе –  $\sigma_{lim}$  и  $p_{lim}$ , третье –  $\sigma_u$  и  $p_r$ .

В исследовании использовалась классификация степени опасности дефекта с точки зрения обеспечения прочности и надежности трубопровода с учетом ранее рассмотренных особых состояний конструкции. Если фактическое давление в трубопроводе  $p_{act}$  в дефектной зоне меньше давления перехода в упругопластическое деформирование ( $p_{act} < p_y$ ), то прочность трубопровода обеспечивается и дефект не опасен. Если  $p_{act}$  больше  $p_y$

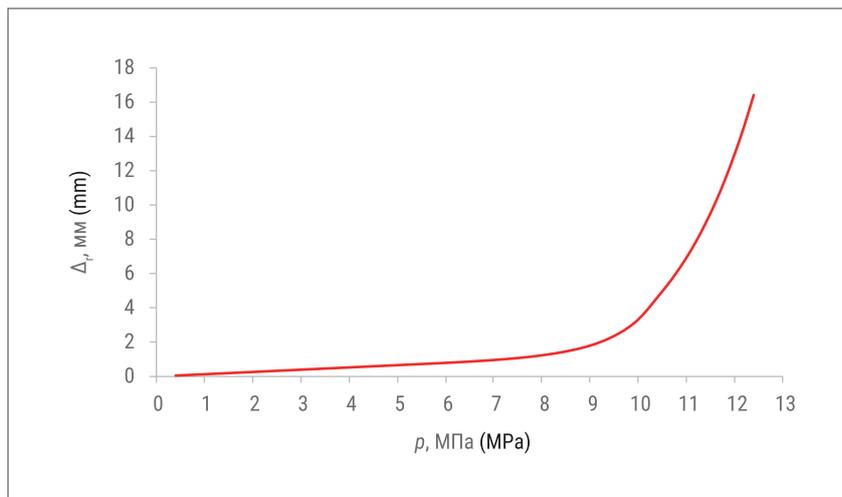


Рис. 5. График зависимости радиального перемещения геометрического центра дефекта потери металла трубы от давления. Геометрические параметры трубы: наружный диаметр – 820 мм, толщина стенки – 10 мм. Размеры дефекта: длина – 100 мм, ширина – 100 мм, глубина – 3 мм  
Fig. 5. Diagram of radial displacement of the geometrical center of the pipe metal loss defect as a function of the pressure. Geometric parameters of the pipe: outer diameter – 820 mm, wall thickness – 10 mm. Defect dimensions: length – 100 mm, width – 100 mm, depth – 3 mm

(или равно ему), но меньше  $p_{lim}$  (или равно ему), т.е.  $p_y \leq p_{act} \leq p_{lim}$ , трубопровод находится в потенциально опасном состоянии. Если фактическое давление больше предельного ( $p_{act} > p_{lim}$ ), тогда трубопровод находится в опасном состоянии. В этом случае требуется немедленное понижение рабочего давления в трубопроводе до уровня  $p_{lim}$  на рассматриваемом участке или выполнение ремонта в целях устранения дефекта. Максимально допустимое давление на рассматриваемом участке трубопровода при его эксплуатации равно предельному ( $p_{lim}$ ). Трубопровод разрушается при  $p_{act} = p_r$ . Если инженерный расчет дает результат, при котором верно неравенство  $p_{act} \geq p_r$  то требуется немедленная остановка работы трубопровода.

В тех случаях, когда коэффициент запаса таков, что  $n_u > \sigma_u / \sigma_y$ , то первому особому состоянию соответствует давление  $p_1$ , а также верно равенство  $p_{lim} = p_y$ . Если  $p_{act} < p_1$ , то дефект не опасен; при  $p_1 \leq p_{act} \leq p_y$  дефект потенциально опасен; когда  $p_{act} > p_y$ , то участок трубопровода находится в опасном с точки зрения обеспечения прочности техническом состоянии.

Для труб наружного диаметра 820 мм с толщиной стенки от 8 до 15 мм для дефектов потери металла с различной глубиной были найдены давления, соответствующие трем особым состояниям трубопровода. На рис. 6 представлены графики зависимости давлений  $p_y$ ,  $p_{lim}$ ,  $p_r$  соответствующих особым состояниям трубы, от относительной глубины  $H/\delta$  дефекта потери металла, где  $H$  – глубина дефекта,  $\delta$  – толщина стенки трубы.

Все показанные графики можно описать законом прямой линии. Например, вид уравнений и величины достоверности аппроксимации  $R^2$  для трубы с толщиной стенки 10 мм (линии 3 на рис. 6) таковы:

$$p_y = -9,30 \cdot \frac{H}{\delta} + 9,10, \quad R^2 = 0,960, \quad (8)$$

$$p_{lim} = -9,45 \cdot \frac{H}{\delta} + 11,39, \quad R^2 = 0,995, \quad (9)$$

$$p_r = -9,63 \cdot \frac{H}{\delta} + 15,59, \quad R^2 = 0,970. \quad (10)$$

В полученных зависимостях (8) – (10) давления изменяются в МПа. Достоверность

аппроксимации высокая, особенно для функции предельного давления.

Проведенные численные эксперименты позволили перейти к выводу эмпирических формул для вычисления  $p_y$ ,  $p_{lim}$ ,  $p_f$ . Эти формулы имеют следующий вид:

$$p_y = -0,93 \cdot H + 0,96 \cdot \delta - 0,56, \quad (11)$$

$$p_{lim} = -0,91 \cdot H - 0,56 \cdot \frac{H}{\delta} + 1,20 \cdot \delta - 0,51, \quad (12)$$

$$p_f = 0,06 \cdot H \cdot \delta - 2,29 \cdot H + 6,48 \cdot \frac{H}{\delta} + 1,61 \cdot \delta - 0,48. \quad (13)$$

В выражениях (11) – (13) глубина дефекта потери металла и толщина стенки трубы приводятся в мм, а давления получаются в МПа.

Данные эмпирические формулы получены из предположения, что функции  $p_y$ ,  $p_{lim}$ ,  $p_f$  от  $H/\delta$  линейны, о чем говорилось ранее, а также что числовые коэффициенты этих функций линейно зависят от толщины стенки трубы, кроме числового коэффициента перед  $H/\delta$  в формуле (10) (здесь этот коэффициент равен  $-9,63$ ), причем взаимосвязь между последним коэффициентом и толщиной стенки выражается полиномом второй степени. Подробное описание вывода эмпирических формул не приводится.

Область применения формул (11) – (13): наружный диаметр трубы – 820 мм; толщина стенки – от 8 до 15 мм; относительная глубина дефекта потери металла – от 0 до 0,8; марка стали – 17Г1С.

Дополнительно были выполнены компьютерные эксперименты с дефектами  $50 \times 50$  и  $200 \times 200$  мм (длина  $\times$  ширина). Полученные результаты существенно не изменились по сравнению с подробно рассмотренным случаем, когда размеры составляли  $100 \times 100$  мм. Следовательно, приведенные в статье данные можно распространить на дефекты потери металла в диапазоне их длины и ширины до 200 мм.

### СРАВНЕНИЕ ЗНАЧЕНИЙ РАЗРУШАЮЩЕГО И ПРЕДЕЛЬНОГО ДАВЛЕНИЯ ДЕФЕКТНОЙ ТРУБЫ, ПОЛУЧЕННЫХ РАЗНЫМИ СПОСОБАМИ

В СТО Газпром 2-2.3-112-2007 [21] приводится методика расчета разрушающего и предельного давления трубопровода с дефектом потери металла. В статье рассматривается случай одиночного дефекта, когда на трубопровод действует только внутреннее давление.

Согласно указанному стандарту, разрушающее давление определяется по формуле:

$$p_f = \frac{2 \cdot \delta \cdot \sigma_u \cdot \left(1 - \frac{H}{\delta}\right)}{(D - \delta) \cdot \left(1 - \frac{H}{\delta \cdot Q}\right)}, \quad (14)$$

где  $D$  – наружный диаметр трубы, мм;  $Q$  – коэффициент, учитывающий длину дефекта, безразмерная величина.

$$Q = \sqrt{1 + \frac{0,31 \cdot L^2}{D \cdot \delta}}, \quad (15)$$

где  $L$  – длина дефекта потери металла, мм.

В соответствии с [21] длина дефекта влияет на величину разрушающего давления. Ширина дефекта в данном стандарте не учитывается.

Предельное давление определяется по формуле:

$$p_{lim} = \frac{p_f}{K}, \quad (16)$$

где  $K$  – коэффициент запаса, безразмерная величина, вычисляемый согласно выражению:

$$K = \frac{0,9 \cdot \gamma \cdot n_p \cdot k_1 \cdot k_H}{m_0}, \quad (17)$$

где 0,9 – поправочный коэффициент;  $\gamma$  – коэффициент, учитывающий рабочее (нормативное) давление на оцениваемом участке трубопровода;  $n_p$  – коэффициент надежности по внутреннему давлению;  $k_H$  – коэффициент надежности по ответственности трубопровода;  $m_0$  – коэффициент условий работы.

Все коэффициенты – безразмерные величины.

$$\gamma = 1 - \frac{n_p \cdot p_{op}}{R_1}, \quad (18)$$

где  $p_{op}$  – рабочее давление, МПа;  $R_1$  – расчетное сопротивление растяжению (сжатию), МПа.

$$R_1 = \sigma_u \cdot \frac{m_0}{k_1 \cdot k_H}. \quad (19)$$

Коэффициенты  $n_p$ ,  $k_1$ ,  $k_H$ ,  $m_0$  регламентируются сводом правил [19].

Принцип определения предельного давления по [21] аналогичен расчету предельного напряжения по формуле (7): параметр, определяющий разрушение трубы, делится на коэффициент запаса.

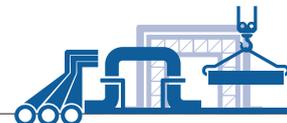
Далее приведены значения разрушающего и предельного давления, полученные компьютерным моделированием в Ansys и по методике СТО Газпром 2-2.3-112-2007. Исходные данные для использования указаний этого стандарта следующие:  $D = 820$  мм,  $\delta = 10$  мм. Глубина дефекта изменяется от 0 (бездефектная зона) до 10 мм (разгерметизация трубопровода); шаг варьирования – 0,5 мм; длина дефекта – 50, 100 и 200 мм. Значения коэффициентов надежности:  $n_p = 1,1$ ;  $k_1 = 1,34$ ;  $k_H = 1,1$ ;  $m_0 = 0,99$ . Рабочее давление – 5,5 МПа.

По формуле (19)  $R_1 = 388,21$  МПа. Согласно (18)  $\gamma = 0,9844$ .  $K = 1,451$  в соответствии с выражением (17).

Значения разрушающего и предельного давления представлены в таблице.

Согласно СТО Газпром 2-2.3-112-2007 разрушающее и предельное давление зависит от длины дефекта, что видно из таблицы. При рассмотрении результатов компьютерного моделирования было отмечено, что эти значения существенно не зависят от длины и ширины дефекта, если они не превышают 200 мм.

Рабочее давление было принято равным 5,5 МПа. Данные моделирования в Ansys, приведенные в таблице, показывают, что при таком значении дефект потери металла с глубиной 6,0 мм



и менее допустим, а с глубиной 6,5 мм и более недопустим. Если выполнять линейную интерполяцию в интервале от 6,0 до 6,5 мм, то глубина, при которой предельное давление равно рабочему, составляет 6,2 мм. Следовательно, 6,2 мм – максимально допустимая (предельная) глубина дефекта потери металла по данным Ansys:  $H_{lim} = 6,2$  мм. Данные, полученные по методике СТО Газпром 2-2.3-112-2007, показывают, что при использовании этого подхода максимально допустимая глубина дефекта будет иметь большее значение: при  $L = 50$  мм  $H_{lim} = 9,47$  мм; при  $L = 100$  мм  $H_{lim} = 8,42$  мм; при  $L = 200$  мм  $H_{lim} = 6,81$  мм. Итак, моделирование в Ansys дает более строгую оценку прочности трубопровода с дефектом потери металла при рассмотренных исходных данных.

При относительной глубине дефекта 0,8 и выше требуется его устранение независимо от результатов прочностных расчетов [14].

Полученные в статье результаты численного компьютерного моделирования в Ansys могут быть использованы для обоснованной оценки прочности трубопровода DN 800 (наружный диаметр – 820 мм, толщина стенки – от 8 до 15 мм, марка стали – 17Г1С) с дефектом потери металла, имеющим длину и ширину до 200 мм и различную глубину. Исследования, подобные представленным в статье, в перспективе предлагается выполнять и для других типоразмеров труб и марок стали. В результате удастся получить эмпирические зависимости по аналогии с формулами (11) – (13), вид которых будет отличен для разных диаметров и материалов трубы. Однако в них будут входить одни и те же переменные величины – толщина стенки и глубина дефекта.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По итогам численного компьютерного моделирования в среде Ansys напряженного состояния трубопровода DN 800 (наружный

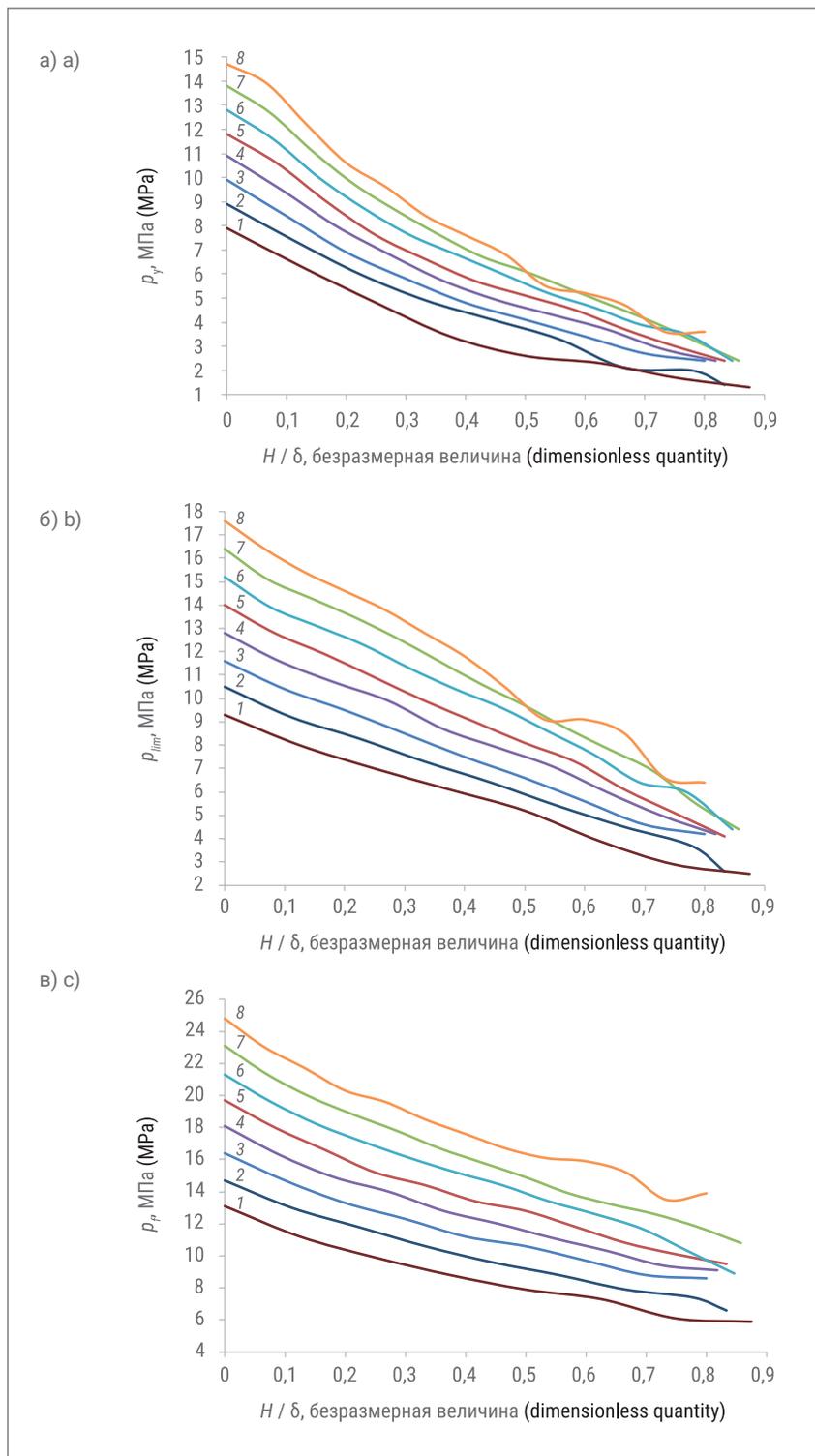


Рис. 6. Графики зависимости: а) давления перехода в упругопластическое деформирование; б) предельного давления; в) разрушающего давления от относительной глубины дефекта потери металла, полученные численным компьютерным моделированием в программе Ansys. Размеры дефекта: длина – 100 мм, ширина – 100 мм. Толщина стенки трубы: 1 – 8 мм; 2 – 9 мм; 3 – 10 мм; 4 – 11 мм; 5 – 12 мм; 6 – 13 мм; 7 – 14 мм; 8 – 15 мм  
Fig. 6. Diagrams of: a) pressure of transition to elastic-plastic strain; b) ultimate pressure; c) failure pressure as a function of the relative metal loss defect depth, obtained through computer based numerical simulation in Ansys software. Defect dimensions: length – 100 mm, width – 100 mm. Pipe wall thickness: 1 – 8 mm; 2 – 9 mm; 3 – 10 mm; 4 – 11 mm; 5 – 12 mm; 6 – 13 mm; 7 – 14 mm; 8 – 15 mm

Значения разрушающего и предельного давления трубопровода ( $D = 820$  мм,  $\delta = 10$  мм) с дефектом потери металла, полученные компьютерным моделированием в Ansys и по методике СТО Газпром 2-2.3-112-2007 [21]  
Failure and ultimate pressures of the pipeline ( $D = 820$  мм,  $\delta = 10$  мм) with metal loss defect, obtained through computer based numerical simulation in Ansys software and those obtained using the procedure provided in STO Gazprom 2-2.3-112-2007 [21]

H, мм (mm)	$p_r$ , МПа (MPa)				$p_{lim}$ , МПа (MPa)			
	Ansys	СТО Газпром 2-2.3-112-2007 STO Gazprom 2-2.3-112-2007			Ansys	СТО Газпром 2-2.3-112-2007 STO Gazprom 2-2.3-112-2007		
		L = 50 мм (mm)	L = 100 мм (mm)	L = 200 мм (mm)		L = 50 мм (mm)	L = 100 мм (mm)	L = 200 мм (mm)
0	16,4	14,27	14,27	14,27	11,6	9,84	9,84	9,84
0,5	15,5	14,24	14,16	14,00	11,0	9,81	9,76	9,65
1,0	14,7	14,20	14,04	13,71	10,4	9,79	9,68	9,45
1,5	14,1	14,16	13,91	13,40	10,0	9,76	9,58	9,23
2,0	13,3	14,12	13,76	13,07	9,5	9,73	9,48	9,00
2,5	12,7	14,06	13,60	12,71	9,0	9,69	9,37	8,76
3,0	12,3	14,01	13,42	12,32	8,5	9,65	9,25	8,49
3,5	11,9	13,94	13,22	11,91	8,1	9,61	9,11	8,20
4,0	11,2	13,86	12,99	11,45	7,5	9,55	8,95	7,89
4,5	10,9	13,77	12,73	10,96	7,1	9,49	8,77	7,55
5,0	10,6	13,67	12,43	10,42	6,6	9,42	8,57	7,18
5,5	10,0	13,54	12,08	9,84	6,0	9,33	8,33	6,78
6,0	9,7	13,39	11,68	9,19	5,6	9,22	8,05	6,33
6,5	9,4	13,19	11,19	8,47	5,3	9,09	7,71	5,84
7,0	8,8	12,94	10,61	7,67	4,6	8,92	7,31	5,28
7,5	8,8	12,60	9,88	6,77	4,6	8,69	6,81	4,67
8,0	8,6	12,13	8,96	5,76	4,2	8,36	6,18	3,97
8,5	8,1	11,42	7,76	4,62	3,5	7,87	5,35	3,18
9,0	–	10,21	6,12	3,30	–	7,04	4,22	2,28
9,5	–	7,76	3,74	1,78	–	5,35	2,58	1,23
10,0	–	0	0	0	–	0	0	0

диаметр – 820 мм, толщина стенки – от 8 до 15 мм, марка стали – 17Г1С) в зоне дефектов потери металла различной глубины при воздействии внутреннего давления с учетом упругого и упругопластического деформирования получены следующие основные результаты:  
– построен график зависимости интенсивности напряжений в геометрическом центре дефекта от давления (размеры дефекта: длина – 100 мм, ширина – 100 мм, глубина – 3 мм, см. рис. 3, линия 1). График делится на участки упругой и упругопластической стадии работы материала трубы. Первый представляет собой прямую линию,

а второй – полином второй степени (см. рис. 4);  
– введены три особых состояния трубопровода: 1) момент перехода от упругого к упругопластическому деформированию; 2) предельное состояние; 3) разрушение. Каждому из них соответствуют определенное напряжение и давление. Построены графики зависимости давлений, соответствующих особым состояниям конструкции, от относительной глубины дефекта потери металла (см. рис. 6);  
– по итогам численных компьютерных экспериментов получены эмпирические формулы (11) – (13) для вычисления давления перехода в упругопластиче-

ское деформирование, предельного и разрушающего давления трубы с дефектом потери металла. Область применения формул: наружный диаметр трубы – 820 мм, толщина стенки – от 8 до 15 мм, марка стали – 17Г1С; относительная глубина дефекта – до 0,8, длина и ширина – до 200 мм;  
– в табличном виде представлены результаты определения  $p_r$  и  $p_{lim}$ , полученные с помощью компьютерного моделирования и методики из СТО Газпром 2-2.3-112-2007. Эти данные позволяют найти предельную глубину дефекта и сопоставить разные подходы к оценке прочности дефектного трубопровода. ■



СПИСОК УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ  
List of symbols

$\gamma$  – коэффициент, учитывающий рабочее (нормативное) давление на оцениваемом участке трубопровода, безразмерная величина  
coefficient, which considers operating (rated) pressure at the pipeline section being assessed, dimensionless quantity  
 $\delta$  – толщина стенки трубы, мм  
pipe wall thickness, mm  
 $\Delta_r$  – радиальное перемещение, мм  
radial displacement, mm  
 $\epsilon_i$  – интенсивность деформаций, безразмерная величина  
strain intensity, dimensionless quantity  
 $\epsilon_y$  – деформация, соответствующая пределу текучести, безразмерная величина  
strain corresponding to yield strength, dimensionless quantity  
 $\mu$  – коэффициент Пуассона, безразмерная величина  
Poisson's ratio, dimensionless quantity  
 $\sigma_i$  – интенсивность напряжений, МПа  
stress intensity, MPa  
 $\sigma_{lim}$  – предельная интенсивность напряжений, МПа  
ultimate stress intensity, MPa  
 $\sigma_u$  – предел прочности, МПа  
ultimate strength, MPa  
 $\sigma_y$  – предел текучести, МПа  
yield strength, MPa  
 $D$  – наружный диаметр трубы, мм  
pipe outer diameter, mm  
 $E$  – модуль Юнга, МПа  
Young's modulus, MPa

$H$  – глубина дефекта потери металла, мм  
metal loss defect depth, mm  
 $H / \delta$  – относительная глубина дефекта потери металла, безразмерная величина  
relative metal loss defect depth, dimensionless quantity  
 $H_{lim}$  – предельная глубина дефекта потери металла, мм  
limiting metal loss defect depth, mm  
 $K$  – коэффициент запаса из СТО Газпром 2-2.3-112-2007, безразмерная величина  
safety factor from STO Gazprom 2-2.3-112-2007, dimensionless quantity  
 $k_1$  – коэффициент надежности по материалу, безразмерная величина  
material safety factor, dimensionless quantity  
 $k_H$  – коэффициент надежности по ответственности трубопровода, безразмерная величина  
pipeline criticality-based safety factor, dimensionless quantity  
 $L$  – длина дефекта потери металла, мм  
metal loss defect length, mm  
 $t$  – коэффициент деформационного упрочнения, безразмерная величина  
strain-hardening coefficient, dimensionless quantity  
 $t_0$  – коэффициент условий работы, безразмерная величина  
operating conditions factor, dimensionless quantity

$n_p$  – коэффициент надежности по внутреннему давлению, безразмерная величина  
safety factor for internal pressure, dimensionless quantity  
 $n_u$  – коэффициент запаса по пределу прочности, безразмерная величина  
safety factor for ultimate strength, dimensionless quantity  
 $p$  – внутреннее давление, МПа  
internal pressure, MPa  
 $p_1$  – давление, соответствующее первому особому состоянию трубопровода, МПа  
pressure corresponding to the first special condition of the pipeline, MPa  
 $p_f$  – разрушающее давление, МПа  
failure pressure, MPa  
 $p_{act}$  – фактическое давление, МПа  
actual pressure, MPa  
 $p_{lim}$  – предельное давление, МПа  
ultimate pressure, MPa  
 $p_{op}$  – рабочее давление, МПа  
operating pressure, MPa  
 $p_y$  – давление перехода в упругопластическое деформирование, МПа  
pressure of transition to elastic-plastic strain, MPa  
 $Q$  – коэффициент, учитывающий длину дефекта, безразмерная величина  
factor, which considers the defect length, dimensionless quantity  
 $R_1$  – расчетное сопротивление растяжению (сжатию), МПа  
design tensile/compression resistance, MPa

# NEFTEGAS.info

## Внимание к деталям – от идеи до воплощения!

Только актуальная информация и свежие новости



#### ЛИТЕРАТУРА

1. Вансович К.А., Аистов И.П., Нахлесткин А.А., Беселия Д.С. Анализ несущей способности магистрального трубопровода при наличии дефектов коррозионного происхождения // Омский научный вестник. 2019. № 3 (165). С. 5–10. DOI: 10.25206/1813-8225-2019-165-5-10.
2. Гаспарянц Р.С. Расчет на прочность и долговечность трубопроводов с коррозионными дефектами потери металла // Нефтепромысловое дело. 2008. № 1. С. 34–39.
3. Закирьянов М.В., Коробков Г.Е. Коррозионные дефекты газопроводов: моделирование и оценка опасности // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2016. № 4. С. 33–39.
4. Запелалов Д.Н. Контроль внешних коррозионных воздействий при оценке технического состояния газопроводов // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2014. № 1 (17). С. 44–48.
5. Мазур И.И., Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем. М.: Елима, 2004. 1104 с.
6. Муллаянова А.Ф., Алферов А.В., Виноградов П.В. и др. Оценка прочности трубопроводов с дефектом коррозионного происхождения: сравнение конечно-элементного анализа и методик оценки разрушающего давления // Нефтегазовое дело. 2022. Т. 20, № 6. С. 135–144. DOI: 10.17122/ngdelo-2022-6-135-144.
7. Теплинский Ю.А., Быков И.Ю., Бирилло И.Н. и др. Оценка прочностного ресурса газопроводных труб с коррозионными повреждениями / под общ. ред. И.Ю. Быкова. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. 168 с.
8. Прокопенко А.Ю., Нефедов С.В. Имитационный метод прогнозирования коррозионной поврежденности магистральных газопроводов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2015. № 2 (48). С. 11–15.
9. Салюков В.В., Харионовский В.В. Магистральные газопроводы. Диагностика и управление техническим состоянием. М.: Недра, 2016. 212 с.
10. Скуридин Н.Н. Методический подход к оценке степени коррозионной опасности участков магистральных нефтепроводов по данным внутритрубой диагностики // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2012. № 4 (8). С. 99–101.
11. Тарасов Ю.Л., Хвесюк О.В. Оценка сроков службы трубопроводов с учетом коррозионных повреждений // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. 2010. Т. 12, № 1–2. С. 536–541.
12. Харионовский В.В. Магистральные газопроводы. Надежность и техническое состояние. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. 424 с.
13. Быков Л.И., Рафиков С.К., Кадиров И.Р. Оценка прочности трубопровода с учетом упругопластической работы металла труб // Нефтегазовое дело. 2011. Т. 9, № 4. С. 51–55.
14. РД-23.040.00-КТН-011-16. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Определение прочности и долговечности труб и сварных соединений с дефектами. М.: Транснефть, 2015. 153 с.
15. Биргер И.А., Мавлютов Р.Р. Сопrotивление материалов. Изд. стер. М.: URSS, 2022. 560 с.
16. Работнов Ю.Н. Механика деформируемого твердого тела. 2-е изд., испр. М.: Наука, 1988. 712 с.
17. Хажинский Г.М. Механика мелких трещин в расчетах прочности оборудования и трубопроводов. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Физматкнига, 2008. 254 с.
18. Феодосьев В.И. Сопrotивление материалов. 18-е изд. М.: МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2021. 542 с.
19. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\* // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200103173> (дата обращения: 29.02.2024).
20. Игнатик А.А. Метод оценки прочности магистрального трубопровода, учитывающий упругопластическое деформирование // Газовая промышленность. 2023. № 2 (845). С. 74–82.
21. СТО Газпром 2-2.3-112-2007. Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами. М.: ИРЦ Газпром, 2007. 60 с.

#### REFERENCES

- (1) Vansovich KA, Aistov IP, Nakhlestkin AA, Beseliya DS. The analysis of bearing capacity of main pipeline in presence of corrosion defects. *Omsk Scientific Bulletin [Omskiy nauchnyy vestnik]*. 2019; 165(3): 5–10. <https://doi.org/10.25206/1813-8225-2019-165-5-10>. (In Russian)
- (2) Gasparyants RS. Calculation of the strength and service life of pipelines with corrosion metal loss defects. *Oilfield Engineering [Neftepromyslovoye delo]*. 2008; (1): 34–39. (In Russian)
- (3) Zakiryaynov MV, Korobkov GE. Corrosion defects of gas pipelines: modelling and assessment of danger. *Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons [Transport i khranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya]*. 2016; (4): 33–39. (In Russian)
- (4) Zapevalov DN. Control of external corrosion effects in assessing the technical state of gas pipelines. *Scientific-Technical Collection Book "Gas Science Bulletin" [Nauchno-tehnicheskii sbornik "Vesti gazovoy nauki"]*. 2014; 17(1): 44–48. (In Russian)
- (5) Mazur II, Ivantsov OM. *Safety of Pipeline Systems*. Moscow: Elima; 2004. (In Russian)
- (6) Mullayanova AF, Alferov AV, Vinogradov PV, Valiakhmetov RI, Danilenko EB. Strength analysis of pipelines with corrosion defect: Comparison of a burst pressure assessment using finite element model and analytical methods. *Petroleum Engineering [Neftegazovoye delo]*. 2022; 20(6): 135–144. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2022-6-135-144>. (In Russian)
- (7) Teplinskiy YuA, Bykov IYu (ed.), Birillo IN, Yakovlev AY, Voronin VN. *Assessment of the Strength Life of Gas Pipes with Corrosion Damage*. Moscow: TsentrLitNefteGas; 2008. (In Russian)
- (8) Prokopenko AU, Nefedov SV. The simulation method of forecasting the corrosion defects of trunk pipelines. *Pipeline Transport: Theory and Practice [Truboprovodnyy transport: teoriya i praktika]*. 2015; 48(2): 11–15. (In Russian)
- (9) Salyukov VV, Kharionovskiy VV. *Main Gas Pipelines. Diagnostics and Technical State Management*. Moscow: Subsoil [Nedra]; 2016. (In Russian)
- (10) Skuridin NN. Methodical approach to assessing the corrosion hazard areas of pipelines according to the trunk pipeline pigging. *Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation [Nauka i tekhnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov]*. 2012; 8(4): 99–101. (In Russian)
- (11) Tarasov YuL, Hvesyuk OV. Estimation of pipelines life expectancy with account the corrosion defects. *Izvestia of Samara Scientific Center of the Russian Academy of Sciences [Izvestiya Samarskogo nauchnogo tsentra Rossiyskoy akademii nauk]*. 2010; 12(1-2): 536–541. (In Russian)
- (12) Kharionovskiy VV. *Main Gas Pipelines. Reliability and Technical State*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ; 2021. (In Russian)
- (13) Bykov LI, Rafikov SK, Kadyrov IR. Pipeline strength evaluation based on elastic-plastic metal pipe strain. *Petroleum Engineering*. 2011; 9(4): 51–55. (In Russian)
- (14) Transneft, PJSC. *RD-23.040.00-KTN-011-16 (regulatory guide). Main pipeline transportation of oil and petroleum products. Determination of strength and durability of pipes and welded joints with defects*. Moscow: Transneft; 2015. (In Russian)
- (15) Birger IA, Mavlyutov RR. *Strength of Materials*. Moscow: URSS; 2022. (In Russian)
- (16) Rabotnov YuN. *Mechanics of a Deformable Solid*. 2nd ed. Moscow: Science [Nauka]; 1988. (In Russian)
- (17) Khazhinskiy GM. *Mechanics of Small Cracks in Strength Calculations of Equipment and Pipelines*. 2nd ed. Moscow: Fizmatkniga; 2008. (In Russian)
- (18) Feodosiev VI. *Strength of Materials*. 18th ed. Moscow: BMSTU; 2021. (In Russian)
- (19) Federal Agency for the Construction, Housing and Utilities. *SP 36.13330.2012 (code of practice). Trunk pipelines. Revised edition of SNiP 2.05.06-85*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/1200103173> [Accessed: 29 February 2024]. (In Russian)
- (20) Ignatik AA. Method for assessing main pipeline strength considering elastoplastic strain. *Gas Industry [Gazovaya promyshlennost']*. 2023; 845(2): 74–82. (In Russian)
- (21) OAO Gazprom (open joint stock company). *STO Gazprom 2-2.3-112-2007 (company standard). Recommended practice for assessing performance capacity of main pipeline components with corrosion defects*. Moscow: Gas Industry Information and Advertising Center; 2007. (In Russian)



# РОЭК

ЛЮДИ. ТЕХНОЛОГИИ. ЗНАНИЯ

## ТЕМЫ НАУЧНЫХ СЕССИЙ

1. Трудноизвлекаемые запасы
2. Методы увеличения нефтеотдачи
3. Строительство скважин – бурение и заканчивание
4. Техника и технологии добычи. Промысловый сбор и подготовка продукции
5. Испытание скважин и исследование пластов и пластовых флюидов
6. Разработка нефтяных месторождений
7. Цифровые технологии для нефтегазовой отрасли
8. Геологическое, гидродинамическое, интегрированное и геомеханическое моделирование
9. Геомеханика
10. Концептуальное проектирование и реинжиниринг
11. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений
12. Исследование кернового материала
13. Геология и геофизика месторождения
14. Промышленная безопасность, охрана труда и окружающей среды
15. Промысловая геофизика
16. Интенсификация добычи и ГРП для месторождений УВ

## БЕЗ НАГРУЗКИ НА КОРПОРАТИВНЫЕ СЕТИ: СВЯЗЬ ДЛЯ ПЕРСОНАЛА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

Производственные площадки нефтегазовых компаний сосредоточены в основном в северной части страны, в труднодоступной местности, где слабо развиты или отсутствуют мобильные и проводные сети связи. Для эффективной работы на всех этапах производственной цепочки – от разведки месторождений, добычи ресурсов до их последующей переработки и сбыта – подразделения должны оперативно взаимодействовать друг с другом на каждом этапе. Такую возможность предприятиям нефтегазовой отрасли предоставляет спутниковая связь. Благодаря своим преимуществам – автономности, высокой скорости развертывания, низким капитальным затратам, масштабируемости – спутниковые решения способны обеспечить любую площадку современными цифровыми услугами.

Современные VSAT-технологии позволяют организовать на любых труднодоступных территориях корпоративные сети для коммуникаций между головным офисом и подразделениями, работы систем управления и сбора данных с объектов добычи и транспортировки сырья, сервисов видеонаблюдения на объектах. Главное – спутники предоставляют надежную связь сотрудникам удаленных производственных площадок.

В этом направлении крупнейший по числу абонентов спутниковый оператор в стране РТКОММ предлагает компаниям нефтегазовой отрасли сервис HotSpot. Услуга помогает решить проблему связи на удаленных промышленных объектах без нагрузки на корпоративные сети.

Сервис появился во время сотрудничества с крупным российским золотодобывающим предприятием. На тот момент места разведки и добычи были обеспечены только корпоративным спутниковым интернетом и IP-телефонией. Вышек сотовых операторов вблизи месторождений не было, поэтому вахтовики по несколько недель оставались без связи с Большой землей. Единственной возможностью поговорить с родными или заказать авиабилеты домой оставались рабочие каналы связи. К телефонам ежедневно после рабочей смены выстраивались люди и вместо отдыха тратили время на ожидание своей очереди на зво-

нок семье. С одной стороны, это сказывалось на физическом и моральном состоянии сотрудников и, как следствие, на эффективности труда, с другой – корпоративные сети были перегружены. Тогда инженеры РТКОММ предложили заказчику решение: организовать с помощью точек доступа HotSpot зоны Wi-Fi, в пределах которых пользователи могли подключаться к спутниковому интернету со своих смартфонов.



**ДЛЯ ПОДКЛЮЧЕНИЯ УСЛУГИ HOTSPOT НЕОБХОДИМО ОСТАВИТЬ ЗАЯВКУ НА САЙТЕ [HTTPS://HOTSPOT.RTCOMM.RU/](https://hotspot.rtcomm.ru/), ПО ЭЛЕКТРОННОЙ ПОЧТЕ [HOTSPOT@RTCOMM.RU](mailto:hotspot@rtcomm.ru) ИЛИ ПО ТЕЛЕФОНУ 8 (800) 707-77-83.**

С услугой HotSpot добывающие компании не только решают проблему отсутствия связи, но и значительно улучшают условия труда и пребывания персонала на уда-

ленных производственных площадках и в вахтовых поселках. Сотрудники смогут, не покидая пределов объекта, решать служебные вопросы, общаться с семьей



в мессенджерах и по видеосвязи, пользоваться привычными цифровыми сервисами: делать покупки в интернет-магазинах, получать онлайн государственные услуги, переводить деньги в мобильных приложениях банков.

Сегодня по стране работают свыше 300 точек HotSpot, с помощью которых ежедневно более 50 тыс. человек пользуются цифровыми услугами на месторождениях, шельфах, строящихся промышленных объектах и транспортных развязках, морских судах,

чика: местоположения, рельефа и особенностей ландшафта, наличия зданий и строений на территории. Оператор рассчитывает оптимальное количество точек доступа по числу потенциальных пользователей. Исходя из местоположения объекта, решение HotSpot может быть реализовано на спутниковых, оптических и мобильных каналах связи.

Пропускную емкость канала для HotSpot определяет заказчик. Он же может поставить задачу разделить канал на два, чтобы

дования оператор берет на себя. От компаний требуется указание места установки точек доступа и подключение к электропитанию.

Для крупных нефтегазовых компаний РТКОММ может организовать Wi-Fi зоны с числом пользователей до полутора тысяч человек, а также объединить несколько удаленных локаций в единую сеть.

РТКОММ оказывает услуги на разрешенных частотах 2,4–5 МГц. Оператор заключает с конечными пользователями договоры на услуги связи, а также осуществляет верификацию пользователей в соответствии с действующим законодательством.



История о том, как с появлением интернета изменилась жизнь сотрудников Северо-Соленинского месторождения в Красноярском крае.



#### КАК ПОЛЬЗОВАТЬСЯ АБОНЕНТУ

Для доступа к услуге пользователю необходимо пройти регистрацию и приобрести пакет трафика, оплатив банковской картой. РТКОММ предоставляет абонентам HotSpot единые по всей России тарифы от 610 руб./мес. на пакеты интернета с разным объемом трафика от 2 до 25 Гб.

Клиенты могут управлять услугой в мобильном приложении «HotSpot РТКОММ» со своих устройств на iOS и Android. ■

в природных заповедниках, малых населенных пунктах.

#### КАК ПОДКЛЮЧИТЬ HOTSPOT

Для подключения услуги заказчику необходимо отправить заявку на сайте оператора или по электронной почте и заполнить опросный лист. На основе полученных данных РТКОММ разрабатывает индивидуальный проект с учетом характеристик площадки заказ-

по одной его полосе шел корпоративный трафик, соответствующим образом зашифрованный и защищенный, а по второй – трафик для общего потребления.

После согласования проекта с клиентом РТКОММ устанавливает на территории заказчика узел связи, разворачивает необходимую для зоны Wi-Fi инфраструктуру. При этом все расходы по поставке, монтажу и обслуживанию оборудо-



**РТКОММ**

#### АО «РТКОММ.РУ»

108811, Россия, г. Москва,  
п. Московский, Киевское шоссе  
22-й км, дмвл 6, стр. 1  
Тел.: +7 (495) 988-77-78  
E-mail: info@rtcomm.ru  
www.rtcomm.ru

# ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В СЕТЯХ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ: ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ И РАЗВИТИЯ

УДК 681.518::622.692.4

**Р.Р. Усманов**, к.т.н., ООО «Газпром трансгаз Казань» (Казань, Россия), ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» (Уфа, Россия), info@tattg.gazprom.ru

**М.В. Чучкалов**, д.т.н., ООО «Газпром трансгаз Казань», MV-Chuchkalov@tattg.gazprom.ru

**С.Н. Кокутин**, к.г.-м.н., АНО ВО «Университет Иннополис» (Иннополис, Россия), S.Kokutin@innopolis.ru

**М.Ю. Бабoryкин**, к.г.-м.н., АНО ВО «Университет Иннополис», M.Baborykin@innopolis.ru

В настоящее время геоинформационные системы играют важную роль в управлении инфраструктурой, в том числе газовой. Они позволяют собирать, хранить, обрабатывать и анализировать пространственные данные, что делает их незаменимыми инструментами для повышения эффективности и безопасности работы сетей газоснабжения.

Актуальность исследования особенностей использования геоинформационных систем в указанном направлении определяется необходимостью решения задачи цифровизации в ходе расширения программы газификации российских регионов. Среди целей этого процесса можно выделить организацию взаимодействия с органами исполнительной власти всех уровней, интеграцию данных о топливно-энергетических балансах и региональных программ газификации, а также обеспечение безопасной эксплуатации газораспределительного, внутридомового и внутриквартирного газового оборудования с возможностью телеметрического контроля поставки газа. Для достижения этих целей необходимо использовать современные геоинформационные технологии, с помощью которых можно собирать, обрабатывать, анализировать как атрибутивные, так и пространственные данные, создавать прогнозные схемы и модели, оптимизировать производственные процессы планирования и выполнения работ, направленных на развитие газоснабжения и газификации регионов.

В обзоре приводятся результаты анализа современных геоинформационных систем, проведенного в целях выявления перспектив их использования на предприятиях газоснабжения для работы с пространственными и атрибутивными данными об объектах сетей газораспределения и газопотребления.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** ГЕОИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА, СЕТЬ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ, ГАЗИФИКАЦИЯ, ПРОСТРАНСТВЕННЫЕ ДАННЫЕ, ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ.

Геоинформационные системы (ГИС) представляют собой автоматизированные информационные системы, предназначенные для ввода, хранения, обработки и анализа пространственных данных, а также их визуализации и предоставления результирующей информации пользователям. К основным компонентам ГИС относятся [1, 2]:

- программные и аппаратные средства;
- пространственные данные;
- пользователи;
- методы организации данных и проведения работ.

Существует множество примеров применения ГИС для решения комплексных задач планирования и реализации управленческих мероприятий: корпоратив-

ная информационная система ГИС ПАО «Транснефть», многофункциональный цифровой сервис «Централизованная геоинформационная система» ПАО «НК «Роснефть», информационная аналитическая система ПАО «НОВАТЭК», муниципальная ГИС Ростова-на-Дону и т.д. Среди типичных задач, которые эффективно решаются с помощью ГИС, следует отметить



**R.R. Usmanov**, PhD in Engineering, Gazprom transgaz Kazan LLC (Kazan, Russia), Ufa State Petroleum Technological University (Ufa, Russia), [info@tattg.gazprom.ru](mailto:info@tattg.gazprom.ru)

**M.V. Chuchkalov**, DSc in Engineering, Gazprom transgaz Kazan LLC, [MV-Chuchkalov@tattg.gazprom.ru](mailto:MV-Chuchkalov@tattg.gazprom.ru)

**S.N. Kokutin**, PhD in Geology and Mineralogy, Innopolis University (Innopolis, Russia), [S.Kokutin@innopolis.ru](mailto:S.Kokutin@innopolis.ru)

**M.Yu. Baborykin**, PhD in Geology and Mineralogy, Innopolis University, [M.Baborykin@innopolis.ru](mailto:M.Baborykin@innopolis.ru)

### Geographic information systems in gas supply networks: Application and development prospects

Nowadays, geographic information systems have a great importance for infrastructure management, including gas infrastructure. These systems are used to gather, store, process, and analyze spatial data and, therefore, are must-have tools to improve the performance and safety of gas supply networks.

The importance of investigating the specifics of application of geographic information systems in this field is dictated by the need to implement the digital transformation in the course of gas infrastructure expansion in Russia's regions. Some of the tasks within this process are: establishing cooperation with all levels of government authorities, integrating data about fuel and energy balances and local gas infrastructure expansion programs, ensuring safe use of gas distribution equipment and gas devices in houses and apartments with the possibility to remotely monitor gas supply. These tasks can be accomplished through the application of state-of-art geographic information technologies, which can be used to gather, process, and analyze both alphanumeric and spatial data, to create predictive diagrams and models, to optimize planning and operational processes aimed at promoting wider use of gas and expanding gas infrastructures in Russia's regions.

The article provides the results obtained by reviewing existing geographic information systems in order to assess, whether these systems can be used by gas supply companies to manage alphanumeric and spatial data related to gas distribution and gas supply facilities.

**KEYWORDS:** GEOGRAPHIC INFORMATION SYSTEM, GAS SUPPLY NETWORK, GAS INFRASTRUCTURE EXPANSION, SPATIAL DATA, HYDRAULIC ANALYSIS.

учет, инвентаризацию и выбор маршрутов перемещения ресурсов, планирование развития инфраструктуры, а также моделирование различных процессов.

Возможности ГИС по интеграции и управлению распределенными пространственными данными привели к широкому применению геоинформационных технологий в газовой отрасли. В частности, газоснабжающие предприятия используют ГИС для решения таких задач, как визуализация схем сетей газоснабжения и газораспределения на цифровых картах, данных телеметрии установленного газового оборудования, трассировки сетей газоснабжения, данных проектной и исполнительной документации и т. п.

Повышение уровня газификации регионов определено одним из приоритетов Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 г. [3]. Президент страны утвердил перечень поручений по результатам проверки исполнения законодательства, направленного на развитие газоснабжения и газификации регионов,

в соответствии с которыми необходимо обеспечить цифровизацию мероприятий [4]. Согласно дорожной карте [5] к 2030 г. уровень технически возможной газификации российских регионов должен достичь 82,9 %. Реализация этого плана позволит ускорить процесс и сделать услуги газораспределительных компаний более доступными для населения, а граждане получат возможность подключаться к сетям быстрее и с меньшими затратами. В ближайшее время предполагается дальнейшее расширение программы газификации субъектов Российской Федерации, чтобы распространить ее на максимальное количество регионов, что позволит обеспечить подключение наибольшего количества потребителей [6]. Таким образом, перед газовой отраслью стоит задача ускорения темпов газификации страны с поддержанием необходимого уровня цифровизации проводимых мероприятий на основе использования передовых ИТ.

Одна из основных целей работ по ускоренной газификации регионов – упрощение и сокращение

сроков проектирования объектов газоснабжения. Применение современных программных средств позволяет решить этот вопрос. На сегодняшний день за счет применения ГИС удается повышать эффективность принятия управленческих решений при проектировании, строительстве и эксплуатации газовой инфраструктуры. Существенное преимущество ГИС по сравнению с традиционными программными средствами математических расчетов состоит в наличии большого количества встроенных в эти системы инструментов, за счет которых удается быстро оценить результаты расчета и проверить правильность принятого инженерного решения путем вывода полученных данных на цифровую карту.

Целью представленного исследования стали обзор и анализ современных геоинформационных технологий, в том числе ГИС, на предмет возможности их использования при цифровизации мероприятий по газификации с учетом:

– взаимодействия с органами исполнительной власти всех

уровней и организаций, включая аварийно-спасательные и диспетчерские службы;

- интеграции данных топливно-энергетических балансов, региональных программ газификации и информации по работе с потребителями газа в государственные информационные системы;

- безопасной эксплуатации газораспределительного, внутридомового и внутриквартирного газового оборудования, а также телеметрического контроля поставки газа.

Важно было учесть необходимость импортозамещения программных продуктов согласно одной из национальных целей развития Российской Федерации до 2030 г. – цифровой трансформации [7].

Среди задач исследования следует отметить:

- типизацию бизнес-процессов в сфере газоснабжения;

- анализ функциональных возможностей российских и зарубежных ГИС для решения задач газификации объектов капитального строительства;

- анализ ГИС-инструментов для выбора оптимальной точки подключения к сетям газораспределения и газопотребления, а также прокладки трубопровода;
- обзор программных средств проведения гидравлических расчетов;

- оценку перспектив применения ГИС в работах по газификации.

#### ВОЗМОЖНОСТИ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ ПРИ АВТОМАТИЗАЦИИ БИЗНЕС- ПРОЦЕССА ГАЗИФИКАЦИИ

В рамках бизнес-процесса газификации можно выделить следующие основные этапы:

- заключение договора о подключении с приложением технических условий;

- предпроектное согласование (муниципальные услуги);

- проектирование;

- строительно-монтажные работы;

- фактическое присоединение / пуск газа.

При реализации указанных этапов с использованием ГИС возможна автоматизация следующих под-процессов:

- определения технической возможности подключения объекта с учетом загрузки сетей газораспределения, магистральных газопроводов и газораспределительных станций;

- выбора трассы прокладки газопровода;

- проведения гидравлических расчетов;

- выполнения других мероприятий, относящихся к разработке и согласованию проектной документации, за счет оцифрованного пространства населенных пунктов с данными о строениях, коммуникациях, землевладении и т.п.

При этом ГИС может выступать в роли интеллектуальной производственной платформы для взаимодействия между различными внутренними и внешними участниками бизнес-процесса, такими как:

- эксплуатационно-производственные службы и прочие подразделения предприятия газоснабжения;

- заявители на газификацию объектов капитального строительства;

- организации, представляющие услуги по проектированию, строительству, технической экспертизе проектной и исполнительной документации, строительной экспертизе;

- ведомства и органы исполнительной власти.

#### АНАЛИЗ ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ РОССИЙСКИХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ

Анализ функциональных возможностей российских и зарубежных ГИС-платформ – первоочередная задача для предприятий газоснабжения при выборе ими геоинформационных программных средств в интересах автоматизации бизнес-процессов. Современные

ГИС-платформы предоставляют широкий спектр функций для сбора, хранения, обработки и анализа пространственных данных, публикации картографических векторных и растровых произведений, а также инструментов геообработки в виде веб-сервисов.

Зарубежные ГИС-платформы имеют ряд серьезных преимуществ. Например, продукт ArcGIS (Environmental Systems Research Institute, Inc., США) – это полнофункциональное программное обеспечение (ПО), предоставляющее пользователю значительный набор инструментов для моделирования и анализа геопространственных данных. Еще одна популярная ГИС-платформа – MapInfo (Precisely Holdings, LLC, США), которая за счет своих функциональных возможностей, удобного интерфейса и простоты освоения широко используется во многих странах мира. Система QGIS представляет собой бесплатную и открытую альтернативу коммерческим ГИС, не уступая по своему функционалу некоторым профессиональным геоинформационным продуктам. Ключевая особенность передовых зарубежных ГИС – поддержка основных стандартов обмена геопространственными данными, разработанных международной организацией Open Geospatial Consortium [8].

На сегодняшний день в реестр российского ПО [9] включено свыше 450 программ, соответствующих классу «Геоинформационные и навигационные системы» и востребованных в различных областях, например:

- универсальные ГИС общего назначения («Панорама» (АО КБ «Панорама»), «Аксиома» (ООО «ЭСТИ»));

- ГИС с функционалом создания картографических веб-приложений и геоинформационных порталов (CoGIS (ООО «Дата Ист»), NextGIS Web (ООО «НекстГИС»));

- специализированные отраслевые ГИС – ZuluGIS (ООО «Политерм») для моделирования инженерных сетей, ActiveMap GS



(ООО «ГрадоСервис») – для взаимодействия диспетчеров и выездных сотрудников.

Выбор между российскими и зарубежными ГИС-платформами зависит от конкретных задач и предпочтений пользователя. Иностраные коммерческие ГИС, такие как ArcGIS, MapInfo, могут предложить более продвинутые инструменты и возможности для обработки геоданных. Однако в последнее время ряд зарубежных ИТ-компаний, в том числе разработчиков ГИС, прекратил поддержку российских пользователей. В условиях импортозамещения отечественные системы предлагают достаточно широкий функционал, позволяющий решать задачи, возникающие при газификации и последующей эксплуатации объектов газоснабжения.

Зарубежные ГИС-платформы с открытым исходным кодом (QGIS и SAGA) в отличие от коммерческих программ позволяют пользователям самостоятельно разрабатывать модули и приложения под свои нужды. Обе имеют большой набор инструментов для работы с геоданными и могут быть использованы для решения широкого круга задач.

Ключевыми факторами при выборе той или иной ГИС выступают потребности и конкретные задачи, возможность разработки специализированных модулей (специализированной функциональности) и приложений, например для экономического расчета прокладки внешнего газопровода. При этом необходимость импортозамещения накладывает дополнительные требования к выбору ПО, в том числе и к ГИС-платформам.

Следует также учитывать преимущества отечественных геоинформационных продуктов над зарубежными аналогами не только с позиции наличия в Едином реестре российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных [9], но и иных, не менее важных качеств, таких как:

- стоимость. Российские системы, как правило, значительно дешевле зарубежных аналогов, что делает их более доступными для широкого круга пользователей. Это особенно актуально для государственных организаций и муниципалитетов, которые стремятся сократить расходы на программное обеспечение;

- поддержка и обучение. Для российских геоинформационных решений обычно проще найти техническую поддержку, так как они разработаны на основе отечественного ПО и стандартов. Кроме того, многие отечественные компании предлагают услуги по обучению и адаптации систем под конкретные требования пользователей;

- совместимость. Отечественные ГИС обычно совместимы с другими российскими программными продуктами, что упрощает интеграцию и совместное использование данных. Это может быть особенно полезно для организаций, где применяется несколько программных продуктов от разных производителей;

- адаптация к российским условиям. Отечественные ГИС учитывают особенности российского законодательства, экономики и географии, что позволяет использовать их более эффективно для решения задач, связанных с управлением территориями и ресурсами;

- открытость и гибкость. Многие российские системы имеют открытый исходный код, что позволяет пользователям настраивать и адаптировать их под свои нужды. Это дает возможность создавать специализированные решения, отвечающие конкретным потребностям пользователей, и интегрировать геоинформационные продукты с другими программными средствами.

Рассматривая задачи информационной поддержки управления газораспределительной системой, автоматизации бизнес-процесса газификации и дальнейшей эксплуатации систем газоснабжения, можно выделить ряд современных зарубежных и российских

ГИС-платформ, представляющих интерес с точки зрения практического применения в указанной области. Их функциональные возможности представлены в табл. 1. При этом особое внимание уделено такому параметру, как наличие модуля/приложения для гидравлического расчета и нахождения кратчайшего пути между точками с препятствиями в едином комплексе, поскольку эта функция – один из главных факторов при выборе ГИС-платформ для целей практического применения при газификации.

Как видно из табл. 1, безусловный лидер по функциональным возможностям – ПО ArcGIS, которое является эталоном ГИС по охвату пользователей на международном и отечественном уровне, в том числе в сфере газоснабжения [10]. Другие геоинформационные платформы также активно применяются в России для решения различных практических задач, включая стоящие перед предприятиями газоснабжения. Эти ГИС обладают широким функционалом, который позволяет работать с различными типами геоданных (картами, векторными и растровыми данными, трехмерными моделями и др.).

Основные функции отечественных ГИС, адаптированных к российским условиям и законодательству, включают в себя:

- создание и редактирование цифровых карт;
- поддержку различных форматов геоданных;
- работу с векторными и растровыми данными;
- анализ геоданных и визуализацию результатов;
- возможность работы с трехмерными моделями;
- интеграцию с другими программными продуктами;
- совместимость с другими ГИС.

Российские геоинформационные продукты, как правило, ориентированы на решение конкретных отраслевых задач и поэтому часто имеют специфический функционал, например:

Таблица 1. Обзор функционала современных геоинформационных платформ для практического применения в работах по газификации  
Table 1. Overview of the functions of existing geographic information platforms for practical application in gas infrastructure expansion

Наименование Description	Наличие в реестре российского ПО Included in the Russian software register	Наличие специализированной функциональности Special functionality			
		Модуль/приложение для гидравлического расчета Module/application for hydraulic analysis		Модуль/приложение для нахождения кратчайшего пути между точками с препятствиями Module/application to find the shortest path between points with obstacles	
		Наличие модуля/ приложения Module/application availability	Возможность создать модуль/ приложение Module/application can be created	Наличие модуля/ приложения Module/application availability	Возможность создать модуль/ приложение Module/application can be created
ArcGIS	Нет No	Может быть применен ArcGIS Schematics ArcGIS Schematics can be used	–	Может быть применен инструмент Network Analyst Network Analyst tool can be used	–
MapInfo	Нет No	Нет No	Да Yes	Нет No	Да Yes
GeoMedia	Нет No	Нет No	Да Yes	Нет No	Да Yes
QGIS	Нет No	Нет No	Да Yes	Нет No	Да Yes
SAGA	Нет No	Нет No	Да Yes	Нет No	Да Yes
ZuluGIS	Да Yes	Да, ZuluGaz Yes, ZuluGaz	–	Может быть применен специальный инструмент A special tool can be used	–
CityCom	Да Yes	Да, CityCom- ГазГраф Yes, CityCom- GasGraf	–	Нет No	Да Yes
DATUM GIS	Да Yes	Да, DATUM GIS: Газораспределение Yes, DATUM GIS: Gazoraspredelenie	–	Нет No	Есть возможность подключить стороннее ПО Third-party software can be connected
«Астра» Astra	Нет No	Да, ПВК «Астра- газ» Yes, Astra-Gas software package	–	Нет No	Есть возможность подключить стороннее ПО Third-party software can be connected
xMedia	Да Yes	Да Yes	–	Нет No	Есть возможность подключить стороннее ПО Third-party software can be connected
«Горизонт» Horizon	Да Yes	Нет No	Есть возможность подключить стороннее ПО Third-party software can be connected	Нет No	Есть возможность подключить стороннее ПО Third-party software can be connected



Продолжение таблицы 1

Наименование Description	Наличие в реестре российского ПО Included in the Russian software register	Наличие специализированной функциональности Special functionality			
		Модуль/приложение для гидравлического расчета Module/application for hydraulic analysis		Модуль/приложение для нахождения кратчайшего пути между точками с препятствиями Module/application to find the shortest path between points with obstacles	
		Наличие модуля/ приложения Module/application availability	Возможность создать модуль/ приложение Module/application can be created	Наличие модуля/ приложения Module/application availability	Возможность создать модуль/ приложение Module/application can be created
«НАШа ГИС» NASha GIS	Да Yes	Нет No	Есть возможность подключить стороннее ПО Third-party software can be connected	Нет No	Есть возможность подключить стороннее ПО Third-party software can be connected
Isoline GIS	Да Yes	Нет No	Есть возможность подключить стороннее ПО Third-party software can be connected	Нет No	Есть возможность подключить стороннее ПО Third-party software can be connected
«Панорама» Panorama	Да Yes	Нет No	Есть возможность подключить стороннее ПО Third-party software can be connected	Нет No	Есть возможность подключить стороннее ПО Third-party software can be connected
«ИнГео» InGeo	Да Yes	Нет No	Есть возможность подключить стороннее ПО Third-party software can be connected	Нет No	Есть возможность подключить стороннее ПО Third-party software can be connected
GeoWorks	Да Yes	Нет No	Есть возможность подключить стороннее ПО Third-party software can be connected	Есть возможность подключить стороннее ПО Third-party software can be connected	Есть возможность подключить стороннее ПО Third-party software can be connected
«Аксиома» Axioma	Да Yes	Нет No	Да Yes	Нет No	Да Yes
NextGIS	Да Yes	Нет No	Да Yes	Нет No	Есть возможность подключить стороннее ПО Third-party software can be connected

Примечание. ПВК – программно-вычислительный комплекс; ПО – программное обеспечение.

- моделирование и расчеты инженерных сетей;
- решение топологических задач;
- работа с кадастровыми данными Федеральной службы государственной регистрации, кадастра и картографии;
- моделирование рельефа местности.

С точки зрения потребностей газоснабжающих компаний к наи-

более подходящим отечественным ГИС-платформам относятся ZuluGIS, CityCom, DATUM GIS и NextGIS (последняя создана на базе QGIS с открытым исходным кодом). Они включены в реестр российского ПО (см. табл. 1) [9]. Эти отечественные ГИС так же, как QGIS и ArcGIS, имеют серверную часть с возможностью реализации распределенных автоматизированных расчетов.

Одни из главных задач при выполнении работ по газификации – определение выбора оптимальной прокладки газопровода, оптимальной точки подключения и проведение гидравлических расчетов. Решением первой из них может служить функционал ПО, позволяющий предложить конкурентные направления прокладки газопровода. Подобный инструмент или модуль для нахождения любого пути

Таблица 2. Сравнительный анализ существующих алгоритмов для нахождения кратчайшего пути между точками с препятствиями  
Table 2. Comparison of existing algorithms to find the shortest path between points with obstacles

Наименование Description	Плюсы Pros	Минусы Contras
Поиск A* A* search algorithm	<ol style="list-style-type: none"> <li>Эффективность: обычно находит оптимальное решение быстрее, чем другие алгоритмы поиска пути, такие как поиск в ширину (BFS) или в глубину (DFS).</li> <li>Простота реализации: довольно прост для понимания и реализации</li> </ol> <ol style="list-style-type: none"> <li>Performance: usually finds the best solution quicker than other path finding algorithms, such as breadth first search (BFS), or depth first search (DFS).</li> <li>Simplicity: quite easy to understand and implement</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Требовательность к памяти: может требовать много памяти для хранения промежуточных результатов, особенно на больших графах.</li> <li>Не работает на всех типах графов: не всегда работает на графах с отрицательными весами ребер, так как в этом случае он может не найти кратчайший путь</li> </ol> <ol style="list-style-type: none"> <li>High memory requirement: may use a lot of memory to store intermediate results, primarily on large graphs.</li> <li>Not all types of graphs are supported: graphs with negative edge weights are not always supported, since it may not find the shortest path</li> </ol>
Алгоритм Дейкстры Dijkstra's algorithm	<ol style="list-style-type: none"> <li>Простота: достаточно прост для понимания и реализации.</li> <li>Эффективность: работает за <math>O(n^2)</math>, где <math>n</math> – количество вершин в графе</li> </ol> <ol style="list-style-type: none"> <li>Simplicity: quite easy to understand and implement.</li> <li>Performance: performs in <math>O(n^2)</math>, where <math>n</math> – the number of graph knots</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Ограничения: работает только на графах с положительными весами ребер и не всегда находит кратчайший путь на графах с ребрами отрицательного веса.</li> <li>Требовательность к памяти: на некоторых графах может требовать <math>O(n^2)</math> памяти для хранения кратчайших путей</li> </ol> <ol style="list-style-type: none"> <li>Limitations: can be used only for graphs with positive edge weights, cannot always find the shortest path on graphs with edges having negative weights.</li> <li>High memory requirement: on some graphs may require <math>O(n^2)</math> of memory to store the shortest paths</li> </ol>
Алгоритм Беллмана – Форда Bellman – Ford algorithm	<ol style="list-style-type: none"> <li>Простота: достаточно прост для понимания и реализации.</li> <li>Эффективность: работает за <math>O(n \cdot m)</math>, где <math>m</math> – количество ребер</li> </ol> <ol style="list-style-type: none"> <li>Simplicity: quite easy to understand and implement.</li> <li>Performance: performs in <math>O(n \cdot m)</math>, where <math>m</math> – the number of edges</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Наличие циклов отрицательного веса может привести к получению некорректного результата.</li> <li>Не обнаруживает наличие циклов отрицательного веса, а просто возвращает неверный результат</li> </ol> <ol style="list-style-type: none"> <li>Negative weight cycles can produce incorrect results.</li> <li>Cannot identify negative weight cycles, and returns incorrect result instead</li> </ol>
Алгоритм Флойда – Уоршелла Floyd – Warshall algorithm	<ol style="list-style-type: none"> <li>Простота: очень прост в понимании и реализации.</li> <li>Эффективность работы: работает за <math>O(n^3)</math>, что является лучшим результатом среди всех известных алгоритмов для этой задачи</li> </ol> <ol style="list-style-type: none"> <li>Simplicity: very easy to understand and implement.</li> <li>Performance: performs in <math>O(n^3)</math>, which is the best result amongst all known algorithms suitable for this application</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Требовательность к памяти: требует <math>O(n^2)</math> дополнительной памяти для хранения временных результатов.</li> <li>Невозможность поиска большого количества кратчайших путей с отрицательными весами: не может работать с графами, содержащими ребра с отрицательными весами, так как это может привести к неправильным результатам</li> </ol> <ol style="list-style-type: none"> <li>High memory requirement: requires <math>O(n^2)</math> of additional memory to store temporary results.</li> <li>Cannot process negative weights: cannot process graphs containing edges with negative weight, since it may lead to incorrect results</li> </ol>
Алгоритм Джонсона Johnson's algorithm	<p>Обладает теми же достоинствами, что и алгоритм Дейкстры – прост в понимании и реализации, хорошо работает на графах с положительными весами ребер</p> <p>Features the same advantages as Dijkstra's algorithm: easy to understand and implement, good at processing positive edge weights</p>	<p>Может быть сложнее алгоритма Дейкстры, поскольку требует одновременного отслеживания нескольких кратчайших путей. При необходимости поиска большого количества кратчайших путей он может работать дольше, чем алгоритм Дейкстры</p> <p>It may be more sophisticated than Dijkstra's algorithm since it involves simultaneous tracking of multiple shortest paths. Where a large number of shortest paths needs to be found, it may run longer than Dijkstra's algorithm</p>



между точками с препятствиями может быть основан на нескольких алгоритмах в зависимости от требований и условий задачи [11–13]. Варианты реализации могут включать алгоритмы поиска в ширину (BFS), в глубину (DFS), алгоритм Дейкстры, поиск A\* и др. Каждый из них имеет свои особенности и подходит для определенных условий. Например, поиск A\* может быть более эффективным в случае наличия эвристической функции оценки стоимости перемещения между точками. Выбор конкретного алгоритма будет зависеть от требуемой точности, временных ограничений, сложности маршрута и других факторов.

В ГИС для поиска путей между точками с препятствиями используются такие алгоритмы, как поиск A\*, алгоритм Дейкстры, алгоритм Беллмана – Форда, алгоритм Флойда – Уоршелла, алгоритм Джонсона. Они позволяют находить оптимальные пути с учетом различных параметров: расстояния, времени, стоимости и т.д. (табл. 2).

Для нахождения кратчайшего пути между точками с препятствиями перспективен алгоритм Дейкстры. Это алгоритм на графах, который находит кратчайший путь от одной начальной вершины до всех остальных вершин графа [13]. Он представляет собой «жадный» алгоритм, так как на каждом шаге выбирается вершина с наименьшим расстоянием и рассматриваются лишь ее соседи для обновления расстояний. Этот алгоритм работает только для графов без отрицательных весов ребер [13].

Для нахождения оптимального маршрута между двумя точками с учетом препятствий или ограничений проходимости используется (или может использоваться) алгоритм нахождения кратчайшего пути между точками с препятствиями, применяющий двумерные многоугольники или сеточные среды на основе графиков видимости.

Основные шаги этого алгоритма представлены далее.

**Шаг 1. Ввод исходных данных:**  
– задание стартовой точки (будущего абонента или точки, которую надо подключить). Система выдает/предлагает точку подключения к сети газораспределения с построением маршрута подключения;

– построение графа видимости. Территория разбивается на небольшие области (например, треугольники или выпуклые полигоны) так, чтобы каждая из них была видимой из другой области. Это создает связанный граф, где узлы представляют эти области, а ребра – видимость между ними.

**Шаг 2. Инициализация:**  
– установка начальной точки (будущего абонента или точки, которую надо подключить) как текущей;

– инициализация списков для отслеживания посещенных точек и оптимального пути.

**Шаг 3. Поиск пути:**  
– поиск ближайшей непосещенной точки, которую можно достичь из текущей точки с учетом видимости (т.е. не пересекая препятствия);

– перемещение к найденной точке и добавление ее в список посещенных;

– повторение этого шага до достижения конечной точки.

**Шаг 4. Завершение:**  
– когда конечная точка достигнута, алгоритм завершается;

– можно восстановить оптимальный путь, перебирая посещенные точки от конечной к начальной, используя информацию о предшествующих точках в пути.

Алгоритм Дейкстры обеспечивает вычисление кратчайшего пути, учитывая препятствия и геометрию окружающей среды. Он особенно результативен в ГИС и компьютерном зрении для задач навигации и планирования маршрутов в различных приложениях: робототехнике, автономных автомобилях, симуляции перемещений и др., где требуется нахождение оптимального пути в сложном окружении.

На выбор направления трассы газопровода также влияют следующие условия: наличие свободных мощностей, расстояние до потребителей, планировка кварталов, рельеф местности. После предоставления алгоритмом (вычисления кратчайшего пути) конкурентных направлений производится гидравлический расчет по всем вариантам, из которых автоматически происходит выборка маршрута с оптимальной точкой подключения [14].

На рынке существует множество программных продуктов и ГИС-приложений для проведения гидравлических расчетов газопровода в соответствии с требованиями нормативных документов, таких как [15]. Самые популярные из них представлены в табл. 3.

Из нее следует, что программные продукты для гидравлических расчетов, представленные на рынке, реализованы как в среде ГИС-платформ, так и в виде отдельных приложений, которые можно встроить в ГИС.

#### КРИТЕРИИ ВЫБОРА СОВРЕМЕННЫХ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Геоинформационные продукты представляют собой мощный инструмент для анализа и принятия решений в процессе газификации [16–18]. Они позволяют собирать, хранить и анализировать геоданные, такие как топографические карты, данные о дорожной сети, расположение объектов инфраструктуры и др. В условиях западных санкций и необходимости импортозамещения некоторые ГИС-платформы либо недоступны, либо нежелательны в производственном процессе. Рассмотренные в предыдущем разделе статьи ГИС можно разделить на категории по различным критериям с точки зрения возможности их использования в производственной деятельности российских

Таблица 3. Программные продукты для гидравлических расчетов газопровода  
Table 3. Software tools for gas pipeline hydraulic analysis

Наименование Description	Разработчик Developer	Наличие в реестре российского ПО Included in the Russian software register	Характеристика программного продукта Software description
«АСПО-ГАЗ» ASPO-GAZ	ЗАО «АСПО» ZAO ASPO (closed joint stock company)	Да Yes	Программный продукт, предназначенный для гидравлического расчета Software for hydraulic analysis
ZuluGaz	ООО «ПолиTERM» Politerm LLC	Да Yes	Приложение, набор программ для расчетов сетей газоснабжения Application, a set of programs for gas network design
«Стокс» Stoks	Дмитрий Богданов Dmitry Bogdanov	Нет No	Программный продукт, используемый при проектировании газопроводов и других инженерных сетей Software tool used to design gas pipelines and other utilities
«ТеплоГазСтрой» TeploGazStroy	ООО «ТеплоГазСтрой» ООО TeploGazStroy (limited liability company)	Нет No	Программный продукт (набор модулей) для проведения комплекса расчетов при газификации Software tool (set of modules) for calculations related to expansion of gas infrastructure
VisualPipe	ООО «Сапрсофт» ООО Saprsoft (limited liability company)	Нет No	Программный продукт для гидравлического расчета Software tool for hydraulic analysis
«Астра» Astra	ООО «НПК Астра» ООО NPK Astra (limited liability company)	Нет No	Приложение, набор программ для расчетов сетей газоснабжения (типовое решение – ПВК «Астра- газ») Application, set of programs for gas supply network design (standard solution: Astra-Gas software package)
CityCom-ГазГраф CityCom-GasGraf	ИВЦ «Поток» Potok EC	Да Yes	Приложение для газоснабжения с расчетными функциями Gas service application with calculation functions
«Гидросистема» Gydrosystema	Группа компаний «СиСофт» CSoft Group	Да Yes	Программный продукт, используемый при проектировании газопроводов и других инженерных сетей Software tool used to design gas pipelines and other utilities
Hydra	Interactive Health Solutions Ltd	Нет No	Программный продукт, используемый для гидравлического расчета Software tool used for hydraulic analysis
Model Studio CS Трубопроводы Model Studio CS Piping	Группа компаний «СиСофт» CSoft Group	Да Yes	Программный продукт, предназначенный для проектирования всех типов трубопроводных систем Software tool for design of all types of piping systems

Примечание. ПВК – программно-вычислительный комплекс; ПО – программное обеспечение.

газораспределительных компаний. Результаты классификации представлены в табл. 4.

К основным критериям выбора ГИС-платформ для их использования в российских газораспределительных компаниях при автоматизации бизнес-процесса газификации следует отнести (см. также табл. 1, 3 и 4):

- наличие функций гидравлического расчета и нахождения кратчайшего пути;
- наличие регистрации в реестре российского ПО [9];
- кроссплатформенность;
- открытый исходный код;
- модульность.

По результатам проведенного анализа можно сделать вывод,

что программные комплексы ZuluGIS (включая ZuluServer и ZuluGaz) и CityCom-ГазГраф (на базе платформы CityCom) обладают рядом необходимых параметров: соответствием требованиям по импортозамещению, наличием модуля гидравлических расчетов и наработок в области нахождения кратчайшего пути



Таблица 4. Обзор характеристик современных геоинформационных платформ с точки зрения возможности их использования в производственной деятельности российских газораспределительных компаний  
Table 4. Overview of features of existing geographic information platforms from the perspective of their potential use in operations by Russian gas distribution companies

Наименование Description	Характеристики Features							
	По производителю By manufacturer		По операционной системе By operating system		По модели дохода By income model		По наличию лицензии By license availability	
	зарубежная international	русская Russian	Windows	Linux	коммерческая commercial	бесплатная free	проприетарная proprietary	с открытым исходным кодом open source
ArcGIS	✓	×	✓	×	✓	×	✓	×
MapInfo	✓	×	✓	×	✓	×	✓	×
GeoMedia	✓	×	✓	×	✓	×	✓	×
QGIS	✓	×	✓	✓	×	✓	×	✓
SAGA	✓	×	✓	✓	×	✓	×	✓
ZuluGIS	×	✓	✓	×	✓	×	✓	×
CityCom	×	✓	✓	×	✓	×	✓	×
DATUM GIS	×	✓	✓	×	✓	×	✓	×
«Астра» Astra	×	✓	✓	×	✓	×	✓	×
xMedia	×	✓	✓	×	✓	×	✓	×
«Горизонт» Horizon	×	✓	✓	✓	✓	×	✓	×
«НАШа ГИС» NASha GIS	×	✓	✓	✓	✓	×	✓	×
Isoline GIS	×	✓	✓	×	✓	×	✓	×
«Панорама» Panorama	×	✓	✓	✓	✓	×	✓	×
«ИнГео» InGeo	×	✓	✓	×	✓	×	✓	×
GeoWorks	×	✓	✓	×	✓	×	✓	×
«Аксиома» Axioma	×	✓	✓	✓	✓	×	✓	×
NextGIS	×	✓	✓	✓	✓	×	✓	×

от точки подключения к потребителю (с учетом требований СП 42-101-2003 [15], СП 62.13330.2011 [19] и иных нормативных документов). К положительным сторонам этих ГИС-платформ относятся возможности применения скриптов и макросов. Недостаток заключается в том, что в случае необходимости создания какого-либо нового функционального модуля появляется потребность каждый раз обращаться к разработчику этого ПО. Кроме того, использование

ZuluGIS и CityCom возможно только при условии их функционирования в операционных системах семейства Windows, что препятствует применению этих продуктов в проектах с переходом на импортонезависимость.

Возможная альтернатива закупки коммерческой отечественной ГИС – создание импортозамещенной производственной геоинформационной платформы для сетей газоснабжения на основе ПО с открытым кодом, функционирующего

в операционных системах на базе Linux, с разработкой и интеграцией инженерных расчетных модулей. Примером такого базового ПО с необходимым ГИС-функционалом служит NextGIS, включенное в реестр российского ПО и созданное на базе свободной бесплатной ГИС с открытым кодом – QGIS. NextGIS, так же как и QGIS, имеет серверную часть с возможностью реализации распределенных автоматизированных расчетов. Кроме того, возможна разработка собственной

геоинформационной платформы непосредственно на базе ПО QGIS Server или других кроссплатформенных ГИС-продуктов с открытым исходным кодом с ее последующим включением в реестр российского ПО.

### ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ В РАБОТАХ ПО ГАЗИФИКАЦИИ

Перспективы применения ГИС при газификации связаны с их возможностями по сбору, хранению, обработке и анализу пространственных данных, способами организации доступа к информации, а также интеграцией с другими информационными системами. Это может помочь в оптимизации маршрутов транспортировки газа, управлении свободными мощностями, мониторинге и контроле состояния газотранспортной инфраструктуры [10, 16–18, 20, 21]. Кроме того, есть перспективы использования ГИС для планирования и оптимизации работ по газификации.

Среди других потенциальных сфер применения ГИС – оптимизация процедур анализа и прогнозирования спроса на газ по географическим областям, что позволит более точно планировать подключение дополнительных потребителей и строительство новых сетей газоснабжения. Это даст возможность снизить затраты на строительство и эксплуатацию газовых сетей, а также минимизировать риски отключений газа. За счет интеграции с системами управления и другими информационными системами предприятий газоснабжения можно осуществлять автоматическую диагностику и предсказание потенциальных проблем, что сокращает риски и повышает надежность системы газификации.

В дальнейшем применение ГИС может стать еще более востребованным при газификации за счет их способности обрабатывать большие объемы данных и предоставлять информацию в режиме реального времени. Это поможет повысить эффективность и безопас-

ность процессов газификации, а также улучшить качество обслуживания потребителей. Еще больше расширить возможности ГИС способно развитие таких современных технологий, как искусственный интеллект.

Однако следует отметить и определенные технические и организационные вызовы применения ГИС-платформ в работах по газификации. В частности, требуются обеспечение сбора и загрузки в ГИС больших объемов актуальных пространственных данных, интеграция ГИС с другими информационными системами, обучение персонала работе с новыми технологиями. Кроме того, нужно учесть приоритетность мер безопасности и защиты данных для предотвращения несанкционированного доступа или утечки информации об объектах газоснабжения, включая персональные данные.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Применение ГИС при газификации позволяет значительно повысить эффективность процессов планирования этих работ и проектирования сетей газоснабжения. С помощью геоинформационных технологий можно более точно определить оптимальную трассу газопровода, исходя из географических и технических ограничений, а также участки с наибольшей потребностью в газоснабжении. Использование ГИС позволяет также улучшить управление процессами газификации, с их помощью можно в режиме реального времени отслеживать состояние газопроводов, обнаруживать утечки и проблемы с инфраструктурой, а также планировать и оптимизировать регулярное техническое обслуживание.

Внедрение ГИС в производственные процессы газификации позволяет снизить операционные затраты, связанные с процессом проектирования, строительства и эксплуатации газопроводов. За счет широкого функционала ГИС можно повысить точность рас-

четов и прогнозирования, избежав излишних финансовых и трудовых затрат.

Геоинформационные решения имеют потенциал для улучшения коммуникации между организациями, занимающимися газификацией, а также различными органами государственной власти и прочими ресурсоснабжающими организациями (собственниками инженерных коммуникаций), с которыми требуется согласование проектируемых сетей газоснабжения. С помощью ГИС заинтересованные участники работ могут оперативно обмениваться данными и информацией о проектах газификации, что способствует более эффективному взаимодействию и координации, сокращению сроков технологического присоединения к сетям газораспределения.

Однако для успешного внедрения ГИС при газификации необходимо учитывать не только технические аспекты, но также организационные и кадровые вопросы. Нужно обеспечить качественное обучение персонала и разработку соответствующих методологий и стандартов использования ГИС.

В целом, применение геоинформационных платформ при газификации имеет большие перспективы для улучшения эффективности и надежности эксплуатации сетей газораспределения и газопотребления. Широкие возможности ГИС могут помочь предприятиям газоснабжения лучше понимать и контролировать свою инфраструктуру, оптимизировать расходы и ресурсы, сокращать сроки предоставления услуг.

В рамках НИОКР, проводимых в настоящее время в ООО «Газпром трансгаз Казань», выполняется разработка единой цифровой площадки взаимодействия с физическими лицами, органами исполнительной власти, ведомствами и организациями, принимающими участие и (или) интересы которых затрагиваются в процессе газификации и дальнейшей эксплуатации объектов сетей газо-



снабжения. Создаваемое решение включает в себя цифровой сервис накопления, анализа и использования информации о системе газоснабжения и мероприятиях по газификации, состоящий из ГИС «Газоснабжение» и комплекса автоматизированных систем («Газификация и развитие сетей

газоснабжения», «Диспетчерское реагирование и мероприятия аварийно-диспетчерских служб», «Внутридомовое/внутриквартирное газовое оборудование»), применяющих технологии искусственного интеллекта и анализа больших данных. Основой создающейся ГИС станет база данных всей про-

странственной и производственной информации об объектах сетей газораспределения Республики Татарстан, дополненная специализированными алгоритмами обработки информации, а также сведениями об объемах потребления газа объектами капитального строительства. ■

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Ципилева Т.А. Геоинформационные системы. Томск: Томский межвуз. центр дистанц. образования, 2004. 162 с.
2. Ракунов С.В., Поздняков А.П. Современный подход к проектированию единого геоинформационного пространства предприятия ТЭК // Нефтяное хозяйство. 2012. № 5. С. 104–106.
3. Российская Федерация. Правительство. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года: распоряжение Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 № 1523-р // Правительство Российской Федерации: офиц. сайт. URL: <http://government.ru/docs/all/128340/> (дата обращения: 05.03.2024).
4. Российская Федерация. Президент. Перечень поручений по результатам проверки исполнения законодательства, направленного на развитие газоснабжения и газификации регионов: утв. Президентом Российской Федерации 31.05.2020 // Президент России: офиц. сайт. URL: <http://www.kremlin.ru/acts/assignments/orders/63454> (дата обращения: 05.03.2024).
5. Российская Федерация. Правительство. Об утверждении плана мероприятий («дорожной карты») по внедрению социально ориентированной и экономически эффективной системы газификации и газоснабжения субъектов Российской Федерации: распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.04.2021 № 1152-р // Правительство Российской Федерации: офиц. сайт. URL: <http://static.government.ru/media/files/lbz3fGAUPZurpw0NfFkPmlGmzQhun3Ku.pdf> (дата обращения: 05.03.2024).
6. Новак А. Максимальная газификация регионов России – приоритет энергетической политики страны // Энергетическая политика. 2023. № 9 (188). С. 8–13. DOI: 10.46920/2409-5516\_2023\_9188\_8.
7. Российская Федерация. Президент. О национальных целях развития Российской Федерации на период до 2030 года: Указ Президента Российской Федерации от 21.07.2020 № 474 // Президент России: офиц. сайт. URL: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/45726> (дата обращения: 05.03.2024).
8. Standards // Open Geospatial Consortium: офиц. сайт. URL: <https://www.ogc.org/standards/> (дата обращения: 05.03.2024).
9. Реестр программного обеспечения: офиц. сайт. URL: <https://reestr.digital.gov.ru/> (дата обращения: 05.03.2024).
10. Пивоварова И.И. ГИС в системе газоснабжения для мониторинга, управления и предотвращения чрезвычайных ситуаций // Национальная безопасность и стратегическое планирование. 2021. № 3 (35). С. 106–111. DOI: 10.37468/2307-1400-2021-3-106-111.

# ЖКХ РОССИИ

## XX МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

# 24–26 АПРЕЛЯ 2024



ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЖИЛИЩНОГО ФОНДА.  
КАПИТАЛЬНЫЙ И ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ.  
СТРОИТЕЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, МАТЕРИАЛЫ,  
ОБОРУДОВАНИЕ

ДОРОЖНО-КОММУНАЛЬНАЯ ТЕХНИКА

РЕСУРСОСНАБЖЕНИЕ.  
ЭНЕРГО- И РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИЕ  
ТЕХНОЛОГИИ.  
ВНУТРИДОМОВЫЕ ИНЖЕНЕРНЫЕ СИСТЕМЫ

УМНЫЙ ГОРОД.  
ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ.  
АВТОМАТИЗАЦИЯ И ПРОГРАММНОЕ  
ОБЕСПЕЧЕНИЕ

КОМФОРТНАЯ ГОРОДСКАЯ СРЕДА.  
БЛАГОУСТРОЙСТВО ПРИДОМОВЫХ  
И ГОРОДСКИХ ОБЩЕСТВЕННЫХ ПРОСТРАНСТВ

ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ ДЛЯ ОТРАСЛИ

ВЫСТАВОЧНАЯ ПРОГРАММА | КОНГРЕССНАЯ ПРОГРАММА | ОРГАНИЗАЦИЯ ДЕЛОВЫХ ВСТРЕЧ



11. Лавренов Р.О., Магид Е.А. Поиск маршрута для наземного робота: модифицированный алгоритм планирования на основе сплайнов // Беспилотные транспортные средства с элементами искусственного интеллекта (БТС-ИИ-2017): тр. семинара / под ред. Е.А. Магида и др. Казань: Центр инновационных технологий, 2017. С. 96–106.
12. Рахматов С.С., Бобоназаров Т.Ш., Абдурахмонов О.М. и др. Определение кратчайшего пути между двумя объектами с помощью программы QGIS с использованием модуля Road Graph // Молодой ученый. 2022. № 5 (400). С. 9–12.
13. Барабанов В.Ф., Гребенникова Н.И., Донских А.К., Коваленко С.А. Программная реализация поиска пути для множества объектов с областями различной проходимости // Вестник Воронежского государственного технического университета. 2018. Т. 14, № 5. С. 33–41.
14. Суслов Д.Ю., Темников Д.О., Алифанова А.И. Разработка программного комплекса расчета газопроводов природного газа и биогаза // Вестник Белгородского государственного технологического университета им. В.Г. Шухова. 2019. № 6. С. 34–40. DOI: 10.34031/article\_5cfe57432e4766.60336321.
15. СП 42-101-2003. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200032042> (дата обращения: 05.03.2024).
16. Белоглазова Т.Н., Романова Т.Н. Эффективное внедрение цифровых технологий в сфере газоснабжения // Проблемы региональной энергетики. 2022. № 1 (53). С. 141–151. DOI: 10.52254/1857-0070.2022.1-53.11.
17. Белоновский П.В., Влацкая И.В. Процессный подход при разработке ГИС сетей газораспределения Оренбургской области // Университетский комплекс как региональный центр образования, науки и культуры: сб. тр. Всеросс. науч.-метод. конф. Оренбург: Оренбургский гос. ун-т, 2017. С. 54–58.
18. Ключникова О.В., Хатунцева А.В. Формирование системы управления для строительства, реконструкции или модернизации инженерных сетей Ростовской области // Инженерный вестник Дона: сетевое изд. 2012. № 4 (2). URL: <http://ivdon.ru/ru/magazine/archive/n4p2y2012/1377> (дата обращения: 05.03.2024).
19. СП 62.13330.2011. Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002 // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200084535> (дата обращения: 05.03.2024).
20. Гришин Г.С., Нухахов Д.А. Применение геоинформационных систем для моделирования и расчета сетей газораспределения // Инженерный вестник Дона: сетевое изд. 2018. № 2. URL: <http://ivdon.ru/ru/magazine/archive/n2y2018/5000> (дата обращения: 05.03.2024).
21. Поздняков А.П., Дмитриев М.Д., Зубкова Т.В. Геоэкологический мониторинг влияния деятельности нефтеперерабатывающих предприятий на состоянии окружающей среды с использованием ГИС с открытым исходным кодом и материалов ДДЗ // Нефть, газ и бизнес. 2016. № 12. С. 56–59.

## REFERENCES

- (1) Tshipileva TA. *Geographic Information Systems*. Tomsk, Russia: Tomsk Interuniversity Center for Distance Education [Tomskiy mezhdvuzovskiy tsentr distantsionnogo obrazovaniya]; 2004. (In Russian)
- (2) Rakunov SV, Pozdnyakov AP. Modern approach in developing a single geographic information space for fuel material companies. *Oil Industry* [Neftyanoe khozyaystvo]. 2012; (5): 104–106. (In Russian)
- (3) The Russian Government. Decree No. 1523-r dated 9 June 2020. *The energy strategy of the Russian Federation to 2035*. Available from: <http://government.ru/docs/all/128340/> [Accessed: 5 March 2024]. (In Russian)
- (4) President of Russia. *List of requests following the results of verification of the legislation implementation aimed at the development of gas supply and gas infrastructure expansion in the regions approved on 31 May 2020*. Available from: <http://www.kremlin.ru/acts/assignments/orders/63454> [Accessed: 5 March 2024]. (In Russian)
- (5) The Russian Government. Decree No. 1152-r dated 30 April 2021. *On approval of the action plan ("roadmap") for the introduction of a socially oriented and economically efficient gas infrastructure expansion and gas supply system for the subjects of the Russian Federation*. Available from: <http://static.government.ru/media/files/lbz3fGAUPzurpwONFFkPmlGmzQhun3Ku.pdf> [Accessed: 5 March 2024]. (In Russian)
- (6) Novak A. Maximum gasification of Russian regions is a priority of the country's energy policy. *Energy Policy* [Energeticheskaya politika]. 2023; 188(9): 8–13. [https://doi.org/10.46920/2409-5516\\_2023\\_9188\\_8](https://doi.org/10.46920/2409-5516_2023_9188_8). (In Russian)
- (7) President of Russia. Order No. 474 dated 21 July 2020. *On the national goals of the Russian Federation for the period until 2030*. Available from: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/45726> [Accessed: 5 March 2024]. (In Russian)
- (8) Open Geospatial Consortium. *Standards*. Available from: <https://www.ogc.org/standards/> [Accessed: 5 March 2024].
- (9) Ministry of Digital Development, Communications and Mass Media of the Russian Federation. *Software registry*. Available from: <https://reestr.digital.gov.ru/> [Accessed: 5 March 2024]. (In Russian)
- (10) Pivovarova II. GIS in the gas supply system for monitoring, control and prevention of emergencies. *National Security and Strategic Planning* [Natsional'naya bezopasnost' i strategicheskoe planirovanie]. 2021; 35(3): 106–111. <https://doi.org/10.37468/2307-1400-2021-3-106-111>. (In Russian)
- (11) Lavrenov RO, Magid EA. Finding a route for a ground robot: Modified spline-based planning algorithm. In: Magid EA, Pavlovskiy VE, Yakovlev KS (eds.) *Unmanned vehicles with artificial intelligence elements (BTS-I-2017): Proceedings of the Seminar, 5–6 October 2017, Kazan, Russia*. Kazan, Russia: Innovative Center; 2017. p. 96–106. (In Russian)
- (12) Rakhmatov SS, Bobonazarov TSh, Abdurakhmonov OM, Khushvaktov ZhN, Yadgarov SN. Determining the shortest path between two features with a QGIS program using the Road Graph module. *Young Scientist* [Molodoy uchenyy]. 2022; 400(5): 9–12. (In Russian)
- (13) Barabanov VF, Grebennikova NI, Donskikh AK, Kovalenko SA. Software implementation of pathfinding for multiple objects with areas of different permeability. *Bulletin of the Voronezh State Technical University* [Vestnik Voronezhskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta]. 2018; 14(5): 33–41. (In Russian)
- (14) Suslov DYU, Temnikov DO, Alifanova AI. Development of the program complex of calculation of gas pipes of natural gas and biogas. *Bulletin of Belgorod State Technological University named after V.G. Shukhov* [Vestnik Belgorodskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta im. V.G. Shukhova]. 2019; (6): 34–40. [https://doi.org/10.34031/article\\_5cfe57432e4766.60336321](https://doi.org/10.34031/article_5cfe57432e4766.60336321). (In Russian)
- (15) State Committee of the Russian Federation for Construction and Housing and Utility Complex. *SP 42-101-2003 (code of practice). The general provision and construction gas distribution system from steel and polyethylene pipes*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/1200032042> [Accessed: 5 March 2024]. (In Russian)
- (16) Beloglazova TN, Romanova TN. Effective implementation of digital technologies in the field of gas supply. *Problems of the Regional Energetics* [Problemy regional'noy energetiki]. 2022; 53(1): 141–151. <https://doi.org/10.52254/1857-0070.2022.1-53.11>. (In Russian)
- (17) Belonovskiy PV, Vlatskaya IV. Process approach to the development of gas distribution networks GIS in the Orenburg Oblast. In: *Orenburg State University complex as a regional center of education, science, and culture: Proceedings of the All-Russian Scientific and Methodological Conference, 1–3 February 2017, Orenburg, Russia*. Orenburg, Russia: Orenburg State University; 2017. p. 54–58. (In Russian)
- (18) Klyuchnikova OV, Khatuntseva AV. Development of a management system for the construction, reconstruction or modernization of engineering networks in the Rostov Oblast. *Engineering Bulletin of the Don* [Inzhenernyy vestnik Dona]. 2012; (4). <http://ivdon.ru/ru/magazine/archive/n4p2y2012/1377>. (In Russian)
- (19) Federal Agency for Construction and Housing and Communal Services. *SP 62.13330.2011. Gas distribution systems*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/1200084535> [Accessed: 5 March 2024]. (In Russian)
- (20) Grishin GS, Nuvakhov DA. Application of geographic information systems for modeling and calculation of gas distribution networks. *Engineering Bulletin of the Don*. 2018; (2). <http://ivdon.ru/ru/magazine/archive/n2y2018/5000>. (In Russian)
- (21) Pozdnyakov AP, Dmitriev MD, Zubkova TV. Oil pollution geo-ecological monitoring of environmental health amid petroleum refining industry sector's operations by using geographic information system (GIS) based on open source with earth remote sensing data. *Oil, Gas, and Business* [Neft', gaz i biznes]. 2016; (12): 56–59. (In Russian)

XXVII МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ  
8–11 ОКТЯБРЯ 2024, САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

РОС  
ГАЗ  
ЭКСПО



В РАМКАХ XIII ПЕТЕРБУРГСКОГО МЕЖДУНАРОДНОГО  
ГАЗОВОГО ФОРУМА

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА:



[www.rosgasexpo.ru](http://www.rosgasexpo.ru)



# ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ АТОМНЫХ ИСТОЧНИКОВ ГЕНЕРАЦИИ ЭНЕРГИИ НА ОБЪЕКТАХ ПАО «ГАЗПРОМ»

УДК [620.98+621.311.2]:622.324.5

**А.В. Чеканский**, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, Россия),

A.V.Chekanskiy@adm.gazprom.ru

**Д.Н. Ширшов**, ПАО «Газпром», D.Shirshov@adm.gazprom.ru

**В.Н. Маркова**, к.г.-м.н., ПАО «Газпром», V.Markova@adm.gazprom.ru

**В.В. Рукша**, Госкорпорация «Росатом» (Москва, Россия),

VVRuksha@rosatom.ru

**А.А. Пименов**, Госкорпорация «Росатом», AAPimenov@rosatom.ru

**Д.С. Кудрявцев**, АО «Чукотатомэнерго» (Москва, Россия),

DmSKudryavtsev@rosatom.ru

В статье рассматривается новое перспективное направление сотрудничества двух системообразующих отраслей экономики России – газовой и атомной. Актуальность и научная новизна работы связаны с оценкой перспектив использования внешних неуглеродных источников генерации электроэнергии для энергоснабжения объектов ПАО «Газпром», расположенных в труднодоступных энергодефицитных районах Крайнего Севера и Дальнего Востока. Рассмотрены потенциальные объекты применения наземных атомных станций малой мощности и модернизированных плавучих атомных энергоблоков, для которых разработаны концептуальные схемы размещения и определены ключевые технико-экономические показатели. К положительным сторонам применения атомных источников генерации на объектах газовой промышленности относятся экономия топливного газа (газа собственных нужд) с его последующими вовлечением в переработку и реализацией потребителям, сокращение выбросов парниковых газов и улучшение экологических показателей обустройства месторождений. Кроме того, при достижении конкурентоспособных тарифов на электроэнергию от атомных источников генерации, сопоставимых с себестоимостью электроэнергии от электростанций собственных нужд, работающих на природном газе, создаются предпосылки к развитию и масштабному внедрению электроприводных газоперекачивающих агрегатов на объектах ПАО «Газпром». Дальнейшее принятие стратегических решений о внедрении атомных источников генерации, включая модернизированные плавучие атомные энергоблоки, должно базироваться на результатах проведенного детального технико-экономического анализа с уточнением тарифов на электроэнергию и разработкой вариантов энергоснабжения отдельно для каждого центра газодобычи ПАО «Газпром».

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** АТОМНАЯ СТАНЦИЯ МАЛОЙ МОЩНОСТИ, МОДЕРНИЗИРОВАННЫЙ ПЛАВУЧИЙ АТОМНЫЙ ЭНЕРГОБЛОК, ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ, ЭКОНОМИЯ ГАЗА СОБСТВЕННЫХ НУЖД, ИСТОЧНИК ГЕНЕРАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.

Развитие газовой отрасли России в XXI в. связано с формированием крупных центров газодобычи в труднодоступных регионах с суровыми климатическими условиями на севере и востоке страны. Так, на п-ове Ямал и приямальском шельфе Карского моря находится ключевой Ямальский центр газодобычи, включающий

18 месторождений Группы «Газпром» (Бованенковское, Харасавэйское, Тамбейское, Малыгинское и пр.). Его суммарные запасы и ресурсы оцениваются в 20,4 трлн м<sup>3</sup> газа и 1 млрд т газового конденсата и нефти [1].

В рамках реализации Восточной газовой программы активно формируются новые центры газодо-

бычи с синхронным развитием газоперерабатывающих и газохимических предприятий, включая создание технологических мощностей по производству гелия и СПГ, совершенствуется система транспортировки газа для обеспечения на долгосрочную перспективу экспорта российского газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона.



**A.V. Chekanskiy**, PJSC Gazprom (Saint Petersburg, Russia), A.V.Chekanskiy@adm.gazprom.ru

**D.N. Shirshov**, PJSC Gazprom, D.Shirshov@adm.gazprom.ru

**V.N. Markova**, PhD in Geology and Mineralogy, PJSC Gazprom, V.Markova@adm.gazprom.ru

**V.V. Ruksha**, State Atomic Energy Corporation Rosatom (Moscow, Russia), VVRuksha@rosatom.ru

**A.A. Pimenov**, State Atomic Energy Corporation Rosatom, AAPimenov@rosatom.ru

**D.S. Kudryavtsev**, JSC Chukotatomenergo (Moscow, Russia), DmSKudryavtsev@rosatom.ru

### Prospects for the use of nuclear power generation sources at PJSC Gazprom facilities

This article presents a new promising area of cooperation between two backbone sectors of the Russian economy – gas and nuclear. The paper's relevance and scientific novelty is concerned with assessment of the prospects for using external non-carbon sources of electrical power generation to supply energy to PJSC Gazprom facilities located in hard-to-reach power-hungry areas of the Far North and the Far East.

The paper presents the potential use of ground-based low-capacity nuclear power plants and modernized floating nuclear power units, for which conceptual layout schemes have been developed and basic technical and economic parameters have been determined. The positive aspects of using nuclear generation sources at gas industry facilities include saving fuel gas (gas for own needs) with its subsequent involvement in processing and sale to consumers, reducing greenhouse gas emissions, and improving environmental performance of field facilities construction. In addition, upon reaching competitive rates for electricity from nuclear generation sources, comparable with the energy cost from the captive power plants powered by natural gas, prerequisites for the development and large-scale implementation of electrically driven gas pumping units at PJSC Gazprom facilities are created. Making further strategic decisions on the nuclear generation sources implementation, including modernized floating nuclear power units, should be based on the detailed technical and economic analysis outcomes with the clarification of electricity rates and the development of individual energy supply options for each PJSC Gazprom gas production centers.

**KEYWORDS:** LOW-CAPACITY NUCLEAR POWER PLANT, MODERNIZED FLOATING NUCLEAR POWER UNIT, ENERGY SUPPLY, SAVING GAS FOR OWN NEEDS, SOURCE OF ELECTRICAL POWER GENERATION.

В Восточной Сибири сформированы Иркутский и Якутский центры газодобычи, базовыми для которых выступают Ковыктинское (с объемом запасов 1,8 трлн м<sup>3</sup> газа) и Чаяндинское (1,2 трлн м<sup>3</sup>) месторождения соответственно [2]. На Дальнем Востоке на основе шельфовых проектов «Сахалин-2» (Пильтун-Астохское и Лунское месторождения) и «Сахалин-3» (Кириновское, Южно-Кириновское и Мынгинское месторождения) действует Сахалинский центр газодобычи.

Важные векторы развития газовой отрасли внутри страны определяются необходимостью выполнения Программы газификации регионов России 2021–2025 и создания производственных мощностей, направленных на увеличение глубины переработки сырья и выпуска продукции с высокой добавленной стоимостью. В сложившейся геополитической ситуации функционирование газового рынка связано с развитием

партнерских отношений между Россией и странами глобального Юга и Азиатско-Тихоокеанского региона. Кроме того, по оценкам ПАО «Газпром», представленным в рамках XII Петербургского международного газового форума, в течение ближайших 25 лет мировой спрос на газ вырастет на 43 %, а его доля в топливно-энергетическом балансе достигнет рекордных для этого энергоносителя 26 %. Реализация масштабных проектов по освоению ресурсов углеводородного сырья и созданию мощностей по его переработке и транспортировке на п-ове Ямал, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке сопряжена с созданием производств, для которых требуются надежные энергетические мощности.

Вместе с тем реализация стратегически важных инициатив и крупных промышленных проектов, включая объекты ОАО «РЖД», химической промышленности и нефтепереработки (нефтепровод

Восточная Сибирь – Тихий океан, Амурский ГПЗ), угольных предприятий, металлургии и пр., влечет за собой рост энергопотребления, который в Дальневосточном федеральном округе в последнее время традиционно превышает среднероссийские показатели. В последние годы обсуждается также вопрос объединения энергосистем Сибири и Дальнего Востока [3]. Кроме того, рост электрических нагрузок наблюдается и в Восточной Сибири, где реализуются планы по расширению железнодорожной инфраструктуры Восточного полигона, освоению Ковыктинского газоконденсатного месторождения, разработке перспективных рудных месторождений и др. Так, например, только на увеличение пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской магистралей потребуется дополнительно более 1400 МВт [4].

Проекты в рамках государственной программы «Развитие энергетики» выступают в качестве

точек роста при реализации стратегий социально-экономического развития регионов Российской Федерации (Дальний Восток, Восточная Сибирь, Арктическая зона и пр.), что, в свою очередь, служит дополнительным импульсом для ТЭК, формируя новые центры энергопотребления, в том числе производящие экспортно ориентированную продукцию [5].

### ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ

С учетом векторов государственной энергетической политики (переход к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике, рациональное природопользование и энергетическая эффективность [6]), а также приоритетности использования внешних источников генерации при проектировании объектов для ПАО «Газпром» актуальна задача оценки перспектив использования неуглеродных источников энергии. Согласно экологическому отчету компании [7] основная доля выбросов парниковых газов, составляющая около 70 %, происходит за счет сжигания топлива. При этом основная масса выбросов образуется при транспортировке газа, в меньшем объеме – при его добыче.

Учитывая углеродную нейтральность атомной генерации, а также имеющиеся разработки Госкорпорации «Росатом», в качестве основного источника энергоснабжения для крупных инвестиционных проектов ПАО «Газпром» для Ямальского и Сахалинского центров газодобычи к рассмотрению предлагались атомные источники малой мощности.

В ходе представленного исследования был решен ряд задач:

- выполнены сбор и верификация данных об электрических нагрузках по месторождениям Ямальского и Сахалинского центров газодобычи;
- определены потенциальные объекты для дальнейшей проработки вопросов применения наземных атомных станций малой мощности (АСММ);

- определены концептуальные схемы размещения на п-ове Ямал и о-ве Сахалин модернизированных плавучих атомных энергоблоков (МПЭБ);

- проведено сравнение атомных источников генерации с источниками генерации на природном газе;

- определены ключевые технико-экономические показатели энергоснабжения крупных инвестиционных проектов ПАО «Газпром» для Ямальского и Сахалинского центров газодобычи с использованием МПЭБ.

### СУЩЕСТВУЮЩИЕ РЕШЕНИЯ ПО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЮ ОБЪЕКТОВ ПАО «ГАЗПРОМ»

Проектные расчетные (максимальные) мощности потребителей Ямальского, Якутского, Иркутского и Сахалинского центров газодобычи, оцененные ООО «Газпром проектирование», составляют 20,5 МВт на Харасавэйском месторождении (сеноман-аптские залежи); 56,2 МВт – на Бованенковском (сеноман-аптские залежи); 52,6 МВт – на Тамбейском (меловые отложения); 54,5 МВт – на Ковыктинском; 37,6 МВт – на Чаяндинском.

Этот показатель, оцененный ООО «Газпром проектирование» в рамках разработки унифицированных проектных решений, для компрессорных цехов магистральных газопроводов с четырьмя газоперекачивающими агрегатами (ГПА; 16/25/32 МВт) с газотурбинными приводами не превышает 2,0 МВт.

В настоящее время энергоснабжение месторождений ПАО «Газпром» Ямальского, Якутского и Сахалинского центров газодобычи осуществляется от электростанций собственных нужд (ЭСН), обеспечивающих полную нагрузку потребителей. Применяются ГПА с различной единичной мощностью (от 2,5 до 12,0 МВт, реже до 16,0 МВт) с газотурбинными приводами, используемыми в качестве топлива природный газ. При эксплуатации

газотурбинных установок (ГТУ) расход топливного газа составляет около 8–10 % от общего объема транспортируемого газа [8].

Количество и единичная мощность электроагрегатов ЭСН определяются в соответствии с СТО Газпром 2–6.2–208–2008 [9] исходя из величины расчетной электрической нагрузки объекта потребления – как правило, месторождения и (или) группы месторождений, объединенных по территориальному признаку.

На Ковыктинском месторождении Иркутского центра газодобычи реализовано подключение к сетям внешнего электроснабжения ПАО «Россети». В связи с тем что в настоящее время в Иркутской энергосистеме наблюдается дефицит генерирующих мощностей, потенциальное увеличение добычи на Ковыктинском месторождении с сохранением категории электроприемников по надежности электроснабжения объектов промысла без строительства соответствующих генерирующих мощностей и объектов сетевой энергетической инфраструктуры не представляется возможным.

### АТОМНЫЕ ИСТОЧНИКИ МАЛОЙ МОЩНОСТИ И ИХ ПОТЕНЦИАЛЬНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ НА ОБЪЕКТАХ ПАО «ГАЗПРОМ»

В определении Международного агентства по атомной энергии под атомными источниками генерации малой мощности понимаются реакторы электрической мощностью до 300 МВт. По информации Госкорпорации «Росатом», АСММ могут применяться для энергоснабжения удаленных районов с неразвитой сетевой инфраструктурой, а также для производства тепловой энергии, что актуально для районов с холодным климатом. Кроме того, одно из потенциальных направлений применения АСММ в ПАО «Газпром», помимо объектов обустройства газовых месторождений, – энергоемкие



Таблица 1. Основные технические характеристики существующих атомных станций малой мощности  
Table 1. Main technical characteristics of the existing low-capacity nuclear power plants

Параметр Parameter	Наименование Description		
	РИТМ-200Н RITM-200N	Шельф-М Shelf-M	Елена-АМ Elena-AM
Электрическая мощность, МВт Electric power, MW	55,0 (для одной реакторной установки), типовое решение – 2 × 55,0 МВт 55.0 (for one reactor plant), generic solution – 2 × 55.0 MW	10,0 (для одной реакторной установки) 10.0 (for one reactor plant)	0,2 (для одной реакторной установки), типовое решение – 2 × 0,2 МВт 0.2 (for one reactor plant), generic solution – 2 × 0.2 MW
Тепловая мощность, МВт Thermal power, MW	190,0 (для одной реакторной установки), типовое решение – 2 × 190,0 МВт 190.0 (for one reactor plant), generic solution – 2 × 190.0 MW	35,2 (для одной реакторной установки) 35.2 (for one reactor plant)	7,0 (для одной реакторной установки), типовое решение – 2 × 7,0 МВт 7.0 (for one reactor plant), generic solution – 2 × 7.0 MW
Топливный цикл, лет Fuel cycle, years	6	8	40
Расчетный срок эксплуатации, лет Estimated service life, years	60	60	40

объекты газопереработки и газохимии. Протекающие здесь технологические процессы характеризуются значительным потреблением тепловой энергии.

Среди очевидных преимуществ АСММ – стабильность производства электроэнергии, обеспечиваемая работой энергоисточника в режиме 24/7; высокий уровень безопасности, достигаемый за счет многоуровневых систем и барьеров-оболочек; производство экологически чистой энергии, что позволяет достичь углеродной нейтральности; обеспечение энергонезависимости труднодоступных территорий.

Важная особенность энергоснабжения производственных объектов ПАО «Газпром» заключается в необходимости обеспечения первой категории по надежности электроснабжения всех элементов энергосистемы – от источника генерации до конечного потребителя (технологической установки, оборудования, технологического процесса и т.д.). Следует отметить, что при обустройстве газовых и газоконденсатных месторождений более 80 % всех потребителей относятся к первой категории по надежности электроснабжения согласно СТО Газпром 2–6.2–1028–2015 [10].

Аналогичная ситуация отмечается и на объектах транспорта и переработки газа, газохимии. В соответствии с п. 1.2.19 «Правил устройства электроустановок» [11] электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться энергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания. Данное требование стало одним из основополагающих критериев при выборе источников генерации на базе АСММ.

ПАО «Газпром» была рассмотрена возможность применения АСММ Госкорпорации «Росатом» в двух видах исполнения: *наземном* с разными типами малых модульных реакторных установок и *водном* (плавучие атомные энергоблоки, выполненные на базе реакторной установки РИТМ-200С). Важная особенность энергоблоков заключается в возможности компоновки единичных модулей реакторных установок в зависимости от электрической мощности, необходимой конечному потребителю (месторождению, компрессорной станции и пр.), и формирования единой

технологически изолированной энергосистемы.

В рамках представленного исследования был осуществлен сбор информации о степени готовности разработок АСММ Госкорпорации «Росатом» и проведена потенциальная оценка их применимости на объектах ПАО «Газпром», в том числе для электроснабжения компрессорных станций магистральных газопроводов, расположенных в энергодефицитных районах востока России. Основные технические характеристики АСММ, предложенных к рассмотрению, представлены в табл. 1.

Для приведенных в ней АСММ определены дополнительные технические особенности применения на объектах ПАО «Газпром»:

- обеспечение первой категории по надежности электроснабжения (достигается установкой дополнительного реактора для обеспечения двух независимых источников питания);
- возможность строительства и эксплуатации в условиях Крайнего Севера;
- наличие вблизи АСММ источника водоснабжения для пополнения системы охлаждения (мощность источника определяется при проектировании);

Таблица 2. Основные технические характеристики плавучих энергоблоков  
Table 2. Main technical characteristics of floating power units

Параметр Parameter	Энергоблок плавучей атомной теплоэлектростанции «Академик Ломоносов» Power unit of the floating nuclear thermal power plant Akademik Lomonosov	Модернизированный плавучий атомный энергоблок Modernized floating nuclear power unit	Плавучий энергоблок в арктическом исполнении Arctic floating power unit
Тип реакторной установки Type of reactor plant	КЛТ-40С KLT-40S	РИТМ-200С RITM-200S	РИТМ-400 RITM-400
Единица мощность энергоблока, МВт Unit output of the power unit, MW	70	106	180
Срок строительства, лет Construction period, years	5	5	5
Проектный цикл работы, лет Design operating cycle, years	40	40	40

– разработка специальных схем доставки оборудования и материалов в связи с наличием негабаритного тяжеловесного оборудования реакторной установки (масса отдельных элементов достигает 370 т).

Ограничениями при размещении АСММ в соответствии с требованиями нормативных документов на проектирование и строительство атомных станций являются высокая сейсмичность площадки строительства (сейсмическая интенсивность более 8 баллов по шкале MSK-64) и наличие активных тектонических разломов.

В качестве потенциальных объектов применения АСММ были рассмотрены компрессорные станции, расположенные в энергодефицитном регионе – Амурской обл., вблизи которых отсутствуют внешние сети для электроснабжения технологического процесса.

По ориентировочной оценке, при установке ГПА с ГТУ, использующей в качестве топлива природный газ, потребление электроэнергии компрессорным цехом в зависимости от единичной мощности агрегата (16/25/32 МВт), количества установленных машин и технологических режимов их работы в целом невелико и не превышает 3,7 МВт. В случае

применения ГПА с электроприводом (ЭГПА) потребности в необходимой электрической мощностикратно возрастают, достигая 150 (6 ЭГПА по 25 МВт) – 250 МВт (10 ЭГПА по 25 МВт).

Выполненная ориентировочная оценка индикативных тарифов (в ценах 2022 г.) для наземных АСММ на базе реакторных установок РИТМ-200Н и Шельф-М, проведенная без учета стоимости строительства объектов энергетической инфраструктуры, показывает, что они превышают тарифы газовой генерации электроэнергии. Необходимо отметить, что для наземных АСММ характерен положительный эффект масштаба. Он выражается в снижении стоимости сооружения энергоисточника и, соответственно, тарифа на электроэнергию при размещении на одной площадке АСММ с двумя и более реакторными установками.

В рамках исследования рассматривался вопрос потенциального применения МПЭБ Госкорпорации «Росатом» для энергоснабжения месторождений ПАО «Газпром» на п-ове Ямал, включая месторождения Тамбейской (Тамбейское и Малыгинское) и Бованенковской (Бованенковское, Харасавэйское, Крузенштернское) групп, и о-ва Сахалин (Кириновское и Южно-Кириновское). Технические характе-

ристики различных типов плавучих энергоблоков приведены в табл. 2. В качестве основного параметра рассматривалась единичная мощность энергоблока, т.е. та электрическая мощность, которую он способен выдавать на берег.

Географически месторождения Тамбейской группы располагаются со стороны восточного берега п-ова Ямал, а Бованенковской – западного. Существующие и перспективные электрические нагрузки по этим месторождениям, определенные по состоянию на 2022 г., приведены на рис. 1. Исходя из этих значений путем нормативного резерва мощности было установлено потенциально необходимое количество МПЭБ с учетом требований к обеспечению первой категории по надежности электроснабжения. Следует отметить, что требуются дальнейшее уточнение и детализация данных электрических нагрузок, которые зависят от планов ввода производственных мощностей в эксплуатацию.

На рис. 2 представлена предложенная концептуальная схема электроснабжения месторождений ПАО «Газпром» на п-ове Ямал, в соответствии с которой предусматривается установка одной МПЭБ со стороны восточного берега у п. Сабетта и трех – со стороны западного берега у мыса Харасавэй.

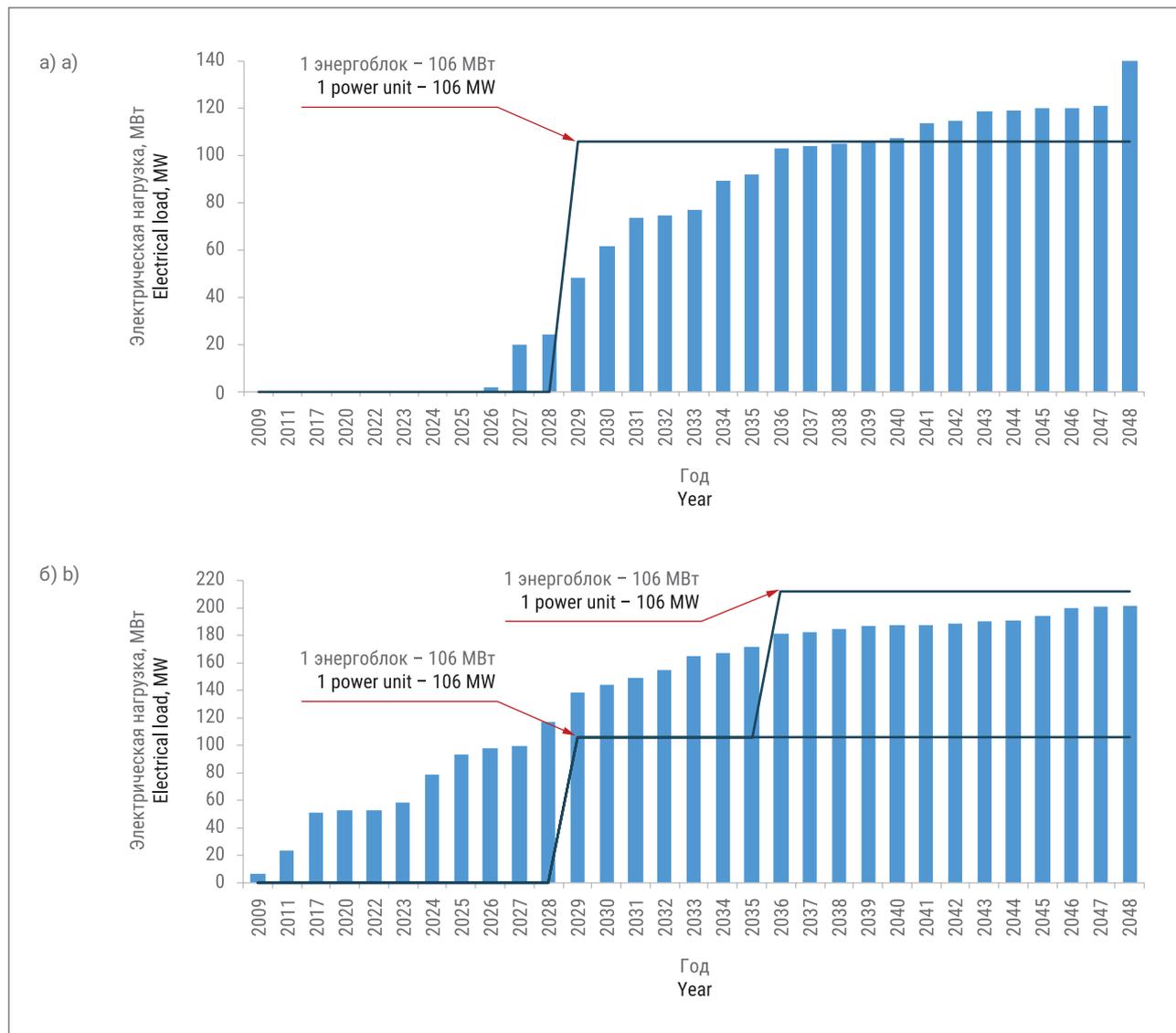


Рис. 1. Существующие и перспективные электрические нагрузки: а) Тамбейской группы месторождений п-ова Ямал (восточный берег); б) Бованенковской группы месторождений п-ова Ямал (западный берег) по состоянию на 2022 г. Черная кривая показывает потенциально возможные годы установки модернизированных плавучих атомных энергоблоков с единичной мощностью 106 МВт

Fig. 1. Existing and future electrical loads: а) of the Tambey cluster of fields, east coast of the Yamal Peninsula; б) of the Bovanenkovskoye cluster of fields, west coast of the Yamal Peninsula as of 2022. The black curve shows the potential years of installation of modernized floating nuclear power units with a unit output of 106 MW

Указанное размещение обеспечивает минимальный переток по воздушной линии электропередачи (ВЛ) 220 кВ и минимальные потери электроэнергии.

Для приема, преобразования и распределения электрической энергии, производимой МПЭБ, предусматривается установка распределительных подстанций (ПС):

- со стороны восточного берега – ПС 220 кВ на Южно-Тамбейском и Северо-Тамбейском месторождениях и ПС 110 кВ – на Малыгинском;

- со стороны западного берега – ПС 220 кВ на Харасавэйском и Бованенковском месторождениях, ПС 110 кВ – на Крузенштернском.

Объединение энергорайонов западного и восточного берега предлагается осуществить строительством ВЛ 220 кВ в одноцепном исполнении. Энергоснабжение месторождений (внутри каждой группы) предложено организовать за счет строительства соответствующих ЛЭП в двух-

цепном исполнении: для Северо-Тамбейского месторождения – ВЛ 220 кВ, для Малыгинского – ВЛ 110 кВ, для Бованенковского и Крузенштернского – ВЛ 220 кВ (для каждого).

Для установки МПЭБ потребуется строительство гидротехнических сооружений, содержащих подходную дамбу, оградительный мол причал, комплекс инженерно-технических средств физической защиты объекта (в том числе ото льда), а также инженерные

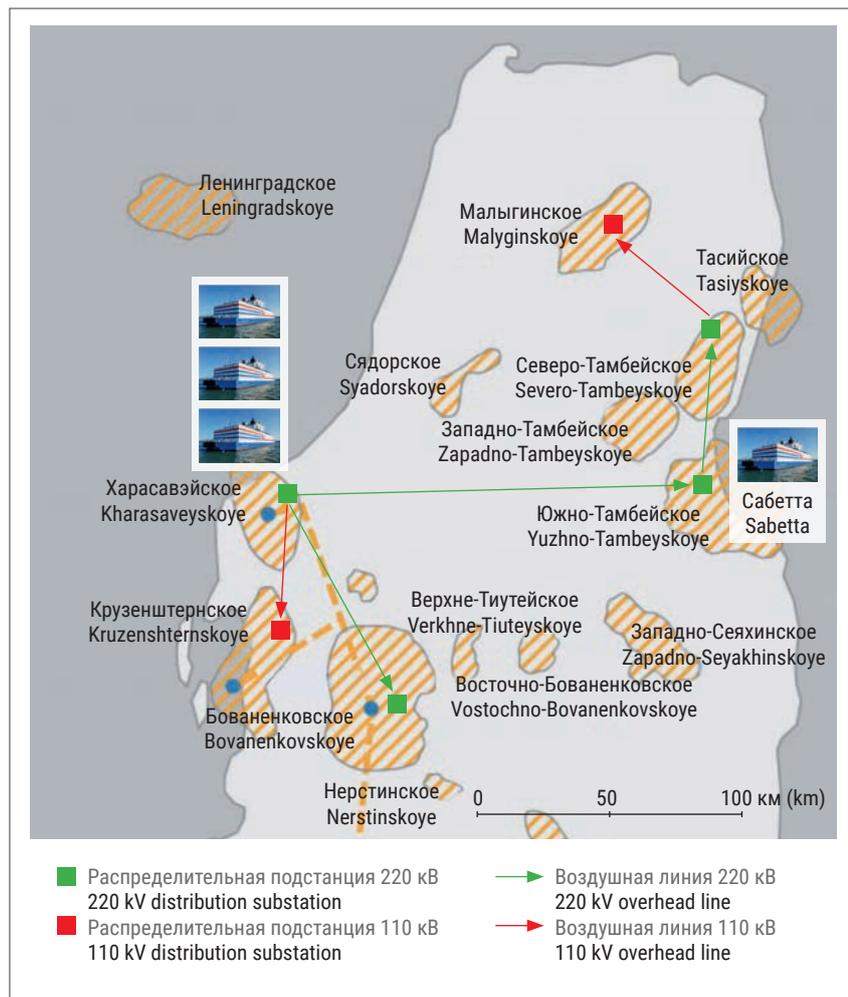


Рис. 2. Концептуальная схема энергоснабжения месторождений ПАО «Газпром» п-ова Ямал с применением модернизированных плавучих атомных энергоблоков Госкорпорации «Росатом»  
Fig. 2. Conceptual diagram of energy supply to the PJSC Gazprom fields on the Yamal Peninsula using modernized floating nuclear power units of the Rosatom State Corporation

сети и системы, необходимые для функционирования МПЭБ (жилой блок обслуживающего персонала размещен на борту судна) и передачи электроэнергии на берег к конечным потребителям. Соответствующая концептуальная схема приведена на рис. 3.

Был проработан вопрос энергоснабжения объектов Сахалинского центра газодобычи, а именно Киринского и Южно-Киринского месторождений проекта «Сахалин-3», с использованием МПЭБ. Потребность в электроснабжении этих месторождений составляет порядка 50 МВт, что меньше единичной мощности энергоблока, указанной в табл. 2. Для этого была рассмотрена возможность включения в баланс энергетических мощностей дополнительных промышленных объектов (промыслы и (или) иные промышленные объекты). Так, например, потребляемая мощность объединенного берегового технологического комплекса проекта «Сахалин-2» (оператор – ООО «Сахалинская Энергия»), расположенного в Ногликском р-не (около проекта «Сахалин-3»), составляет ~ 75 МВт, производственного комплекса «Пригородное» (на юге острова в Корсаковском р-не) ~ 60 МВт.

Для энергоснабжения объектов на севере о-ва Сахалин рассма-

Рис. 3. Концептуальная схема гидротехнических сооружений (для четырех модернизированных плавучих атомных энергоблоков)  
Fig. 3. Conceptual diagram of hydraulic structures (for four modernized floating nuclear power units)





тривалась установка двух МПЭБ. В качестве потенциального места размещения блоков предлагался порт Набиль как наименее удаленный от потребителей ПАО «Газпром» и существующих электрических сетей. Для энергоснабжения от МПЭБ потребуется проведение дноуглубительных работ и создание объектов береговой портовой, а также энергетической инфраструктуры: повышающая и понижающая ПС 10/110 и 110/10 кВ, две одноцепные ВЛ 110 кВ. Концептуальная схема энергоснабжения берегового технологического комплекса месторождений о-ва Сахалин с применением МПЭБ, выполненная ООО «Газпром проектирование», показана на рис. 4.

В рамках проведенной работы были определены ключевые технико-экономические показатели энергоснабжения крупных инвестиционных проектов Ямальского и Сахалинского центров газодобычи ПАО «Газпром» с применением МПЭБ в качестве основного источника генерации. Установлено, что базовый индикативный тариф на электроснабжение в первый год поставки электроэнергии с МПЭБ и по Ямальскому, и по Сахалинскому центрам конкурентоспособен с тарифами на электроэнергию, вырабатываемую с использованием углеводородных источников. Кроме того, по ямальским месторождениям оценены дополнительные объемы природного газа (сэкономленный топливный газ при применении ЭСН с ГТУ), возможные к реализации на рынок. Они составляют около 570 млн м<sup>3</sup>/год.

В условиях переориентации экономики и промышленности Российской Федерации на Восток и изменившихся внутриэкономических факторов, выраженных среди прочего в росте стоимости материально-технических ресурсов и повышении банковской процентной ставки, тарифы, определенные в данной работе, требуют дальнейшей актуализации и детализации.

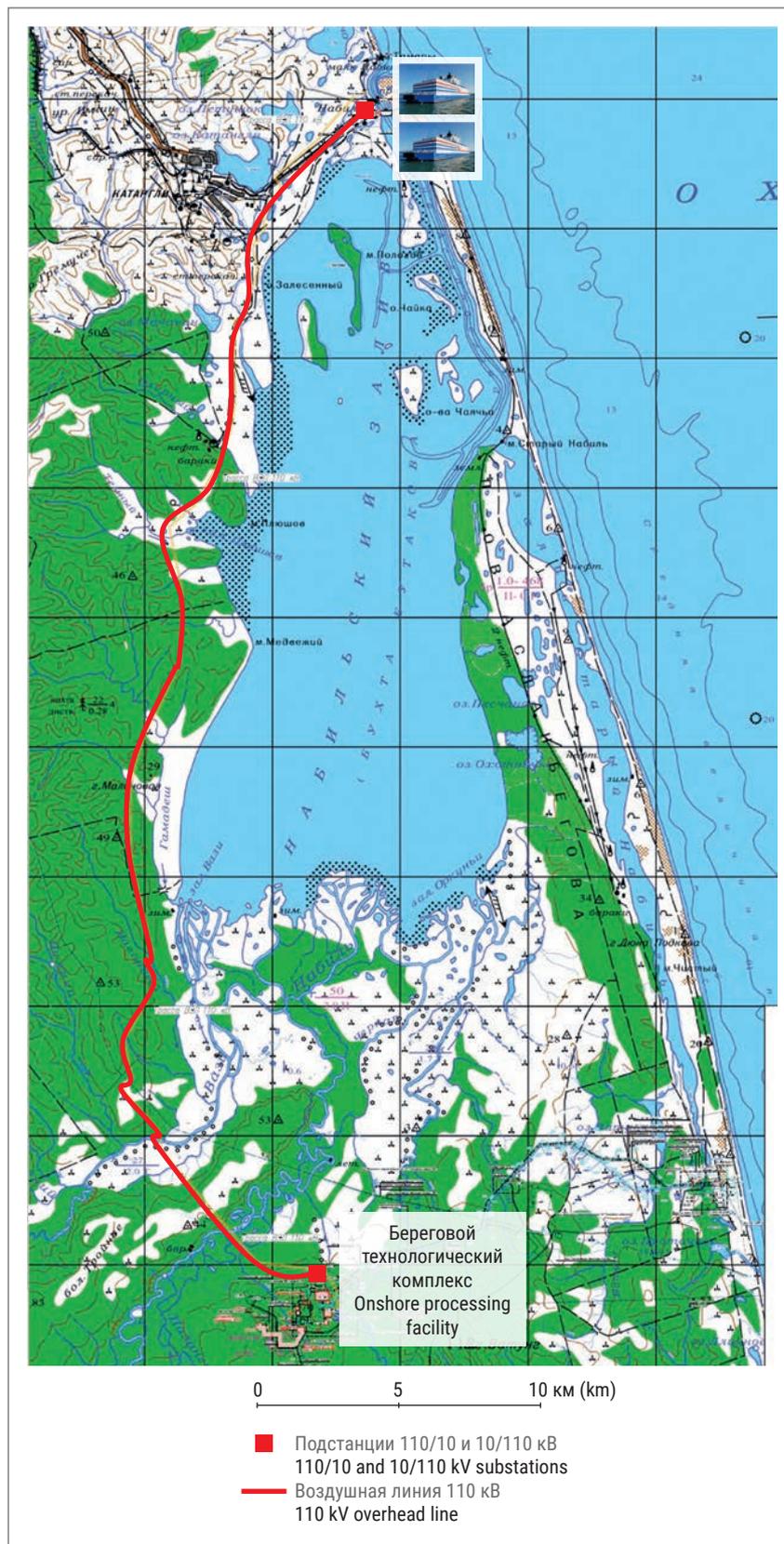


Рис. 4. Концептуальная схема энергоснабжения месторождений ПАО «Газпром» о-ва Сахалин с применением модернизированных плавучих атомных энергоблоков Госкорпорации «Росатом»

Fig. 4. Conceptual diagram of energy supply to the PJSC Gazprom fields on Sakhalin Island using modernized floating nuclear power units of the Rosatom State Corporation

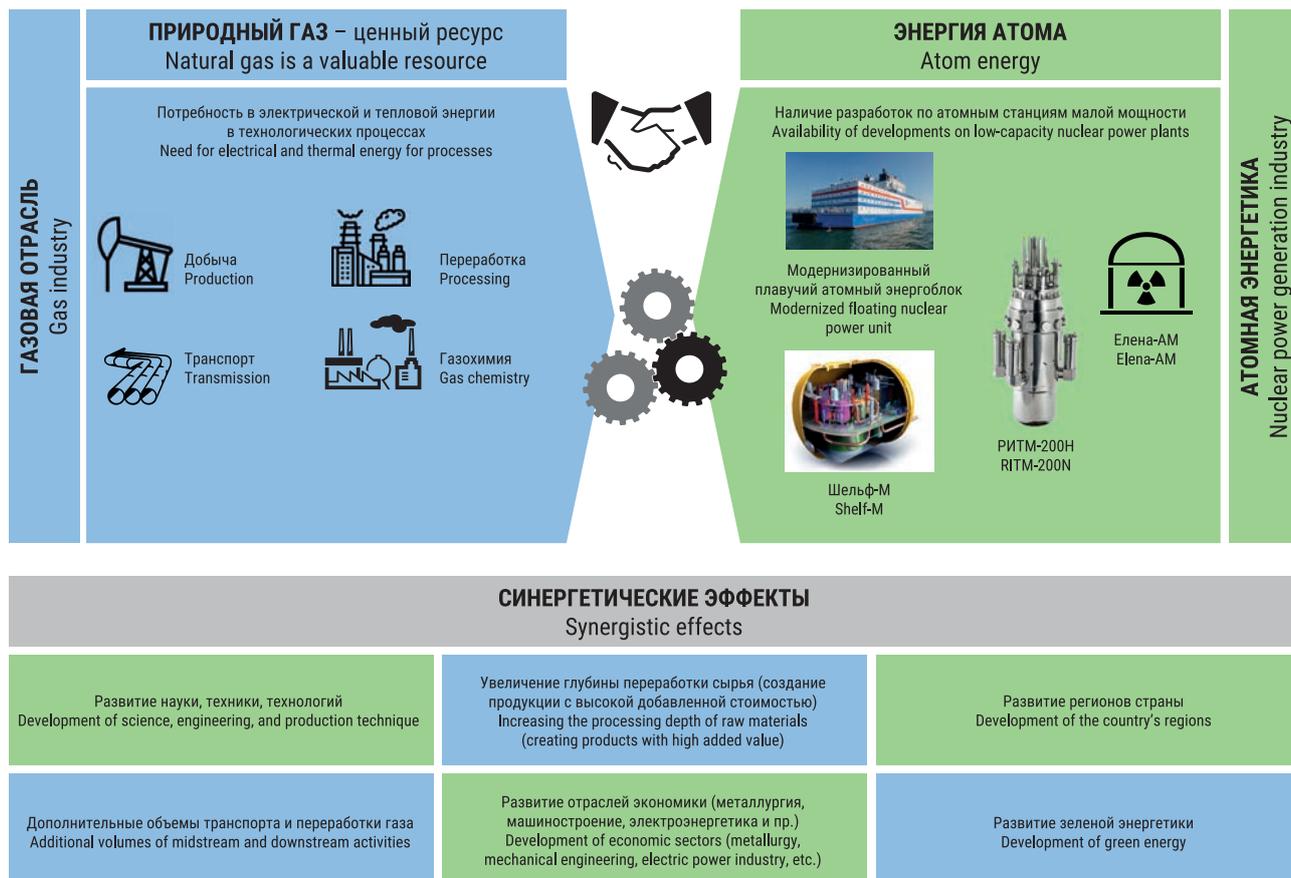


Рис. 5. Основные направления сотрудничества и потенциальные синергетические эффекты  
Fig. 5. Main areas of cooperation and potential synergetic effects

## ВЫВОДЫ И ДАЛЬНЕЙШИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ

В ходе исследования было рассмотрено применение атомных источников малой мощности наземного исполнения и в виде МПЭБ для развития Ямальского и Сахалинского центров газодобычи ПАО «Газпром». Базовый индикативный тариф поставки электроэнергии для наземных АСММ, определенный на данной стадии проработки технических решений, не конкурентоспособен (превышает тарифы газовой генерации электроэнергии). Одним из возможных направлений работы по применению данного типа источников могут служить объекты переработки газа и газового конденсата, технологические процессы которых характеризуются значительной потребностью в тепловой энергии.

Для энергоснабжения объектов ПАО «Газпром» перспективно использование МПЭБ, мобильное

исполнение которых позволяет устанавливать их в различных акваториях. Базовые тарифы на электроэнергию, определенные на данном этапе, являются вполне конкурентоспособными, но требуют дальнейшего уточнения и детализации. Кроме того, наличие на месторождениях компании внешнего источника электроснабжения с тарифами на электроэнергию, сопоставимыми с ее себестоимостью на ЭСН, создает предпосылки к масштабному внедрению на объектах ПАО «Газпром» ЭГПА взамен ГПА с ГТУ, что высвободит дополнительные объемы газа на реализацию и позволит сократить выбросы парниковых газов.

Потенциальное применение в качестве источников генерации плавучих атомных энергоблоков при обустройстве месторождений углеводородов на о-ве Сахалин может способствовать решению

задач Сахалинского климатического эксперимента, а при включении в периметр рассмотрения потребностей в энергоснабжении иных промышленных предприятий Сахалинской обл. (дополнительно к объектам добычи, транспорта и переработки Группы «Газпром») позволит сформировать конкурентоспособные тарифы на электроэнергию.

Основные направления сотрудничества и потенциальные синергетические эффекты, как для компаний, так и в целом для развития Ямала и Дальнего Востока, представлены на рис. 5.

Принятие решения о внедрении АСММ на объектах ПАО «Газпром» должно базироваться на данных детального технико-экономического анализа и результатах проработки вариантов энергоснабжения. Реализация совместных проектов компании и Госкорпорации «Росатом» в сфере



энергоснабжения укрепит статус ПАО «Газпром» как лидера среди глобальных энергетических компаний, а синергетический эффект сотрудничества при масштабной

кооперации добывающей, электро-энергетической, металлургической и машиностроительной отраслей российской экономики послужит импульсом социально-экономиче-

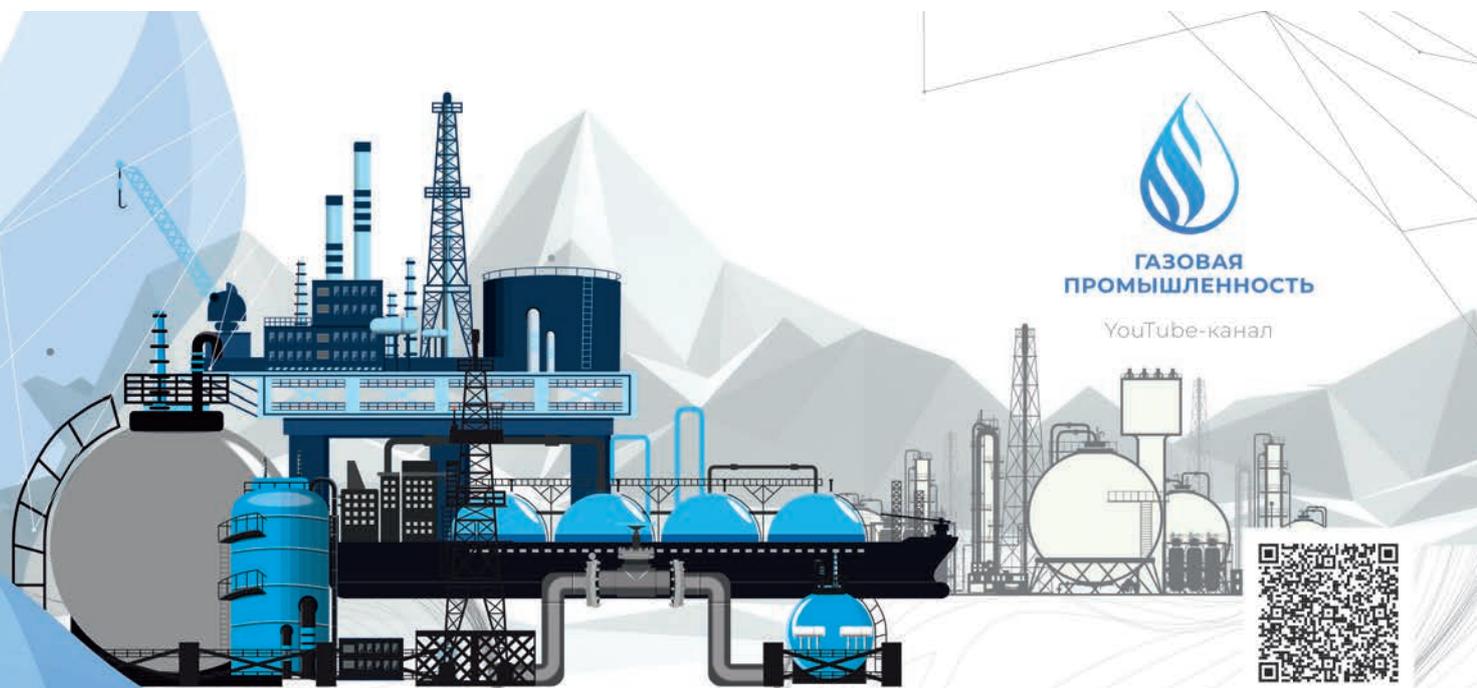
ского развития Дальнего Востока и Арктической зоны Российской Федерации, что будет способствовать укреплению технологического суверенитета страны. ■

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Ямал // ПАО «Газпром»: офиц. сайт. URL: <https://www.gazprom.ru/projects/yamal/> (дата обращения: 20.02.2024).
2. Восточная газовая программа // ПАО «Газпром»: офиц. сайт. URL: <https://www.gazprom.ru/projects/east-program/> (дата обращения: 20.02.2024).
3. Ленская Т. Глобальная энергоперестройка ждет Дальний Восток // Энергетика и промышленность России: газета. 2023. № 19 (471). URL: <https://www.eprussia.ru/epr/471/6432492.htm> (дата обращения: 20.02.2024).
4. Стенников В., Головщиков В., Осак А. Проблемы и перспективы развития электроэнергетики в восточных регионах России // Энергетическая политика. 2023. № 6 (184). С. 20–37.
5. Российская Федерация. Правительство. Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Развитие энергетики»: Постановление Правительства Российской Федерации от 15.04.2014 № 321 // Правительство Российской Федерации: офиц. сайт. URL: <http://government.ru/docs/all/91334/> (дата обращения: 20.02.2024).
6. Российская Федерация. Правительство. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года: распоряжение Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 № 1523-р // Правительство Российской Федерации: офиц. сайт. URL: <http://government.ru/docs/all/128340/> (дата обращения: 20.02.2024).
7. Экологический отчет ПАО «Газпром» за 2022 год // ПАО «Газпром»: офиц. сайт. URL: <https://www.gazprom.ru/f/posts/56/691615/gazprom-environmental-report-2022-ru.pdf> (дата обращения: 20.02.2024).
8. Поршаков Б.П. Газотурбинные установок. М.: Недра, 1992. 237 с.
9. СТО Газпром 2-6.2-208-2008. Выбор количества электроагрегатов электростанций ОАО «Газпром». М.: ИРЦ Газпром, 2008. 24 с.
10. СТО Газпром 2-6.2-1028-2015. Категорийность электроприемников промышленных объектов ПАО «Газпром». СПб.: Газпром, 2017. 59 с.
11. Правила устройства электроустановок. Раздел 1. Общие правила. Глава 1.2. Электрооборудование и электрические сети // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200030217> (дата обращения: 20.02.2024). Режим доступа: для зарегистрир. пользователей.

#### REFERENCES

- (1) PJSC Gazprom. *Yamal*. Available from: <https://www.gazprom.ru/projects/yamal/> [Accessed: 20 February 2024]. (In Russian)
- (2) PJSC Gazprom. *Eastern Gas Program*. Available from: <https://www.gazprom.ru/projects/east-program/> [Accessed: 20 February 2024]. (In Russian)
- (3) Lenskaya T. Global energy restructuring awaits the Far East. *Power and Industry of Russia* [Energetika i promyshlennost' Rossii]. 2023; 471(19). <https://www.eprussia.ru/epr/471/6432492.htm>. (In Russian)
- (4) Stennikov V, Golovshchikov V, Osak A. Problems and prospects for the development of electric power industry in the eastern regions of Russia. *Energy Policy* [Energeticheskaya politika]. 2023; 184(6): 20–37. (In Russian)
- (5) The Russian Government. *Order No. 321 dated 15 April 2014. On approval of the state program of the Russian Federation "Energy Development"*. Available from: <http://government.ru/docs/all/91334/> [Accessed: 20 February 2024]. (In Russian)
- (6) The Russian Government. *Decree No. 1523-r dated 9 June 2020. The energy strategy of the Russian Federation to 2035*. Available from: <http://government.ru/docs/all/128340/> [Accessed: 20 February 2024]. (In Russian)
- (7) PJSC Gazprom. *Gazprom Environmental Report 2022*. Available from: <https://www.gazprom.ru/f/posts/56/691615/gazprom-environmental-report-2022-ru.pdf> [Accessed: 20 February 2024]. (In Russian)
- (8) Porshakov BP. *Gas Turbine Units*. Moscow: Subsoil [Nedra]; 1992. (In Russian)
- (9) ОАО Газпром (open joint stock company). *STO Gazprom 2-6.2-208-2008 (company standard). Determining the number of electric power generating units of ОАО Gazprom power plants*. Moscow: Gas Industry Information and Advertising Center; 2008. (In Russian)
- (10) PJSC Gazprom. *STO Gazprom 2-6.2-1028-2015. Rating of electrical loads of PJSC Gazprom industrial facilities*. Saint Petersburg: Gazprom; 2017. (In Russian)
- (11) Ministry of Energy of the Russian Federation. *Rules of electrical installations design. Section 1. General rules. Chapter 1.2. Power supply and electrical networks*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/1200030217> [Accessed: 20 February 2024]. (Accessible for registered users; in Russian)



ГАЗОВАЯ  
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

YouTube-канал



## УСТАНОВКА ДЛЯ ОХЛАЖДЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ

УДК 620.92::622.691.4

**Б.Н. Антипов**, д.т.н., проф., ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия), [antipov-bn@mail.ru](mailto:antipov-bn@mail.ru)

**А.М. Короленок**, д.т.н., проф., ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», [korolynok.a@gubkin.ru](mailto:korolynok.a@gubkin.ru)

**С.С. Круглов**, к.т.н., доц., ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», [kruglov-s@yandex.ru](mailto:kruglov-s@yandex.ru)

**Д.Ф. Закареев**, ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», [damirzakareev@mail.ru](mailto:damirzakareev@mail.ru)

Снижение потребления электроэнергии при магистральном транспорте газа – одно из приоритетных направлений системы управления энергоэффективностью ПАО «Газпром». Известно, что на аппараты воздушного охлаждения газа, используемые для снижения его температуры перед подачей в магистральный газопровод после сжатия в нагнетателе газоперекачивающего агрегата в составе компрессорных станций, приходится 75–80 % электроэнергии, затрачиваемой на собственные технологические нужды при транспортировке. Поскольку повышение энергоэффективности эксплуатируемых в настоящее время аппаратов воздушного охлаждения трудноосуществимо, представляется целесообразным рассмотреть другие технологии и устройства, обеспечивающие значительное снижение энергозатрат в ходе этого технологического процесса.

В представленной статье описана предлагаемая авторами установка охлаждения газа после сжатия в нагнетателе газоперекачивающего агрегата перед подачей в магистральный газопровод. Рассмотрены конструкция и принцип действия этой установки с использованием турбодетандерного блока для получения СПГ и жидкостно-газового эжектора. Проведена предварительная оценка необходимого объема СПГ для требуемого снижения температуры транспортируемого газа. Согласно данным авторского анализа по потреблению электроэнергии аппаратами воздушного охлаждения газа и другим оборудованием применение описанной установки позволит уменьшить затраты на электроэнергию при магистральном транспорте газа на 75–80 %. Кроме того, установку можно будет использовать при строительстве новых и реконструкции действующих компрессорных станций.

Создание технологической схемы установки и выполнение соответствующей НИР планируются авторами в рамках дальнейших исследований.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** ОХЛАЖДЕНИЕ ГАЗА, ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ, СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ (СПГ), ТУРБОДЕТАНДЕР, ЖИДКОСТНО-ГАЗОВЫЙ ЭЖЕКТОР, АППАРАТ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА.

Реализуемые в ПАО «Газпром» Политика в области энергоэффективности и энергосбережения [1] и Программа энергосбереже-

ния и повышения энергетической эффективности [2] являются развитием Энергетической стратегии Российской Федерации на период

до 2035 г. и отражают обязательства компании в данной сфере [3]. Поставленные в указанных корпоративных документах цели



**B.N. Antipov**, DSc in Engineering, Professor, National University of Oil and Gas “Gubkin University” (Moscow, Russia), antipov-bn@mail.ru

**A.M. Korolenok**, DSc in Engineering, Professor, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, korolynok.a@gubkin.ru

**S.S. Kruglov**, PhD in Engineering, Associate Professor, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, kruglov-s@yandex.ru

**D.F. Zakareev**, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, damirzakareev@mail.ru

### Natural gas cooling unit for compressor stations

Reducing power consumption during gas transmission is one of the priorities for the energy efficiency management system at PJSC Gazprom. It is known that gas air cooling units used in compressor stations to reduce the temperature of the gas before it is pumped into the main gas pipeline after having been compressed by a gas compressor unit blower, account for 75–80 % of power consumed for own process requirements during transmission. Since it is difficult to enhance the energy efficiency of existing air cooling units, it is thought reasonable to consider other technologies and devices providing a significant reduction in energy consumption during this process.

This article proposes a gas cooling unit to cool down gas after it is compressed by a gas compressor unit blower, before being pumped into the main gas pipeline. The arrangement and operating principle of such unit using a turboexpander to produce LNG, and a liquid-gas ejector, are described. A tentative assessment was carried out to determine the amount of LNG required to reduce the temperature of the transported gas to the required level. According to the authors' estimates of power consumption by gas air cooling units and other equipment, the unit can reduce power requirements for gas transmission by 75 to 80 %. Also, the unit can be used in the construction of new compressor stations and reconstruction of existing compressor stations.

The development of the unit process scheme and the corresponding research are planned by the authors in the future.

**KEYWORDS:** GAS COOLING, ENERGY EFFICIENCY, LIQUEFIED NATURAL GAS (LNG), TURBOEXPANDER, LIQUID-GAS EJECTOR, GAS AIR COOLING UNIT.

планируется достигать за счет разработки и внедрения инновационных технологий и оборудования. При этом предпочтение отдается не отдельным мероприятиям, а системным технологическим решениям [1, 4].

В число приоритетов Программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности ПАО «Газпром» входит снижение потребления электроэнергии на собственные нужды при магистральном транспорте газа [5]. При этом известно, что на аппараты воздушного охлаждения газа (АВО) в составе компрессорных станций (КС) приходится 75–80 % электроэнергии, затрачиваемой при транспортировке.

#### ТЕХНОЛОГИИ И УСТАНОВКИ ДЛЯ ОХЛАЖДЕНИЯ ТРАНСПОРТИРУЕМОГО ГАЗА ПЕРЕД ЕГО ПОДАЧЕЙ В МАГИСТРАЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОД

Аппараты воздушного охлаждения используются практиче-

ски на всех КС и предназначены для снижения температуры транспортируемого газа перед его подачей в магистральный газопровод после сжатия в нагнетателе газоперекачивающего агрегата (ГПА). Принцип действия АВО основан на теплообмене между горячим газом, движущимся внутри труб теплообменной секции, и атмосферным воздухом, прокачиваемым через межтрубное пространство секции с помощью вентиляторов, приводимых во вращение электродвигателями. Аппараты воздушного охлаждения газа надежны в эксплуатации, экологически чистые, достаточно просто подключаются. К недостаткам АВО можно отнести большое потребление электроэнергии, наличие гидравлического сопротивления по газу, невозможность уменьшения его температуры ниже температуры атмосферного воздуха, необходимость периодической очистки от загрязнений внутренних и наружных ребренных поверх-

ностей труб теплообменных секций и выполнения сезонной регулировки углов установки лопастей вентиляторов [6, 7]. К мероприятиям, направленным на повышение эффективности работы АВО, можно отнести внедрение частотного регулирования, применение композиционных материалов для изготовления лопастей вентиляторов, установку ветрогенераторов [8–10]. Поскольку дальнейшее повышение энергоэффективности охлаждения газа при использовании эксплуатируемых в настоящее время АВО трудноосуществимо, представляется целесообразным рассмотреть другие решения для реализации этого технологического процесса, обеспечивающие значительное снижение энергозатрат.

В данной статье представлены конструкция и принцип действия разработанной авторами установки для охлаждения природного газа на КС с использованием турбодетандера и жидкостно-газового эжектора.

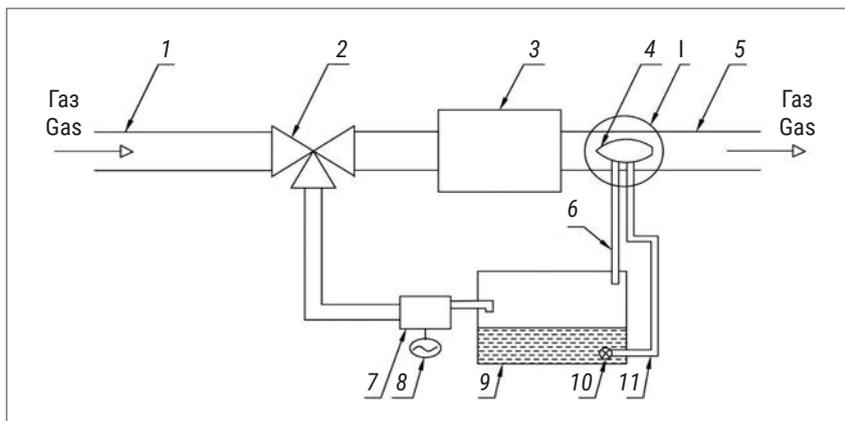


Рис. 1. Принципиальная схема установки охлаждения природного газа: 1 – технологический трубопровод; 2 – делитель потока; 3 – газоперекачивающий агрегат; 4 – жидкостно-газовый эжектор; 5 – технологический трубопровод высокого давления; 6 – трубопровод для подачи несжиженного газа в эжектор; 7 – турбодетандерный блок; 8 – генератор; 9 – расходная теплоизолированная емкость; 10 – насос; 11 – трубопровод для подачи СПГ в эжектор

Fig. 1. Natural gas cooling unit schematic diagram: 1 – process line; 2 – flow divider; 3 – gas compressor unit; 4 – liquid-gas ejector; 5 – high pressure process line; 6 – non-liquefied gas to ejector line; 7 – turboexpander; 8 – generator; 9 – insulated day tank; 10 – pump; 11 – LNG to ejector line

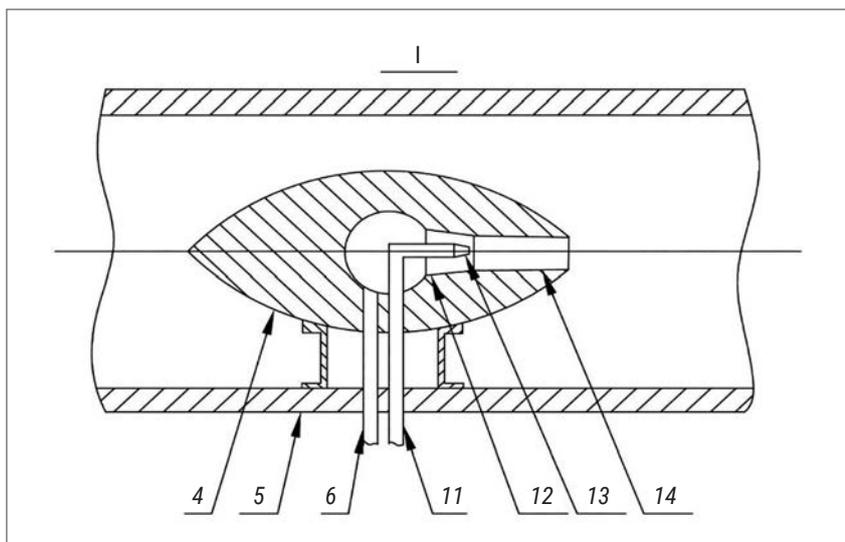


Рис. 2. Конструкция жидкостно-газового эжектора: 4 – жидкостно-газовый эжектор; 5 – технологический трубопровод высокого давления; 6 – трубопровод для подачи несжиженного газа в эжектор; 11 – трубопровод для подачи СПГ в эжектор; 12 – сопло эжектируемого газа; 13 – эжектирующее сопло; 14 – зона смешения

Fig. 2. Liquid-gas ejector arrangement: 4 – liquid-gas ejector; 5 – high pressure process line; 6 – non-liquefied gas to ejector line; 11 – LNG to ejector line; 12 – ejected gas nozzle; 13 – ejecting nozzle; 14 – mixing zone

### Установка для охлаждения природного газа на компрессорных станциях

Для снижения температуры транспортируемого газа предлагается осуществить его частичный отбор из технологического трубопровода КС до ГПА, сжиже-

ние в турбодетандерном блоке и подачу СПГ в трубопровод после ГПА с использованием жидкостно-газового эжектора. В трубопроводе за счет теплообмена между сжатым в нагнетателе газом и СПГ предполагается достичь требуемого снижения температуры газа перед

его подачей в магистральный газопровод. Схема соответствующей установки представлена на рис. 1.

Принцип ее действия заключается в частичном отборе газа из технологического трубопровода КС через делитель потока 2, размещенный до ГПА 3, и сжижении этого отобранного объема в турбодетандерном блоке 7. Полученный СПГ с температурой  $-163\text{ }^{\circ}\text{C}$  и атмосферным давлением, а также несжиженные компоненты направляются в расходную теплоизолированную емкость 9. Из нее СПГ насосом 10 по трубопроводу 11 и несжиженный газ по трубопроводу 6 подаются в жидкостно-газовый эжектор 4, установленный в технологическом трубопроводе высокого давления 5 после ГПА. К турбодетандеру в составе блока 7 подсоединен генератор 8. Конструкция жидкостно-газового эжектора представлена на рис. 2.

В жидкостно-газовом эжекторе 4 полученный СПГ с давлением выше давления газа в трубопроводе высокого давления 5 после ГПА подается в эжектирующее сопло 13. При этом СПГ, выполняющий роль эжектирующей жидкости, при истечении из сопла 13 засасывает эжектируемую несконденсированную газовую составляющую из емкости 9 по трубопроводу 6 через сопло эжектируемого газа 12 в зону смешения 14 эжектора 4, где обе фракции образуют аэрозоль, который поступает в технологический трубопровод высокого давления 5, где происходит теплообмен между газом, нагретым в результате сжатия в нагнетателе ГПА, СПГ и несжиженным газом.

В обоснование реализуемости принципа работы предлагаемой установки можно привести следующие справочные данные:

- газ, отбираемый для подачи в турбодетандерный блок из технологического трубопровода КС до ГПА, имеет давление около 5 МПа и температуру  $4\text{--}9\text{ }^{\circ}\text{C}$ , что близко к параметрам, оптимальным для эффективного сжижения в турбодетандерном цикле;



Фото: www.shutterstock.com

– поскольку полученный в турбодетандерном блоке СПГ возвращается назад в трубопровод, по которому транспортируется тот же газ, из которого он был получен, отсутствуют требования по чистоте СПГ, что существенно упрощает конструкцию турбодетандерного блока сжижения;

– современные турбодетандеры как расширительные машины обеспечивают конденсацию 25–35 % потока газа;

– использование электрогенератора в качестве нагрузки для турбодетандера позволяет повысить процент конденсации СПГ.

По данным предварительного теплового расчета, для охлаждения газа до температуры 30–40 °С при использовании предлагаемой установки на подачу в турбодетандерный блок для последующего сжижения необходимо отбирать 8–10 % объема газа, прокачиваемого ГПА.

Расчет требуемых объемов СПГ производился на основании теплообмена между потоками газа по уравнению теплового баланса при отсутствии отвода тепла из трубопровода с использованием специализированного программного обеспечения. Для более точной оценки необходимо учитывать недостаточно изученные процессы теплообмена между газом и СПГ в условиях высоких скоростей и давлений, а также процессы



# ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

26-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА-КОНГРЕСС

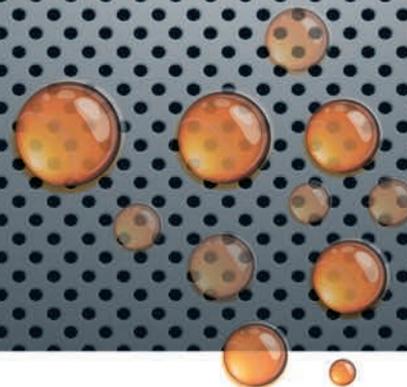
24–26  
АПРЕЛЯ 2024

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»



CORROSION.EXPOFORUM.RU

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

18+

+7 (812) 240 40 40  
доб. 2207



теплообмена при регазификации СПГ в потоке газа с высокими скоростями и давлением.

К достоинствам предлагаемой установки охлаждения природного газа можно отнести:

- полную автономность ее работы;
- обеспечение требуемого снижения температуры транспортируемого газа при сохранении его давления;
- отсутствие необходимости поставок электроэнергии от внешних источников;
- незначительные затраты на техническое обслуживание при эксплуатации.

Электроэнергии, вырабатываемой генератором, подсоединенным к турбодетандерному блоку сжижения, по авторским оценкам, будет достаточно для запитки насоса подачи СПГ, а также для подачи дополнительной электроэнергии потребителям в составе КС. Все комплектующие, которые предполагается использовать в описанной установке, производятся или могут производиться отечественными предприятиями [11, 12].

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Согласно данным авторского анализа по потреблению электроэнергии АВО и другим оборудованием

применение описанной установки охлаждения газа на КС позволит уменьшить затраты на электроэнергию при магистральном транспорте газа на 75–80 %.

Таким образом, установка может рассматриваться как одно из мероприятий, направленных на реализацию Программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности ПАО «Газпром», при строительстве новых и реконструкции действующих КС.

Создание технологической схемы установки и выполнение соответствующей НИР планируются авторами в рамках дальнейших исследований. ■

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Политика ПАО «Газпром» в области энергоэффективности и энергосбережения // ПАО «Газпром»: офиц. сайт. URL: <https://www.gazprom.ru/f/posts/60/091228/2018-11-20-energetic-policy.pdf> (дата обращения: 04.03.2024).
2. Энергосбережение и энергоэффективность // ПАО «Газпром»: офиц. сайт. URL: <https://www.gazprom.ru/sustainability/environmental-protection/energy-conservation/> (дата обращения: 04.03.2024).
3. Российская Федерация. Правительство. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года: распоряжение Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 № 1523-р // Правительство Российской Федерации: офиц. сайт. URL: <http://government.ru/docs/all/128340/> (дата обращения: 04.03.2024).
4. Короленок А.М., Эркенов А.Н., Миклуш А.С. и др. Проектирование подготовки строительства объектов газоснабжения в информационной среде. М.: Известия, 2014. 560 с.
5. Хворов Г.А. Анализ реализации потенциала энергосбережения в магистральном транспорте газа ПАО «Газпром» за период 2011–2016 гг. // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2017. Спецвыпуск. С. 50–60.
6. Поршаков Б.П., Калинин А.Ф., Купцов С.М. и др. Энергосберегающие технологии при магистральном транспорте природного газа. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2014. 408 с.
7. Антипов Б.Н. Энерготехнологическое оборудование компрессорных станций. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2017. 192 с.
8. Патент № 144493 Российская Федерация, МПК F24F 3/14 (2006.01). Устройство для воздушного охлаждения жидкости или газа: № 2014117392/12: заявл. 30.04.2014; опубл. 20.08.2014 / Антипов Б.Н., Короленок А.М., Лопатин А.С., Саввин Д.С.; заявитель РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина // Yandex.ru: патенты. URL: [https://yandex.ru/patents/doc/RU144493U1\\_20140820](https://yandex.ru/patents/doc/RU144493U1_20140820) (дата обращения: 04.03.2024).
9. Аксютин О.Е., Пятибрат А.А., Кубаров С.В., Прохонов А.К. Снижение энергозатрат на охлаждение природного газа в АВО КС // Газовая промышленность. 2009. № 2 (628). С. 74–76.
10. Шайхутдинов А.З., Лифанов В.А., Маланичев В.А. Современные АВО газа – ресурс энергосбережения в газовой отрасли // Газовая промышленность. 2010. № 9 (650). С. 40–41.
11. ПАО «Газпром». Программа по внедрению турбодетандерных установок на ГРС для получения сжиженного природного газа и для выработки электроэнергии: утв. заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» 22.03.2016 // ПАО «Газпром»: офиц. сайт. URL: <https://www.gazprom.ru/> (дата обращения: 04.03.2024). Режим доступа: по особым условиям в локальной сети владельца.
12. Климентьев А.Ю., Калашников П.К., Иванов С.Н., Сарафаников П.В. Состояние и перспективы малотоннажного производства СПГ в России // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2023. № 4 (136). С. 66–75.

#### REFERENCES

- (1) PJSC Gazprom. *Energy Efficiency and Energy Saving Policy of PJSC Gazprom*. Available from: <https://www.gazprom.ru/f/posts/60/091228/2018-11-20-energetic-policy.pdf> [Accessed: 4 March 2024]. (In Russian)
- (2) Gazprom. *Energy saving*. Available from: <https://www.gazprom.ru/sustainability/environmental-protection/energy-conservation/> [Accessed: 4 March 2024]. (In Russian)
- (3) The Russian Government. *Decree No. 1523-r dated 9 June 2020. The energy strategy of the Russian Federation to 2035*. Available from: <http://government.ru/docs/all/128340/> [Accessed: 4 March 2024]. (In Russian)
- (4) Korolenok AM, Erkenov AN, Miklush AS, Komarov DN, Voevodin IG. *Designing the Preparation of the Construction of Gas Supply Facilities in the Information Environment*. Moscow: News [Izvestiya]; 2014. (In Russian)
- (5) Khvorov GA. Analysis of power saving potential realization in 2011–2016 for Gazprom PJSC gas mains. *Scientific-Technical Collection Book "Gas Science Bulletin"* [Nauchno-tehnicheskiy sbornik "Vesti gazovoy nauki"]. 2017; Special Issue: 50–60. (In Russian)
- (6) Porshakov BP, Kalinin AF, Kuptsov SM, Lopatin AS, Shotidi KKh. *Energy Saving Technologies for Natural Gas Pipeline Transport*. Moscow: Gubkin University; 2014. (In Russian)
- (7) Antipov BN. *Power Technological Equipment of Compressor Stations*. Moscow: Gubkin University; 2017. (In Russian)
- (8) Antipov BN, Korolenok AM, Lopatin AS, Savvin DS. *Unit for air cooling of liquid or gas*. RU144493 (Patent) 2014.
- (9) Aksyutin OE, Pyatibrat AA, Kubarov SV, Prokhonov AK. Reduction of energy consumption for natural gas cooling in air cooling units of the compressor stations. *Gas Industry* [Газовая промышленность]. 2009; 628(2): 74–76. (In Russian)
- (10) Shaykhutdinov AZ, Lifanov VA, Malanichev VA. Modern gas air cooling units is an energy saving resource in the gas industry. *Gas Industry*. 2010; 650(9): 40–41. (In Russian)
- (11) Deputy Chairman of the PJSC Gazprom Management Committee. *Program for the introduction of turboexpander units at the gas distribution stations for the production of liquefied natural gas and for the power generation dated 22 March 2016*. [Accessed: 4 March 2024]. (Accessible under specific conditions in the owner's local area network; in Russian)
- (12) Klimentyev AYU, Kalashnikov PK, Ivanov SN, Sarafannikov PV. State and prospects of small-scale LNG production in Russia. *Business Magazine "Neftegaz.RU"* [Delovoy zhurnal Neftegaz.RU]. 2023; 136(4): 66–75. (In Russian)



# МТА | MOSCOW TRANSLATION AGENCY

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

ΚΟΓΔΑ ΠΣ ΡΣ 809 ΝΜΣΣ7 3Η4ΥΣΗΝΣ

office@mtagency.ru

+7 (495) 780-72-96

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

# МЕТОД ОЦЕНКИ ИЗМЕНЕНИЯ РАСХОДА ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ НА КОМПРИМИРОВАНИЕ ГАЗА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ

УДК 620.91::622.691.4

Э.Д. Темирова, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, Россия),

E.Temirova@adm.gazprom.ru

Д.А. Неретин, к.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Санкт-Петербург, Россия), D\_Neretin@vniigaz.gazprom.ru

И.В. Евсеенко, к.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,

I\_Evseenko@vniigaz.gazprom.ru

Г.А. Хворов, к.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ», G\_Khvorov@vniigaz.gazprom.ru

В.В. Чиненов, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», V\_Chinenov@vniigaz.gazprom.ru

Компримирование представляет собой основной технологический процесс при транспортировке газа по магистральным газопроводам. Согласно данным, приведенным в корпоративной статистической отчетности ПАО «Газпром» за 2022 г., величина расхода топливно-энергетических ресурсов на компримирование природного газа составляет около 87 % от их суммарного расхода на собственные технологические нужды газотранспортных организаций. Изменение гидравлических сопротивлений при отключении участков магистральных газопроводов при выведении их в ремонт – один из основных факторов, влияющих на потребление топливно-энергетических ресурсов при компримировании.

Актуальность исследования, результаты которого представлены в статье, заключается в том, что впервые рассмотрен метод оценки изменения расхода топливно-энергетических ресурсов на компримирование газа при отключении участков линейной части магистральных газопроводов. Новизна этого метода состоит в определении энергетической базовой характеристики для участка газопровода. Оценка расхода энергоресурсов на компримирование природного газа основана на сравнении фактической энергетической характеристики участка газотранспортной системы с его энергетической базовой характеристикой. Разработан алгоритм оценки расхода, обусловленного отключением участков линейной части магистральных газопроводов. Представлены результаты апробации алгоритма на примере газотранспортной системы ООО «Газпром трансгаз Югорск». Данный метод соответствует требованиям стандартов системы энергетического менеджмента и позволяет оценить эффективность одного из основных бизнес-процессов ПАО «Газпром» – транспортировки природного газа.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** МАГИСТРАЛЬНЫЙ ТРАНСПОРТ ГАЗА, РЕМОНТ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА, ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ, ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БАЗОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА, КОМПРИМИРОВАНИЕ ГАЗА, РАСХОД ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ.

Вопросы оптимизации затрат на технологические процессы при транспортировке газа по магистральным газопроводам (МГ) крайне актуальны для ПАО «Газпром». Известно, что наиболее энергоемким технологическим процессом при транспортировке природного газа является его компримирование газоперекачивающими агрегата-

ми (ГПА). Согласно данным корпоративной статистической отчетности ПАО «Газпром» об эффективности использования топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) за 2022 г. на компримирование приходится около 87 % от суммарного расхода ТЭР на собственные технологические нужды газотранспортных организаций.

Основными факторами, влияющими на расход ТЭР при компримировании, являются объем поступления газа в газотранспортную систему (ГТС) и, соответственно, выполняемая товаротранспортная работа (ТТР) (рис. 1) [1].

Эффективность компримирования газа в ГТС характеризуется показателем удельного расхода газа



**E.D. Temirova**, PJSC Gazprom (Saint Petersburg, Russia), E.Temirova@adm.gazprom.ru

**D.A. Neretin**, PhD in Engineering, Gazprom VNIIGAZ LLC (Saint Petersburg, Russia), D\_Neretin@vniigaz.gazprom.ru

**I.V. Evseenko**, PhD in Engineering, Gazprom VNIIGAZ LLC, I\_Evseenko@vniigaz.gazprom.ru

**G.A. Khvorov**, PhD in Engineering, Gazprom VNIIGAZ LLC, G\_Khvorov@vniigaz.gazprom.ru

**V.V. Chinenov**, Gazprom VNIIGAZ LLC, V\_Chinenov@vniigaz.gazprom.ru

### Method to assess variations in fuel and energy consumption for gas compression during main gas pipelines' repairs

Compression is the main process during gas transportation by main gas pipelines. According to PJSC Gazprom's corporate statistics for 2022, fuel and energy consumption for gas compression amounts for ~ 87 % of the total demand for gas transmission operators. Variations in the flow resistances when a section of a main gas pipeline is isolated for repairs are one of the key factors affecting the fuel and energy consumption for gas compression.

The relevance of this research is due to the fact that it is the first time that a method is considered for assessing variations in fuel and energy consumption for gas compression when linear part of main gas pipelines is isolated. This method is novel in that a basic energy profile is defined for a specific gas pipeline section. Assessment of energy resources consumption for natural gas compression is based on comparing the actual energy profile of a gas transmission system section with its basic energy profile. A procedure has been developed to assess the consumption caused by the isolation of the linear part of the main gas pipelines. The results of the procedure tests on the Gazprom transgaz Yugorsk LLC gas transmission system are provided. This method complies with the energy management system standards and allows assessing efficiency of natural gas transportation, a key business process at PJSC Gazprom.

**KEYWORDS:** MAINLINE GAS TRANSPORTATION, MAIN GAS PIPELINE REPAIR, ENERGY EFFICIENCY, BASIC ENERGY PROFILE, GAS COMPRESSION, FUEL AND ENERGY CONSUMPTION.

на выполнение ТТР, определяемым по формуле:

$$E_{\text{ТТР}}^{\text{ГТС}} = \frac{B_{\text{ТТР}}^{\text{ГТС}}}{A_{\text{ТТР}}^{\text{ГТС}}} \quad (1)$$

где  $B_{\text{ТТР}}^{\text{ГТС}}$  – расход ТЭР (топливного газа (ТГ) и электроэнергии) на компримирование газа, т. у. т.;  $A_{\text{ТТР}}^{\text{ГТС}}$  – ТТР, выполняемая ГТС, млрд  $\text{м}^3 \cdot \text{км}$ .

Эффективность использования ТЭР на компримирование газа ГПА можно оценить исходя из выполняемой политропной работы сжатия (ПРС), которая зависит от объема, степени повышения давления и температуры газа в газопроводе. Проведенный на основании статистических отчетных данных газотранспортных дочерних обществ ПАО «Газпром» анализ режимов работы ГТС показал, что существенное влияние на увеличение ПРС при транспортировке газа (при сопоставимых объемах ТТР) оказывает отключение участков линейной части (ЛЧ) МГ в ходе ремонтных работ.

В открытой печати практически нет источников, посвященных исследованию проблемы увеличения затрат ТЭР на компримирование газа для компенсации

дополнительных гидравлических сопротивлений при отключении участков ЛЧ МГ. Следует отметить лишь статью [2]. В ней авторы рассмотрели в количественном виде влияние отключения одного 30-километрового участка на расход ТГ на последующей компрессорной станции (КС) при различном количестве ниток МГ.

Оценить дополнительный расход ТЭР на компримирование газа при отключении участков ЛЧ МГ можно путем моделирования в программно-вычислительных комплексах диспетчерского управления в рамках решения задач по оптимизации транспортных потоков. Кроме того, в ходе совместных исследований ПАО «Газпром» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработан и прошел апробацию альтернативный аналитический метод оценки дополнительного расхода (перерасхода) ТЭР на компримирование газа при отключении участков ЛЧ МГ, закрепленный в «Положении о проведении оценки влияния участков линейной части магистральных газопроводов, выведенных из гидравлического

режима для проведения ремонтных работ, на изменение потребления топливно-энергетических ресурсов на компримирование газа», утвержденном членом Правления, начальником Департамента ПАО «Газпром» В.А. Михаленко.

Предложенный метод основан на *сравнении фактической энергетической характеристики (линии) участка ГТС с его энергетической базовой характеристикой (ЭБХ), определенной без влияний, вызванных изменением (увеличением) гидравлического сопротивления при отключении ремонтируемых участков на ЛЧ МГ при текущем техническом состоянии МГ и ГПА в компрессорном цехе (КЦ).*

Установление базового уровня затрат ТЭР при транспортировке газа на участке ГТС соответствует требованиям ГОСТ Р 57912-2017 (ISO 50006:2014) [3].

В соответствии с предложенным методом оценку изменения расхода ТЭР на компримирование газа КС, обусловленного отключением участков при ремонте ЛЧ МГ, предлагается осуществлять в такой последовательности:

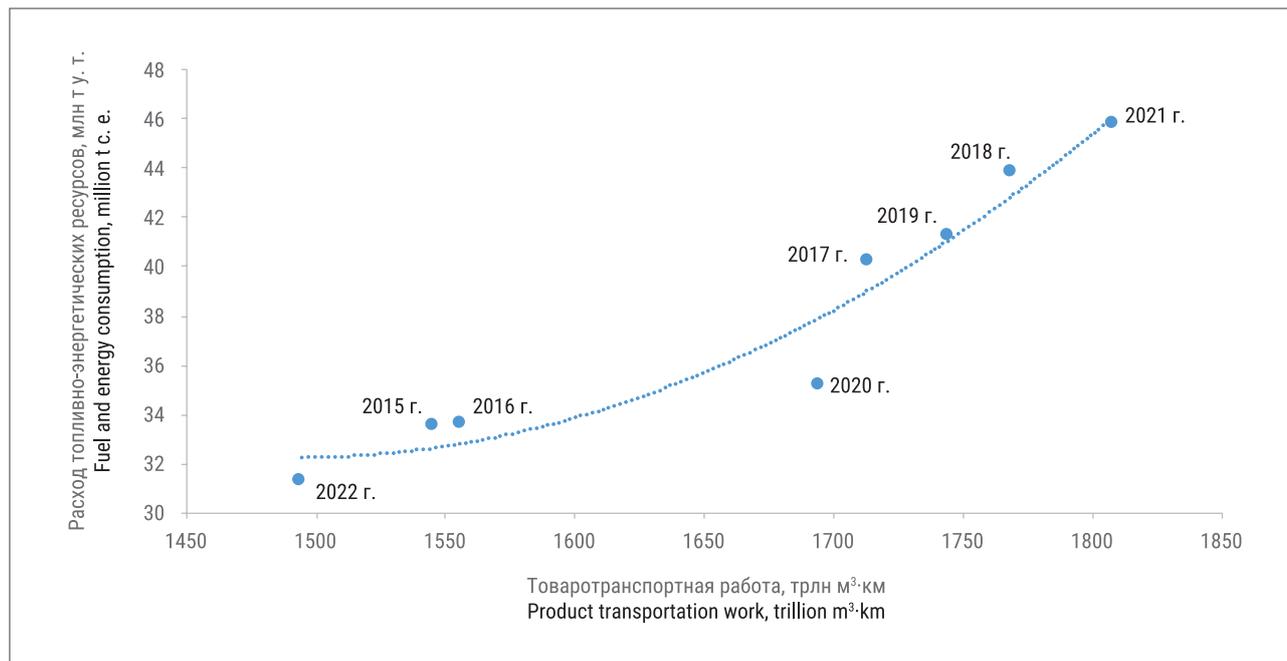


Рис. 1. График изменения расхода топливно-энергетических ресурсов на компримирование газа в зависимости от товаротранспортной работы (по данным ПАО «Газпром») / Fig. 1. Fuel and energy consumption for gas compression versus product transportation work (according to PJSC Gazprom data)

- определение участков ГТС, для которых будут установлены ЭБХ;
- определение ЭБХ ( $L_{\text{ПРС(б)}}^{\text{КС}} = f(Q_{\text{ТР}}^{\text{КС}})$ , где  $L_{\text{ПРС(б)}}^{\text{КС}}$  – базовое значение ПРС, тыс. кВт·ч;  $Q_{\text{ТР}}^{\text{КС}}$  – объем газа, транспортируемого по участку ГТС, млн м³);
- расчет (оценка) изменения расхода ТЭР, используемого на компримирование газа КС и компенсацию гидравлических сопротивлений, обусловленных отключением участков ЛЧ МГ.

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ УЧАСТКОВ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ

Вся ГТС делится на участки МГ в зоне эксплуатационной ответственности газотранспортного дочернего общества на основании ежегодно выпускаемых «Расчетно-технологических паспортов участков систем магистральных газопроводов ЕСГ», рассчитываемых в соответствии с методикой [4].

Проведенный авторами анализ всех выделенных участков ГТС позволил выявить те, для которых невозможно определить ЭБХ. К ним относятся:

- участки ГТС, состоящие из одного газопровода, так как проведение ремонтных работ требует вывода участка из эксплуатации;
  - участки ГТС, среднегодовая производительность которых, определенная в соответствии с «Расчетно-технологическим паспортом участков систем магистральных газопроводов ЕСГ», менее 60 млн м³/сут.
- С учетом указанных критериев были определены ЭБХ для 36 участков ГТС.

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БАЗОВОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ

К основным энергетическим показателям КЦ и ЛЧ МГ при компримировании и транспортировке газа относятся [1, 5]  $q_{\text{ТР}}^{\text{КС}}$  – расход ТГ КЦ, млн м³/сут;  $L_{\text{ПРС}}^{\text{КС}}$  – ПРС газа КЦ, тыс. кВт·ч;  $E_{\text{ПРС}}^{\text{КС}}$  – удельный расход ТГ на выполнение ПРС, м³/кВт·ч;  $q$  – производительность газопровода (объем транспортируемого газа), млн м³/сут. Их определяют по формулам:

$$E_{\text{ПРС}}^{\text{КС}} = \frac{q_{\text{ТР}}^{\text{КС}}}{L_{\text{ПРС}}^{\text{КС}}}, \quad (2)$$

$$L_{\text{ПРС}}^{\text{КС}} = \frac{0,096}{m_T} \cdot Q_{\text{КС}} \cdot T_{\text{КС}} \cdot Z_{\text{КС(ср)}} \cdot (\varepsilon_{\text{КС}}^{m_T} - 1), \quad (3)$$

$$q = 3,32 \cdot 10^{-6} \cdot \sqrt{\frac{(P_{\text{к}}^2 - P_{\text{н}}^2) \cdot D^5}{\Delta_{\text{в}} \cdot \lambda \cdot T_{\text{ср}} \cdot Z_{\text{ср}} \cdot L}}, \quad (4)$$

где  $m_T$  – температурный коэффициент политропы, безразмерная величина;  $Q_{\text{КС}}$  – объем газа, компримируемого КЦ за расчетный период, млн м³;  $T_{\text{КС}}$  – температура газа на входе КЦ, К;  $Z_{\text{КС(ср)}}$  – среднее значение коэффициента сжимаемости газа в КЦ, безразмерная величина;  $\varepsilon_{\text{КС}}$  – степень повышения давления газа КЦ, безразмерная величина;  $P_{\text{н}}, P_{\text{к}}$  – абсолютное давление газа в начале и в конце газопровода соответственно, МПа;  $D$  – внутренний диаметр газопровода, мм;  $\Delta_{\text{в}}$  – относительная плотность газа по воздуху, безразмерная величина;  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления газа, безразмерная величина;  $T_{\text{ср}}$  – среднее значение температуры газа по длине газопровода, К;  $Z_{\text{ср}}$  – среднее значение коэффициента сжимаемости газа

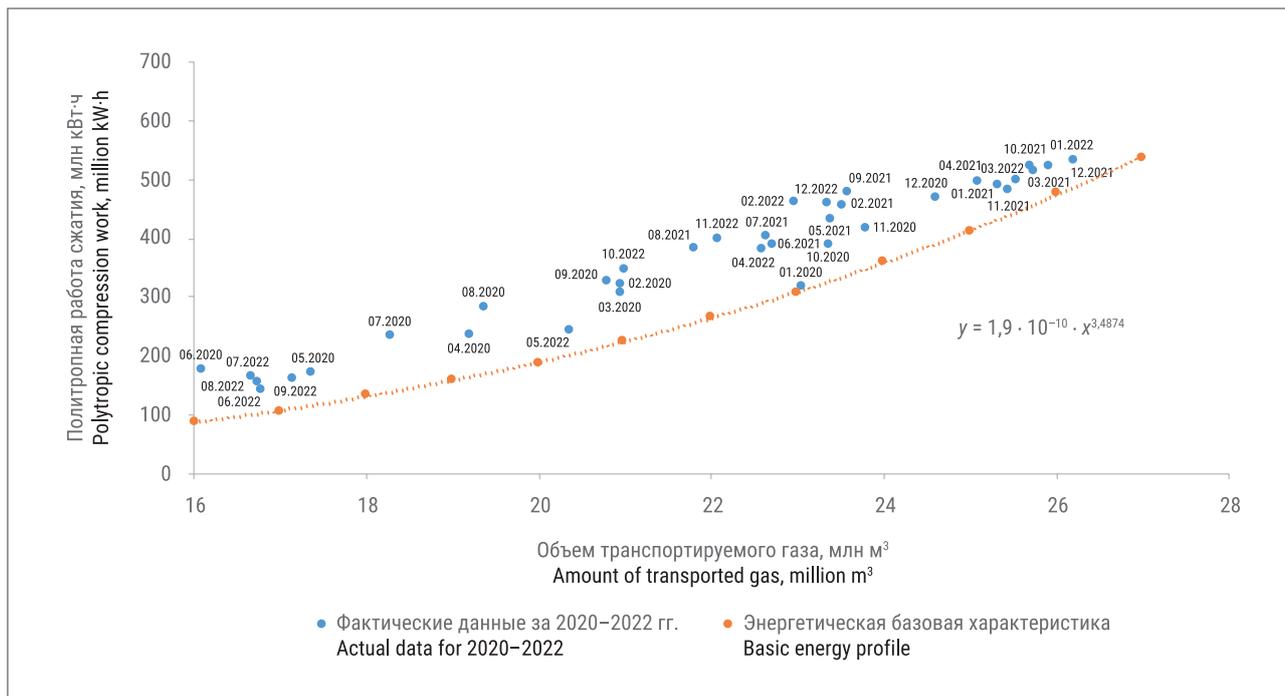


Рис. 2. Энергетическая базовая характеристика участка газотранспортной системы между компрессорными станциями «Правохеттинская» и «Сосновская» (ООО «Газпром трансгаз Югорск»)  
Fig. 2. Basic energy profile of the gas transmission system section between compressor stations Pravokhettinskaya and Sosnovskaya (Gazprom transgaz Yugorsk LLC)

по газопроводу, безразмерная величина;  $L$  – длина участка газопровода, км.

Увеличение гидравлического сопротивления на ЛЧ МГ в ходе ремонтных работ требует увеличения степени повышения сжатия газа в КЦ, что приводит к увеличению ПРС (формула (3)).

Основой для определения ЭБХ для участка ГТС являются:

- результаты анализа ретроспективных данных по отключенным участкам МГ;
- моделирование гидравлического режима работы участка ГТС для условий, при которых отключенные участки отсутствуют.

На рис. 2 представлена зависимость совершаемой ПРС от объема транспортируемого газа для участка ГТС от КС «Правохеттинская» до КС «Сосновская» (ООО «Газпром трансгаз Югорск») за период 2020–2022 гг. и смоделированная ЭБХ выбранного участка.

Характеризующая базовый уровень ПРС при транспортировке газа по участку ГТС от КС «Правохеттинская»

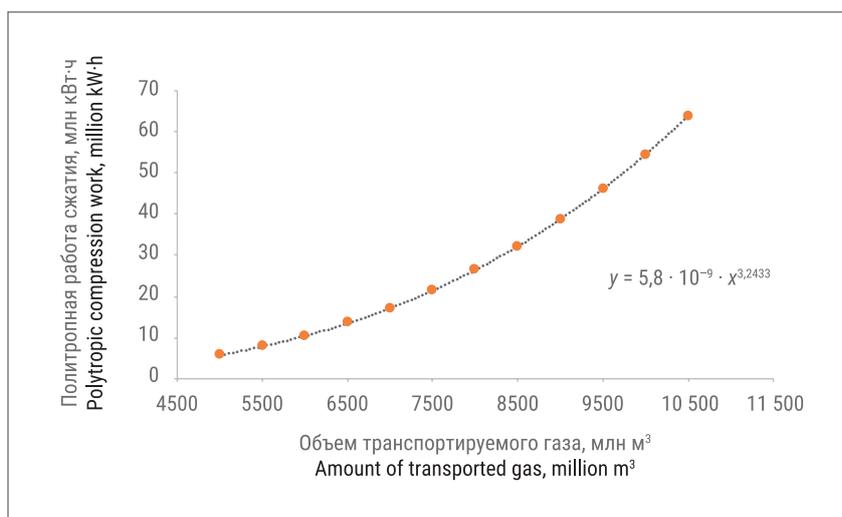


Рис. 3. Энергетическая базовая характеристика участка газотранспортной системы между компрессорными станциями «Кунгурская» и «Ординская» (ООО «Газпром трансгаз Чайковский»)  
Fig. 3. Basic energy profile of the gas transmission system section between compressor stations Kungurskaya and Ordinskaya (Gazprom transgaz Tchaikovskiy LLC)

до КС «Сосновская» ЭБХ определена в виде зависимости:

$$L_{\text{ПРС}}^{\text{КС(баз)}} = 1,9 \cdot 10^{-10} \cdot (Q_{\text{ТР}}^{\text{КС}})^{3,487403395}. \quad (5)$$

Энергетические базовые характеристики конкретных участков

представлены индивидуальными аналитическими зависимостями. Например, на рис. 3 для ЭБХ участка ГТС от КС «Кунгурская» до КС «Ординская» (ООО «Газпром трансгаз Чайковский») зависимость приведена в виде степенной

функции; для ЭБХ участка ГТС от КС «Вынгапуровская» до КС «Приобская» (ООО «Газпром трансгаз Сургут») – в виде полинома второй степени (рис. 4).

### ОЦЕНКА ПЕРЕРАСХОДА ТОПЛИВНО- ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ НА КОМПРИМОВАНИЕ ГАЗА

Оценка перерасхода ТЭР на компримирование газа из-за влияния отключенных участков ЛЧ МГ проводится с учетом следующих положений:

- определенному значению объема транспортируемого газа по выбранному участку ГТС соответствует определенное значение гидравлических потерь давления газа на ЛЧ МГ;

- величина гидравлических потерь давления газа обусловлена характеристиками газопровода (диаметром, протяженностью) и его техническим состоянием (шероховатостью, гидравлической эффективностью);

- компенсация потерь давления газа по ЛЧ МГ осуществляется за счет совершения ГПА дополнительной ПРС;

- превышение значений фактической ПРС относительно ЭБХ свидетельствует о влиянии отключенных участков ЛЧ МГ на перерасход ТЭР на компримирование газа;

- компенсация ПРС на преодоление дополнительных гидравлических сопротивлений при отключении участков может быть осуществлена КС, находящейся в зоне выбранного участка ГТС.

На рис. 5 приведен график, иллюстрирующий принцип определения изменения расхода ТЭР на компримирование газа. Аппроксимация  $L_{\text{ПРС}(6)}^{\text{КС}} = f(Q_{\text{ТР}}^{\text{КС}})$  отражает зависимость ПРС от объема транспортируемого газа без учета влияния отключенных участков ЛЧ МГ. Наличие отключенного участка приводит к появлению дополнительной ПРС для преодоления гидравлических сопротивлений и, следовательно, к перерасходу ТГ и электроэнергии,

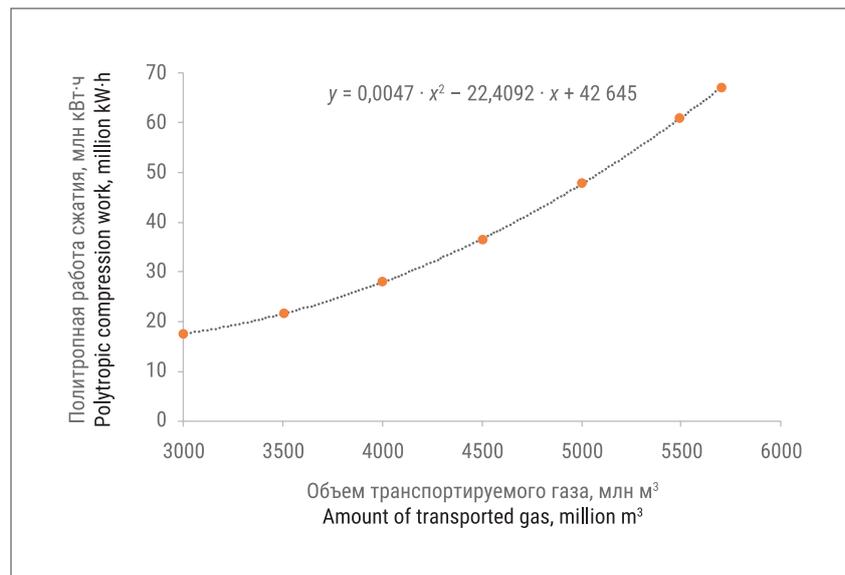


Рис. 4. Энергетическая базовая характеристика участка газотранспортной системы между компрессорными станциями «Вынгапуровская» и «Приобская» (ООО «Газпром трансгаз Сургут»)

Fig. 4. Basic energy profile of the gas transmission system section between compressor stations Vyngapurovskaya and Priobskaya (Gazprom transgaz Surgut LLC)

затрачиваемых на компримирование.

Для оценки изменения расхода ТЭР используют следующие исходные данные за отчетный период (месяц):

- расход ТГ и электроэнергии на компримирование газа КЦ;
- ПРС газового потока КЦ;
- объем компримируемого газа КЦ;
- объем газа, транспортируемого КС;
- удельный расход ТГ и электроэнергии на выполнение ПРС КЦ.

### АЛГОРИТМ ОЦЕНКИ ИЗМЕНЕНИЯ РАСХОДА ТОПЛИВНО- ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ НА КОМПРИМОВАНИЕ ГАЗА

Для оценки изменения расхода ТЭР на компримирование газа, обусловленного отключением участков ЛЧ МГ, сформирован алгоритм:

- для выбранного участка ГТС рассчитывают фактическую ПРС всех КС и определяют объем газа, транспортируемого по данному участку;

- определяют суммарное базовое значение ПРС в зависимости от объема транспортируемого газа;

- определяют отклонение фактического уровня затрат ПРС от базового для соответствующего объема транспортируемого газа;

- рассчитывают отклонение ПРС для каждой КС с учетом коэффициентов влияния;

- рассчитывают удельный расход ТГ для каждой КС;

- рассчитывают изменение расхода (перерасход) ТГ для каждой КС.

Указанный алгоритм представлен формулами (6) – (12):

$$L_{\text{ПРС}}^{\text{КС}\Sigma} = \sum_{i=1}^{m-1} L_{\text{ПРС}i}^{\text{КС}} \quad (6)$$

$$L_{\text{ПРС}}^{\text{КС}(баз)} = f(Q_{\text{ТР}}^{\text{КС}}), \quad (7)$$

$$\Delta L_{\text{ПРС}}^{\text{КС}\Sigma} = L_{\text{ПРС}}^{\text{КС}\Sigma} - L_{\text{ПРС}}^{\text{КС}(баз)}, \quad (8)$$

$$\Delta L_{\text{ПРС}i}^{\text{КС}} = k_{vi} \cdot \Delta L_{\text{ПРС}}^{\text{КС}\Sigma}, \quad (9)$$

$$k_{vi} = \frac{L_{\text{ПРС}i}^{\text{КС}}}{L_{\text{ПРС}}^{\text{КС}\Sigma}}, \quad (10)$$

$$E_{\text{ПРС}i}^{\text{КС}} = \frac{\sum_{j=1}^{n_{\text{КС}}} Q_{\text{ТГ}j}^{\text{КС}}}{L_{\text{ПРС}i}^{\text{КС}}}, \quad (11)$$

$$\Delta Q_{\text{ТГ}i}^{\text{КС}} = E_{\text{ПРС}i}^{\text{КС}} \cdot \Delta L_{\text{ПРС}i}^{\text{КС}}, \quad (12)$$

где  $\Delta L_{\text{ПРС}}^{\text{КС}\Sigma}$  – суммарный перерасход ПРС для выбранного участка ГТС, тыс. кВт·ч;  $m$  – количество КС на выбранном участке ГТС, ед.;

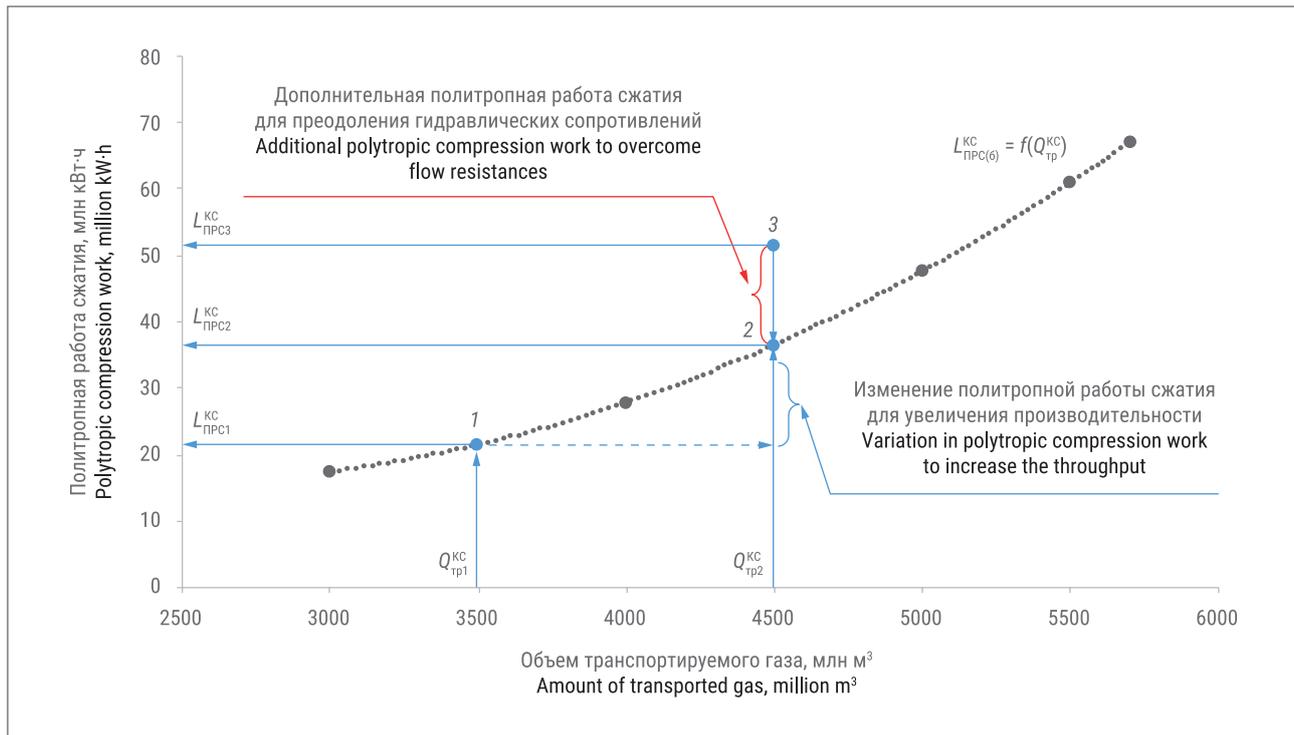


Рис. 5. График, иллюстрирующий принцип оценки перерасхода топливно-энергетических ресурсов на компримирование газа при отключении участка на линейной части магистрального газопровода. Точками 1–3 обозначены состояния системы, характеризующиеся соответствующими параметрами. Обозначения см. на с. 96–97  
Fig. 5. Graph showing the approach to assessing fuel and energy overconsumption for gas compression during isolation of a main gas pipeline linear part. 1–3 – system's states characterized by certain parameters. See symbols on p. 96–97

$L_{PPC_i}^{KC}$  – фактическая ПРС  $i$ -й КС, тыс. кВт·ч;  $i = 1, 2, \dots, (m-1)$ ;  $L_{PPC}^{KC\Sigma}$  – суммарная фактическая ПРС для участка ГТС, тыс. кВт·ч;  $\Delta L_{PPC_i}^{KC}$  – величина перерасхода ПРС  $i$ -й КС участка ГТС, тыс. кВт·ч;  $k_{bi}$  – весовой коэффициент для  $i$ -й КС, безразмерная величина;  $E_{PPC_i}^{KC}$  – удельный расход ТГ  $i$ -й КС на выполнение ПРС ГПА с газотурбинным приводом, м<sup>3</sup>/кВт·ч;  $n_{КЦ}$  – количество КЦ на КС, ед.;  $Q_{ТГ}^{КЦ}$  – расход ТГ  $i$ -м КЦ за расчетный период, тыс. м<sup>3</sup>;  $\Delta Q_{ТГ}^{KC}$  – перерасход ТГ  $i$ -й КС, обусловленный отключением участков на ЛЧ МГ, тыс. м<sup>3</sup>.

Следует отметить, что представленный алгоритм может быть использован и для КС, содержащей в своем составе КЦ с электроприводными ГПА.

Анализ влияния отключенных участков ГТС показал, что перерасход ТГ для компенсации гидравлических потерь газа зависит от многих факторов, в том числе от производительности газопроводов, протяженности отключенных

участков и продолжительности отключения. По результатам проведенных расчетов, оценка суммарной величины перерасхода ТГ для компенсации гидравлических потерь может составлять до 24 % относительно годового потребления КС.

Сравнение полученных оценок перерасхода ТГ с аналогичными расчетами специалистов диспетчерской службы ООО «Газпром трансгаз Югорск» показало расхождение результатов не более чем на 7 %. Повышение точности возможно за счет:

- перехода от использования в алгоритме исходных данных с уровня КЦ на уровень ГПА ввиду наличия в одном КЦ ГПА с различными номинальными КПД, т.е. различными удельными расходами ТЭР (КЦ-4 КС-17 «Грязовец», КЦ-1 КС «Смоленск» и др.);
- уменьшения расчетного периода вычислений (шага дискретизации) при определении величины ПРС до двух часов;

– проведения своевременной актуализации ЭБХ при структурном изменении участка МГ или при изменении номинальных показателей энергетической эффективности ГПА в КЦ;

– внедрения инструментов автоматизированного расчета дополнительного расхода ТЭР на компримирование при отключении участков ЛЧ МГ.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье представлен метод оценки изменения расхода ТЭР на компримирование газа при выводе участков ЛЧ МГ в ремонт с последующим их отключением. Он основан на определении базового уровня затрат энергии на транспортировку газа по участку ГТС и позволяет оценивать перерасход ТЭР на компримирование на основе статистических данных по режимным параметрам ГТС и параметрам отключенных участков. Полученные результаты могут быть использованы на практике для оценки

экономической эффективности организации ремонтных работ и энергетической эффективности ГТС с детализацией по коридорам и участкам системы.

Сформирован алгоритм, позволяющий оценить изменение расхода ТЭР для участков ГТС для расчет-

ного периода. Оценки, полученные в результате проведенных расчетов, могут быть использованы для мониторинга эффективности расхода ТЭР на компримирование природного газа как на уровне участков ГТС, так и ГТС дочернего общества.

Одним из узких мест предложенного метода является то, что при структурных изменениях в ГТС ЭБХ необходимо рассчитывать заново. Для этого требуется постоянно обновлять и сопровождать базу данных статистической информации. ■

СПИСОК УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ  
List of symbols

$\Delta_v$  – относительная плотность газа по воздуху, безразмерная величина

specific gravity of gas, dimensionless quantity

$\Delta L_{\text{ПРС}i}^{\text{КС}}$  – величина перерасхода политропной работы сжатия  $i$ -й компрессорной станции участка газотранспортной системы, тыс. кВт·ч

polytropic compression work overconsumption value of the  $i$ th compressor station of a gas transmission system section, thousand kW·h

$\Delta L_{\text{ПРС}}^{\text{КС}2}$  – суммарный перерасход политропной работы сжатия для выбранного участка газотранспортной системы, тыс. кВт·ч

polytropic compression work total overconsumption for the selected gas transmission system section, thousand kW·h

$\Delta Q_{\text{ТГ}i}^{\text{КС}}$  – перерасход топливного газа  $i$ -й компрессорной станцией, обусловленный отключением участков на линейной части магистрального газопровода, тыс. м<sup>3</sup>

fuel gas overconsumption by the  $i$ th compressor station due to isolation of sections of the linear part of the main gas pipeline, thousand m<sup>3</sup>

$\varepsilon_{\text{кц}}$  – степень повышения давления газа компрессорного цеха, безразмерная величина

compressor workshop gas compression ratio, dimensionless quantity

$\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления газа, безразмерная величина

gas flow resistance factor, dimensionless quantity

$A_{\text{ТТР}}^{\text{ГТС}}$  – товаротранспортная работа, выполняемая газотранспортной системой, млрд м<sup>3</sup>·км

product transportation work by the gas transmission system, billion m<sup>3</sup>·km

$V_{\text{ТЭР}}^{\text{ГТС}}$  – расход топливно-энергетических ресурсов на компримирование газа, т. у. т.

fuel and energy consumption for gas compression, t c. e.

$D$  – внутренний диаметр газопровода, мм

gas pipeline inside diameter, mm

$E_{\text{ТЭР}}^{\text{ГТС}}$  – показатель удельного расхода газа на выполнение товаротранспортной работы, т. у. т./млрд м<sup>3</sup>·км

specific gas consumption for product transportation work, t c. e./billion m<sup>3</sup>·km

$E_{\text{ПРС}i}^{\text{КС}}$  – удельный расход топливного газа  $i$ -й компрессорной станцией на выполнение политропной работы сжатия газоперекачивающим агрегатом с газотурбинным приводом, м<sup>3</sup>/кВт·ч

specific fuel gas consumption by  $i$ th compressor station to perform polytropic compression work by a gas turbine-driven gas compressor unit, m<sup>3</sup>/kW·h

$E_{\text{ПРС}}^{\text{КЦ}}$  – удельный расход топливного газа на выполнение политропной работы сжатия, м<sup>3</sup>/кВт·ч

specific fuel gas consumption for polytropic compression work, m<sup>3</sup>/kW·h

$k_{bi}$  – весовой коэффициент для  $i$ -й компрессорной станции, безразмерная величина

weight coefficient for  $i$ th compressor station, dimensionless quantity

$L$  – длина участка газопровода, км

length of gas pipeline section, km

$L_{\text{ПРС}(i)}^{\text{КС}}$  – политропная работа сжатия компрессорной станции (базовая), тыс. кВт·ч

polytropic compression work by compressor station (reference), thousand kW·h

$L_{\text{ПРС}(i)}^{\text{КС}}$  – фактическая политропная работа сжатия  $i$ -й компрессорной станции, тыс. кВт·ч

actual polytropic compression work by  $i$ th compressor station, thousand kW·h

$L_{\text{ПРС}}^{\text{КС}2}$  – суммарная фактическая политропная работа сжатия для участка газотранспортной системы, тыс. кВт·ч

total actual polytropic compression work for a given gas transmission system section, thousand kW·h

$L_{\text{ПРС}}^{\text{КС}(баз)}$  – базовый уровень политропной работы сжатия при транспортировке газа по участку газотранспортной системы, тыс. кВт·ч

basic level of polytropic compression work during gas transportation via given gas transmission system section, thousand kW·h

$L_{\text{ПРС}}^{\text{КЦ}}$  – политропная работа сжатия компрессорного цеха, тыс. кВт·ч

compressor workshop polytropic compression work, thousand kW·h

$m$  – количество компрессорных станций на выбранном участке газотранспортной системы, ед.

number of compressor stations at the selected gas transmission system section, pieces

$m_T$  – температурный коэффициент политропы, безразмерная величина

polytropic curve temperature factor, dimensionless quantity

$n_{\text{кц}}$  – количество компрессорных цехов на компрессорной станции, ед.

number of compressor workshops at the compressor station, pieces

$P_n, P_k$  – абсолютное давление газа в начале и в конце газопровода соответственно, МПа

absolute gas pressure at gas pipeline start and end, respectively, MPa

$q$  – производительность газопровода, млн м<sup>3</sup>/сут

gas pipeline throughput, million m<sup>3</sup>/day



$Q_{тр}^{КС}$  – объем газа, транспортируемого по участку газотранспортной системы, млн  $m^3$   
amount of gas transported via given gas transmission system section, million  $m^3$

$Q_{тр}^{КС}$  –  $i$ -й объем газа, транспортируемого компрессорной станцией, млн  $m^3$   
 $i$ th amount of gas transported via compressor station, million  $m^3$

$Q_{кц}$  – объем газа, компримируемого компрессорным цехом за расчетный период, млн  $m^3$   
amount of gas compressed by compressor workshop during estimated period, million  $m^3$

$q_{тг}^{КЦ}$  – расход топливного газа компрессорным цехом, млн  $m^3$ /сут  
fuel gas consumption by compressor workshop, million  $m^3$ /day

$Q_{тг}^{КЦ}$  – расход топливного газа  $i$ -м компрессорным цехом за расчетный период, тыс.  $m^3$   
fuel gas consumption by  $i$ th compressor workshop during estimated period, thousand  $m^3$

$T_{1кц}$  – температура газа на входе компрессорного цеха, К  
gas temperature at compressor workshop inlet, K

$T_{ср}$  – среднее значение температуры газа по длине газопровода, К  
average gas temperature along gas pipeline, K

$Z_{кц(ср)}$  – среднее значение коэффициента сжимаемости газа в компрессорном цехе, безразмерная величина  
average gas compressibility factor at compressor workshop, dimensionless quantity

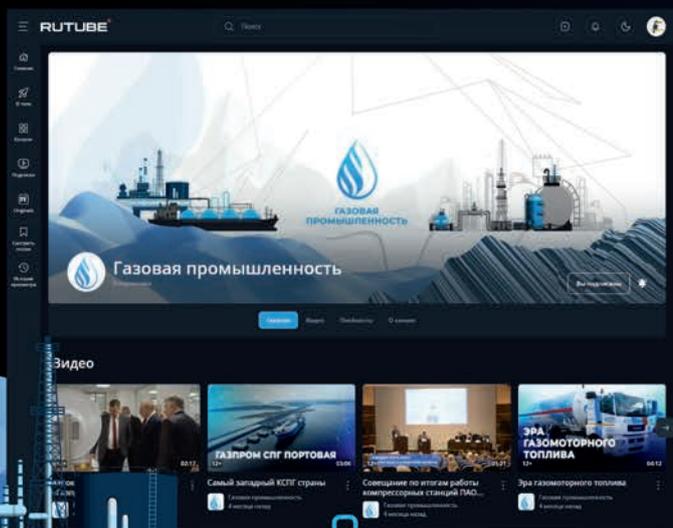
$Z_{ср}$  – среднее значение коэффициента сжимаемости газа по газопроводу, безразмерная величина  
average gas compressibility factor along gas pipeline, dimensionless quantity

#### ЛИТЕРАТУРА

- СТО Газпром 2-3.5-113-2007. Методика оценки энергоэффективности газотранспортных объектов и систем. М.: Газпром, 2007. 54 с.
- Никитин В.Г., Яценко И.А., Халикова Э.Р., Маланичев В.А. О комплексном подходе к планированию и потреблению ТЭР на компримирование газа при его транспортировке по магистральным газопроводам // Технико-технологические проблемы сервиса. 2021. № 1 (55). С. 14–21.
- ГОСТ Р 57912-2017 (ИСО 50006:2014). Системы энергетического менеджмента. Измерение энергетических результатов на основе использования энергетических базовых линий и показателей энергетических результатов. Общие принципы и руководство // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200157455> (дата обращения: 26.02.2024).
- Р Газпром 2-3.5-433-2010. Методика по проведению гидравлических расчетов и определению технически возможной производительности эксплуатируемых систем магистральных газопроводов. М.: Газпром, 2010. 28 с.
- СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. М.: ИРЦ Газпром, 2006. 196 с.

#### REFERENCES

- GAZPROM (open joint stock company). *STO Gazprom 2-3.5-113-2007 (company standard). Methodology for assessing the energy efficiency of gas transmission facilities and systems*. Moscow: Gazprom; 2007. (In Russian)
- Nikitin VG, Yatchenko IA, Khalikov ER, Malanichev VA. On an integrated approach to planning and consumption of fuel and energy resources for gas compression during its transportation through main gas pipelines. *Technical and Technological Problems of the Service* [Tekhniko-tekhnologicheskie problemy servisa]. 2021; 55(1): 14–21. (In Russian)
- Federal Agency on Technical Regulating and Metrology. *GOST R 57912-2017 (ISO 50006:2014) (state standard). Energy management systems. Measuring energy performance using energy baselines (EnB) and energy performance indicators (EnPI). General principles and guidance*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/1200157455> [Accessed: 26 February 2024]. (In Russian)
- Gazprom. *R Gazprom 2-3.5-433-2010 (company regulatory). Methodology for conducting hydraulic calculations and determining the technically possible capacity of operated systems of main gas pipelines*. Moscow: Gazprom; 2010. (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)



ГАЗОВАЯ  
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Научно-просветительский канал о глобальной энергетике и российской нефтегазовой отрасли

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



## О ВЫБОРЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ЧАСТОТ ВРАЩЕНИЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ МИКРОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

УДК 621.438

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

**В.В. Барсков**, д.т.н., ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого» (Санкт-Петербург, Россия), barskov\_vv@spbstu.ru

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

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

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

В статье приводятся результаты анализа и применения методики предварительного расчета ключевых элементов микротурбинных установок – высокооборотных турбогенераторов – в целях определения оптимальных характеристик этих машин на этапе их предварительного проектирования. Представлены построенные модели оптимальных частотных характеристик радиально-осевых турбин. На основе зависимостей для машинной постоянной Арнольда рассчитаны характеристики зависимости мощности электрических генераторов от их рабочей частоты. Создана математическая модель для вычисления интегральных характеристик высокооборотных турбогенераторов в широком диапазоне частот вращения. Она позволяет выполнить расчет согласующих параметров радиально-осевой турбины и высокооборотного синхронного электрического генератора на постоянных магнитах для достижения максимальной эффективности работы оборудования. Полученные результаты могут быть использованы для предварительного оценочного расчета характеристик высокооборотных турбогенераторов в целях экономии затрат ресурсов при выполнении последующих этапов рабочего проектирования перспективных энергоисточников для газовой промышленности.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** МИКРОТУРБИНА, РАДИАЛЬНО-ОСЕВАЯ ТУРБИНА, ВЫСОКООБОРОТНЫЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ ГЕНЕРАТОР, МАШИННАЯ ПОСТОЯННАЯ АРНОЛЬДА, ТУРБОГЕНЕРАТОР.

Радиально-осевые турбины в настоящее время широко используются в различных промышленных установках, таких как автомобильные турбокомпрессоры, криогенные системы, турбонасосные агрегаты жидкостных реактивных двигателей, системы кондиционирования воздуха и пр. В газовой отрасли они находят применение в качестве привода электрических генераторов резервных и аварийных энергоисточников.

Турбины данного типа за счет высокой степени понижения давле-

ния позволяют срабатывать в одной степени значительно больший теплотеперепад в сравнении с осевыми турбинными ступенями. Кроме того, они достаточно компактны и характеризуются относительно низкой стоимостью производства. Указанные характеристики привели к тому, что в микротурбинных установках используются преимущественно радиально-осевые турбины. Наличие одной вращающейся детали – ротора, а также применение высокооборотных газодинамических подшипников

и высокооборотного синхронного электрического генератора на высококоэрцитивных постоянных магнитах определили современный технический облик микротурбины как компактной, надежной, высокоэффективной энергоустановки [1].

Исследованиям характеристик радиально-осевых турбин посвящено значительное количество работ [2, 3 и др.]. Для их расчета и моделирования в настоящее время существуют различные компьютерные программы, например Ansys, OpenFOAM, NUMECA и пр.



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

**V.V. Barskov**, DSc in Engineering, Peter the Great Saint Petersburg Polytechnic University (Saint Petersburg, Russia), barskov\_vv@spbstu.ru

**V.A. Rassokhin**, DSc in Engineering, Professor, Peter the Great Saint Petersburg Polytechnic University, rassokhin\_va@spbstu.ru

**N.N. Kortikov**, DSc in Engineering, Professor, Peter the Great Saint Petersburg Polytechnic University, kortikov\_nn@spbstu.ru

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

### Considerations regarding selection of optimal speeds for turbine generators in microturbine units

This article provides the results of the analysis and application of the tentative estimation procedure for high-speed turbine generators, key components of microturbine units, in order to determine the optimal specifications of such machines at the preliminary engineering stage. The developed models of optimal speed curves for radial-axial turbines are presented. Based on dependences for Arnold's machine constant, characteristics of dependence between an electric generator power and its operating speed were calculated. A mathematical model was developed for calculation of integral characteristics of high-speed turbine generators in a broad range of speeds. It allows calculating matching parameters for a radial-axial turbine and a high-speed synchronous electric permanent magnet generator in order to achieve maximum performance of the equipment. The results can be used for tentative sizing of high-speed turbine generators to save resources during the following stages of detailed engineering of future energy sources for the gas industry.

**KEYWORDS:** MICROTURBINE, RADIAL-AXIAL TURBINE, HIGH-SPEED ELECTRIC GENERATOR, ARNOLD'S MACHINE CONSTANT, TURBINE GENERATOR.

Вместе с тем особенности технического облика и рабочих режимов микротурбинных установок требуют рассмотрения комбинированных параметров турбогенераторов для достижения оптимальных расчетных значений их характеристик.

Поскольку микротурбины работают в широком диапазоне частот вращения, даже для относительно простой одноступенчатой радиально-осевой турбины подобный расчет требует значительных затрат времени и ресурсов. Задача существенно усложняется при учете дополнительных требований, накладываемых электрическим генератором, установленным на одном валу с турбиной.

Термогазодинамический расчет турбинной ступени представляет собой многофакторный анализ в широком диапазоне изменяемых параметров. Определение оптимальных решений требует значительных затрат ресурсов. Для упрощения этой процедуры на начальном этапе проектирования чаще всего применяется предварительная оценка характе-

ристик турбинной ступени на основе критериев подобия.

В данной работе представлены результаты предварительного анализа параметров микротурбинных генераторов в целях достижения оптимальных частот вращения ротора, обеспечивающих максимальные характеристики эффективности установки. Исследование базируется на методике предварительного анализа Балье [4], основанной на зависимости КПД турбины от коэффициента ее быстроходности. Главные размеры электрического генератора анализируются с использованием машинной постоянной Арнольда, учитывающей их связь с частотой вращения и мощностью турбины.

На основе указанных моделей рассчитывается интегральная характеристика оптимальных параметров турбогенератора как функция частоты вращения ротора. Приводится методика расчета для случая работы при неоптимальных параметрах. Следует отметить, что в статье не исследуется проблема прочности генератора

и турбины. Для учета механических и частотных характеристик необходимо выполнить соответствующие расчеты.

### ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

В работе проводится исследование характеристик радиально-осевых турбин и высокооборотных синхронных электрических генераторов на основе постоянных магнитов в целях предварительного определения их оптимальных характеристик. Объектом выступают приводные электрические генераторы турбодетандеров или свободных турбин газотурбинных установок. Турбогенераторы в составе последних работают на более мягких режимах, поскольку полезная мощность турбины, используемая для привода электрического генератора, составляет около 30 %.

### ОПТИМАЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТУРБИНЫ

Расчет турбинной ступени, как правило, происходит в два этапа. На первом производится термогазодинамический расчет,

определяются технические характеристики и геометрические размеры ступени. На втором осуществляется трехмерный газодинамический CFD-расчет (от англ. computational fluid dynamics – вычислительная гидродинамика) с использованием компьютерных программ. По его результатам уточняются полученные ранее технические характеристики и геометрические размеры турбинной ступени.

Методика предварительного расчета основана на определении характеристик радиально-осевых турбин с использованием критерия их подобия – коэффициента быстроходности. Расположение расчетных сечений в меридиональной плоскости радиально-осевой турбины, которое использовалось в представленном исследовании, приведено на рис. 1.

В качестве исходных в расчете задавались следующие данные:

- тип рабочего тела;
- $T_0^*$  – температура торможения на входе в сопловой аппарат турбины;
- $p_0^*$  – полное давление при входе в сопловой аппарат турбины;
- $p_2$  – статическое давление при выходе из рабочего колеса турбины;
- $N_e$  – внутренняя мощность турбины (как правило, при расчете микротурбин этот параметр заранее определен в техническом задании).

Перепад энтальпий при изэнтропном расширении рабочего тела в турбине по параметрам торможения определяется следующим образом:

$$\Delta H_{0,2s} = c_p \cdot T_0^* \cdot \left(1 - \pi_{0,2s}^{\frac{1-k}{k}}\right), \quad (1)$$

где  $c_p$  – удельная теплоемкость рабочего тела, кДж/(кг·К);  $\pi_{0,2s}$  – степень понижения давления в турбине по полным параметрам, безразмерная величина;  $k$  – показатель адиабаты, безразмерная величина.

Действительный перепад энтальпий в турбине вычисляется по формуле:

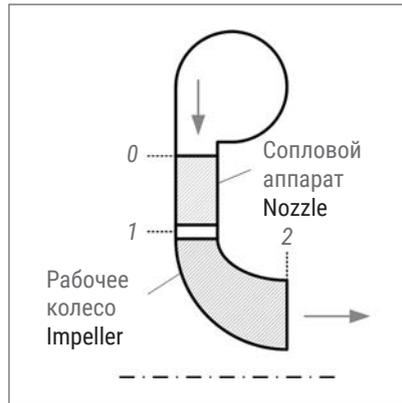


Рис. 1. Схема расположения расчетных сечений (0–2) в меридиональной плоскости проточной части радиально-осевой турбины

Fig. 1. Arrangement of design sections (0–2) in the meridional plane of a radial-axial turbine wheel space

$$\Delta H_{0,2} = \Delta H_{0,2s} \cdot \eta_e, \quad (2)$$

где  $\eta_e$  – внутренний КПД турбинной ступени, безразмерная величина.

Статическая температура рабочего тела на выходе из турбины определяется из calorического уравнения состояния:

$$T_2 = T_0 - \frac{\Delta H_{0,2}}{c_p}, \quad (3)$$

где  $T_0$  – температура на входе в сопловой аппарат, К.

Плотность рабочего тела на выходе из турбины выводится из уравнения адиабаты:

$$\rho_2 = \rho_0 \cdot \left(\frac{T_2}{T_0}\right)^{\frac{1}{k-1}}, \quad (4)$$

где  $\rho_0$  – плотность рабочего тела на входе в сопловой аппарат, кг/м<sup>3</sup>.

Объемный расход рабочего тела рассчитывается по формуле:

$$G_{V2} = \frac{N_e}{\Delta H_{0,2} \cdot \rho_2}, \quad (5)$$

а коэффициент скорости турбины – по формуле:

$$v = \frac{u_1}{C_0}, \quad (6)$$

где  $u_1$  – окружная скорость на входе в рабочее колесо турбины, м/с;  $C_0$  – условная располагаемая скорость изэнтропного расширения потока в турбине, м/с.

Для описания условий работы турбомашин используют коэффициент быстроходности, поскольку он объединяет частоту вращения вала, объемный расход рабочего тела и располагаемую удельную работу (перепад энтальпий):

$$n_s = \frac{\omega \cdot \sqrt{G_{V2}}}{(\Delta H_{0,2s})^{3/4}}, \quad (7)$$

где  $\omega$  – круговая частота вращения ротора турбины, с<sup>-1</sup>.

В некоторых источниках в формуле (7) используют скорость вращения в об/мин, а не круговую частоту вращения. Значение коэффициента быстроходности служит основным показателем пропускной способности при определении совершенной работы. Малые величины  $n_s$  соответствуют небольшой проходной площади канала и наоборот.

Коэффициент быстроходности широко применяют также как основной показатель достижимого значения КПД. Выбор величин коэффициента скорости и коэффициента быстроходности во многом определяет качество турбинной ступени.

Авторами статьи на основе статистического анализа экспериментальных данных Балье [4] и рядом других ученых [5, 6] были исследованы зависимости КПД и коэффициента скорости от коэффициента быстроходности. Соответствующая диаграмма Балье для радиально-осевой турбины показана на рис. 2.

Для математического описания данных зависимостей, которые связывают КПД и коэффициент скорости с коэффициентом быстроходности, предложены следующие уравнения:

$$v = 0,737 \cdot n_s^{0,2}, \quad (8)$$

$$\eta_e = 0,87 - 1,07 \cdot (n_s - 0,55)^2 - 0,50 \cdot (n_s - 0,55)^3. \quad (9)$$

Из графика, представленного на рис. 2, видно, что максимальный КПД соответствует значению коэффициента быстроходности, равному 0,5:



$$\eta_e(n_s = 0,5) = \max. \quad (10)$$

В этой точке  $v = 0,653$ .

Таким образом, используя уравнения (1) – (10), можно получить однозначную зависимость мощности турбины от оптимальной частоты вращения:

$$N_e = f(\omega_{opt}). \quad (11)$$

Графически это показано на рис. 3. Расчет производился для турбодетандера при следующих параметрах: рабочее тело – метан;  $T_0^* = 288 \text{ K}$ ;  $p_2 = 6 \cdot 10^5 \text{ Па}$ .

Построенные зависимости использовались для расчета оптимальных частот вращения турбогенератора.

### ОПТИМАЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ГЕНЕРАТОРА

Для предварительного расчета главных размеров электрического генератора применялась методика на основе машинной постоянной Арнольда [1, 7]. Согласно этой методике главными размерами электрической машины являются диаметр расточки статора  $D$ , его длина  $L$  и величина воздушного зазора  $\delta$ .

Для определения главных размеров генераторов переменного тока пользуются известным выражением для машинной постоянной Арнольда:

$$C_A = \frac{D^2 \cdot L \cdot n}{k_E \cdot P_n} = \frac{6,1 \cdot 10^7}{\alpha_i \cdot k_\phi \cdot k_o \cdot A_l \cdot B_\delta}, \quad (12)$$

где  $n$  – частота вращения ротора генератора,  $\text{с}^{-1}$ ;  $k_E$  – коэффициент, учитывающий внутреннее падение напряжения в генераторе, безразмерная величина;  $P_n$  – номинальная мощность генератора,  $\text{кВ}\cdot\text{А}$ ;  $\alpha_i$  – расчетный коэффициент полюсного перекрытия, безразмерная величина;  $k_\phi$  – коэффициент формы поля, безразмерная величина;  $k_o$  – обмоточный коэффициент, безразмерная величина;  $A_l$  – линейная

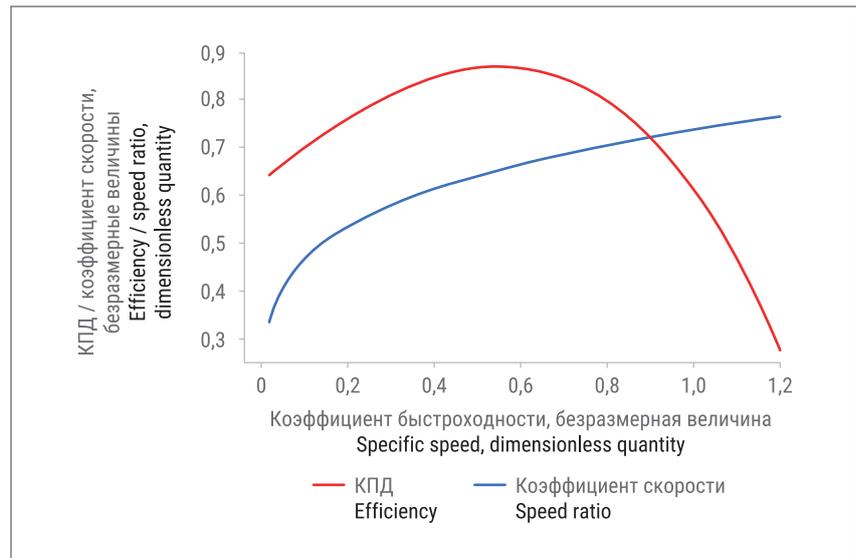


Рис. 2. Диаграмма Балье для радиально-осевой турбины  
Fig. 2. Balje diagram for radial-axial turbine

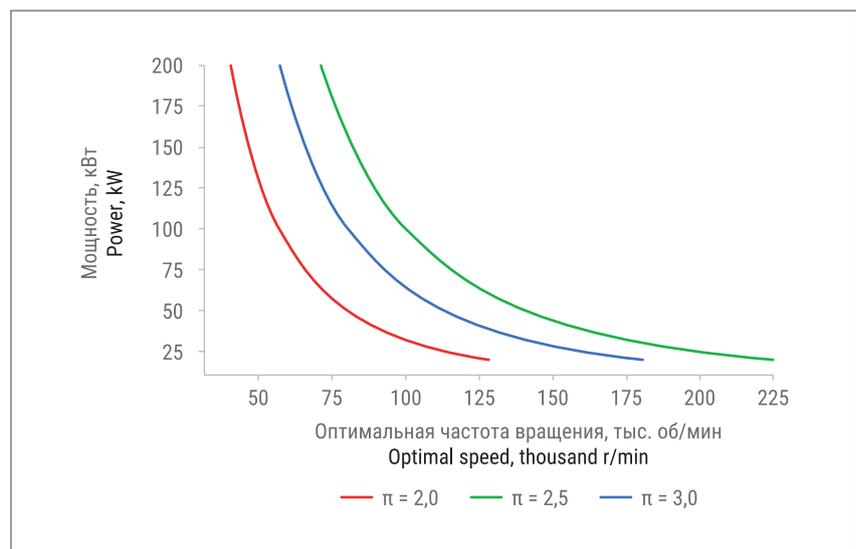


Рис. 3. Зависимость мощности турбины от оптимальной частоты вращения при различных значениях  $\pi$ . Здесь и далее обозначения см. на с. 103-104  
Fig. 3. Turbine power versus optimal speed for various  $\pi$  values. Hereinafter, for symbols see p. 103-104

нагрузка статора,  $\text{А}/\text{см}$ ;  $B_\delta$  – магнитная индукция в зазоре,  $\text{Тл}$ .

На начальном этапе проектирования можно задаться следующими значениями:  $\alpha_i = 0,6-0,9$ ;  $k_\phi = 1,11$ ;  $k_o = 0,92$ ;  $A_l = 200-350 \text{ А}/\text{см}$ ;  $B_\delta = 0,4-0,6 \text{ Тл}$ ;  $k_E = 1,1-1,5$ .

Из уравнения (12) видно, что в зависимости от принятых коэффициентов, допустимой окружной скорости и соотношения длины статора к его внутреннему диаметру варьируется выходная мощность генератора.

На основе зависимости (12) для определения главных размеров генератора были рассчитаны семейства кривых  $P_n = f(n)$  для разных величин  $u$  и соотношения  $L/D = 1,8$ . Результаты показаны на рис. 4.

Полученные зависимости в совокупности с разработанной программой позволяют уже на начальном этапе проектирования генератора задаться адекватным значением диаметра ротора и частоты вращения. Установлено, что собранные

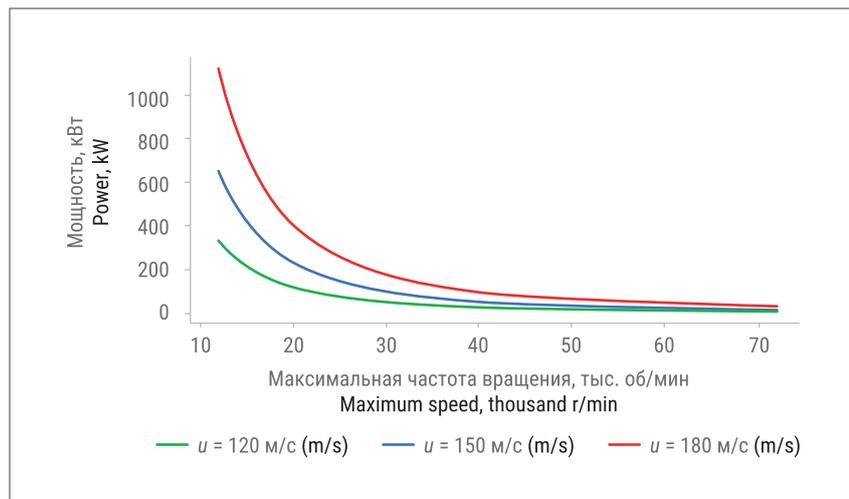


Рис. 4. Зависимость мощности генератора от максимальной частоты вращения для разных значений  $u$  ( $L / D = 1,8$ )  
Fig. 4. Generator power versus maximum speed for different values of  $u$  ( $L / D = 1.8$ )

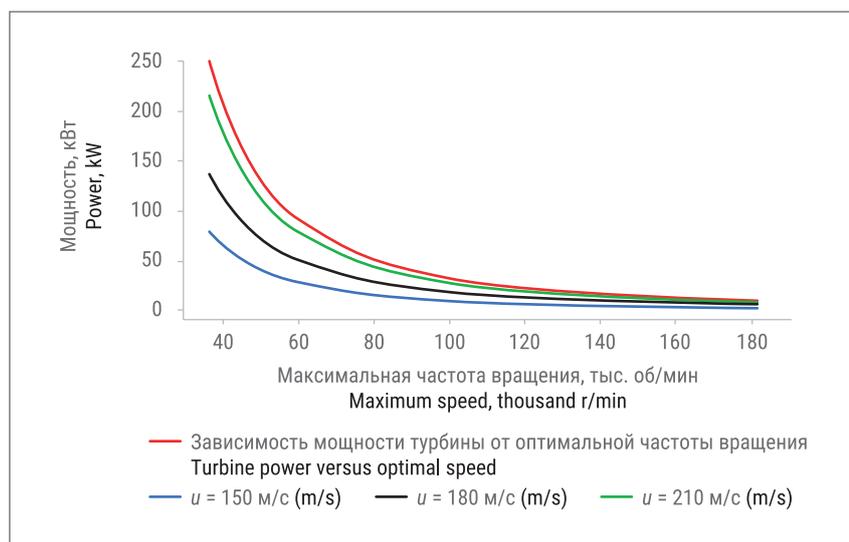


Рис. 5. Зависимость мощности генератора от максимальной частоты вращения при различных значениях  $u$   
Fig. 5. Generator power versus maximum speed for different values of  $u$

авторами статистические данные по высокооборотным генераторам зарубежного производства достаточно хорошо коррелируются с приведенными модельными расчетными характеристиками.

### ОПТИМАЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТУРБОГЕНЕРАТОРА

На основе приведенных методик расчета оптимальных характеристик турбины и зависимости мощности генератора от максимальной частоты вращения была разработана компьютерная программа

на языке Python и рассчитаны интегральные характеристики для турбогенераторов. Результаты расчета при  $\pi = 2$ ;  $T_0 = 288$  К;  $p_2 = 6 \cdot 10^5$  Па показаны на рис. 5.

Видно, что при указанных параметрах, типовых для турбогенераторов данного типа, турбина представляет собой более высокооборотную часть по сравнению с электрическим генератором. Относительная мощность генератора с окружной скоростью 210 м/с составляет 82 % от мощности турбины с учетом КПД генератора.

Согласно рис. 5 для достижения максимальной эффективности турбогенератора необходимо провести адаптацию параметров электрического генератора под характеристики турбины. Так, увеличения окружной скорости до 220 м/с будет вполне достаточно для согласования параметров электрического генератора с характеристиками турбины, но это связано с увеличением прочности силовой оболочки ротора генератора и не всегда представляется возможным. Силовые оболочки роторов, вращающихся со скоростью до 150 м/с, выполняют из немагнитной стали, для более скоростных устройств (до 210 м/с) применяют композитные бандажки. Другой путь согласования – уменьшение машинной постоянной Арнольда на 20 %, например путем увеличения магнитной индукции в зазоре между ротором и статором. При этом следует отметить, что достижение оптимальных характеристик не всегда возможно или необходимо в силу наличия каких-либо ограничений или требований.

Предложенная модель позволяет выполнять предварительный расчет характеристик высокооборотных турбогенераторов в широком диапазоне значений коэффициента быстроходности. Поскольку в этом случае решение имеет вид трансцендентного уравнения относительно КПД, оно находится методом оптимизации по способу наименьших квадратов с использованием соответствующих функций SciPy (Python) в методе поиска неоптимальных решений класса TurboPy, разработанного на основе предложенной методики. Последняя прошла практическую апробацию в ООО «НТЦ «Микротурбинные технологии». На ее основе была разработана серия высокооборотных генераторов в диапазоне мощности 1–500 кВт.

С использованием методики проектного расчета электрического генератора была создана



компьютерная программа расчета электродвижущей силы холостого хода генератора с постоянными магнитами [8].

### ВЫВОДЫ

Проведены исследования методики предварительного расчета высокооборотных турбогенераторов – ключевых элементов микро-турбинных установок – в целях определения оптимальных характеристик на этапе предварительного проектирования. В результате построена модель оптимальных

частотных характеристик радиально-осевых турбин. На основе зависимостей для машинной постоянной Арнольда рассчитаны зависимости мощности электрических генераторов от рабочей частоты.

Полученная математическая модель определения интегральных характеристик высокооборотных турбогенераторов в широком диапазоне частот вращения позволяет выполнить расчет согласующих параметров радиально-осевой турбины и высокооборотного синхронного электрического гене-

ратора на постоянных магнитах. Для реальных турбогенераторов, работающих на проектных неоптимальных характеристиках, предложена методика предварительного расчета параметров эффективности.

Полученные результаты могут быть использованы для предварительного оценочного расчета характеристик высокооборотных турбогенераторов в целях экономии затрат ресурсов при выполнении последующих этапов рабочего проектирования. ■

### СПИСОК УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ List of symbols

$\alpha_p$  – расчетный коэффициент полюсного перекрытия, безразмерная величина

estimated pole frequency ratio, dimensionless quantity

$\delta$  – величина воздушного зазора статора, см

stator air gap value, cm

$\Delta H_{0,2}$  – действительный перепад энтальпий в турбине, кДж/кг

actual enthalpy drop in the turbine, kJ/kg

$\Delta H_{0,2s}$  – перепад энтальпий при изоэнтропном расширении рабочего тела в турбине, кДж/кг

enthalpy drop at isentropic expansion of the working substance in the turbine, kJ/kg

$\eta_e$  – внутренний КПД турбинной ступени, безразмерная величина

internal efficiency of turbine stage, dimensionless quantity

**Журналы**

**ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ**

**ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ**

**ЭКОСИСТЕМА**  
«ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ – NEFTEGAZ TERRITORY»

**YouTube-канал**

**Telegram-канал**

Торговля [neftegas.info](http://neftegas.info)

$v$  – коэффициент скорости турбины, безразмерная величина  
turbine speed ratio, dimensionless quantity  
 $\pi$  – степень понижения давления в турбине, безразмерная величина  
turbine expansion ratio, dimensionless quantity  
 $\pi_{0,2s}$  – степень понижения давления в турбине по полным параметрам, безразмерная величина  
turbine expansion ratio at full parameters, dimensionless quantity  
 $\rho_0$  – плотность рабочего тела на входе в сопловой аппарат, кг/м<sup>3</sup>  
density of working substance at nozzle inlet, kg/m<sup>3</sup>  
 $\rho_2$  – плотность рабочего тела на выходе из турбины, кг/м<sup>3</sup>  
density of working substance at turbine outlet, kg/m<sup>3</sup>  
 $\omega$  – круговая частота вращения ротора турбины, с<sup>-1</sup>  
turbine rotor angular speed, s<sup>-1</sup>  
 $\omega_{opt}$  – оптимальная частота вращения, с<sup>-1</sup>  
optimal speed, s<sup>-1</sup>  
 $A_l$  – линейная нагрузка статора, А/см  
load per unit length of stator, A/cm  
 $B_\delta$  – магнитная индукция в зазоре, Тл  
magnetic induction in the gap, T  
 $C_0$  – условная располагаемая скорость изэнтропного расширения потока в турбине, м/с  
conventional available rate of isentropic flow expansion in turbine, m/s  
 $C_A$  – машинная постоянная Арнольда, безразмерная величина  
Arnold's machine constant, dimensionless quantity  
 $c_p$  – удельная теплоемкость рабочего тела, кДж/(кг·К)  
working substance specific heat capacity, kJ/(kg·K)  
 $D$  – диаметр расточки статора, см  
stator bore diameter, cm  
 $G_{v2}$  – объемный расход рабочего тела, м<sup>3</sup>/с  
working substance volumetric flow rate, m<sup>3</sup>/s  
 $k$  – показатель адиабаты, безразмерная величина  
adiabatic index, dimensionless quantity

$k_\epsilon$  – коэффициент, учитывающий внутреннее падение напряжения в генераторе, безразмерная величина  
generator internal voltage drop coefficient, dimensionless quantity  
 $k_\omega$  – обмоточный коэффициент, безразмерная величина  
winding coefficient, dimensionless quantity  
 $k_\phi$  – коэффициент формы поля, безразмерная величина  
field form factor, dimensionless quantity  
 $L$  – расчетная длина статора, см  
estimated stator length, cm  
 $n$  – частота вращения ротора генератора, с<sup>-1</sup>  
generator rotor speed, s<sup>-1</sup>  
 $N_e$  – внутренняя мощность турбины, кВт  
turbine internal power, kW  
 $n_s$  – коэффициент быстроходности, безразмерная величина  
specific speed, dimensionless quantity  
 $p_0^*$  – полное давление при входе в сопловой аппарат турбины, · 10<sup>5</sup> Па  
full pressure at turbine nozzle inlet, · 10<sup>5</sup> Pa  
 $p_2$  – статическое давление при выходе из рабочего колеса турбины, · 10<sup>5</sup> Па  
static pressure at turbine impeller outlet, · 10<sup>5</sup> Pa  
 $P_n$  – номинальная мощность генератора, кВ·А  
generator rated power, kW·A  
 $T_0$  – температура на входе в сопловой аппарат турбины, К  
turbine nozzle inlet temperature, K  
 $T_0^*$  – температура торможения на входе в сопловой аппарат турбины, К  
stagnation temperature at turbine nozzle inlet, K  
 $T_2$  – статическая температура рабочего тела на выходе из турбины, К  
static temperature of working substance at turbine outlet, K  
 $u$  – окружная скорость, м/с  
peripheral speed, m/s  
 $u_1$  – окружная скорость на входе в рабочее колесо турбины, м/с  
peripheral speed at turbine impeller inlet, m/s

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Беседин С.Н. Микротурбинные установки. СПб.: Петрополь, 2019. 252 с.
2. Кириллов И.И. Теория турбомашин. Л.: Машиностроение, 1972. 536 с.
3. Лапшин К.Л. Математические модели проточных частей в проектировочных газодинамических расчетах осевых тепловых турбин на ЭВМ. Л.: ЛПИ имени М.И. Калинина, 1989. 68 с.
4. Balje O.E. *Turbomachines: A guide to design, selection and theory*. New York, NY, USA: Wiley-Interscience, 1981. 521 p.
5. Linhardt H.D. Cryogenic turboexpanders // *LNG/Cryogenics*. 1973. No. 7. P. 7–15.
6. Rohlik H.E. Analytical determination of radial inflow turbine design geometry for maximum efficiency: report No. NASA TN D-4384. Washington, DC, USA: NASA, 1968. 30 p.
7. Хуторецкий Г.М., Токов М.И., Толвинская Е.В. Проектирование турбогенераторов. Л.: Энергоатомиздат, 1987. 255 с.
8. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ № 2014614228 Российская Федерация. Программа расчета ЭДС холостого хода генератора с постоянными магнитами: № 2014611421; заявл. 25.02.2014; опубли. 20.05.2014 / Рябов А.А., Беседин С.Н. // Федеральный институт промышленной собственности: офиц. сайт. URL: <https://new.fips.ru/registers-doc-view/fipsServlet?DB=EVM&DocNumber=2014614228&TypeFile=html> (дата обращения: 05.03.2024).

#### REFERENCES

- (1) Besedin SN. *Microturbines*. Saint Petersburg: Petropol'; 2019. (In Russian)
- (2) Kirillov II. *Theory of Turbomachines*. Leningrad: Mechanical Engineering [Mashinostroenie]; 1972. (In Russian)
- (3) Lapshin KL. *Mathematical Models of Flow Parts in Design Gas-Dynamic Calculations of Axial Heat Turbines on a Computer*. Leningrad: Leningrad Polytechnic Institute named after M.A. Kalinin; 1989. (In Russian)
- (4) Balje OE. *Turbomachines: A Guide to Design, Selection and Theory*. New York, NY, USA: Wiley-Interscience; 1981. (In Russian)
- (5) Linhardt HD. Cryogenic turboexpanders. *LNG/Cryogenics*. 1973; (7): 7–15.
- (6) Rohlik HE. *Analytical determination of radial inflow turbine design geometry for maximum efficiency*. NASA. Report No.: NASA TN D-4384, 1968.
- (7) Khutoretskiy GM, Tokov MI, Tolvinskaya EV. *Design of Turbo Generators*. Leningrad: Energoatomizdat; 1987. (In Russian)
- (8) Ryabov AA, Besedin SN. *Program for calculating the electromotive force of an idling generator with permanent magnets*. Available from: <https://new.fips.ru/registers-doc-view/fipsServlet?DB=EVM&DocNumber=2014614228&TypeFile=html> [Accessed: 5 March 2024]. (In Russian)

Россия

Уфа Республика  
Башкортостан



# РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

32-я международная выставка  
**ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ**  
**21-24 мая 2024 года**

[www.gntexpo.ru](http://www.gntexpo.ru)

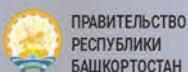
+7 (347) 246-41-77 [gasoil@bvkexpo.ru](mailto:gasoil@bvkexpo.ru)

[gazneftufa](https://t.me/gazneftufa) [gntexpo2022](https://vk.com/gntexpo2022)

**ВКЭКСПО** Менделеева, 158



#### ОРГАНИЗАТОРЫ



ПРАВИТЕЛЬСТВО  
РЕСПУБЛИКИ  
БАШКОРТОСТАН



МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ,  
ЭНЕРГЕТИКИ И ИННОВАЦИЙ  
РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН



БАШКИРСКАЯ  
ВЫСТАВОЧНАЯ  
КОМПАНИЯ

#### ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА



МИНПРОМТОРГ  
РОССИИ



МИНИСТЕРСТВО  
ЭНЕРГЕТИКИ РФ

#### ТРАДИЦИОННОЕ СОДЕЙСТВИЕ



СОЮЗ  
НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ  
РОССИИ



АССОЦИАЦИЯ  
НЕФТЕПЕРЕРАБОТЧИКОВ И НЕФТЕХИМИКОВ



СОЮЗ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ  
НЕФТЕГАЗОВОГО  
ОБОРУДОВАНИЯ



#### НАУЧНАЯ ПОДДЕРЖКА



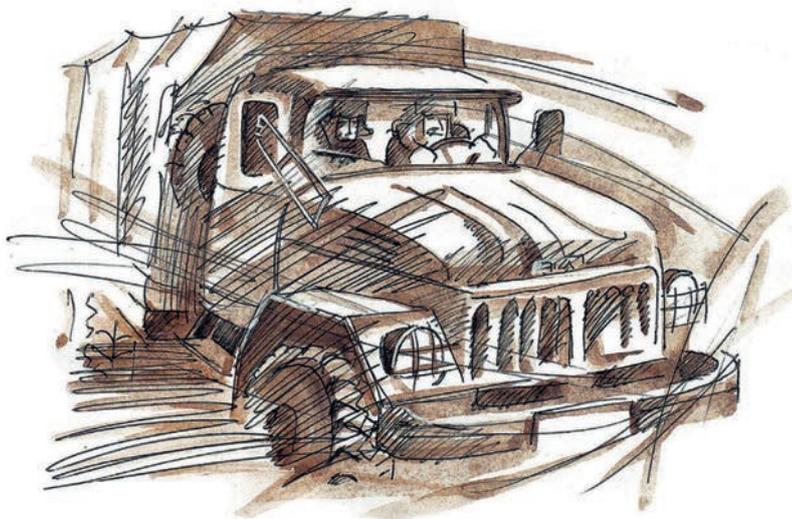
ФГБОУ  
ВО УГНТУ

#### ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАРТНЕР



Media02  
Полное наименование  
ООО «Медиа02»

## ВАСИЛИЙ ЧИКАЛО. ПРЫЖОК В ТУНДРУ Проверка



Январь 1978 года. Стояли сильные морозы. Временами температура опускалась до шестидесяти градусов. На открытой строительной площадке девятого газового промысла я лопатой и метлой расчищал от снега один за другим модули с оборудованием, докапываясь до каждого прибора. Очистив приборы от снега, проверял их технические характеристики и карандашом записывал в тетрадь. Модули были изготовлены по новым технологиям на Тюменском заводе. Для удобства доставки и ускоренного монтажа их смонтировали на специальных полозьях. В навигацию по Оби доставили в речной порт на Обской губе, а зимой бульдозерами дотянули к месту строительства.

\*\*\*

Всего неделю назад меня назначили начальником цеха автоматизации производства (ЦАП). Я еще не успел насладиться назначением и познакомиться с коллективом, как вдруг телефонограмма из Надыма: «Лично отправляйтесь на строительную площадку девятого газового промысла. Проверьте техническое состояние готовых к монтажу модулей Тюменского завода. Проведите инвентаризацию смонтированного на них приборного парка. Зиновьев».

Я впервые отправился за полярный круг на выделенном в мое распоряжение автомобиле. Опытный водитель напряженно крутил баранку ЗИЛ-131, медленно продвигаясь по зимнику полярной ночью, внимательно вглядываясь в трассу, чтобы не съехать на обочину и окончательно не зарыться в снег. Автомобиль с включенными мостами, сильно грохоча, врзался в сугробы и многочисленные снежные заносы, про-

бивая себе дорогу не хуже БАТов (БАТ – большой артиллерийский тягач), расчищающих зимники. Мела поземка. В кабине было холодно, а дорога была пустой. Иногда на зимник прямо перед автомобилем выбегали песцы и, пробежав недолго в свете фар, разбегались по сторонам. То вдруг вспорхнут белые куропатки, мирно зарывшиеся в снег рядом с зимником. Изредка навстречу двигались порожние плетевозы, разгрузив на строительстве межпромыслового коллектора трубы, сваренные в плети длиной по двадцать пять метров. В пути я обращал внимание на каждую строительную площадку, расположенную вдоль зимника. Ведь мне предстояло все их посетить и наладить работу по ремонту приборного парка, чтобы обеспечивалась бесперебойная добыча газа.

Последний обитаемый вдоль трассы объект был в сорока километрах от поселка. На следующих

пятидесяти километрах белого безмолвия надеяться приходилось только на свой ЗИЛ. На этом участке зимника в случае поломки автомобиля помощи ждать было неоткуда. Только появление какого-то отчаянного храбреца на автомобиле могло спасти попавших в беду путешественников.

Через восемь часов пути вдали показались огоньки на строящемся в бескрайней застывшей тундре девятом газовом промысле, одиноко затаившемся за полярным кругом в пятидесяти километрах от поселка Ныда.

Вся строительная площадка промысла была заставлена оборудованием и готовыми к монтажу уже смонтированными на заводе модулями. Мне предстояло разгрести их от снега, отыскать приборы, определить их состояние и сверить с заказными спецификациями.

\*\*\*

Уже через две недели адского труда мое терпение было на ис-



ходе. Очень хотелось бросить эту нескончаемую работу.

«А как же телефотограмма? Это же стройка государственной важности. Я же начальник ЦАП. Я обязан выполнить задание! – рассуждал я. – Наверное, устал. Нужно передохнуть, а затем продолжить работу».

Я зашел в строительный вагончик, чтобы согреться, сел возле буржуйки, быстро задремал и увидел сказочный сон.

\*\*\*

Пришел из школы, бросил портфель и кричу:

– Мамо, мы с ребятами договорились покататься на коньках. Я пойду?

– Хорошо, только недолго. Возьми с собой саночки и топорик. Привези немного лозы. Протопим лежанку. Но смотри там, не провались, а то накажу.

Настроение, конечно, испортилось. «Ну почему все ребята могут просто пойти и покататься на коньках? А мне еще и лозу привези», – молча возмущаюсь, но беру саночки и топорик и иду к речке. Обтапываю сапогами снег вокруг веточки лозы, рублю ее топориком, пониже, где она потолще – почти у земли. Веточку за веточкой, прутик за прутиком складываю на саночки. Потом распрямляюсь, оглядываюсь – а веточки тоненькие, и кажется, что саночки никогда не наполнятся. Но мама же попросила. И снова продолжаю рубить. А когда саночки наполняются, обвязываю лозу веревкой, чтобы не растерять по пути домой. Останавливаюсь посередине замерзшего луга, где ребята расчистили хоккейное поле. Начинаю привязывать веревками к сапогам коньки, чтобы поиграть в хоккей. Смотрю – а все уже наигрались и расходятся по домам. «Как жаль, что сегодня не удалось поиграть», – огорчился я. Махнул рукой и тащу груженные саночки домой. Порубил лозу, заносу в дом, растапливаю лежанку и сижу смотрю на лениво горящий костер, который и тепла-то почти не дает.

Автор сборника очерков и рассказов «Прыжок в тундру» Василий Николаевич Чикало родился 17 февраля 1952 г. в с. Сахновка Черкасской обл. Украинской ССР. В период с 1972 по 1978 г.

учился в Киевском политехническом институте, специализируясь на конструировании и производстве радиоаппаратуры.

Свою трудовую деятельность в газовой промышленности В.Н. Чикало начал в 1976 г. слесарем КИПиА пятого разряда ПО «Надымгазпром», где до 1984 г. занимал должности мастера КИПиА, начальника цеха автоматизации производства, заместителя начальника службы метрологии и автоматизации производства. С 1984 по 1987 г. Василий Николаевич трудился в «Укргазпром» старшим инженером, начальником службы КИПиА ПО «Экспорттрансгаз», затем с 1987 по 1998 г. в г. Надыме старшим инженером, главным метрологом, заместителем главного инженера по автоматизации и АСУ – главным метрологом ПО «Надымгазпром».

С 1998 г. В.Н. Чикало работал в ОАО «Газпром автоматизация»: до 2003 г. – заместителем генерального директора по монтажно-наладочным работам, с 2003 по 2004 г. – первым заместителем генерального директора – заместителем генерального директора по системам управления в добыче газа и подрядным работам, с 2004 по 2007 г. – первым заместителем генерального директора. В 2007 г. назначен на должность заместителя генерального директора по внедрению комплексных проектов ОАО «Газпром автоматизация».

В 2003 г. Василий Николаевич защитил диссертацию на соискание ученой степени кандидата технических наук. В 2004 г. ему присуждена первая премия ОАО «Газпром» в области науки и техники. В 2006 г. за большие достижения в решении проблем устойчивого развития энергетики и общества стал лауреатом премии им. Н.К. Байбакова. В 2009 г. В.Н. Чикало присвоено ученое звание академика Академии технологических наук Российской Федерации.

В 2009 г. за разработку практических методов повышения эффективности и надежности функционирования систем предупреждения гидратообразования на установках низкотемпературной сепарации при промысловой подготовке газа газоконденсатных месторождений ученому присвоено звание лауреата Национальной технологической премии в номинации «Звезда высоких технологий».

Под руководством В.Н. Чикало введены в эксплуатацию системы управления таких объектов, как Ямсовейское, Юбилейное, Вынгаяхинское, Еты-Пуровское, Ен-Яхинское, Заполярное, Находкинское (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь») месторождения; системы управления установок У-25, У-26 в рамках восстановления мощностей Оренбургского гелиевого завода, АСУ ТП объектов реконструкции Локосовского ГПЗ, АСУ ТП установки осушки газа Повховской газокompрессорной станции, Когалымской газокompрессорной станции (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»), АСУ ТП компрессорных станций «Торжокская», «Крупская», «Слонимская» (магистральный газопровод Ямал – Европа), АСУ ТП установки осушки газа Троицкой установки подготовки газа (ПАО «НК «Роснефть»), информационно-управляющей системы 1-й очереди реконструкции Канчуринско-Мусинской станции подземного хранения газа, АСУ ТП установки комплексной подготовки газа 2,2 В, информационно-управляющей системы Уренгойского газоконденсатного месторождения после капитального ремонта, АСУ ТП компрессорных станций «Ржевская», «Холм-Жирковская», «Оршанская», «Минская» (магистральный газопровод Ямал – Европа), АСУ ТП магистрального газопровода Россия – Турция, системы телемеханики объектов Новосибирского ЛПУ ООО «Томсктрансгаз», Малоистокского ЛПУ ООО «Уралтрансгаз», магистрального газопровода Починки – Изобильное – Северо-Ставропольское ПХГ, магистрального газопровода СРТО – Торжок и др.

Ученый является одним из главных разработчиков малолюдных технологий, внедренных на объектах ПАО «Газпром».

Сборник автобиографических очерков и рассказов «Прыжок в тундру» Василий Николаевич Чикало выпустил в 2022 г., уже будучи на пенсии (изд-во «Эдитус», Москва).



А когда костер хорошо разгорается, то из сырой лозы начинает выходить, пениться и шипеть кипящая вода. Долго сижу неподвижно и смотрю на это завораживающее зрелище, изредка подкладывая

новые прутки. От этой удивительной картины трудно оторвать взгляд. Постепенно руки и ноги отходят от холода. От усталости, тепла и уюта начинают закрываться глаза, и я засыпаю...

\*\*\*

Я очнулся, обогретый дивным детским сном и теплом от раскалившейся буржуйки. Долго смотрел в окно на кружащиеся в свете фонаря снежные кристаллики.



Сразу и не смог понять, где нахожусь. Но когда очнулся и осознал реальность, то очень расстроился, что сон так быстро улетел...

Я снова взялся за работу и через неделю закончил ее. Мое лицо было обветрено и обморожено. Руки и одежда пропитались запахами красок и масел. Но я гордился, что выполнил первое задание, порученное мне как начальнику ЦАП.

В автомобиле уже был заправлен полный бак. Утром в Пангоды. Долго не мог уснуть. Ворочаясь в постели, я вспомнил, как два года назад в такой же морозный январский день выпрыгнул из вертолета и моя жизнь круто изменилась.

– А по какому номеру звонить в случае пожара?

– 01, – ответил я.

– А вот и нет. Здесь же ведомственная связь. Как же так, вас назначили мастером на объект повышенной пожароопасности, а вы не знаете, как вызвать пожарных! – пристыдила она меня и продолжила: – Я авансом ставлю вам зачет. Но должна быть уверена, что вы знаете правильный ответ. Сообщите мне его по телефону, – и протянула мне записанный на бумажке номер.

\*\*\*

По приезду в Пангоды я улетел в Надым и зашел к начальнику отдела Зиновьеву.

стола, чуть не схватив его за грудки. Он, поблуднев, отскочил от меня.

– Зачем же вы заставили меня выполнять такую тяжелейшую работу с риском для жизни, если она уже кем-то сделана? Над кем вы еще так поиздевались? – возмутился я.

– Я все сам пересчитал, – ответил он, – но не был уверен, что не допустил ошибки.

– Так и скажите, что решили проверить меня в связи с назначением начальником ЦАП!

– А вы знаете, что недостающие приборы можно будет заказать только через Госплан? Для получения фондов придется обращаться к самому Байбакову. Их поставка

## НАГРАДЫ И ЗВАНИЯ

1984 г. – медаль «За освоение недр и развитие нефтегазового комплекса Западной Сибири».

2002 г. – награжден нагрудным знаком ОАО «Газпром» «Ветеран труда газовой промышленности».

2004 г. – присуждена премия ОАО «Газпром» в области науки и техники за работу «Создание интегрированной автоматизированной системы управления технологическими процессами Вынгаяхинского месторождения с комплексным регулированием режимов добычи и подготовки газа».

2007 г. – награжден почетной грамотой Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации.

2009 г. – присуждено звание лауреата Национальной технической премии «За разработку практических методов повышения эффективности и надежности функционирования систем предупреждения гидратообразования на установках низкотемпературной сепарации при промысловой подготовке газа газоконденсатных месторождений».

2011 г. – присвоено звание Министерства энергетики Российской Федерации «Почетный работник газовой промышленности».

\*\*\*

Меня приняли слесарем по приборам и автоматике на первый газовый промысел. В течение нескольких дней путался в лабиринтах цехов установки осушки газа. Увидев кучу неисправных приборов, сразу приступил к их ремонту. Знание электроники стало неоценимым. Расковыривая залитые резиновым наполнителем электронные платы импортных приборов, изучал их секреты и менял вышедшие из строя импортные элементы на отечественные.

А три месяца спустя меня назначили мастером. Я приехал в Пангоды, чтобы сдать экзамен по промышленной безопасности. Успешно ответил комиссии на все вопросы, пока не влезла эта девчонка, пожарница:

– Я выполнил ваше задание. Здесь вся информация о приборном парке девятого газового промысла, – доложил я и протянул тетрадь с записями.

– Давайте посмотрим, – сказал он и вынул из стола другую тетрадь. Долго изучал мою информацию, что-то подсчитывал и сравнивал, затем, как мне показалось, с издевкой заявил:

– Вот у вас записано, что в цехе осушки газа не хватает шесть манометров, а по моим данным – восемь. В цехе регенерации, по вашим данным, не хватает пяти приборов, а по моим – шести.

У меня перехватило дыхание. Я не мог найти нужных слов. Почувствовал, как мое лицо налилось кровью. Сердце заколотилось. Я вскочил со стула и бросился к его

займет не менее полугода, – сказал Зиновьев, – и мы не имеем права допустить, чтобы задержался ввод объекта!

На следующий день я улетал в Пангоды. В вертолете меня не покидали угрызения совести из-за произошедшего в кабинете Зиновьева конфликта.

«Как меня угораздило так не сдержаться! – укорял я себя. – А ведь он прав. Нужно доверять, но проверять. А работу подчиненных проверить можно только в том случае, если ты сам умеешь ее делать». ■



ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ СИСТЕМЫ СТАНДАРТИЗАЦИИ ПАО «ГАЗПРОМ» (СТО ГАЗПРОМ, Р ГАЗПРОМ),  
УТВЕРЖДЕННЫХ И ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫХ В ПЕРИОД С 01.02.2024 ПО 29.02.2024

№ п/п	Параметр	Описание
1	Обозначение стандарта/ рекомендаций	СТО Газпром 14-4.1-2-008-2024
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Энергохозяйство. Системы отопления и вентиляции зданий и сооружений. Правила выбора теплоносителя в системах отопления и вентиляции зданий и сооружений, расположенных в районах с расчетной температурой наружного воздуха минус 40 °С и ниже
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящий стандарт устанавливает правила выбора теплоносителя для систем внутреннего теплоснабжения зданий и сооружений, расположенных в районах с расчетной температурой наружного воздуха –40 °С и ниже. Положения настоящего стандарта предназначены для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», а также сторонними организациями и физическими лицами (индивидуальными предпринимателями) при проектировании, строительстве и эксплуатации систем отопления и вентиляции зданий и сооружений, расположенных в районах с расчетной температурой наружного воздуха –40 °С и ниже. Положения пунктов 4.1 и 5.3 являются рекомендательными для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром»
	Дата введения в действие и срок действия	10.03.2024
	Введен	Впервые
2	Обозначение стандарта/ рекомендаций	Р Газпром 20-4.0-008-2024
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Проектирование и строительство. Газовые сепараторы систем промышленной подготовки газа. Правила определения норм показателей технологической эффективности
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящие рекомендации устанавливают правила определения норм показателей технологической эффективности газовых сепараторов на предпроектной стадии разработки принципиальных технико-технологических решений для проектирования систем промышленной подготовки газа ПАО «Газпром». Положения настоящих рекомендаций предназначены для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», а также сторонними организациями, осуществляющими технологическое проектирование систем промышленной подготовки газа ПАО «Газпром»
	Дата введения в действие и срок действия	01.04.2024. 5 лет (01.04.2029)
	Введен	Впервые
3	Обозначение стандарта/ рекомендаций	СТО Газпром 28.4-010-2024
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Диагностическое обследование, техническое обслуживание и ремонт. Ремонт. Организация выполнения ремонта
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящий стандарт устанавливает порядок организации выполнения ремонта, включая этапы планирования, материально-технического обеспечения, правила контроля качества, объектов ПАО «Газпром» по добыче, транспортировке, хранению и переработке. Положения настоящего стандарта предназначены для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», сторонними организациями и индивидуальными предпринимателями, осуществляющими организацию, выполнение и приемку выполненных работ по ремонту объектов ПАО «Газпром» по добыче, транспортированию, хранению и переработке углеводородов, расположенных на территории Российской Федерации, Республики Армения, Республики Беларусь и Кыргызской Республики, с учетом особенностей законодательства, приведенных в региональных приложениях к настоящему стандарту
	Дата введения в действие и срок действия	01.04.2024
	Введен	Впервые

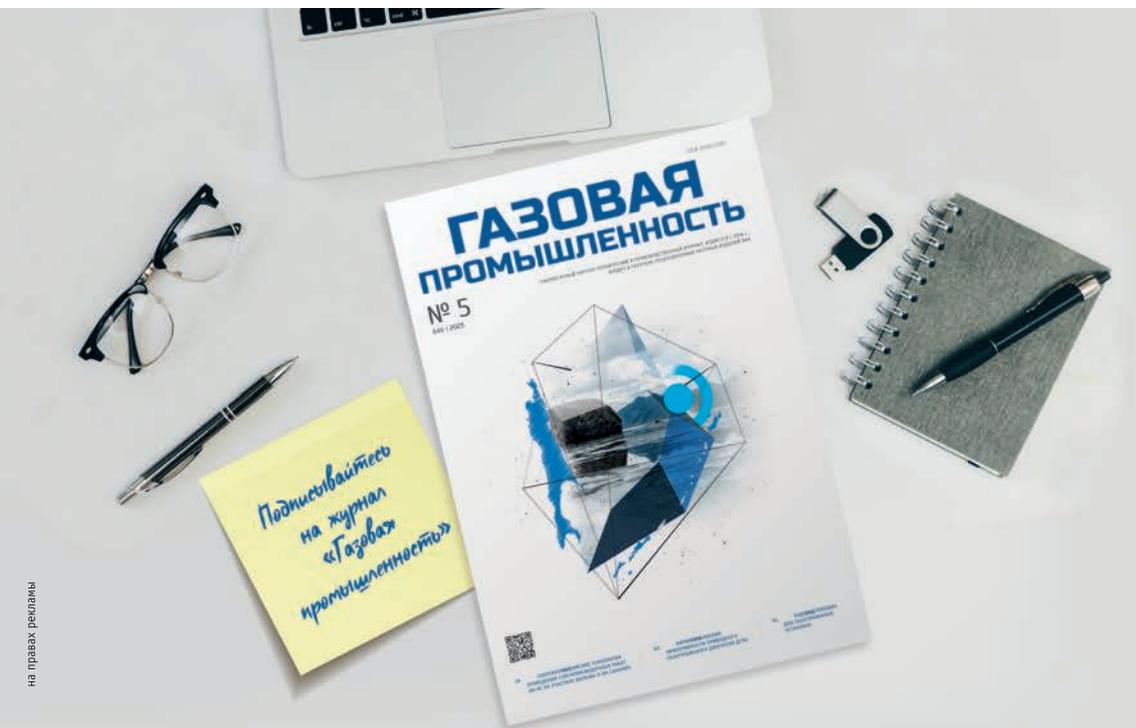


Продолжение таблицы

№ п/п	Параметр	Описание
4	Обозначение стандарта/рекомендаций	СТО Газпром 18000.2-029-2024
	Наименование стандарта/рекомендаций	Единая система управления производственной безопасностью. Работы повышенной опасности. Организация проведения
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящий стандарт устанавливает порядок организации проведения работ повышенной опасности на объектах ПАО «Газпром». Положения настоящего стандарта предназначены для применения дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», а также сторонними организациями, физическими лицами (индивидуальными предпринимателями) при организации проведения работ повышенной опасности на объектах ПАО «Газпром»
	Дата введения в действие и срок действия	01.04.2024
	Введен	Впервые
5	Обозначение стандарта/рекомендаций	Изменение № 1 СТО Газпром 18000.1-003-2020
	Наименование стандарта/рекомендаций	Единая система управления производственной безопасностью. Установление целей и разработка программ мероприятий, мониторинг их выполнения
	Суть изменения стандарта/рекомендаций	Элемент «Содержание» Пункты 3.2, 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 5.1, 5.2, 5.3, 5.4, 5.4.1, 5.4.2, 5.4.4, 6.2, 6.3, 7.3 Разделы 2, 4, 7 Приложение А Региональное приложение 1 Элемент «Библиография»
	Дата введения в действие и срок действия	01.03.2024

**ПЕРЕЧЕНЬ ОТМЕНЕННЫХ ДОКУМЕНТОВ СИСТЕМЫ СТАНДАРТИЗАЦИИ ПАО «ГАЗПРОМ» (СТО ГАЗПРОМ, Р ГАЗПРОМ) В ПЕРИОД С 01.02.2024 ПО 29.02.2024**

№ п/п	Параметр	Описание
1	Обозначение стандарта/рекомендаций	Р Газпром 9.2-070-2020
	Наименование стандарта/рекомендаций	Защита от коррозии. Строительство и приемка в эксплуатацию средств электрохимической защиты подземных сооружений
	Отмена документа	Срок действия истек 15.02.2024



**ГАЗОВАЯ  
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ**

Подробности у менеджеров:  
+7 (495) 240-54-57

[gp@neftegaz.info](mailto:gp@neftegaz.info)



МОСКОВСКИЕ  
НЕФТЕГАЗОВЫЕ  
КОНФЕРЕНЦИИ

# ВСТРЕЧИ ЗАКАЗЧИКОВ И ПОДРЯДЧИКОВ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

## НОВЫЕ ВСТРЕЧИ – НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ!

г. Москва, ул. Тверская, д. 22, отель InterContinental



### 15 ФЕВРАЛЯ 2024 **ИНВЕСТЭНЕРГО**

Инвестиционные проекты, модернизация и закупки в электроэнергетике

Обзор инвестиционных проектов и модернизация российской электроэнергетики, вопросы материально-технического обеспечения в отрасли, практика закупочной деятельности в крупнейших российских энергетических компаниях.  
Награждение лучших поставщиков электроэнергетического оборудования.  
Презентация настенной карты инвестиционных проектов в электроэнергетике.



### 19-20 МАРТА 2024 **НЕФТЕГАЗСНАБ**

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка.  
Награждение лучших поставщиков продукции и услуг для нефтегазового комплекса.  
Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе.



### 29 МАЯ 2024 **НЕФТЕГАЗСТРОЙ**

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских ЕРС-фирм, увеличение доли отечественных компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ.  
Награждение лучших производителей оборудования для нефтегазопереработки.  
Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе.



### 25 СЕНТЯБРЯ 2024 **НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА**

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности.  
Награждение лучших производителей оборудования для нефтегазопереработки.  
Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе.



### 30 ОКТЯБРЯ 2024 **НЕФТЕГАЗСЕРВИС**

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями.  
Награждение лучших нефтесервисных компаний.  
Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе.



### 31 ОКТЯБРЯ 2024 **НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ**

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают «Газпром нефть», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Газпром флот» и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей.  
Награждение лучших компаний, способных поставлять продукцию/услуги для шельфа.  
Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе.

Сокращая  
бюджет на рекламу,  
рискуете остаться  
незамеченными!

**ГАЗОВАЯ  
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ**

[info@neftegas.info](mailto:info@neftegas.info)

+7 (495) 240-54-57



# TELEGRAM-КАНАЛ NEFTEGAZ TERRITORY

