

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

№ 1

860 | 2024

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



24 ПЕРЕРОЖДЕНИЕ ЛЕГЕНДЫ.
КАК СОЗДАВАЛАСЬ
ГАЗОВАЯ ТУРБИНА
НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ
АЛ-41СТ-25

42 ОПЫТ СТРОИТЕЛЬСТВА СЕНОМАНСКИХ
ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С СУБГОРИЗОНТАЛЬНЫМ
ОКОНЧАНИЕМ БОЛЬШОЙ ПРОТЯЖЕННОСТИ
НА ПЕСЦОВОЙ ПЛОЩАДИ УРЕНГОЙСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ

72 КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ ПОДХОДЫ
К ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ
ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТА ГАЗА
ПРИ СБЛИЖЕНИИ СО ЗДАНИЯМИ
И СООРУЖЕНИЯМИ



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/>



Уважаемые читатели!

«Газпром» вошел в 2024 г. с рекордом суточного экспорта по газопроводу «Сила Сибири». По просьбе китайской стороны поставки в начале месяца шли сверх контрактных обязательств. Это говорит о том, что спрос на российский газ остается стабильно высоким на самом перспективном газовом рынке мира, и характеризует «Газпром» как ответственного поставщика и надежного партнера.

Компания располагает необходимыми ресурсами, технологиями и компетенциями, чтобы наращивать экспортный потенциал и обеспечивать природным газом российских потребителей. Первоочередная задача, стоящая перед «Газпромом», – бесперебойное газоснабжение в осенне-зимний период. К новому сезону холодов мы, как и прежде, основательно подготовились, обеспечив максимальные запасы газа в наших подземных хранилищах – 72,8 млрд м³ на начало отбора. Один из пиков этой зимы мы уже уверенно прошли.

Все больше граждан и организаций получают доступ к газу благодаря реализуемой по поручениям Президента Российской Федерации Владимира Владимировича Путина программе газоснабжения и газификации регионов. На начало года уровень технически возможной сетевой газификации в стране достиг 89 %. Это одно из приоритетных направлений нашей работы, и финансирование по нему было увеличено до максимального уровня.

Компания надежно обеспечивает внутренний рынок: поставки из газотранспортной системы «Газпрома» год от года возрастают. Для этого эффективно наращивается ресурсная база. В частности, решаются вопросы, связанные с освоением сеноманских и ачимовских залежей, поддержанием в безопасном и работоспособном состоянии инфраструктурных объектов, включая фонд скважин, и многие другие. Регулярно данные темы находят отражение на страницах научно-технического журнала «Газовая промышленность».

В январском выпуске поднимается вопрос контроля технического состояния и конструктивной целостности цементной крепи скважин. Авторы представляют новую импортоопережающую технологию нейтрон-нейтронной цементометрии, которая обеспечивает оперативное получение данных, достаточных для проведения оценки состояния цементного кольца скважины, экспертизы промышленной безопасности, а также информационного обеспечения процесса планирования и проведения геолого-технических мероприятий на фонде скважин «Газпрома».

В продолжение темы освоения месторождений на страницах журнала представлен опыт строительства сеноманских газовых скважин с субгоризонтальным окончанием большой протяженности на Песцовой площади Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, отличающейся значительной геологической неоднородностью. В настоящее время для обеспечения длительной безводной эксплуатации построено 30 скважин с проходкой по стволу от 370 до 1000 м.

Кроме того, поднят вопрос оптимизации систем сбора, подготовки и транспортировки этансодержащего газа. В частности, предложены технические решения по регулированию и контролю объема и содержания целевых компонентов в сырьевом газе, направляемом на переработку.

Как и прежде, в этом номере знакомим профессиональное сообщество с новыми технологиями и оборудованием и рассказываем о технологическом развитии «Газпрома» и всей отрасли. 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. Турбомашин и поршневые двигатели (технические науки);
- 2.6.1. Металловедение и термическая обработка металлов и сплавов (технические науки);
- 2.6.9. Технология электрохимических процессов и защита от коррозии (химические науки);
- 2.6.12. Химическая технология топлива и высокоэнергетических веществ (технические науки);
- 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин (технические науки);
- 2.8.3. Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология, геофизика, 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	Стандартизация и управление качеством
Государственная поддержка в газовой отрасли	Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов
Добыча газа и газового конденсата	Транспортировка газа и газового конденсата
Метрология	Цифровизация
Наука в лицах	Экология
Новые технологии и оборудование	Экономика
Организация производства и управление	Энергоснабжение и энергосбережение
Освоение шельфа	Юбилей
Охрана труда и промышленная безопасность	

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

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

Подписано в печать 24.01.2024
Формат 60 x 90/8. Бумага мелованная.
Печать офсетная.
Тираж 10 000 экз.
Цена свободная.
Фото на обложке: ООО «Газпром добыча Уренгой» // urengoy-dobycha.gazprom.ru
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

№ 1 | 860 | 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, академик АТН РФ,
АН, РИА и РЭА

ВАСИЛЬЕВ Г.Г.

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

ГАЛЫШЕВ Ю.В.

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

ГОЛОФАСТ С.Л.

д.т.н., проф.,
заместитель директора
ИТЦ «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,
академик 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 академик 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, академик 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,
академик 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,
академик РАЕН

ТЕРЕХОВ А.Л.

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

ФОКИН Г.А.

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

ФУТИН В.А.

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

ХАРИОНОВСКИЙ В.В.

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

ЧЕРЕПАНОВ В.В.

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



**ИНЖЕНЕРНЫЕ РЕШЕНИЯ
ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ПОТОКАМИ**

ОБОРУДОВАНИЕ И РЕШЕНИЯ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

РАЗРАБОТКА И ИЗГОТОВЛЕНИЕ

- Центробежные, винтовые и поршневые компрессорные установки
- Насосные и компрессорные станции
- Газоперекачивающие и турбодетандерные агрегаты
- Центробежные, винтовые, шестерённые и плунжерные насосы
- Технологические установки в блочно-модульном исполнении
- Емкостное, теплообменное и колонное оборудование

ИНЖИНИРИНГ

- Проектирование объектов добычи, транспорта и переработки нефти, газа и газового конденсата
- Разработка и производство нефтегазового оборудования и технологических установок
- Управление проектами



реклама

EDITORIAL STAFF

PUBLISHER:
CAMELOT PUBLISHING LLC

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

GENERAL DIRECTOR:
KONOVALOVA O.V.

ART DIRECTOR:
KHOTEEVA A.I.

DEPUTY EDITORS-IN-CHIEF:
KROPOTKINA O.V.,
VISKHADZHIEVA 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

Automation
Trending topic
Drilling and well construction
International gas industry
Gas engine fuel
Gas distribution and gas supply
Geology and mining
State support in the gas industry
Gas and gas condensate production
Metrology
Science personified
New technologies and equipment
Organization of production and management
Offshore development

Occupational protection and industrial safety
Gas and gas condensate processing
Professional training
Underground gas storages
Repair and diagnostics
Liquefied natural gas (LNG) Regions
Standardization and quality management
Construction and operation of oil and gas pipelines
Gas and gas condensate transportation
Digitalization
Ecology
Economy
Energy supply and saving
Anniversary

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

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

Signed to press on 24.01.2024.

Size: 60 × 90/8. Coated paper.

Offset print.

Print in 10 000 copies.

Agreed price.

Cover photo: Gazprom Dobycha Urengoy LLC // urengoy-dobycha.gazprom.ru

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. 1 | 860 | 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

NEZHIDANOV A.A.

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

NOVIKOV S.V.

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

PANKRATOV S.N.

PhD in Economy; Head of PJSC Gazprom Department

POTAPOV A.G.

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

POZDNYAKOV A.P.

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

RASSOKHIN V.A.

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

SEMEENOVA I.P.

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

SHAROKHIN V.YU.

Head of PJSC Gazprom Department

SKRYNNIKOV S.V.

Head of PJSC Gazprom Department

STEPIN YU.P.

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

TEREKHOV A.L.

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

VASILIEV G.G.

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

ZAKIROV E.S.

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

Subscription index in Ural-Press catalogue: 81450

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

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

24

НОВОСТИ

РЕГИОНЫ

«Газпром» и Нижегородская обл. усиливают сотрудничество

10

А.Ю. Корякин, И.В. Игнатов, Д.А. Попов, С.Ю. Кот, А.С. Бантос, А.Т. Хусаенов

Развитие групповой децентрализованной схемы сбора газа Уренгойского комплекса

54

«Газпром» наращивает взаимодействие с производителями Воронежской обл.

20

П.Н. Ларев, С.Н. Филимонов, Т.Ю. Срибная

Модернизация системы осушки воздуха КИПиА на объектах ООО «Газпром добыча Оренбург»

21

60

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ

А.Н. Бронников, А.С. Кайдаш, А.Ю. Дубонос, Ш.Г. Шарипов, П.Г. Романенков, А.Е. Константинов
Перерождение легенды. Как создавалась газовая турбина нового поколения АЛ-41СТ-25

24

ТРАНСПОРТИРОВКА ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

С.Г. Максимовский, А.Ю. Култышев, И.Ю. Кляйнрок, К.О. Гилев

Разработка современного газотурбинного двигателя мощностью 16 МВт для привода газоперекачивающих агрегатов

68

С.Н. Меньшиков, П.П. Слугин, С.А. Кирсанов, Л.Б. Поляченко, А.Л. Поляченко, С.А. Егурцов, Ю.В. Иванов
Технологическая платформа «Мультиметодный многозондовый нейтронный каротаж». Инновационная технология нейтрон-нейтронной цементометрии для оперативной оценки технического состояния газонаполненных скважин

28

А.Н. Бронников, А.С. Кайдаш, А.Н. Виденеев, К.В. Иванов, О.В. Трифонов, С.В. Овчаров

Концептуальные подходы к обеспечению безопасности объектов транспорта газа при сближении со зданиями и сооружениями

72

БУРЕНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН

Е.В. Швачко, А.Н. Васильев, В.В. Шишляев
Цифровой двойник скважин – инструмент оптимизации процесса проектирования и строительства

36

А.В. Олейников, А.В. Белинский, Д.В. Горлов, Л.И. Бернер, А.А. Ковалев

Совершенствование управления работой компрессорных станций ПАО «Газпром» на основе технологии цифрового двойника

84

ДОБЫЧА ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

А.Ю. Корякин, Т.В. Сопнев, О.А. Молчанов, А.А. Юнусов, М.Ю. Сафронов
Опыт строительства сеноманских газовых скважин с субгоризонтальным окончанием большой протяженности на Песцовой площади Уренгойского месторождения

42

ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ И ГАЗОСНАБЖЕНИЕ

Р.Ю. Дистанов, Н.Н. Россеев, Е.А. Басинский, С.В. Устиловский, С.В. Адаменко, Д.С. Волков, В.М. Янчук, А.А. Назаров

Схема проведения комплексного опробования оборудования газораспределительной станции с использованием мобильной компрессорной станции

94

И.В. Игнатов, Д.А. Попов, В.И. Лобанов, С.Ю. Кот, А.А. Типугин, Н.В. Иванов
Оценка влияния термобарического режима эксплуатации газопровода на фазовое состояние этансодержащего газа при его транспортировке

48

СТАНДАРТИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ КАЧЕСТВОМ

Перечень документов системы стандартизации ПАО «Газпром» (СТО Газпром, Р Газпром), утвержденных и зарегистрированных в период с 01.12.2023 по 31.12.2023

100

Перечень отмененных документов системы стандартизации ПАО «Газпром» (СТО Газпром, Р Газпром) в период с 01.12.2023 по 31.12.2023

104



РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

НЕФТЕГАЗ

23-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

15–18.04.2024

Подробности на сайте
www.neftegaz-expo.ru

Реклама 12+



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



NEWS

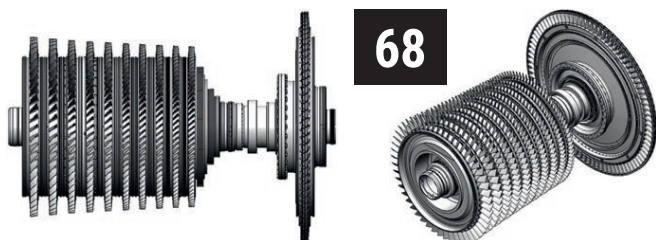
REGIONS

Gazprom and Nizhny Novgorod Oblast to enhance their collaboration

Gazprom is expanding collaboration with manufacturers in the Voronezh Oblast

NEW TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT

A.N. Bronnikov, A.S. Kaydash, A.Yu. Dubonosov, Sh.G. Sharipov, P.G. Romanenkov, A.E. Konstantinov
Legend reborn. The story of development of AL-41ST-25 – new generation gas turbine



S.N. Menshikov, P.P. Slugin, S.A. Kirsanov, L.B. Polyachenko, A.L. Polyachenko, S.A. Yegurtsov, Yu.V. Ivanov
The “Multi-Method Multisonde Neutron Logging” process platform. Innovative neutron-neutron cementometry technology for rapid assessment of technical condition of gas-filled wells

DRILLING AND WELL CONSTRUCTION

E.V. Shvachko, A.N. Vasilyev, V.V. Shishlyayev
Digital twins of wells: A tool to optimize design and construction

GAS AND GAS CONDENSATE PRODUCTION

A.Yu. Koryakin, T.V. Sopnev, O.A. Molchanov, A.A. Yunusov, M.Yu. Safronov
Construction of extensive Cenomanian gas wells with subhorizontal tailing-in in the Pestsovaya area of the Urengoyskoye field

I.V. Ignatov, D.A. Popov, V.I. Lobanov, S.Yu. Kot, A.A. Tipugin, N.V. Ivanov
Assessment of the effect of pressure and temperature conditions of gas pipeline operation on the phase state of ethane-containing gas during its transportation

A.Yu. Koryakin, I.V. Ignatov, D.A. Popov, S.Yu. Kot, A.S. Bantos, A.T. Khusaenov
Improvement of decentralized group gas collection system at the Urengoy complex

10 P.N. Larev, S.N. Filimonov, T.Yu. Sribnaya
Upgrading of the instrumentation and control air drying system at the facilities of Gazprom dobycha Orenburg LLC 60

20 **GAS AND GAS CONDENSATE TRANSPORTATION**
S.G. Maximovskiy, A.Yu. Kultyshev, I.Yu. Kleinrock, K.O. Gilev
21 Designing a modern 16 MW gas turbine engine to serve as a drive for gas compressor units 68

A.N. Bronnikov, A.S. Kaydash, A.N. Videneev, K.V. Ivanov, O.V. Trifonov, S.V. Ovcharov
24 Conceptual approach to safety of gas transmission facilities in proximity to buildings and structures 72

A.V. Oleynikov, A.V. Belinskiy, D.V. Gorlov, L.I. Berner, A.A. Kovalev
Improving PJSC Gazprom compressor station management based on the digital twin technology 84

GAS DISTRIBUTION AND GAS SUPPLY

R.Yu. Distanov, N.N. Rosseev, E.A. Basinskiy, S.V. Ustilovskiy, S.V. Adamenko, D.S. Volkov, V.M. Yanchuk, A.A. Nazarov
Plan for comprehensive testing of gas distribution station equipment with the use of a mobile compressor station 94

STANDARDIZATION AND QUALITY MANAGEMENT

List of documents of PJSC Gazprom standardization system (STO Gazprom, R Gazprom), approved and registered during the period from 1.12.2023 to 31.12.2023 100

List of documents of PJSC Gazprom standardization system (STO Gazprom, R Gazprom), canceled during the period from 1.12.2023 to 31.12.2023 104



АВТОРИТЕТНАЯ ПЛОЩАДКА
ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО
ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ
ЛИДЕРОВ ТЭК



24-26 АПРЕЛЯ 2024

РОССИЙСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ

РМЭФ

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ

ОДНОВРЕМЕННО С РМЭФ-2024 ПРОЙДУТ ОТРАСЛЕВЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ:

ВЫСТАВКА «ЖКХ РОССИИ»

ВЫСТАВКА-КОНГРЕСС «ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ»



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

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

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

EXPOFORUM

18+



«ГАЗПРОМ» УВЕЛИЧИЛ ПОДАЧУ ГАЗА В «СИЛУ СИБИРИ» С КОВЫКТЫ И ЗАВЕРШИЛ СТРОИТЕЛЬСТВО ЧЕТВЕРТОЙ ЛИНИИ АМУРСКОГО ГПЗ

На Ковыктинском месторождении запустили в работу новую установку комплексной подготовки газа (УКПГ-3). Ее проектная мощность составляет 13,9 млрд м³ газа в год, что в два раза превышает мощность УКПГ-2.

Как сообщили на совещании ПАО «Газпром», посвященном подведению итогов года, параллельно идет строительство еще одной установки – УКПГ-1, которая должна быть введена в эксплуатацию в 2024 г. Начались подготовительные работы на площадке четвертой установки. Проектная мощность Ковыкты сегодня составляет 27 млрд м³ газа в год. По информации ООО «Газпром бурение», в 2023 г. пробурено 45 скважин по объектам УКПГ-3 и 26 скважин по объектам УКПГ-1. В текущем году планируется строительство еще 59 скважин.



Фото: www.gazprom.ru

На Чайядинском месторождении, которое также стало ресурсной базой для «Силы Сибири», запущен в работу финальный инфраструктурный объект промысла – установка предварительной подготовки газа №4. Ведется работа по запуску вторых цехов сразу на пяти компрессорных станциях магистрального газопровода: «Атаманская», «Ерофей Хабаров», «Василий Поярков», «Иван Москвитин» и «Петр Бекетов».

Как отметил Председатель Правления «Газпрома» Алексей Борисович Миллер, масштабный производственный комплекс ком-

пании на востоке России уверенно развивается в интересах страны и российской газовой отрасли. Стало также известно, что на Амурском ГПЗ приступили к предпусконаладочным работам на четвертой линии, строительство которой было завершено в последнюю неделю прошлого года. В 2023 г. на заводе впервые получена вся линейка товарной продукции.

«Особо хочу сказать, что технологического суверенитета в газовом секторе мы уже практически достигли. Осталось совсем чуть-чуть», – подчеркнул А.Б. Миллер, подводя итоги работы.

ЗАВЕРШИЛАСЬ МОДЕРНИЗАЦИЯ САМОЙ МОЩНОЙ НА СЕВЕРО-ЗАПАДЕ РОССИИ ГЭС

В Мурманской обл. ввели в эксплуатацию модернизированный гидроагрегат №2 Верхне-Тулумской ГЭС, сообщает Управление информации ПАО «Газпром». Масштабное обновление длилось пять лет.

На всех четырех гидроагрегатах была проведена полная замена гидрогенерирующего и электротехнического оборудования, внедрены современные системы автоматического управления. После реконструкции установленная электрическая мощность станции выросла на 32 МВт и составила 300 МВт.

«Мы увеличили мощность Верхне-Тулумской ГЭС, а значит, и всей Кольской энергосистемы, повысили надежность и экологичность работы оборудования. Это позволяет обеспечивать еще более эффективное энергоснабжение потребителей, а запас мощности создает дополнительные возмож-

ности для развития Северо-Запада России», – отметил Председатель Правления «Газпрома» Алексей Борисович Миллер.

Модернизация была выполнена без остановки производственного процесса, особое внимание уделили снижению воздействия на окружающую среду.

«Проект – важнейший с учетом растущего спроса Мурманской обл. и тех проектов, которые реализуются по электроэнергии. Все, что касается модернизации, регулировки и увеличения мощностей энергосистемы – это сейчас как никогда актуально. <...> Отдельно хочу сказать спасибо за плотную совместную работу



Фото: www.gazprom.ru

в рамках выполнения поручений Президента России Владимира Владимировича Путина по газификации Мурманской обл. Это еще один знаковый не только для нашей области, но и для всей Арктики проект», – сообщил губернатор Мурманской обл. Андрей Владимирович Чибис.

ПОДВЕДЕНЫ ИТОГИ РАБОТЫ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ ОБЩЕСТВ И ПХГ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ ПАО «ГАЗПРОМ» ЗА 2023 Г.

4–8 декабря 2023 г. в Уфе прошло ежегодное совещание «Итоги работы газотранспортных обществ и ПХГ по эксплуатации компрессорных станций ПАО «Газпром» за 2023 год, основные проблемные вопросы, положительный опыт».

Мероприятие проведено под руководством Департамента ПАО «Газпром» (В.А. Михаленко) при организационной поддержке ООО «Медиа Миры». В событии приняли участие руководители и специалисты профильных департаментов компании, главные инженеры, начальники инженерно-технических центров и производственных отделов по эксплуатации компрессорных станций (ПОЭКС) дочерних обществ, а также представители отечественных компаний – производителей оборудования и материалов.

Профессиональное сообщество обсудило актуальные вопросы работы компрессорных станций и подготовки дочерних обществ к осенне-зимнему периоду эксплуатации в пиковые нагрузки.

С приветственным словом выступили член Правления, начальник Департамента ПАО «Газпром» Вячеслав Александрович Михаленко, заместитель начальника Департамента ПАО «Газпром» Александр Сергеевич Кайдаш и генеральный директор ООО «Газпром трансгаз Уфа» Шамиль Гусманович Шарипов.

Докладчики посвятили свои выступления ряду вопросов: организации надежной и безопасной эксплуатации объектов энергохозяйства компании, отдельное внимание уделив организационной структуре обеспечения безопасной работы энергохозяйства в дочерних обществах компании, обозначению целей и задач работы на перспективу; повышению эффективности работы системы охраны труда и производственной безопасности в дочерних обществах.

Во второй день рабочей программы участников совещания поприветствовал член Правления, начальник Департамента ПАО «Газпром» Вячеслав Александрович Михаленко.

В торжественной обстановке состоялось награждение ветеранов дочерних обществ. Вячеслав Александрович Михаленко вручил почетные грамоты за многолетний добросовестный труд и большой личный вклад в развитие газовой промышленности Габдульфарту Габдульбаровичу Гарипову (ООО «Газпром трансгаз

Казань»), Сергею Ивановичу Сайченко (ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»), Фанилю Масгутовичу Гильмутдинову (ООО «Газпром трансгаз Уфа») и Сергею Николаевичу Углеватому (ООО «Газпром трансгаз Краснодар»). По результатам организации хозяйственной деятельности и эффективной эксплуатации объектов компрессорных станций диплом за первое место был вручен представителю ПОЭКС ООО «Газпром трансгаз Краснодар», второе место было присвоено ООО «Газпром трансгаз Уфа», третьего места было удостоено ООО «Газпром трансгаз Казань». За наилучшие показатели контроля уровня надежности и производственной безопасности при эксплуатации опасных производственных объектов ПАО «Газпром» дипломом было награждено ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург».

В рамках совещания продолжилось обсуждение результатов работы и презентации лучших практик в отрасли. В частности, главный инженер – заместитель генерального директора ООО «Газпром трансгаз Уфа» Рустэм Васильевич Закирьянов выступил с докладом о реализованных инициативах в части управления производством в составе отраслевых и локальных информационно-управляющих систем, направленных на совершенствование подходов к эксплуатации оборудования.

Кроме того, В.А. Михаленко поздравил коллектив «Газпром трансгаз Уфа» с семидесятилетием образования Общества.

Продолжением деловой программы совещания стало посещение выставки инновационной и высокотехнологичной продукции для нефтегазовой отрасли, которая была проведена на производственной площадке Управления аварийно-восстановительных работ ООО «Газпром трансгаз Уфа».

Генеральным информационным партнером мероприятия выступил научно-технический журнал «Газовая промышленность». Партнером мероприятия стал Газпромбанк.



«ГАЗПРОМ» ВЫДЕЛИЛ РЕКОРДНЫЕ 270 МЛРД РУБ. НА ГАЗИФИКАЦИЮ РОССИЙСКИХ РЕГИОНОВ

В Санкт-Петербурге прошла встреча Владимира Владимировича Путина и Алексея Борисовича Миллера. Глава ПАО «Газпром» проинформировал Президента России о работе компании по обеспечению газом в зимний период российских и зарубежных потребителей. Речь также шла о газификации регионов и социальном проекте «Газпром – детям», сообщает Kremlin.ru.

А.Б. Миллер сообщил о достижении исторического рекорда по объему поставок в декабре, который выдался аномально холодным в зоне действия ЕСГ России. 8 и 13 декабря 2023 г. российским потребителям доставили 1 млрд 717 млн м³ газа.

Глава «Газпрома» отметил, что все поручения президента по газификации, газоснабжению и программе догазификации субъектов Российской Федерации в 2023 г. были выполнены. Газифицировано более 400 населенных пунктов, построено 2500 км газопроводов.

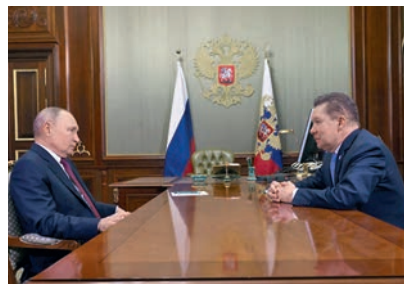


Фото: kremlin.ru

Компания планирует еще повысить темпы работ. По словам А.Б. Миллера, на это уже выделена рекордная сумма – 270,3 млрд руб., что на 33,5 млрд руб. больше, чем в 2023 г. Стопроцентная газификация в России будет достигнута к 2030 г.

«ГАЗПРОМ» И CNPC ОБСУДИЛИ ПЛАНЫ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ В 2024 Г.

В Пекине состоялось заседание Совместного координационного комитета между ПАО «Газпром» и китайской компанией CNPC под руководством заместителя Председателя Правления ПАО «Газпром» Виталия Анатольевича Маркелова и вице-президента CNPC Хуан Юнчжана.

Участники заседания подвели итоги совместной деятельности в 2023 г. и обсудили планы по ключевым направлениям сотрудничества в 2024 г.

Отмечено, что поставки российского газа по восточному маршруту – газопроводу «Сила Сибири» – идут надежно. Компании готовятся к плановому наращиванию поставок в текущем году. Кроме того, с середины ноября 2023 г. объем поставок существенно увеличен в соответствии с подписанным ранее дополнительным соглаше-

нием к договору купли-продажи газа.

Ведутся проектные работы по газопроводу дальневосточного маршрута, включая трансграничный участок через р. Уссури в районе городов Дальнереченск (Россия) и Хулинь (Китай).

Стороны также обсудили перспективный проект поставок газа из России в Китай через территорию Монголии.

Кроме того, на заседании были рассмотрены вопросы взаимодействия компаний в научно-техниче-

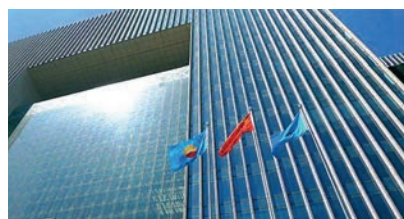


Фото: ООО «Камелот Паблишинг»

ской сфере и в области обучения персонала.

По итогам заседания был подписан межкорпоративный стандарт «Трубы стальные сварные насосно-компрессорные гибкие. Общие технические условия».

ГАЗОВАЯ «ГАРМОШКА» ОТПРАВЛЯЕТСЯ В САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

Автобус особо большого класса КАМАЗ-6299 пройдет тестовую эксплуатацию на дорогах Санкт-Петербурга, сообщается на сайте государственной корпорации «Ростех».

Поставка стала возможна после того, как были достигнуты соответствующие договоренности между производителем и руководством городского автотранспортного предприятия на полях Петербургского международного газового форума – 2023.

Испытание автобуса, который работает на сжатом природном газе, будет проходить на самом востребованном маршруте. Общая пассажироместность автобуса, снабженного «гармошкой», составляет 155 человек. Низкопольная модель отвечает



Фото: ПАО «КАМАЗ» // rostec.ru

всем требованиям комфортных перевозок, а использование газомоторного топлива повышает показатели экономичности и экологичности.

Россия

Уфа Республика
Башкортостан



РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

32-я международная выставка
ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ
21-24 мая 2024 года

www.gntexpo.ru

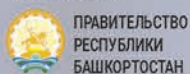
+7 (347) 246-41-77 gasoil@bvkexpo.ru

[gazneftufa](https://t.me/gazneftufa) [gntexpo2022](https://vk.com/gntexpo2022)

ВКЭКСПО Менделеева, 158



ОРГАНИЗАТОРЫ



ПРАВИТЕЛЬСТВО
РЕСПУБЛИКИ
БАШКОРТОСТАН

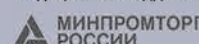


МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ,
ЭНЕРГЕТИКИ И ИННОВАЦИЙ
РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН



БАШКИРСКАЯ
ВЫСТАВОЧНАЯ
КОМПАНИЯ

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

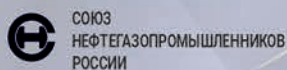


МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ РФ

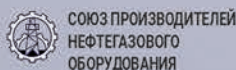
ТРАДИЦИОННОЕ СОДЕЙСТВИЕ



СОЮЗ
НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ
РОССИИ



АССОЦИАЦИЯ
НЕФТЕПЕРЕРАБОТЧИКОВ И НЕФТЕХИМИКОВ



СОЮЗ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ
НЕФТЕГАЗОВОГО
ОБОРУДОВАНИЯ



НАУЧНАЯ ПОДДЕРЖКА



ФГБОУ
ВО УГНТУ

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАРТНЕР



Media02
ТРАДИЦИОННЫЙ ПАРТНЕР
РОССИИ

ОТРАСЛЬ ПОЛУЧИЛА НОВЫЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ ОБРАЗЦЫ СИСТЕМ ЛИНЕЙНОЙ ТЕЛЕМЕХАНИКИ

На базе ООО «Газпром трансгаз Уфа» успешно прошли приемочные испытания ПАО «Газпром» отечественных образцов систем линейной телемеханики.

В Стерлитамакском ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Уфа» в соответствии с распоряжением ПАО «Газпром» состоялись приемочные испытания головных образцов систем линейной телемеханики «Магистраль-21», «Магистраль-ДУ» и системы автоматического управления газораспределительной станцией «Магистраль-ДУ» на базе российских программно-технических средств и программного обеспечения SCADA «Поток-ДУ» собственной разработки ПАО «Газпром автоматизация».

В состав назначенной ПАО «Газпром» комиссии вошли представители профильных департаментов, ООО «Газпром трансгаз Уфа», ООО «Газпром трансгаз Ставрополь», ООО «Газпром трансгаз Москва», ООО «Газпром информ», ООО «Газпром инвест» и компании-разработчика.

За более чем 35-летнюю историю сменилось несколько поколений программно-технического комплекса «Магистраль», которые активно применялись и используются на объектах линейной части

и газораспределительных станциях ПАО «Газпром».

Комплекс «Магистраль-ДУ» нового поколения, реализованный на базе отечественного программного комплекса «Поток-ДУ», имеет ряд ключевых особенностей: поддержку функций систем оперативно-диспетчерского управления и его сервисов, усовершенствованный программируемый логический контроллер, новые модули «ввода-вывода» и единый конфигуратор. В числе преимуществ – увеличение срока службы (до 20 лет) и гарантийного периода (до 5 лет), сокращение времени производства (до 90 дней), полнофункциональная работа на базе отечественной операционной системы Astra Linux. При создании комплекса реализованы требования ПАО «Газпром» к встроенным механизмам безопасности и совместимости с наложенными средствами защиты информации.

В перспективе унификация программных средств систем оперативно-диспетчерского управления и линейной телемеханики в отрасли



Фото предоставлено пресс-службой ООО «Газпром трансгаз Уфа»

позволит создать единое информационное пространство, обеспечить контроль и управление всеми объектами, находящимися в зоне эксплуатационной ответственности диспетчерских служб ЛПУМГ, и значительно оптимизировать работу профильных специалистов.

По итогам испытаний системы линейной телемеханики «Магистраль-21», «Магистраль-ДУ» и системы автоматического управления газораспределительной станцией «Магистраль-ДУ» на базе российских программно-технических средств и программного обеспечения SCADA «Поток-ДУ» рекомендованы к применению на объектах ПАО «Газпром».

«ЛУКОЙЛ» ОБУСТРОИЛ МЕСТОРОЖДЕНИЕ АКВАТОРИИ КАМСКОГО ВОДОХРАНИЛИЩА

Завершилось обустройство необычного месторождения Пермского края – имени В.П. Сухарева, сообщает пресс-служба ПАО «ЛУКОЙЛ».

Залежи нефти на объекте были обнаружены в 2012 г., открытие стало крупнейшей находкой пермских геологов за последнее десятилетие.

Уникальность месторождения в том, что добыча ведется с акватории Камского водохранилища, для этого возведены три искусственно созданных насыпных



Фото: скриншот видеоролика с канала t.me/lucoifofficial

острова общей площадью более 121 тыс. м², произведено бурение 75 скважин. Ближайший аналог такого объекта – нефтяная платформа. Работа на месторождении автоматизирована, для его обслуживания достаточно двух человек в день.

Добыча углеводородов соответствует высоким экологическим стандартам: специальные створы обеспечивают свободную миграцию рыбы, а герметизированный сбор и транспорт углеводородов защищает от попадания нефти в воду.

«ГАЗПРОМ» И УЗБЕКИСТАН РАСШИРЯЮТ СОТРУДНИЧЕСТВО

ПАО «Газпром», Министерство энергетики и Министерство горно-добывающей промышленности и геологии Узбекистана провели второе заседание Совместного координационного комитета (СКК).

Встреча прошла в Бухаре под руководством заместителя Председателя Правления ПАО «Газпром» Виталия Анатольевича Маркелова и Министра энергетики Узбекистана Журабека Мирзамахмудова.

Стороны рассмотрели итоги совместной деятельности в текущем году, ключевым событием которого стало начало поставок российского природного газа в республику через территорию Казахстана. Специалисты «Газпрома» совместно с коллегами в рекордно сжатые сроки выполнили работы по диагностике, ремонту и техническому

переоснащению объектов газотранспортной системы «Средняя Азия – Центр» для запуска ее в реверсном режиме. Дополнительные объемы газа позволят Узбекистану покрывать сезонные неравномерности потребления в домохозяйствах и социально значимых объектах.

Кроме того, на заседании обсудили вопросы сотрудничества в направлениях технологического развития, транспортировки и подземного хранения газа, развития газомоторной отрасли, а также реализации обучающих программ для специалистов и наращивания их профессиональных компетенций.



Фото: ООО «Камелот Паблшинг»

Как отметил В.А. Маркелов, за прошедший год взаимодействия между Группой «Газпром» и нефтегазовыми компаниями Узбекистана существенно активизировалось, что весьма важно в современных экономических условиях.

По итогам заседания стороны подписали план деятельности рабочих групп в рамках СКК на 2024–2025 гг., а также ряд иных документов по расширению сотрудничества.

В РОССИИ ПРОДОЛЖАЮТСЯ РАБОТЫ ПО СОЗДАНИЮ ЭТАЛОНА РАСХОДА ПРИРОДНОГО ГАЗА

На заседании Правления ПАО «Газпром» рассмотрели ход реализации проекта по созданию инфраструктуры для Государственного первичного специального эталона расхода природного газа высокого давления, сообщает Управление информации ПАО «Газпром».

В настоящее время основная технологическая установка проходит испытания на заводе-изготовителе, после завершения ее перевезут и смонтируют в Уральском региональном метрологическом центре компании.

Государственный первичный специальный эталон расхода природного газа высокого давления создастся в рамках дорожной карты на 2019–2024 гг., подписанной между ПАО «Газпром» и Министерством промышленности и торговли Российской Федерации. Это технологическая установка, предназначенная для передачи эталонного значения единицы расхода газа на расходомеры на высоком давлении.

Новый проект – это создание первой в России площадки для испытаний, поверки и калибровки приборов измерения объемного расхода газа при его прокачке по магистральным газопроводам под давлением от 0,1 до 10,0 МПа.



Фото: www.mos.ru

МОСКОВСКИЕ ИНЖЕНЕРЫ ВЫПУСТИЛИ НОВУЮ МОДЕЛЬ ГАЗОАНАЛИЗАТОРА

Столичный производитель газоаналитического оборудования «Промприбор-Р» начал серийный выпуск моногазового устройства, сообщается на сайте mos.ru.

«Альфа-1» определяет наличие взрывоопасных и токсичных паров и газов в воздухе, что предупреждает возникновение аварий на производстве. Оборудование создано для эксплуатации в труднодоступных местах и ограниченных пространствах. Газоанализатор способен работать непрерывно до 20 ч. Небольшой размер позволяет носить его в кармане. Благодаря ударопрочному и пылевлагозащищенному корпусу устройство можно использовать в сложных условиях.

Разработка состоит из отечественных комплектующих, по техническим характеристикам не уступает зарубежным аналогам.

Фото: www.turbo-don.ru

**В МОСКВЕ ОБСУДИЛИ
ПРИОРИТЕТНЫЕ
СФЕРЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ
ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ СОВОКУПНОГО
СУВЕРЕНИТЕТА**

В Москве состоялся X Конгресс «Инновационная практика: наука плюс бизнес». Ключевая тема – «Совокупный суверенитет 2.0: эффективные пути взаимодействия науки, бизнеса, культуры и власти», сообщается на сайте «Иннопрактики».

Гостей пленарной сессии поприветствовала генеральный директор негосударственного института развития «Иннопрактика» Катерина Владимировна Тихонова. По ее словам, многие инициативы, рожденные за 10 лет на площадке конгресса, реализовались в успешные проекты. Например, был создан Центр развития генетических технологий, благодаря которому в России началась реализация региональных программ геномной селекции крупного рогатого скота.



Фото: www.natchamp.org

Заместитель Председателя Правления – начальник Департамента ПАО «Газпром» Олег Евгеньевич Аксютин рассказал о деятельности компании в области технологического развития, которая базируется на стратегических целях и долгосрочном планировании. В числе основных инструментов – системное взаимодействие с научными организациями, технологическими компаниями и вузами. В частности, в «Газпроме» создан и успешно функционирует меха-

низм доработки технологических продуктов для нужд компании. Среди реализованных проектов – самоходный комплекс автоматической лазерной сварки трубопроводов. Отдельное внимание О.Е. Аксютин уделил сотрудничеству с Инновационным инженеринговым центром по проекту создания ледостойкой стационарной платформы для месторождения в Обской губе Карского моря. Отмечено, что в контур сотрудничества были вовлечены сотни российских компаний.

РОССИЙСКИЕ УЧЕНЫЕ ПОЛУЧИЛИ ПРЕМИИ В ОБЛАСТИ НАУКИ И ТЕХНИКИ

Среди разработок, которые удостоились признания, – множество проектов, связанных с работой ТЭК и нефтегазовой промышленностью, сообщается на сайте Правительства России.

Вместе с сотрудниками крупнейших научных центров в их реализации принимали деятельное участие специалисты ПАО «Газпром» и его дочерних обществ – их вклад был также отмечен наградами. За разработку, создание и эффективную эксплуатацию установок «сухого» воздушного охлаждения для энергоблоков большой мощности наградили Юрия Ефимовича Долина и Михаила Владимировича Федорова из ООО «Газпром энергохолдинг», а также Дениса Владимировича Федорова, заместителя начальника Департамента ПАО «Газпром»; за разработку и внедрение материалов с повышенной

деформационной способностью для решения проблемы надежной эксплуатации протяженных подземных объектов нефтегазовой инфраструктуры в условиях высокой сейсмо-тектонической активности и неустойчивости грунтовых оснований были удостоены наград Андрей Борисович Арабей и Максим Юрьевич Недзвецкий, представляющие ООО «Газпром ВНИИГАЗ»; за создание новых технологий и оборудования сварки изделий гражданского и специального назначения наградили Евгения Мстиславовича Вышемирского и Сергея Владимировича Скрынникова, ПАО «Газпром».



Фото: government.ru

Правительство России также отметило наградами за достижения в области науки и техники представителей предприятий, тесно сотрудничающих с «Газпромом». Среди них генеральный директор ПАО «КАМАЗ» Сергей Анатольевич Когогин, который принимал участие в разработке и организации производства семейства дизельных рядных шестицилиндровых двигателей с высокими экологическими и удельными показателями: они могут быть применены в автомобильной технике, работающей на промышленных объектах различных отраслей.

COMVEX

ВАШ ПУТЬ К УСПЕХУ

Международная выставка
коммерческого транспорта
и технологий

28–31 мая 2024

Крокус Экспо, Москва



Разделы выставки:

- Грузовой транспорт
- Пассажирский автотранспорт
- Легкие коммерческие автомобили
- Прицепы, полуприцепы, надстройки
- Электротранспорт
- Автозапчасти и компоненты
- Телематика, IT и ПО
- Сервисные услуги



comvex.ru

Организатор

SIGMA
XPO

При поддержке

КРОКУС ЭКСПО
Международный выставочный центр

ЗАКОНОПРОЕКТ О СУВЕРЕННОМ АУДИТЕ ЗАПАСОВ МОГУТ РАССМОТРЕТЬ В ГОСДУМЕ К КОНЦУ 2024 Г.

Законопроект, задача которого нормативно закрепить в России ключевые элементы формирования суверенного аудита запасов, подготовлен Международным центром передового опыта в области устойчивого управления природными ресурсами (МЦПО) при поддержке Роснедр, ПАО «Газпром» и фонда «Иннопрактика» и может быть рассмотрен в Государственной Думе к концу 2024 г.

Об этом на круглом столе «Инвестиции в недропользование как стратегический приоритет для обеспечения совокупного суверенитета страны», прошедшем в рамках X Конгресса «Инновационная практика: наука плюс бизнес», сообщила генеральный директор МЦПО Вера Георгиевна Браткова.

«Документ прошел обсуждение и был поддержан на круглом столе в комитете Госдумы по экологии, природным ресурсам и охране окружающей среды. В сентябре 2023 г. по законопроекту получено положительное заключение

Института законодательства и сравнительного правоведения при Правительстве Российской Федерации, в настоящее время ведется согласование с ФГКУ «Росгеологэкспертиза», – рассказала В.Г. Браткова. – Ожидается, что к концу 2024 г. законопроект может быть рассмотрен в Госдуме.

Участники мероприятия сошлись во мнении, что национальная система суверенного аудита запасов полезных ископаемых позволит избежать давления западных партнеров и создаст равноправные условия инвестирования для всех заинтересованных сторон в ТЭК.



Фото: inno практика.ru

«Мы были зависимы от западных оценок, а стыковка государственных задач и бизнеса в реализации национальной экспертной системы придаст новый импульс инвестициям, прежде всего российским», – отметил начальник управления ПАО «Газпром» Вадим Викторович Рыбальченко.



Фото: t.me/rgs_info

НА XXI МЕЖДУНАРОДНОМ ФОРУМЕ «ГАЗ РОССИИ – 2023» ОБСУДИЛИ РАЗВИТИЕ ОТРАСЛИ В МЕНЯЮЩЕМСЯ МИРЕ

Несмотря на мировые перемены, экспорт российского СПГ за последние два года показал устойчивость, как и поставки на внутренний рынок страны, на котором драйвером спроса выступает газификация регионов – ее средний уровень вырос до 74 %.

Об этом на пленарном заседании XXI Международного форума «Газ России – 2023» сообщил Председатель комитета Госдумы по энергетике и президент Российского газового общества Павел Николаевич Завальный.

Министр энергетики России Николай Григорьевич Шульгинов

проинформировал, что сейчас создается инфраструктура для поставок газа на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона – дальневосточный маршрут от системы Сахалин – Хабаровск – Владивосток, газопровод «Сила Сибири – 2» и объединение Восточной Сибири с ЕСГ России, что позволит по-

ставить дополнительные объемы на экспорт и газифицировать регионы Сибири и Дальнего Востока.

Как подчеркнул П.Н. Завальный, стратегическая задача – сделать внутренний рынок газа источником средств для устойчивого развития отрасли.

«Цена на газ в России беспрецедентно привлекательна для развития бизнеса. Есть большое количество программ поддержки от Минпромторга, доступ к большим объемам газа, и этим следует пользоваться», – отметил на заседании начальник Департамента ПАО «Газпром» Виталий Юрьевич Хатьков.

В условиях энергоперехода газ приобретает особое значение, напомнил Н.Г. Шульгинов. За последние 10 лет мировое потребление газа выросло на 500 млрд м³, а производство СПГ – на 60 %. Запрогнозирован и дальнейший рост потребления и объемов рынка СПГ к 2040 г. Энергетической стратегией России предусмотрено увеличение производства СПГ до 140 млн т в год к 2035 г. – так страна займет до 20 % мирового рынка СПГ.



В «ГАЗПРОМЕ» ОБСУДИЛИ ВОПРОСЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ГАЗОМОТОРНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ И ГАЗОМОТОРНОГО ТРАНСПОРТА

12–15 декабря 2023 г. в Казани прошло ежегодное отраслевое совещание руководителей и специалистов структурных подразделений администрации, дочерних обществ и организаций ПАО «Газпром» по вопросам эксплуатации объектов газомоторной инфраструктуры и газомоторного транспорта.

Мероприятие состоялось под руководством Департамента ПАО «Газпром» (В.А. Михаленко) при организационной поддержке ООО «Медиа Мирь».

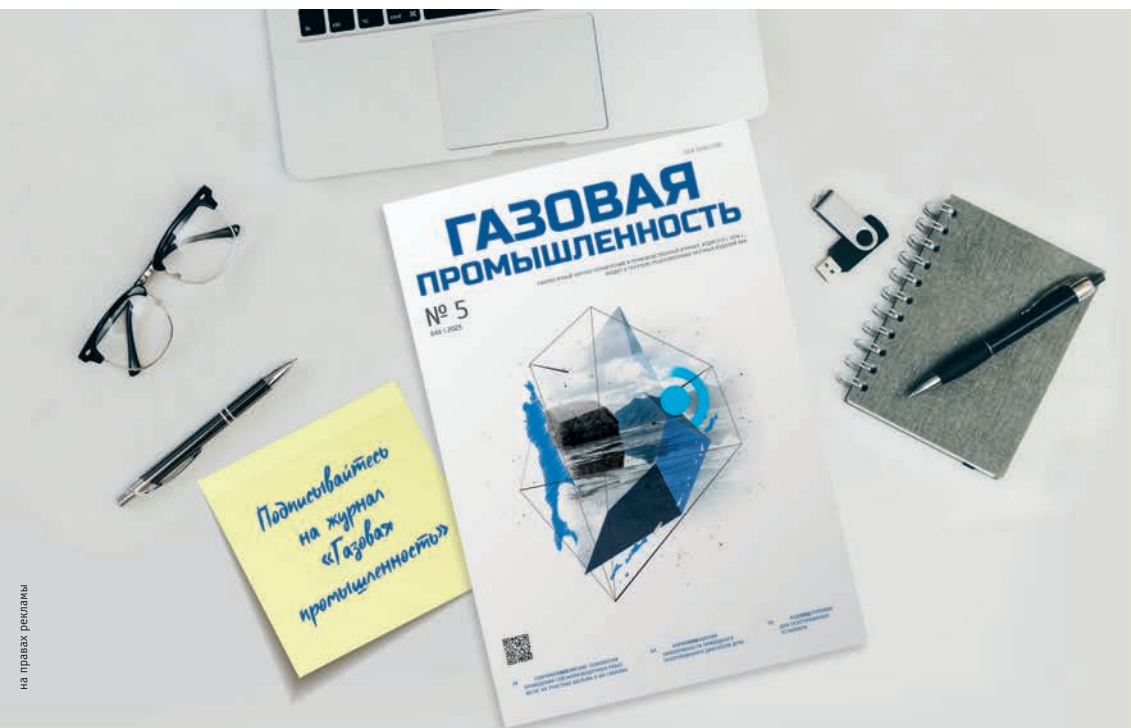
В рамках деловой встречи участники обсудили ключевые вопросы, касающиеся исполнения утвержденных программ по расширению использования природного газа в качестве моторного топлива, эксплуатации газомоторных транспортных средств и газозаправочного оборудования,

внедрения новых типов оборудования, повышения уровня надежности эксплуатируемых и вновь изготавливаемых газомоторных транспортных средств и газозаправочной инфраструктуры. Помимо этого, участники совещания рассмотрели использование современных технологий в области производства и транспортировки СПГ в целях обеспечения конкурентоспособности на внутреннем и внешнем рынках, обсудили результаты корпоративного кон-

троля за эксплуатацией АГНКС ПАО «Газпром».

Всего было заслушано более трех десятков докладов.

Генеральным информационным партнером события выступил научно-технический журнал «Газовая промышленность». Стратегическим партнером совещания стал Газпромбанк. Региональным партнером – научно-инженерный центр «Инкомсистем», партнером регистрации – компания «Бантер Групп».



**ГАЗОВАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ**

Подробности у менеджеров:
+7 (495) 240-54-57

gp@neftegaz.info

«ГАЗПРОМ» И НИЖЕГОРОДСКАЯ ОБЛ. УСИЛИВАЮТ СОТРУДНИЧЕСТВО

Делегация ПАО «Газпром» во главе с заместителем Председателя Правления – начальником Департамента Виталием Анатольевичем Маркеловым провела в Нижегородской обл. ряд встреч с изготовителями оборудования и материалов для нефтегазовой отрасли.



Фото: пресс-служба ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»

Взаимодействие с предприятиями региона осуществляется в рамках дорожной карты по расширению использования высокотехнологичной продукции местного производства, подписанной в 2015 г. между «Газпром» и правительством области. В рамках сотрудничества только по итогам 2022 г. объемы закупок у нижегородских заводов превысили 60 млрд руб.

Ходу реализации данной дорожной карты представители «Газпрома», областного правительства и промышленного кластера региона посвятили отдельное совещание. В.А. Маркелов отметил существенный вклад предприятий Нижегородской обл. в достижение технологического суверенитета компании и отрасли в целом и рассказал об актуальных задачах

«Газпрома», к решению которых могут подключиться производители.

Свои возможности и продукцию представили делегации АО «ЦКБ по СПК им. Р.Е. Алексеева», Российского федерального ядерного центра – Всероссийского научно-исследовательского института экспериментальной физики, ООО «НПО САРОВ-ВОЛГОГАЗ», Группы компаний «Узола», ООО «Группа Промавто», ООО «ГТЛаб». В част-



ности, на совещании обсудили перспективы сотрудничества по производству спецтехники, оборудования КИПиА, продукции для автоматизации и телекоммуникации, пассажирских судовых систем и устройств, а также другие вопросы.

В рамках рабочей поездки представители компании осмотрели производственные площадки завода энергетического и нефтегазового машиностроения «РУМО» и Нижегородского завода 70-летия Победы, где стороны обсудили вопросы разработки и освоения выпуска нового современного оборудования, применяемого в текущей производственной деятельности компании и необходимого для реализации перспективных проектов Общества. ■



«ГАЗПРОМ» НАРАЩИВАЕТ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ С ПРОИЗВОДИТЕЛЯМИ ВОРОНЕЖСКОЙ ОБЛ.

Состоялось совместное совещание ПАО «Газпром», Правительства Воронежской обл. и промышленных предприятий региона по рассмотрению вопросов сотрудничества в сфере импортозамещения и технологического развития.

Взаимодействие с регионом осуществляется в рамках дорожной карты проекта «Расширение использования высокотехнологичной продукции организаций Воронежской области, в том числе импортозамещающей, в интересах ПАО «Газпром» от 04.06.2021 № 01–11.

Впервые дорожная карта была подписана в 2014 г. и актуализировалась в 2016 и 2021 г. За это время значительное количество предприятий региона стали поставщиками импортозамещающей продукции на объекты компаний Группы «Газпром».

В рамках совещания предприятия Воронежской обл. презентовали потенциально интересное «Газпрому» высокотехнологичное оборудование, а также рассказали о статусе совместно реализуемых проектов. В частности, стороны

обсудили применение в нефтегазовой отрасли гидравлической робототехники, способнойкратно повысить уровень безопасности при проведении работ на опасных производственных объектах; разработку и испытания блока сверхзвуковой сепарации для обеспечения предварительной подготовки пластового газа к транспортировке; производство перспективных образцов электронасосного оборудования; создание колтюбинговой установки для ремонта скважин с тяговым усилием инжектора 54 и 63 т; использование оборудования линий высокого давления для капитального ремонта скважин и проведения гидроразрыва пласта.

Отдельное внимание уделили импортозамещению аппаратов воздушного охлаждения вытяжного типа. Предприятию предложено пройти процедуру допуска

оборудования для применения на объектах ПАО «Газпром нефть».

По итогам рабочего совещания, прошедшего в формате видеоконференции, заместитель начальника Управления ПАО «Газпром» Дмитрий Валерьевич Петров отметил положительный опыт взаимодействия с промышленным комплексом Воронежской обл. и от лица компании выразил заинтересованность в дальнейшем сотрудничестве. Кроме того, производителям предложено рассмотреть возможность участия в Петербургском международном газовом форуме – 2024 и, в частности, в корпоративной выставочной экспозиции ПАО «Газпром» «Импортозамещение в газовой отрасли» с демонстрацией последних достижений в области создания высокотехнологичного и импортозамещающего оборудования для нефтегазовой отрасли. ■

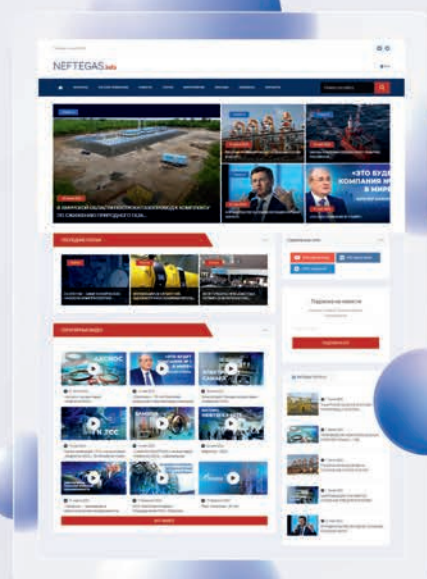


фото: ООО «Камелот Паслишнг»

NEFTEGAS.info

Внимание к деталям – от идеи до воплощения!

Только актуальная информация и свежие новости





РЕКОМЕНДУЕМ ПРОЧИТАТЬ



фото: www.shutterstock.com

Статья посвящена вопросам обеспечения безопасности объектов третьих лиц при их сближении с магистральными газопроводами. Рассмотрены основные причины нарушений минимальных расстояний и охранных зон. Отмечены законодательные и нормативные аспекты рассматриваемой проблемы, в том числе в историческом разрезе. Выполнен анализ дополнительных исследований, необходимых для включения в нормативные документы градаций величин минимальных расстояний от газопроводов с использованием риск-ориентированного подхода в зависимости от состава конструктивных технических решений. Сформулирована концепция совершенствования нормативных механизмов сокращения минимальных расстояний.

«КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ ПОДХОДЫ К ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТА ГАЗА ПРИ СБЛИЖЕНИИ СО ЗДАНИЯМИ И СООРУЖЕНИЯМИ». С. 72

В работе исследуются режимы и параметры подготовки этансодержащего газа к дальнему транспорту до объекта газопереработки в районе п. Усть-Луга на существующем промышленном оборудовании Уренгойского месторождения. Проанализировано влияние термобарических параметров эксплуатации газопровода на фазовое состояние смеси товарного газа, получаемого с установок его комплексной подготовки. Оценена зависимость температуры точки росы товарного газа по углеводородам от давления сепарации и уносов капельной жидкости. Установлено, что во всем диапазоне эксплуатации газопровода будет действовать однофазный режим транспортировки этансодержащего газа.

«ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ТЕРМОБАРИЧЕСКОГО РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОПРОВОДА НА ФАЗОВОЕ СОСТОЯНИЕ ЭТАНСОДЕРЖАЩЕГО ГАЗА ПРИ ЕГО ТРАНСПОРТИРОВКЕ». С. 48



фото: www.shutterstock.com



фото: www.shutterstock.com

В статье представлены результаты решения задачи по подбору отечественного адсорбента в целях модернизации существующей схемы осушки воздуха для его применения в системах КИПиА, находящихся на установках комплексной подготовки газа ООО «Газпром добыча Оренбург». Исследованы механические и адсорбционные свойства твердых поглотителей для извлечения воды из воздуха. Экспериментально показана возможность перехода на отечественный адсорбент, а также обоснована необходимость модернизации существующей системы фильтрации потока.

«МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ОСУШКИ ВОЗДУХА КИПИА НА ОБЪЕКТАХ ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ОРЕНБУРГ». С. 60



Авторы рассматривают перспективы применения цифрового двойника при управлении работой компрессорных станций ПАО «Газпром». Показано, что внедрение этой технологии на практике потребует дальнейшего развития архитектуры данных, моделей и алгоритмов, программно-вычислительной инфраструктуры предприятий. Отмечается, что для поэтапного расширения функциональных возможностей цифрового двойника необходима открытая архитектура программного обеспечения. Обсуждаются практические задачи по созданию и внедрению технологии на примере одной из компрессорных станций ООО «Газпром трансгаз Чайковский», а также возможности тиражирования описанного передового решения.

«СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ УПРАВЛЕНИЯ РАБОТОЙ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ ПАО «ГАЗПРОМ» НА ОСНОВЕ ТЕХНОЛОГИИ ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА». С. 84

В статье обсуждаются вопросы внедрения цифровых двойников в качестве инструмента оптимизации при проектировании и строительстве скважин. Рассматривается необходимость максимальной синхронизации технико-технологических процессов разработки и проектов строительства скважин. Предлагается использование отечественного программного комплекса при проектировании работ, а также формировании и развитии цифрового двойника объекта. Показано, что внедрение проектных цифровых моделей позволяет получать доступ к промышленно-технологической информации для оперативного моделирования процессов строительства скважин и оптимизировать технико-технологические решения для последующих объектов.

«ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК СКВАЖИН – ИНСТРУМЕНТ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССА ПРОЕКТИРОВАНИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВА». С. 36



Фото: ООО «Газпром Инвест»

В целях решения задачи комплексного опробования и проведения приемочных испытаний оборудования газораспределительных станций в условиях отсутствия строительной готовности потребителей газа в статье предлагается использовать мобильные компрессорные станции. Для этого разработана схема их подключения с ресивером, позволяющая организовать два замкнутых контура, необходимых для регулирования производительности. Выполнено математическое моделирование процесса совместной работы газораспределительной и мобильной компрессорной станций, по результатам которого были определены параметры рабочей среды в контрольных сечениях системы. Показано, что использование предложенной в статье схемы комплексного опробования имеет экономические и экологические преимущества по сравнению с классическим способом.

«СХЕМА ПРОВЕДЕНИЯ КОМПЛЕКСНОГО ОПРОБОВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОБИЛЬНОЙ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ». С. 94

ПЕРЕРОЖДЕНИЕ ЛЕГЕНДЫ. КАК СОЗДАВАЛАСЬ ГАЗОВАЯ ТУРБИНА НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ АЛ-41СТ-25

А.Н. Бронников, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, Россия)

А.С. Кайдаш, ПАО «Газпром»

А.Ю. Дубонос, ПАО «Газпром»

Ш.Г. Шарипов, ПАО «Газпром»

П.Г. Романенков, ПАО «Газпром»

А.Е. Константинов, ПАО «Газпром»

Накануне Нового года состоялось событие, которое по праву считается историческим для российской газовой отрасли, авиации и промышленности в целом, – был дан старт финальному этапу разработки газотурбинного двигателя АЛ-41СТ-25 мощностью 25 МВт, начались его приемо-сдаточные испытания. Оборудование нового поколения создавалось по заказу ПАО «Газпром» как модификация работающего на протяжении последних 30 лет в составе газоперекачивающего агрегата двигателя АЛ-31СТ – легендарного проекта адаптации двигателей для истребителей под нужды газовой отрасли. В конце прошлого века многие эксперты признали газовую турбину, созданную на основе боевого АЛ-31Ф, одной из самых значимых разработок оборонной отрасли для применения в народном хозяйстве. Это был первый случай в нашей стране и второй в мире. Сегодня мы все являемся свидетелями новой исторической вехи – рождения двигателя АЛ-41СТ-25, в который заложена возможность разработки линейки приводов 25, 32 и 42 МВт для газоперекачивающих агрегатов повышенной мощности и будущих газотранспортных проектов.

Как на протяжении последних 11 лет газовой и моторостроители трудились над созданием газовой турбины нового поколения, а также какие основные проблемы удалось решить специалистам, чтобы сделать разработку одной из сильнейших в своем ряду, рассказываем в этой статье.

27 декабря 2023 г. в Уфе на производственной площадке ПАО «ОДК-УМПО» (входит в Объединенную двигателестроительную корпорацию Госкорпорации «Ростех») начались приемо-сдаточные испытания созданного по заказу ПАО «Газпром» первого опытного

образца промышленного газотурбинного двигателя (ГТД) АЛ-41СТ-25 мощностью 25 МВт.

В мероприятии приняли участие Председатель Правления ПАО «Газпром» Алексей Борисович Миллер, генеральный директор ГК «Ростех» Сергей Викторович

Чемезов и Премьер-министр Правительства Республики Башкортостан Андрей Геннадьевич Назаров.

В ходе мероприятия А.Б. Миллер отметил, что создание современного отечественного двигателя нового поколения АЛ-41СТ-25 – значительный шаг на пути технологического суверенитета России в ТЭК и расширения сотрудничества «Газпрома» и Ростеха.

Создание двигателя берет начало в 2012 г., когда под руководством заместителя Председателя Правления ПАО «Газпром» В.А. Маркелова было организовано совещание по рассмотрению вопросов надежности двигателей АЛ-31СТ в составе газоперекачивающих агрегатов (ГПА) и их дальнейшего применения на объектах «Газпрома». В результате была организована рабочая группа, в состав которой вошли специалисты Департамента ПАО «Газпром» (В.А. Михаленко), ООО «Газпром трансгаз Уфа»,



ПАО «ОДК-УМПО», ОКБ им. А. Люльки, намечены мероприятия и дан старт системной модернизации и повышению надежности двигателя АЛ-31СТ. Работа проводилась на основе взаимосогласованных комплексных планов и программ, направленных на повышение эксплуатационной надежности и экологичности, а также развитие и совершенствование двигателя АЛ-31СТ.

Помимо этого, в целях повышения газодинамической устойчивости двигателя АО «ОДК-УМПО» совместно с Департаментом ПАО «Газпром» (В.А. Михаленко) и ООО «Газпром трансгаз Уфа» впервые для ГТД в составе ГПА был разработан регулируемый входной направляющий аппарат компрессора низкого давления (КНД, рис. 1). Регулируемый входной направляющий аппарат КНД расширяет диапазон стабильной работы двигателя, повышая запас газодинамической устойчивости, позволяет выполнять беспомпажное регулирование работы на режимах запуска и набора мощности.

На компрессорной станции «Полянская» ООО «Газпром трансгаз Уфа» в 2019 г. была успешно проведена опытно-промышленная эксплуатация. В ПАО «Газпром» оформлено и утверждено решение о серийном применении и начато поэтапное оснащение приводов АЛ-31СТ. На сегодняшний день эта работа продолжается.

Вышеупомянутые технические решения оказались эффективными и позволили вывести АЛ-31СТ на новый уровень надежности. Они были тиражированы при создании двигателя АЛ-41СТ.

В целях совершенствования выполнения требований в отношении фиксации и контроля параметров работы двигателя АЛ-31СТ была разработана и введена в эксплуатацию система удаленного трендового контроля рабочих параметров двигателя АЛ-31СТ на базе средств АСУ ТП и диспетчерского управления ООО «Газпром трансгаз Уфа».

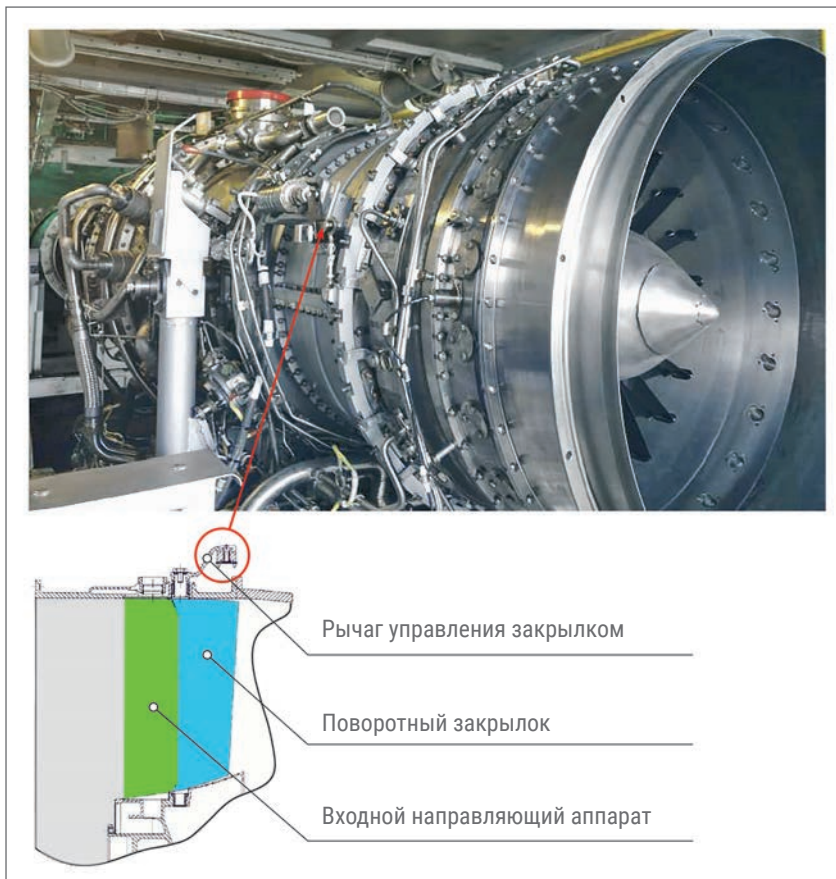


Рис. 1. Регулируемый входной направляющий аппарат компрессора низкого давления

НА РЫНКЕ ГТД В КЛАССЕ МОЩНОСТИ 25 МВТ ДВИГАТЕЛЬ АЛ-41СТ-25 ВЫГОДНО ВЫДЕЛЯЕТСЯ НА ФОНЕ КОНКУРЕНТОВ, КАК ОТЕЧЕСТВЕННЫХ, ТАК И ЗАРУБЕЖНЫХ.

На основе эксплуатационных данных, полученных в режиме реального времени, и методик ОКБ им. А. Люльки система производит анализ технического состояния двигателей, определение мощностных параметров и контроль вибрационного состояния с применением спектральных характеристик.

В результате внедренных конструктивных решений и доработок были обеспечены требуемые показатели надежности привода, а также создан большой научный задел. Эта работа позволила более смело взглянуть в будущее. Часть отработанных решений нашла свое применение в авиации, а часть легла в основу создания

нового, более эффективного отечественного двигателя АЛ-41СТ-25, что стало перспективным направлением развития сотрудничества ПАО «Газпром» и ГК «Ростех» в сфере импортозамещения.

В 2019 г. Департаментом ПАО «Газпром» (В.А. Михаленко) было согласовано и утверждено ОКБ им. А. Люльки техническое задание на разработку ГТД номинальной мощностью 25 МВт с эффективным КПД на приводном валу в стационарных условиях не менее 40 %.

В том же году между ПАО «Газпром» и АО «ОДК» подписано соглашение о намерениях по созданию ГТД АЛ-41СТ-25 мощностью 25 МВт, а также утвержден план

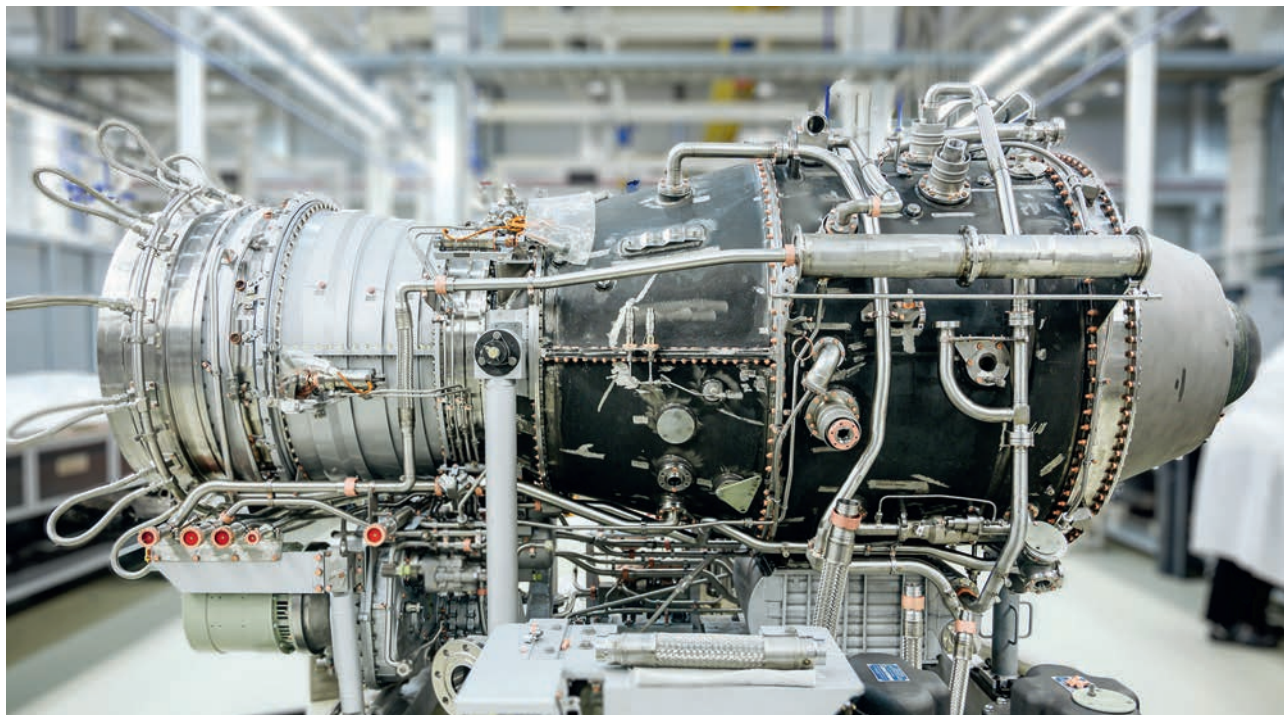


Рис. 2. Газогенератор двигателя АЛ-41СТ-25 в сборе

В КОНЦЕПЦИЮ НОВОГО ДВИГАТЕЛЯ ЗАЛОЖЕНА ВОЗМОЖНОСТЬ СОЗДАНИЯ ЛИНЕЙКИ ПРИВODOB ЕДИНИЧНОЙ МОЩНОСТЬЮ 25, 32 И 42 МВТ НА БАЗЕ ЕДИНОГО ГАЗОГЕНЕРАТОРА.



мероприятий по реализации указанного соглашения.

В 2021 г. ОКБ им. А. Люльки была полностью завершена разработка конструкторской документации. При этом проведенная подготовка производства для изготовления двух опытных образцов двигателей

АЛ-41СТ-25 была организована таким образом, чтобы в дальнейшем приступить к серийному производству двигателей в кратчайшие сроки.

В конце 2022 г. был заключен договор на поставку двух опытных образцов ГТД АЛ-41СТ-25 и утвер-

жден директивный график изготовления, в соответствии с которым в декабре 2023 г. и начались приемо-сдаточные испытания первого опытного образца на специально модернизированном для этого испытательном стенде ПАО «ОДК-УМПО».

В концепцию нового двигателя заложена возможность создания линейки приводов единичной мощностью 25, 32 и 42 МВт на базе единого газогенератора (рис. 2), что в будущем позволит покрыть потребность ПАО «Газпром» в ГПА повышенной единичной мощности для реализации новых проектов развития газотранспортной системы.

На рынке ГТД в классе мощности 25 МВт двигатель АЛ-41СТ-25 выгодно выделяется на фоне конкурентов, как отечественных, так и зарубежных.

Таким образом, в ходе создания двигателя нового поколения для эксплуатации на объектах ПАО «Газпром» отработана эффективная модель сотрудничества специалистов Общества с производителями российской промышленности. ■



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.



ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ПЛАТФОРМА «МУЛЬТИМЕТОДНЫЙ МНОГОЗОНДОВЫЙ НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ». ИННОВАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ НЕЙТРОН-НЕЙТРОННОЙ ЦЕМЕНТОМЕТРИИ ДЛЯ ОПЕРАТИВНОЙ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОНАПОЛНЕННЫХ СКВАЖИН

УДК 550.832.53

С.Н. Меньшиков, к.э.н., ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, Россия), S.Menshikov@adm.gazprom.ru

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

С.А. Кирсанов, к.т.н., ПАО «Газпром», S.Kirsanov@adm.gazprom.ru

Л.Б. Поляченко, к.ф.-м.н., ООО «ИНТ «ГеоСпектр» (Москва, Россия), info@int-geos.ru

А.Л. Поляченко, д.ф.-м.н., ООО «ИНТ «ГеоСпектр», info@int-geos.ru

С.А. Егурцов, ООО «ИНТ «ГеоСпектр», S_Egurtsov@int-geos.ru

Ю.В. Иванов, к.т.н., ООО «ИНТ «ГеоСпектр», Y_Ivanov@int-geos.ru

Многие крупные месторождения углеводородного сырья ПАО «Газпром» в традиционных регионах присутствия компании находятся в промышленной разработке уже несколько десятков лет. Восточные территории России, подвергающиеся нефтегазовому освоению, характеризуются значительно более сложными, а иногда уникальными горно-геологическими условиями. Указанные обстоятельства определяют актуальность проблемы поддержания инфраструктурных объектов месторождений углеводородов в безопасном и работоспособном состоянии. Важнейшая часть этих объектов – фонд скважин.

В процессе строительства и эксплуатации скважины подвергаются различным внешним и внутренним нагрузкам и воздействиям технологического и геологического характера. В результате в цементной крепи скважины (цементном кольце) могут формироваться дефекты объемно-контактного типа: вертикальные каналы и трещины, кольцевые микрозазоры на границах с обсадной колонной и горными породами, разрывы сплошности, каверны и др. В итоге нарушается герметичность затрубного пространства, возникают межпластовые и меж-или заколонные (затрубные) перетоки. Пустотное пространство цемента заполняется флюидом (газ, вода, нефть, рапа, их смеси). Мигрируя по каналам в цементном камне, флюид может выйти на поверхность. Возникает угроза промышленной и экологической безопасности. В связи с этим контроль технического состояния и конструкционной целостности цементной крепи скважин требует особого внимания.

В статье рассмотрена инновационная технология нейтрон-нейтронной цементометрии, предназначенная для оперативной оценки технического состояния газонаполненных скважин. Показаны ее преимущества перед существующими альтернативными решениями.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: МУЛЬТИМЕТОДНЫЙ МНОГОЗОНДОВЫЙ НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ПЛАТФОРМА, ТЕХНОЛОГИЯ НЕЙТРОН-НЕЙТРОННОЙ ЦЕМЕНТОМЕТРИИ, КОНСТРУКЦИОННАЯ ЦЕЛОСТНОСТЬ, ЦЕМЕНТНАЯ КРЕПЬ СКВАЖИНЫ, ЦЕМЕНТНОЕ КОЛЬЦО.

АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОБЛЕМЫ

Цементирование обсадных колонн нефтегазовых скважин проводится для обеспечения выполнения ими своего функционального назначения и преследует три главные цели. Первая – разобщение нефте-, газо- и водоносных горизонтов для их изоляции

друг от друга, исключения межпластовых перетоков и предотвращения смешивания флюидов, обеспечение максимально длительного периода безводной добычи углеводородов. Вторая – повышение общей конструкционной прочности (цементирование скважин снижает влияние на обсадные трубы сил,

возникающих при подвижках горных пород) и поддержание целостности скважин. Третья – защита металлических труб от коррозионного воздействия вмещающей среды.

Один из важнейших показателей технического состояния скважин – целостность их цементной крепи (цементного кольца), которая может быть охарактеризована комплексом параметров: сцеплением цементного камня с колонной и вмещающей породой, интегральной заполненностью затрубного и межколонного пространства цементным камнем, наличием дефектов объемного типа и их заполненностью флюидом, наличием проявления межколонных давлений, движением флюида по заколонному пространству, заполненностью дефектов флюидом.

Для контроля технического состояния цементной крепи применяются специальные методы геофизических исследований скважин (ГИС), получившие общее название «цементометрия» (буква «Ц» в используемых далее аббревиатурах). Под цементометрией понимаются контроль качества цементирования обсадных колонн на этапе строительства и изучение состояния цементного кольца за колонной в обсаженных скважинах [1, 2]. Логично распространить это понятие и на оценку технического состояния и конструкционной целостности цементной крепи незаглушенных многоколонных скважин в газовой среде, в ходе которой определяются степень разрушенности/дефектности, герметичность, интегральный объем заполнения цементом затрубного пространства, характер заполнения полостей в цементном камне флюидом. Именно решению этого комплекса задач посвящена технология нейтрон-нейтронной цементометрии (ННК-Ц) скважин.

Технология ННК-Ц – отечественная импортозамещающая разработка, составная часть технологической платформы мультиметодного многозондового нейтронного каротажа (ММНК) [3, 4] – основана на регистрации методом нейтрон-нейтронного каротажа (ННК) контрастности по водородосодержанию между цементным камнем и флюидами в затрубном пространстве скважины. Технология предназначена для оценки/диагностики технического состояния и целостности цементной крепи (цементного кольца) незаглушенных газонаполненных скважин, не выводимых из эксплуатации.

ПРЕИМУЩЕСТВА ТЕХНОЛОГИИ НЕЙТРОН-НЕЙТРОННОЙ ЦЕМЕНТОМЕТРИИ ПЕРЕД СУЩЕСТВУЮЩИМИ АЛЬТЕРНАТИВНЫМИ РЕШЕНИЯМИ

Стандартные методы цементометрии скважин, входящие в обязательный комплекс ГИС для изучения качества цементирования колонн [2], – это плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-Ц) с приборами ряда ЦМ, СГДТ и др., основанный на оценке средней плотности затрубного пространства с цементным

камнем и заполняющими его пустоты флюидами, и акустический каротаж (АКЦ) с отечественными приборами или аппаратурой зарубежного производства (например, Schlumberger Limited), показания которых зависят от степени сцепления цементного камня с колонной и породой, что характеризует наличие/отсутствие цемента в затрубном пространстве и качественно – степень его разрушенности. Указанные методы позволяют определить интегральную долю цемента в затрубном пространстве и при необходимости его азимутальное распределение по периметру скважины. Однако их применение в условиях фонда действующих газовых и газоконденсатных скважин связано с рядом ограничений, не характерных для метода ННК-Ц. Эта технология имеет ряд преимуществ физического, конструктивно-технологического, технического, методического и экономического характера:

- методы ГГК-Ц и АКЦ применимы только в скважинах, заполненных водой или жидкостью глушения, но неприменимы в действующих газовых скважинах, заполненных газом или газожидкостной смесью, что типично для газовых и газоконденсатных объектов, в то время как ННК-Ц работает в скважинах с любым заполнением: газ, вода, нефть, их смеси;
- оба метода, ГГК-Ц и АКЦ, работают лишь в нефтегазовых скважинах без насосно-компрессорных труб (НКТ) или с предварительно извлеченными НКТ. Технология ННК-Ц применима в скважинах и без НКТ, и с НКТ (со всей используемой номенклатурой НКТ, эксплуатационных колонн и диаметров скважин);
- по указанным причинам для проведения исследований в нефтяных и газовых скважинах с НКТ методы ГГК-Ц и АКЦ требуют извлечения НКТ и глушения скважин, что связано со значительными технологическими сложностями, временными и экономическими затратами, обусловленными выводом скважины из эксплуатации, в то время как ННК-Ц может работать в действующих нефтяных и газовых скважинах под давлением в газовой среде и при наличии НКТ;
- ввиду перечисленных особенностей методы ГГК-Ц и АКЦ непригодны для проведения оперативного (без глушения) и экономичного мониторинга технического состояния газовых скважин, что актуально для скважин нефтегазоконденсатных месторождений, эксплуатируемых длительное время. Напротив, такой экспресс-метод, как ННК-Ц, дает возможность решить задачу оперативной оценки состояния цементной крепи скважин. А это, в свою очередь, особенно при использовании аппаратуры ряда ММНК с модулем магнитоимпульсной дефектоскопии, применяемым для оценки состояния стальной крепи, позволяет объективно оценить целесообразность вывода скважины в капитальный ремонт, когда (при необходимости) может быть использован обязательный комплекс ГИС, включающий методы ГГК-Ц и АКЦ;

– методы ГГК-Ц и АКЦ предусматривают применение специализированной цементометрической аппаратуры, в то время как ННК-Ц реализуется серийными, широко распространенными двухзондовыми приборами нейтронного каротажа – 2ННК-Т и (или) 2ННК-Нт – или включающими эти зонды многозондовыми приборами ряда ММНК, разработанными для исследования пласта и проведения цементометрии. Для решения задач ННК-Ц используются те же данные каротажа «на пласт», которые обрабатываются с иными интерпретационными функционалами и по другим алгоритмам. Это обстоятельство значительно упрощает, а де-факто снимает для ННК-Ц всегда очень трудо-, время- и финансово емкую проблему создания специализированной цементометрической скважинной аппаратуры;

– методы ГГК-Ц и АКЦ для корректной оценки состояния цемента требуют знания и учета коэффициентов пористости (K_n) и нефтегазонасыщения ($K_{нг}$) пород-коллекторов, поскольку эти параметры также влияют на показания зондов цементометрии. K_n и $K_{нг}$ желательно измерять похожими физическими методами, в той же спуско-подъемной операции (СПО) и знать с необходимой точностью. Однако пористость и особенно нефтегазонасыщение достоверно известны далеко не всегда и, как правило, измеряются в другой СПО и другими приборами, работающими «на пласт». Все это существенно усложняет технологию и интерпретацию стандартных методов в целом. По сравнению с ними ННК-Ц значительно проще, поскольку технология требует проведения лишь одной СПО с использованием комплексного прибора, а методика интерпретации практически не зависит от свойств пласта, K_n и $K_{нг}$;

– из предыдущего пункта вытекает еще одно важное технологическое и экономическое преимущество ММНК, реализующего ННК-Ц: за одну СПО с одним прибором он позволяет исследовать одновременно и пласт, и цемент. Стандартным методам (ГГК-Ц и АКЦ) для этого требуется проведение двух СПО с разными приборами, а затем – поквантовая увязка по глубине каротажных кривых во всех проведенных операциях и вынужденный переход от индивидуальной к комплексной интерпретации;

– применение приборов АКЦ, особенно их зарубежных вариантов, помимо того что характеризуется перечисленными ранее ограничениями и недостатками, подразумевает очень высокие требования к подготовке ствола скважин для проведения ГИС. Например, необходимы тщательная очистка внутренней поверхности стенки эксплуатационной колонны, операции по достижению однородности жидкости глушения в исследуемом интервале ствола скважины и др. В отечественной практике это часто трудно выполнимо (или совсем невыполнимо) и всегда влечет за собой существенное увеличение времени

и стоимости подготовительных работ, т. е. делает цементометрию крайне нетехнологичной и дорогостоящей. Предлагаемый метод не требует подобной и вообще специальной подготовки скважины;

– как было указано ранее, техническое состояние цементной крепи (цементного кольца) скважин характеризуется комплексом параметров. Из этого следует, что одно лишь качество сцепления обсадной колонны с цементом и породой не является универсальным показателем состояния цементной крепи. Практика показывает, что цемент может быть плотно схвачен с обсадной колонной в ближней зоне, а заколонные перетоки и межколонное давление вызваны движением флюида по несплошности цементного камня и трещинам в нем. Именно поэтому важна оценка состояния и конструкционной целостности цементного кольца по комплексу показателей, получаемых не только прямыми, но и косвенными измерениями;

– в скважинах действующего эксплуатационного фонда применение ННК-Ц более предпочтительно, чем стандартных методов цементометрии еще и потому, что только в режиме работающей (не заглушенной) скважины возможно более достоверно решать задачи по выявлению межколонных и межпластовых перетоков флюидов по зазорам и пустотам цементного камня, поскольку после глушения (обязательного для проведения ГГК-Ц и АКЦ) процессы перетоков и их последствия (в том числе межколонное давление) не проявляются, соответственно, невозможно установление их причин;

– иногда состояние цементного камня в прискважинной зоне коллектора бывает причиной снижения проектных показателей по добыче. При этом выявление подобных фактов и их исследование с помощью цементометрии возможны только в естественных условиях пласта (без глушения), т. е. только методом ННК-Ц. Влияние на прискважинную зону коллектора жидкости глушения, необходимой для проведения ГГК-Ц и АКЦ, делает такое изучение невозможным.

Перечисленные недостатки и ограничения стандартных методов побудили ООО «ИНТ «ГеоСпектр» при поддержке ПАО «Газпром» провести комплекс теоретических и опытно-экспериментальных исследований, а также математическое моделирование, в результате чего была создана удовлетворяющая всем указанным ранее условиям инновационная технология ННК-Ц [4, 5].

Необходимо отметить, что поскольку предложенный метод использует радионуклидные источники, изотропно излучающие быстрые нейтроны, в настоящее время он может быть реализован только в интегральном варианте, так как азимутальная развертка для изучения распределения цемента по периметру на практике пока невозможна из-за высокой проникающей способности быстрых нейтронов и трудности их коллимации. Данное ограничение снижает детальность исследований ННК-Ц относительно

акустических методов, но позволяет использовать описанную технологию на безальтернативной основе в условиях действующих скважин нефтегазоконденсатных месторождений без их глушения и извлечения НКТ.

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ НЕЙТРОН-НЕЙТРОННОЙ ЦЕМЕНТОМЕТРИИ

Физической основой ННК-Ц является значительная контрастность по водородосодержанию между цементным камнем ($W_{\text{ц}} = 0,35-0,40$) и флюидами в затрубном пространстве, находившимися там или попавшими туда из пласта. Водородосодержание последних сильно отличается от цементного:

$$W_{\text{в}} \gg W_{\text{г}}; W_{\text{г}} \ll W_{\text{ц}}, \quad (1)$$

где $W_{\text{в}}$, $W_{\text{г}}$ и $W_{\text{ц}}$ – водородосодержание воды, газа и цементного камня соответственно.

Вследствие некачественного исходного цементирования, приводящего к частичному отсутствию цементного камня в заколонном пространстве скважин, или разрушения цементного камня в процессе эксплуатации и заполнения образовавшихся в нем пустот (каверн, каналов и трещин) флюидами заметно изменяется среднее водородосодержание затрубного пространства скважины ($W_{\text{затр}}$) в зависимости от объемной доли цемента (Cem). Величина $W_{\text{затр}}$ (Cem) и ее изменение уверенно фиксируются нейтронными зондами ННК за счет их высокой чувствительности к изменению концентрации водорода в любой из зон системы «скважина – пласт» в пределах глубинности ННК, в данном случае – зоны затрубного пространства.

Под величиной Cem понимается объемная интегральная доля цементного камня в затрубном пространстве скважины в текущем кванте глубины. По смысловому наполнению это показатель целостности цементного камня, или просто целостность. Cem выражается в процентах от среднего объема затрубного пространства на данной глубине, приходящегося на 1 квант глубины (обычно 0,1 м).

Эквивалентной и равноправной с Cem , но противоположной по смыслу искомой величиной при ННК-Ц служит *показатель разрушенности цементного камня* (S), или кратко *разрушенность*, определяемая как доля пустот в цементном камне в текущем кванте глубины, заполненных тем или иным флюидом затрубного пространства. S также выражается в % и относится к 1 кванту глубины. Величины Cem и S связаны соотношением:

$$\text{Cem} + S = 100 \% ; 0 \leq \text{Cem}, S \leq 100 \% . \quad (2)$$

При переходе от интервалов с целым (не разрушенным) или максимально качественным (полным) цементным кольцом к интервалам с отсутствующим или полностью разрушенным цементным кольцом

величина Cem падает от 100 до 0 %, а S , наоборот, растет от 0 до 100 %.

Водородосодержание всех сред (W_i) выражается в виде их водородных индексов, т.е. в единицах водородосодержания пресной воды, принимаемого за 1, или в эквивалентном водосодержании: $0 \leq W_i \leq 1$.

В строящихся скважинах флюид в затрубном пространстве представляет собой промывочную жидкость, оставшуюся там в местах некачественного цементирования, с водородосодержанием $W_{\text{пж}} \approx 1$. В зрелых и старых скважинах этот флюид – пластовая вода с $W_{\text{в}} \approx 1$ или газ из пласта с водородосодержанием примерно в интервале 0,001–0,100. Оба флюида могут заполнять трещины и пустоты в разрушающемся цементном камне.

Контрастность по водородосодержанию ($\Delta W_{\text{фл}}$) в паре «цемент – флюид» равна разности водородных индексов (водородосодержаний) обеих компонент:

$$\Delta W_{\text{фл}} = W_{\text{ц}} - W_{\text{фл}}, \quad (3)$$

где $W_{\text{фл}}$ – водородосодержание флюида.

Для перечисленных флюидов затрубного пространства – промывочной жидкости, пластовой воды и газа – водородная контрастность имеет примерно следующие значения (в долях): $\Delta W_{\text{пж}} \approx \Delta W_{\text{в}} \approx -0,60$; $\Delta W_{\text{г}} \approx 0,37$.

Таким образом, $\Delta W_{\text{фл}}$ в реальности всегда имеет большое абсолютное значение, а для жидкостей и газов еще и разные знаки. Оба свойства водородной контрастности (большое абсолютное значение и смена знака при переходе от жидкости к газу) способствуют увеличению чувствительности метода ННК-Ц и надежности определения искомых параметров Cem и S .

Если цемент замещает промывочную жидкость, для которой $W_{\text{пж}} \approx 1$, или в него внедряется пластовая вода с $W_{\text{в}} \approx 1$, то среднее водородосодержание затрубного пространства скважины ($W_{\text{затр ж}}$ (Cem)) приближенно равно:

$$W_{\text{затр ж}} (\text{Cem}) \approx 0,01 \cdot [\text{Cem} \cdot W_{\text{ц}} + (100 - \text{Cem}) \cdot W_{\text{пж}}] \approx \approx W_{\text{пж}} + 0,01 \cdot \Delta W_{\text{пж}} \cdot \text{Cem} \approx 1 - 0,006 \cdot \text{Cem} (\%) = = 1 - 0,6 \cdot \text{Cem} (\text{д. ед.}). \quad (4)$$

Значит, фактически измеряемое среднее водородосодержание затрубного пространства с ростом доли цемента в нем от 0 до 100 % линейно уменьшается с высоким коэффициентом чувствительности, равным контрастности: $\Delta W_{\text{пж}} \approx -0,60$. При этом водородосодержание затрубного пространства падает от $W_{\text{затр ж}}(0) \approx W_{\text{пж}} \approx 1$ до $W_{\text{затр ж}}(100) \approx W_{\text{ц}} \approx 0,40$, обеспечивая максимальную дифференциацию в 2,5 раза. Показания зондов ННК при этом значительно возрастают.

Если в цемент внедряется газ из пласта с типовым водородосодержанием $W_{\text{г}} \approx 0,03$, то среднее

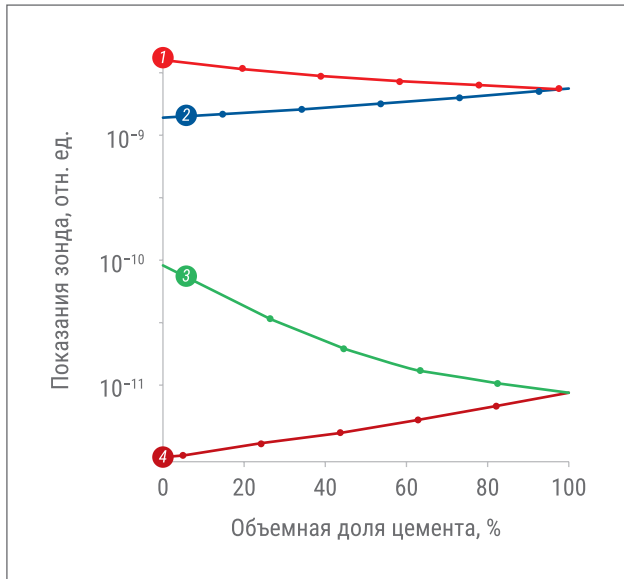


Рис. 1. Основные палеточные зависимости показаний малого (1, 2) и большого (3, 4) зондов ННК-Т скважинного прибора с зондовой установкой ЗНГК-С + 2ННК-Т от доли цемента в затрубном пространстве обсаженной газонаполненной скважины с насосно-компрессорными трубами ($D_{\text{скв}}/D_{\text{эк}}/D_{\text{НКТ}} = 216/168/73$): 1, 3 – в пустотах цемента – газ; 2, 4 – в пустотах цемента – вода или промывочная жидкость; $D_{\text{скв}}, D_{\text{эк}}, D_{\text{НКТ}}$ – диаметр скважины, эксплуатационной колонны и насосно-компрессорной трубы соответственно, мм

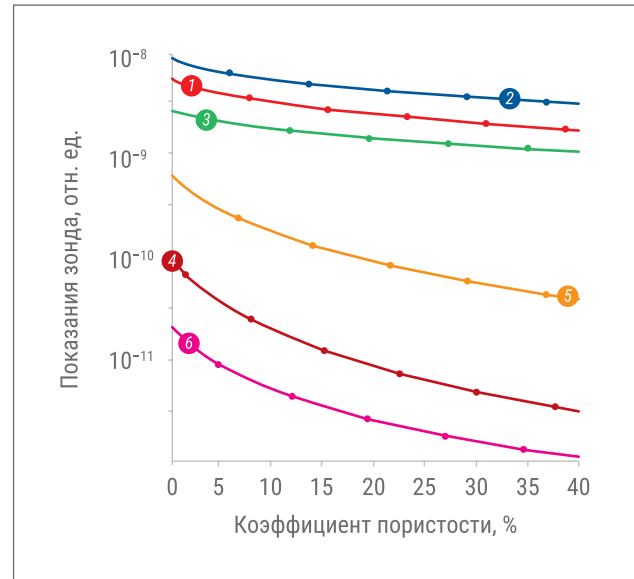


Рис. 2. Влияние полного разрушения цемента на зависимости скоростей счета зондов ННК-Т от пористости при замещении цемента водой или газом: 1–3 – зависимости показаний малого теплового зонда скважинного прибора с зондовой установкой ЗНГК-С + 2ННК-Т от пористости при целом цементе (1), разрушенном цементе с замещением газом (2) и водой (3); 4–6 – аналогичные зависимости для большого теплового зонда. Скважина ($D_{\text{скв}}/D_{\text{эк}}/D_{\text{НКТ}} = 216/168/73$) заполнена газом, пластовая вода пресная

водородосодержание затрубья ($W_{\text{затр г}}(\text{Сем})$) примерно равно:

$$W_{\text{затр г}}(\text{Сем}) \approx 0,01 \cdot [\text{Сем} \cdot W_{\text{ц}} + (100 - \text{Сем}) \cdot W_{\text{г}}] \approx \approx W_{\text{г}} + 0,01 \cdot \Delta W_{\text{г}} \cdot \text{Сем} \approx 0,03 + 0,0037 \cdot \text{Сем} (\%) = = 0,03 + 0,37 \cdot \text{Сем} \text{ (д. ед.)}. \quad (5)$$

Значит, в газоносных пластах все наоборот: измеряемое водородосодержание затрубного пространства с ростом доли цемента в нем от 0 до 100 % линейно увеличивается с коэффициентом чувствительности, равным контрастности: $\Delta W_{\text{г}} \approx 0,37$. При этом водородосодержание затрубного пространства резко меняется от $W_{\text{затр г}}(0) \approx W_{\text{г}} \approx 0,001$ –0,100 до $W_{\text{затр г}}(100) \approx W_{\text{ц}} \approx 0,40$. Показания зондов ННК при этом значительно уменьшаются.

Описанное поведение среднего водородосодержания затрубного пространства и показаний ННК при заполнении пустот в цементном кольце жидкостью или газом позволяет решить обратную задачу оценки показателя целостности (Сем), или дополняющего его эквивалентного показателя разрушенности: $S = 100 - \text{Сем} (\%)$. Потенциал метода ННК-Ц при использовании большого числа нейтронных зондов разных типов позволяет определить также тип флюида, внедрившегося в цемент, и тем самым локально – характер насыщения призабойной зоны пласта.

Приведенные качественные физические соображения о механизме работы метода ННК-Ц подтверждаются

графиками на рис. 1–3, иллюстрирующими точные количественные зависимости показаний зондов 2ННК-Т от определяемого показателя целостности цемента (рис. 1) и от двух основных, часто неконтролируемых, помех – пористости (рис. 2) и газонасыщенности (рис. 3).

Из рис. 1–3 видно, что полное разрушение цемента приводит к изменению показаний зонда в 1,3–3,0 раза (зависит от длины зонда): их падению при замещении цемента водой и росту при замещении газом. При этом за счет изменения пористости в интервале 3–36 % показания зонда падают примерно во столько же раз.

Расчет показал, что влияние изменений коэффициента газонасыщения ($K_{\text{г}}$) примерно такое же по величине, как и $K_{\text{п}}$, хотя и с другим знаком. Равноправность влияний $K_{\text{г}}$ и $K_{\text{п}}$ объясняется тем, что в газоносных породах оба коэффициента воздействуют на ННК в основном через один комплексный параметр водородосодержания пор, равный приближенно объемной водонасыщенности пласта:

$$W = K_{\text{п}} \cdot K_{\text{в}} = K_{\text{п}} \cdot (1 - K_{\text{г}}), \quad (6)$$

где $K_{\text{в}}$ – коэффициент водонасыщения.

Таким образом, влияния параметров пласта ($K_{\text{п}}$, $K_{\text{г}}$ и W), с одной стороны, и разрушения цементного камня (S , Сем), с другой, соизмеримы и значительны. Следовательно, они должны взаимно учитываться.

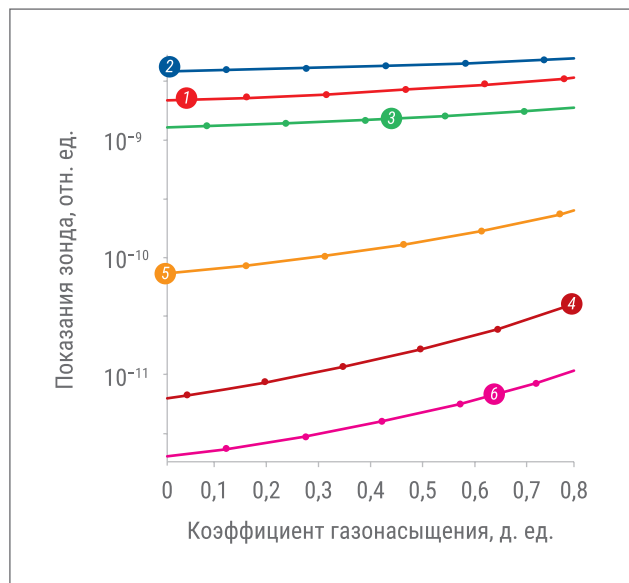


Рис. 3. Влияние полного разрушения цемента на зависимости скоростей счета зондов ННК-Т от газонасыщенности при замещении цемента водой или газом: 1-3 – зависимости показаний малого теплового зонда скважинного прибора с зондовой установкой ЗНГК-С + 2ННК-Т от газонасыщенности при целом цементе (1), разрушенном цементе с замещением газом (2) и водой (3); 4-6 – аналогичные зависимости для большого теплового зонда. Скважина ($D_{\text{скв}}/D_{\text{эк}}/D_{\text{ННК}} = 216/168/73$) заполнена газом, пластовая вода пресная, коэффициент пористости – 20 %

Если при проведении ННК-Ц пористость и газонасыщенность по разрезу известны, а кроме того, имеются палеточные зависимости для их учета по методике ММНК [6], то, в принципе, возможна интерпретация ННК-Ц традиционным методом палеток. Для случаев, когда таких данных нет либо они устарели или ненадежны, в рамках технологии ННК-Ц разработана методика, в которой влияние вариаций свойств пласта, особенно K_p и K_r , минимизировано, чтобы сделать его значительно более слабым, чем влияние разрушенности цемента, т.е. свойства пластов можно не знать и не учитывать. Это важнейшее достоинство технологии обеспечивается специальной нормализацией зондов ННК [4].

Необходимо обратить внимание на следующую важную физическую особенность метода ННК-Ц. При изменении доли цемента в затрубном пространстве (за счет его разрушения, частичного отсутствия после первичного некачественного цементирования или внедрения в него флюидов) меняется не только среднее водородосодержание затрубного пространства, но и его средняя плотность. Именно на этой особенности основана стандартная цементометрия ГГК-Ц по плотностному гамма-гамма методу с низкоэнергетическими радионуклидными гамма-источниками. Однако в отличие от метода ГГК-Ц в заполненном жидкостью и цементом затрубном пространстве при изменении доли цемента от 100

до 0 % (полном разрушении) существенное снижение его средней плотности с 1,86 до 1,00 г/см³ влияет на показания ННК-Ц многократно слабее по сравнению с влиянием роста $W_{\text{затр}}$ (Сем) с 0,40 до 1,00. Точные оценки показывают, что в самых разнообразных геолого-технических условиях и для любых типов цемента от легкого до тяжелого вклад вариаций плотности в измеряемый эффект в скоростях счета ННК не превышает нескольких процентов, что позволяет им пренебречь, поскольку эффект от изменения водородосодержания при этом составляет десятки процентов.

АППАРАТУРНО-ПРОГРАММНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ДЛЯ НЕЙТРОН-НЕЙТРОННОЙ ЦЕМЕНТОМЕТРИИ

Задача оценки целостности цемента должна решаться модификациями метода ННК-Т/Нт. При этом может применяться как стандартное оснащение полевой геофизической партии, так и аппаратура ряда ММНК с использованием наиболее чувствительных к Сем и S «зондов на цемент», исходя из петрофизических соотношений (1) – (5), а также учитывая различие зависимостей показаний ННК от Сем при заполнении пустот в цементном кольце жидкостью или газом. Выбор аппаратуры определяется типом стоящих задач, их комплексностью. Например, технология ННК-Ц может быть реализована с применением ряда комплексной аппаратуры (КА) ММНК, содержащей зонды ННК-Т и ННК-Нт, КА типа КРНЗ-48. Примером дальнейшего развития технологии может служить модернизированный вариант КРНЗ-48, получивший название КА ММНК-50. Под него было создано и новое программное обеспечение. Работа по модернизации аппаратурно-программного комплекса осуществляется при поддержке Фонда содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере. Указанные приборы предназначены для исследования пласта и проведения цементометрии.

ПРОГРАММНО-ИНТЕРПРЕТАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ НЕЙТРОН-НЕЙТРОННОЙ ЦЕМЕНТОМЕТРИИ

Программно-интерпретационное обеспечение технологии ННК-Ц включает в себя несколько компонент [4]. Главными, алгоритмически, программно и информационно выражающими содержание и специфику методики ННК-Ц являются:

- программа N-Cement [7], решающая обратную задачу интерпретации нейтронной цементометрии ННК-Ц в целях количественной оценки разрушенности (или целостности) цементного камня по результатам обработки каротажных кривых «цементных» зондов ММНК с учетом данных априорной информации;
- база данных интерпретационных палеточных зависимостей для ННК-Ц в обсаженных газовых скважинах DB_NNK-CEMENT (база данных палеток

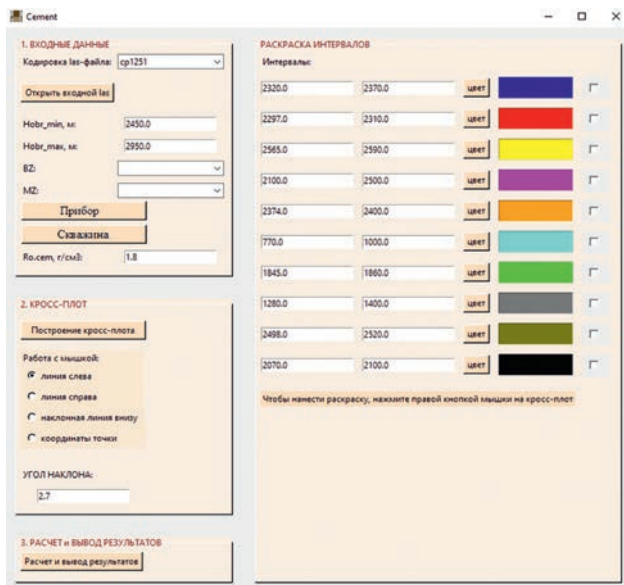


Рис. 4. Главное окно программы N-Cement

ММНК) от основных влияющих параметров геолого-технических условий [8].

Программа N-Cement рассчитывает цементограмму – объемную долю цементного камня (в %) от всего затрубного пространства в каждом кванте глубины или пропластке. Пример главного окна программы показан на рис. 4.

РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕСТИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ НЕЙТРОН-НЕЙТРОННОЙ ЦЕМЕНТОМЕТРИИ

Алгоритм обработки данных был создан на основе теоретических исследований, анализа имеющегося опыта применения ННК для решения задач нефтегазовой геофизики с применением технологий «цифрового моделирования» и использованием последних версий пакетов программ POLE и MATSTEND [6].

Для подтверждения алгоритма проводилось сопоставление с результатами оценки состояния цементного кольца, выполненного одним из основных стандартных методов ГГК-Ц (скважинный прибор

СГДТ). Кривая плотности заколонного пространства, рассчитанная по ГГК-Ц, принималась за эталонную.

Выбор метода ГГК-Ц/СГДТ для тестирования технологии ННК-Ц объясняется двумя причинами. Во-первых, оба метода по-разному определяют одну и ту же физическую величину – объемную долю цемента в затрубном пространстве, только ГГК-Ц – по средней плотности затрубного пространства, а ННК-Ц – по его среднему водородосодержанию. Во-вторых, метод ГГК-Ц/СГДТ обеспечивает достаточно высокую точность оценки Сет , если выполнены условия его применимости: водонаполненные скважины и превышение плотности цемента над плотностью промысловой жидкости в затрубном пространстве не менее чем на $0,4 \text{ г/см}^3$.

Для тестирования технологии ННК-Ц были подобраны водо- и газонаполненные обсаженные скважины в разных геолого-промысловых условиях нефтегазоконденсатных месторождений. Примеры полученных результатов приведены на рис. 5–7 в виде сопоставления каротажных кривых плотности затрубного пространства, измеренного методами/приборами ГГК-Ц/СГДТ и ННК-Ц/ММНК. Измерения по технологии ННК-Ц проводились скважинными приборами с зондовыми установками ЗНГК-С + 2ННК-Т и НГК-С + 2ННК-Т + 3ННК-Нт. Хорошая сходимость кривых свидетельствует о достоверности результатов нейтронной цементометрии с применением технологии ННК-Ц.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанная инновационная импортопережающая технология ННК-Ц, предназначенная для оперативной оценки технического состояния газонаполненных обсаженных скважин, представляет собой составную часть развиваемой отечественной технологической платформы ММНК.

Технология ННК-Ц обеспечивает оперативное получение достоверных и точных данных в объеме, достаточном для проведения оценки состояния и целостности цементной крепи (цементного кольца) скважины, экспертизы ее промышленной безопас-

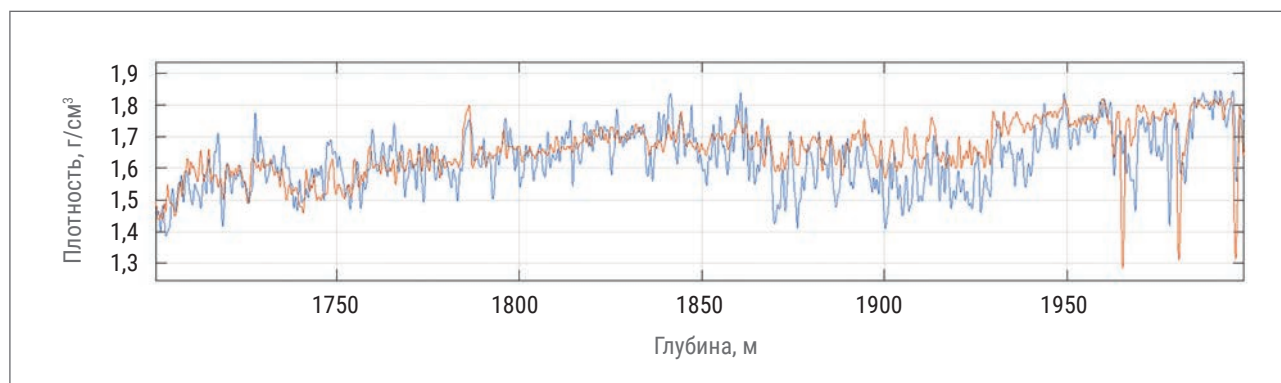


Рис. 5. Сопоставление кривых плотности заколонного пространства, полученных независимо методами нейтрон-нейтронной (синяя кривая) и гамма-гамма цементометрии (красная кривая) при оценке степени разрушенности цемента. Скважина заполнена жидкостью. Месторождение Тамбейской промышленной зоны

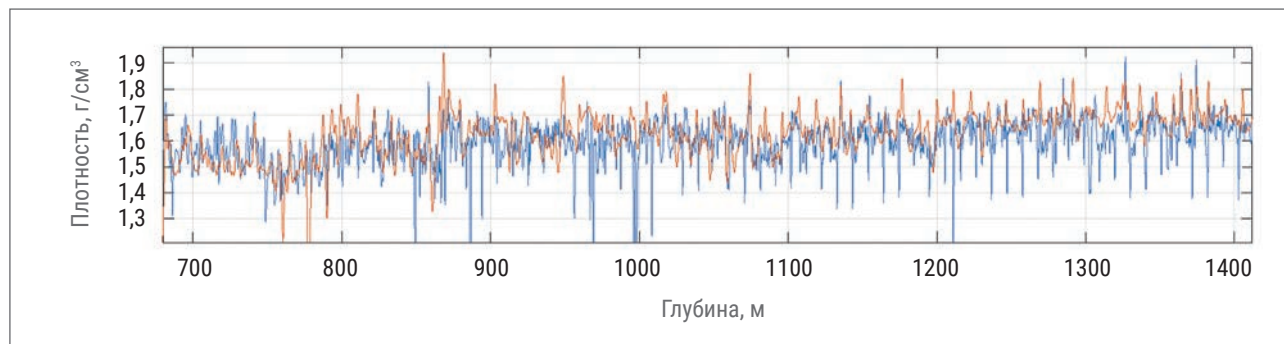


Рис. 6. Сопоставление кривых плотности за колонного пространства, полученных независимо методами нейтрон-нейтронной (синяя кривая) и гамма-гамма цементометрии (красная кривая) при оценке степени разрушенности цемента. Скважина заполнена газом. Одно из месторождений на п-ове Ямал

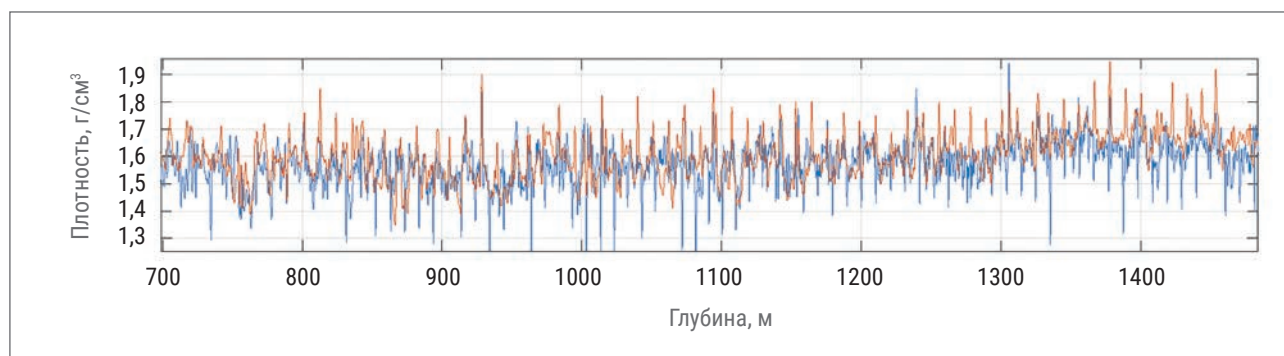


Рис. 7. Сопоставление кривых плотности за колонного пространства, полученных независимо методами нейтрон-нейтронной (синяя кривая) и гамма-гамма цементометрии (красная кривая) при оценке степени разрушенности цемента. Скважина заполнена газом. Одно из месторождений на п-ове Ямал

ности и информационного обеспечения процесса планирования и проведения геолого-технических мероприятий на фонде скважин ПАО «Газпром».

Возможности технологии ННК-Ц позволяют охарактеризовать ее как потенциально наиболее уни-

версальную для оперативной оценки технического состояния и целостности цементной крепи (цементометрии интегрального типа), особенно в действующих газонаполненных скважинах, не подвергающихся глушению и извлечению НКТ. ■

ЛИТЕРАТУРА

- ГОСТ Р 54362–2011 Геофизические исследования скважин. Термины и определения // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200086063> (дата обращения: 09.01.2024).
- Российская Федерация. Министерство природных ресурсов, Министерство топлива и энергетики. Об утверждении Правил геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах: приказ М-ва природ. ресурсов Российской Федерации от 28.12.1999 № 323 и М-ва топлива и энергетики Российской Федерации от 28.12.1999 № 445 // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/901753812> (дата обращения: 09.01.2024).
- Ахмедсафин С.К., Кирсанов С.А., Егурцов С.А. и др. Технологическая платформа «Мультиметодный многозондовый нейтронный каротаж» и ее применение для исследования скважин нефтегазоконденсатных месторождений. Современное состояние и направления развития // Газовая промышленность. 2022. № S2 (833). С. 108–112.
- Методические рекомендации по применению технологии и методики нейтрон-нейтронной цементометрии действующих скважин нефтегазоконденсатных месторождений и подземных хранилищ газа (технология ННК-Ц) / под ред. А.Л. Поляченко. М. и др.: ПолиПРЕСС, 2023. 88 с.
- Патент № 2778620 Российская Федерация, МПК G01V 5/10 (2006.01). Метод нейтрон-нейтронной цементометрии – ННК-Ц для контроля качества цементирования облепченными и обычными цементами строящихся скважин и состояния цементного камня эксплуатируемых нефтегазовых скважин, заполненных любыми типами флюидов: № 2022102130; заявл. 28.01.2022; опубл. 22.08.2022 / Поляченко А.Л., Поляченко Л.Б., Поляченко Ю.А. и др. // Patenton: сайт. URL: <https://patenton.ru/patent/RU2778620C1> (дата обращения: 09.01.2024).
- Методические рекомендации по применению технологии и методики мультиметодного многозондового нейтронного каротажа (ММНК) для определения газонасыщенности пластов-коллекторов в обсаженных скважинах НГКМ и ПХГ / под ред. А.Л. Поляченко. М. и др.: ПолиПРЕСС, 2022. 204 с.
- Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ № 2021613443 Российская Федерация. Программа интерпретации данных нейтронной цементометрии при исследовании обсаженных скважин нефтегазоконденсатных месторождений аппаратурой мультиметодного многозондового нейтронного каротажа – ММНК (программа «N-Cement»): № 2021612511; заявл. 01.03.2021; опубл. 09.03.2021 / Поляченко А.Л., Поляченко Л.Б., Поляченко Ю.А. и др. // Федеральный институт промышленной собственности: офиц. сайт. URL: https://www.fips.ru/register-doc-view/fips_servlet?DB=EVM&Do cNumber=2021613443&TypeFile=html (дата обращения: 09.01.2024).
- Свидетельство о регистрации базы данных № 2022622979 Российская Федерация. База данных интерпретационных палеточных зависимостей для нейтрон-нейтронной цементометрии ННК-Ц в обсаженных газовых скважинах «DB_NNK-CEMENT»: № 2022622945; заявл. 11.11.2022; опубл. 21.11.2022 / Поляченко Л.Б., Поляченко А.Л., Егурцов С.А. и др. // Федеральный институт промышленной собственности: офиц. сайт. URL: https://new.fips.ru/register-doc-view/fips_servlet?DB=DB&DocNumber=2022622979&TypeFile=html (дата обращения: 09.01.2024).

ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК СКВАЖИН – ИНСТРУМЕНТ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССА ПРОЕКТИРОВАНИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВА

УДК 622.245.59

Е.В. Швачко, ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Санкт-Петербург, Россия),
E_Shvachko@vniigaz.gazprom.ru

А.Н. Васильев, к.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ», A_Vasilev@vniigaz.gazprom.ru

В.В. Шишляев, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», V_Shishlyaev@vniigaz.gazprom.ru

При освоении углеводородных месторождений используется множество типов различающихся по масштабу покрытия цифровых двойников: отдельного нефтегазопромыслового оборудования, всего процесса строительства объекта или месторождения. Цифровой двойник скважины – это виртуальный аналог реального объекта, воспроизводящий его состояние в разные моменты жизненного цикла. Виртуальный аналог представляет собой структурированный массив данных, полученных в период проектирования, бурения, освоения и эксплуатации скважины. Качественное наполнение цифрового двойника объективной информацией позволяет повысить эффективность производственных процессов и достоверность прогнозов режимов работы скважины. В статье рассмотрены вопросы внедрения цифровых двойников в качестве инструмента оптимизации процесса проектирования и строительства скважин для достижения проектного уровня дебита углеводородов и его сохранения на протяжении жизненного цикла скважины с учетом задачи снижения (минимизации) капитальных затрат. Решение проблемы состоит в максимальной синхронизации технико-технологических процессов разработки и проектов строительства скважин. При проектировании работ, а также формировании и развитии цифрового двойника объекта предлагается использование отечественного программного комплекса «Проектирование скважин». Программное обеспечение позволяет проводить оперативную корректировку режимов бурения, сопоставление проектных решений с показателями бурения в реальном времени и, как следствие, пополнение цифровой модели фактическими данными.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК, ПРОЕКТИРОВАНИЕ СКВАЖИН, СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА, МЕСТОРОЖДЕНИЕ.

В последнее время цифровые двойники (ЦД) нашли широкое применение в нефтегазовом комплексе. Их использование стало одним из ведущих направлений развития газовой промышленности. Впервые в 2002 г. этот термин был упомянут проф. Майклом Гривзом (Dr. Michael Grieves) из Мичиганского университета (США) во время презентации, приуроченной к открытию Центра управления жизненным циклом продукта. В своем докладе он рассказал о возможностях, открывающихся при создании виртуального пространства, которое дублировало бы реальное и обменивалось с ним информацией. Двойник содержит в себе макси-

мум информации об оригинале, что позволяет не только быстро решать возникающие проблемы, но и предотвращать их [1].

Будучи цифровой моделью технологического процесса строительства скважины с подключением к базам данных промысла, ЦД обеспечивает конвергенцию между физическим и виртуальным состояниями с соответствующей скоростью синхронизации и воспроизводит процесс строительства в разные моменты жизненного цикла. Виртуальная модель включает структурированный массив данных, полученных в период проектирования, бурения, освоения и эксплуатации скважины. Качественное наполнение объек-

тивными данными ЦД позволяет с высокой вероятностью прогнозировать оптимальные режимы работы скважины.

В целях оптимизации процесса строительства скважин была поставлена задача по созданию на основе полученных данных информационной базы (банка геолого-технической информации на едином корпоративном информационном ресурсе), включающей геолого-промысловые параметры залежи и комплексы технологических решений по строительству скважин и интенсификации потока флюида [2].

По мнению авторов статьи, ЦД скважины и детализация, с которой он должен быть построен, направ-

E.V. Shvachko, Gazprom VNIIGAZ LLC (Saint Petersburg, Russia), E_Shvachko@vniigaz.gazprom.ru

A.N. Vasilyev, PhD in Engineering, Gazprom VNIIGAZ LLC, A_Vasilev@vniigaz.gazprom.ru

V.V. Shishlyaev, Gazprom VNIIGAZ LLC, V_Shishlyaev@vniigaz.gazprom.ru

Digital twins of wells: A tool to optimize design and construction

Hydrocarbon field development uses numerous types of digital twins with different coverage scales: specific petroleum field equipment or the entire construction process of a facility or a field. A digital twin of a well is a virtual counterpart of a real facility that reproduces its state at different points in its lifecycle time. The virtual counterpart is a structured array of data obtained during the construction, drilling, development, and operation of the well. Filling a digital twin with objective data in a quality manner allows for improving production process efficiency and validity of forecast well operation modes. The article considers the implementation of digital twins as a tool to optimize the design and construction of wells and thus reach the design hydrocarbon flow rate and maintain it throughout the well lifecycle while keeping capital expenditure at its minimum. The solution lies in the maximum synchronization of technical and process development of wells and their construction projects. The domestic software package named "Well Design" is proposed for the planning and digital twin establishment and development. The software allows to correct the drilling modes promptly, compare the design solutions with real-time drilling indicators, and, as a result, update the digital model with the actual data.

KEYWORDS: DIGITAL TWIN, WELL DESIGN, WELL CONSTRUCTION, PROCESS OPTIMIZATION, FIELD.

лены на решение двух ключевых задач:

- оптимизации процесса строительства скважин, где основным критерием является снижение капитальных затрат с одновременным достижением проектного дебита пластовых флюидов (газа, газоконденсата, нефти, воды и др.) и его сохранением на протяжении всего времени эксплуатации скважины;

- контроля за разработкой месторождения, где важную роль в принятии оптимальных решений играют цифровые геолого-технологические модели. В рамках контроля и регулирования разработки месторождений используются трехмерные цифровые геологические модели залежей для оперативного подсчета запасов углеводородов, трехмерные гидродинамические (фильтрационные) модели для прогнозирования и уточнения основных технологических показателей разработки месторождений, модели поверхностей сетей для системы сбора газа.

Для поддержания ЦД месторождения на этапе освоения и эксплуатации скважин необходимо задействовать процессы автоматизации, т.е. установку различных телеметрических систем, непрерывно поставляющих промысловые технологические параметры работы

скважин для адаптации и актуализации геолого-технологической модели месторождения (или ее составной части – гидродинамической модели). Кроме того, автоматизация позволит обеспечить качество управления скважиной, необходимое для оптимального освоения, исключения аварийных ситуаций, предотвращения повреждения оборудования, а также снижения затрат энергии.

В данной работе рассмотрены пути и направления решения задачи оптимизации процесса строительства скважин с одновременным достижением проектного дебита углеводородов (максимизации) и его сохранением при использовании ЦД. Технологические и технические решения, принятые на стадии проектирования строительства, следует оценивать с позиции их влияния на весь жизненный цикл скважины.

ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК СКВАЖИН ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ

По результатам геолого-разведочных работ и последующей разработки технических проектов, включающих геолого-структурные и гидродинамические модели, формируются основные технико-технологические решения по строительству скважин на основе ранее полученных данных:

- геологическое строение и термобарические условия вскрытия разреза;

- необходимые исследования (геофизические, гидродинамические и др.);

- схема заканчивания и комплекс подземного оборудования;

- интенсификация притока и т.д.

Этап создания ЦД скважины начинается с получения первичной геолого-промысловой информации по месторождению и продолжается до завершения его разработки. Поэтому уже на стадии замысла и первичной проработки проекта возможно использование данных цифровой модели месторождения (отчетных материалов по подсчету запасов, рабочих проектов и т.п.), которая, в свою очередь, служит отправной точкой для создания ЦД скважины. Применение такого подхода позволит при использовании цифровых инструментов оперативно получать доступ ко всему многообразию имеющихся сведений по месторождению. Таким образом, на этапе проектирования скважины будет создаваться ее адекватная модель, учитывающая различные геологические факторы.

Дальнейшее развитие ЦД заключается в дополнении его фактической информацией, получаемой непосредственно при строительстве в режиме реального времени,

в том числе с датчиков станции геолого-технологических исследований, что позволит минимизировать человеческий фактор при внесении данных. Обязательной детальной фиксации подлежат технические характеристики применяемого оборудования и инструмента, состав и свойства технологических жидкостей и тампонажных растворов, информация о составе, качестве выполняемых операций и затратах времени на них. При таком подходе будет возможна оценка влияния технологических и технических решений, принятых на этапе проектирования и в ходе строительства скважин, на их дальнейший жизненный цикл.

В общем виде необходимость использования опыта работ по строительству скважин прописана в [3]. Однако ввиду различных ограничений применение не заложенного в ЦД ранее полученного опыта малоэффективно и даже невозможно (выполнение проектных работ различными организациями, ограничение по предоставлению информации по техническим проектам разработки, «вымывание и текучка» кадров).

На практике принятые на этапе проектирования исходные данные могут различаться в силу ряда причин: геологической неопределенности вскрываемого разреза (в том числе для эксплуатационных скважин), замены инструмента и оборудования, применения компонентов технологической жидкости, отличающихся от проектных, и т.д. Все это ведет к расхождению проектной документации на скважину с фактическим состоянием технологического объекта и требует согласования в рамках авторского надзора и сопровождения строительства скважин после проведения дополнительных расчетов. Необходимо отметить, что корректировка проектных решений зачастую осуществляется в целях недопущения нарушений пунктов нормативных документов, обеспечивающих безопасность проведения работ, иногда в ущерб

технологическим решениям, заложенным в утвержденном проекте разработки месторождений углеводородного сырья. Таким образом, для сохранения баланса интересов рационального и эффективного недропользования необходимо согласовывать корректировку влияющих на эффективность проектных решений по строительству скважин (изменение профиля ствола скважины, суммарную проходку по стволу, изменение параметров технологических жидкостей, параметров интенсификации притока флюида и т.д.) с авторами технических проектов разработки месторождения.

При сборе информации для последующего анализа и принятия решения при строительстве скважин предлагается разделить данные на два условных блока – технико-технологический и организационный.

Технико-технологический блок включает перечень применяемого оборудования, инструмента, химических и расходных материалов. К основным технологическим режимам при строительстве скважины можно отнести: способы и режимы бурения и крепления, прокачки технологических жидкостей, методы интенсификации притока флюида, промыслово-геофизические исследования и т.д. Особое внимание уделяется технологическим жидкостям (буровой, тампонажный и буферный растворы, жидкости освоения и гидравлического разрыва пласта).

К организационному блоку относятся временные параметры строительства скважин, начиная с подготовительных работ по площадке и заканчивая освоением и выводом скважины на режим эксплуатации. Важно на этапе бурения определять производительное и непроизводительное время с последующей детализацией причин отклонения проектных решений. Сроки строительства скважин – один из критериев эффективности бурения, учитывающийся и анализирующийся при формировании ЦД.

ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК – ИНСТРУМЕНТ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССА СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

Нередко целью оптимизации процесса строительства скважины становится снижение капитальных затрат без учета факторов, влияющих на ее продуктивность. Одним из параметров оптимизации процесса бурения в статье [4] определена механическая скорость. Исследования направлены на сокращение временных затрат буровых работ и ограничиваются рассмотрением периода углубления, что по опыту проектирования строительства скважины составляет не более 20 % от времени ее сооружения. При этом во внимание не берется возможное негативное влияние режимов бурения на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта.

В данной работе рассматривается не отдельно взятый этап строительства, а комплексный подход к использованию всего объема геолого-технологических данных для оптимизации процессов проектирования и строительства скважин с учетом достижения проектного дебита флюида (газа, газоконденсата, нефти, воды и др.) и его сохранения на протяжении рабочего цикла жизни скважины, исходя из задачи снижения (минимизации) капитальных вложений. Как правило, при эксплуатационном бурении фактор геологической неопределенности значительно ниже и влияние технических факторов становится определяющим.

В качестве инструмента оптимизации рассмотрим опыт применения ЦД на примере реализованного проекта по строительству скважин на Нарыкско-Осташкинском метаноугольном месторождении [5], расположенном на юге Западной Сибири. На месторождении выполняются опытно-промышленные работы в целях отработки технологий бурения и освоения трех добычных систем скважин сложного профиля. Каждая система состоит из одной вертикальной и одной

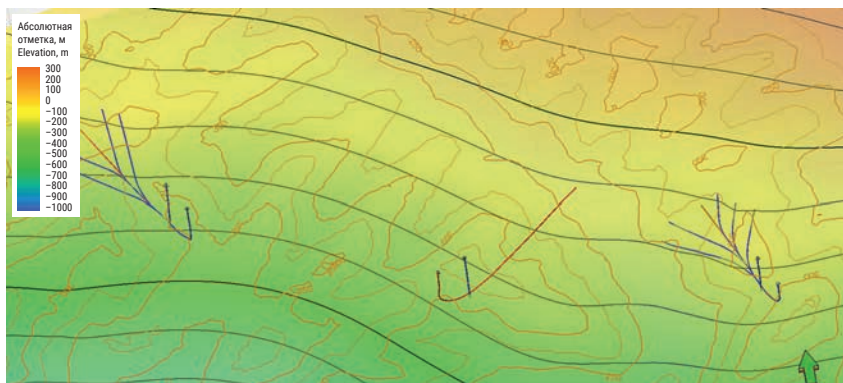


Рис. 1. Общий вид размещения систем многозабойных и горизонтальных скважин для добычи метана угольных пластов в Кузбассе
Fig. 1. General arrangement of multi-hole and horizontal wells for coalbed methane production in Kuzbass

многозабойной или горизонтальной скважины (рис. 1). Первоначально строится вертикальная скважина, которая в процессе строительства уточняет залегание целевых угольных пластов, а в дальнейшем оснащается глубинным насосным оборудованием для откачки поступающей жидкости. Далее строится многозабойная скважина, пересекающая вертикальную в интервале залегания целевого угольного пласта и предварительно расфрезерованную обсадную колонну вертикальной скважины. По результатам получения гидродинамической связи между вертикальной и многозабойной скважинами бурение продолжается по угольному пласту с восстающим профилем основного и боковых стволов.

Основной технологией проводки скважины сложного профиля с учетом наличия бурового оборудования на территории России, как правило, выбирается бурение с использованием винтового забойного двигателя (ВЗД). При проектировании строительства многозабойных и горизонтальных скважин с восстающим участком профиля (в продуктивной части пласта) и с большим отходом от вертикали к основным технологическим рискам относят появление так называемого баклинг-эффекта. Он может возникать как при бурении с ВЗД, так и при спуске фильтра-хвостовика. Для решения проблем

потери устойчивости бурильного инструмента, а также предотвращения возможности недоведения осевой нагрузки на долото рассматривается применение комбинированной колонны из стальных бурильных труб совместно с легкосплавными в составе бурильной колонны. В процессе авторского сопровождения строительства многозабойной скважины № 01 проводилось уточнение исходных данных, оперативно дорабатывались и оптимизировались проектные решения, в том числе расчетными и инструментальными методами (коэффициент трения в обсаженном и открытом стволах, эквивалентные циркуляционные плотности бурового раствора (БР) на различных интервалах ствола скважины и пр.). На основе данных геолого-технического контроля были пересчитаны коэффициенты трения для обсаженного и открытого стволов скважины, являющиеся одними из определяющих при расчете проводки горизонтального ствола, доведения нагрузки на долото и недопущения возникновения пространственного искривления бурильного инструмента – баклинг-эффекта. Это позволило в дальнейшем при строительстве скважин с условными номерами 02 и 03 оптимизировать состав компоновок бурильной колонны, минимизировать их количество, а также уменьшить число спуско-подъемных опера-

ций. Построенная многозабойная скважина с условным № 01 при вертикальной глубине одного из боковых стволов 531 м и горизонтальном смещении на 1319 м по международной классификации скважин с большим отходом от вертикали ERD (Extended Reach Drilling) с индексом, равным 2,48, относится к сверхсложным. Учитывая имевшие место ограничения (отсутствие в применяемой компоновке низа бурильной колонны роторно-управляемых систем), можно однозначно утверждать об уникальности реализованных технико-технологических решений.

Важно отметить, что среди основных факторов достижения высоких уровней добычи газа с применением горизонтальных и многозабойных скважин выделяется применение щадящих способов первичного вскрытия пластов с учетом предотвращения глубокого проникновения фильтра БР в продуктивные пласты. Высокие значения эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) БР приводят к увеличению репрессии на пласт в процессе бурения с большим отходом от вертикали и кольматации прискважинной зоны.

Одно из основных проектных решений, направленное на минимизацию кольматации угольного коллектора при бурении в продуктивном горизонте, предполагало применение при строительстве всех трех систем скважин в качестве БР технической воды по химическому составу близкой к пластовой. Бурение с применением в качестве очистного агента технической воды с КСІ опробовано при проходке вертикальной скважины. Были уточнены выносные способности водного раствора хлористого калия при достижении мгновенных механических скоростей по угольному пласту более 30 м/ч – фактической производительности бурового насоса. После чего данное решение успешно реализовано при проходке горизонтального ствола скважины

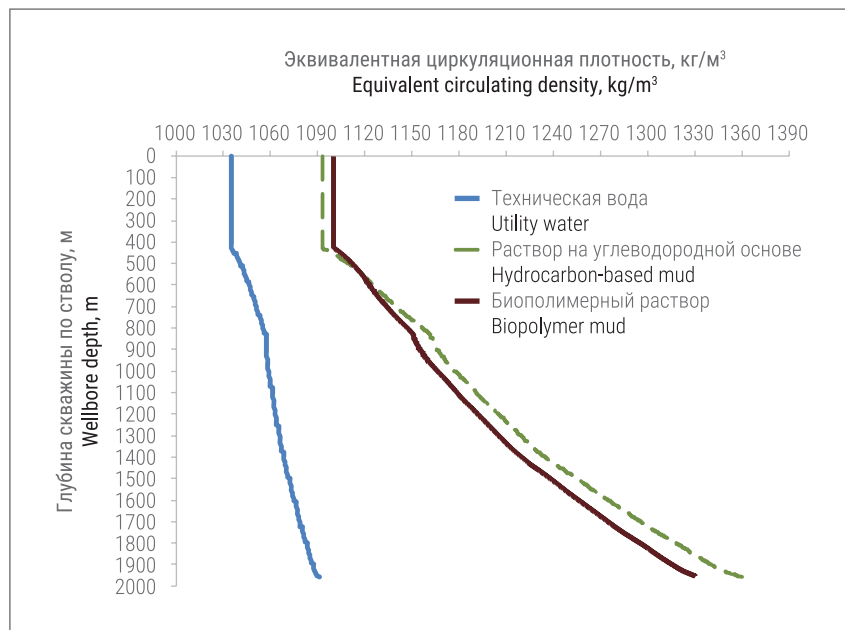


Рис. 2. Эквивалентная циркуляционная плотность трех различных буровых растворов
Fig. 2. Equivalent circulating density of the three mud types

с условным № 03. Использование технической воды в качестве БР позволило минимизировать кольматацию ствола и сохранить ФЕС угольного пласта.

Однако в процессе бурения основного и боковых стволов скважин, особенно протяженных горизонтальных, значительную роль в снижении коллекторских свойств играет ЭЦП БР с выбуренным шламом. Расчетные значения ЭЦП при вскрытии угольного пласта скважиной № 01 составили от 1147 до 1332 кг/м³ при использовании биополимерного БР с плотностью 1030 кг/м³. При этом значения ЭЦП при вскрытии угольного пласта скважиной № 03 с применением водного солевого раствора

при плотности 1024 кг/м³ на сопоставимых глубинах варьируются в диапазоне от 1055 до 1091 кг/м³. Основные параметры ЭЦП, рассчитанные для трех различных БР (рис. 2), представлены в таблице.

В соответствии с полученными данными (рис. 2) можно отметить, что превышение фактического забойного давления с учетом ЭЦП БР при проходке по угольному пласту над пластовым давлением (как правило, уравнивающее гидростатическое давление столба воды) составило для биополимерного раствора от 14,7 до 33,2 %, а для технической воды с добавлением KCl – от 5,5 до 9,1 %. Для наглядности на рис. 2 приведена ЭЦП БР на углеводородной

основе, где превышение забойного давления над пластовым достигает от 15,7 до 36,0 %.

Таким образом, включение и учет в ЦД скважин параметра ЭЦП на этапах проектирования и строительства объекта с последующим выполнением количественной оценки снижения ФЕС пласта позволит повысить достоверность прогнозных расчетов продуктивности скважины. Наряду с описанными решениями необходимо отметить, что формирование ЦД по скважинам № 01, 02, 03 дает возможность оптимизировать параметры режимов бурения, цементирования, уточнить вооружение долот и свойства применяемых БР.

В качестве базового инструмента для решения задач проектирования строительства скважин, а также формирования и развития их ЦД возможно использование отечественного программного комплекса «Проектирование скважин» ООО «Бурсофтпроект» (рис. 3). Данный комплекс выполняет инженерные расчеты строительства в цифровом виде на основе методик, представленных в отечественных нормативно-методических документах, с учетом зарубежного опыта. Программное обеспечение можно рассматривать как средство оперативного контроля процесса строительства скважин, позволяющее вносить актуальные изменения промысловых данных в ЦД скважины и корректировать дальнейшие технико-технологические решения. Среди основных преимуществ применения специализированного программного комплекса при про-

Фактические данные по параметрам бурового раствора
Actual data on mud parameters

Наименование бурового раствора Mud description	Модель жидкости Liquid model	Плотность, кг/м³ Density, kg/m³	Пластическая вязкость, мПа·с Plastic viscosity, mPa·s	Динамическое напряжение сдвига, Па Dynamic shear stress, Pa
Биополимерный Biopolymer	Бингамовская Bingham	1030	10	7,2
Техническая вода с добавлением KCl Utility water with added KCl	Ньютоновская Newton	1024	1	–
Раствор на углеводородной основе Hydrocarbon-based	Бингамовская Bingham	1020	22	6,5

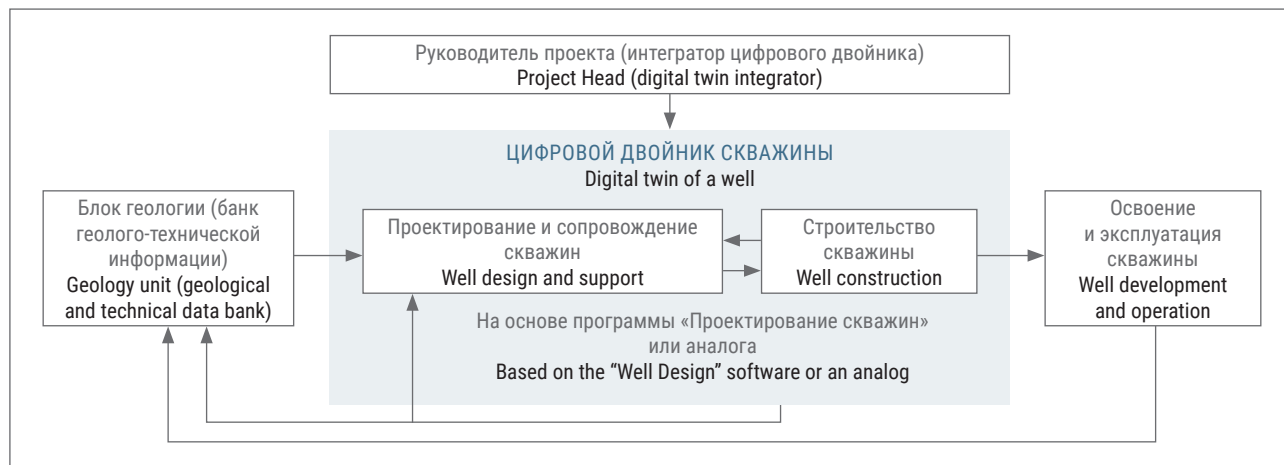


Рис. 3. Принципиальная схема организации и развития цифрового двойника скважины
Fig. 3. Schematic diagram of arranging and developing a digital twin of a well

ектировании и сопровождении строительства скважин с учетом получаемой промыслово-технологической информации с месторождения можно выделить:

- сведение к минимуму случайных ошибок;
- повышение качества и скорости проведения инженерно-технологических расчетов;
- обеспечение формирования проектной документации в требуемых макетных формах на едином бумажном носителе.

ВЫВОДЫ

Рассмотренные в качестве примеров технико-технологические

решения, сформированные с использованием программного комплекса «Бурсофтпроект» и внедренные при строительстве скважин, демонстрируют необходимость дальнейшего проведения работ по формированию ЦД скважин в целях усовершенствования процессов бурения, заканчивания и эксплуатации.

Внедрение проектных цифровых моделей позволяет получить доступ к промыслово-технологической информации для оперативного моделирования процессов строительства скважин и оптимизировать технико-технологические решения для последующих объек-

тов. Целесообразно формирование ЦД скважин в специализированном программном обеспечении, позволяющем накапливать и выгружать фактические данные, а также выполнять необходимые инженерные расчеты, в том числе в разрезе проектных решений.

Создание ЦД скважины как элемента интеллектуального месторождения позволяет добиться максимальной синхронизации технических и рабочих проектов на строительство скважин в целях повышения достоверности и обоснованности технологических показателей разработки месторождения. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Grieves M., Vickers J. Digital Twin: Mitigating unpredictable, undesirable emergent behavior in complex systems // *Transdisciplinary perspectives on complex systems* / ed. by J. Kahlen, et al. Cham, Switzerland: Springer, 2017. P. 85–113. DOI: 10.1007/978-3-319-38756-7_4.
2. Васильев А.Н., Шишляев В.В., Голубцов Р.В. Организационные мероприятия по оптимизации процесса строительства скважин для добычи метана из угольных пластов // *Газовая промышленность*. 2012. № 5 (672). С. 9–11.
3. Российская Федерация. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»: приказ Федер. службы по экол., технол. и атом. надзору от 15.12.2020 № 534 (с изм. на 31.01.2023) // *Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док.* URL: <https://docs.cntd.ru/document/575230594> (дата обращения: 11.01.2024).
4. Шиповский К.А., Цивинский Д.Н. Оптимизация процесса бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин на основе мониторинга технико-технологических и геолого-геофизических параметров // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2012. № 11. С. 9–15.
5. Штоль А.В., Мязин О.Г., Казаков Е.О. и др. Первый опыт строительства многозабойной скважины с большим отклонением забоя от вертикали в условиях метаноугольного месторождения Кузбасса // *Газовая промышленность*. 2021. № 51 (814). С. 64–67.

REFERENCES

- (1) Grieves M, Vickers J. Digital Twin: Mitigating unpredictable, undesirable emergent behavior in complex systems. In: Kahlen J, Flumerfelt S, Alves A (eds.) *Transdisciplinary Perspectives on Complex Systems*. Cham, Switzerland: Springer; 2017. p. 85–113. https://doi.org/10.1007/978-3-319-38756-7_4.
- (2) Vasilyev AN, Shishlyayev VV, Golubtsov RV. Organizational activities to optimize well construction for coalbed methane production. *Gas Industry [Gazovaya promyshlennost']*. 2012; 672(5): 9–11. (In Russian)
- (3) Federal Service for Environmental, Technological, and Nuclear Supervision. Order No. 534 dated 15 December 2020 (rev. on 31 January 2023). *On approval of the federal codes and practices for industrial safety "Safety Practices in the Oil and Gas Industries"*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/575230594> [Accessed: 11 January 2024]. (In Russian)
- (4) Shipovsky KA, Tsivinsky DN. Optimization of inclined and horizontal wells drilling, based on monitoring of technical-technological and geological-geophysical parameters. *Onshore and Offshore Oil and Gas Well Construction [Stroitel'stvo neftyanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more]*. 2012; (11): 9–15. (In Russian)
- (5) Shtol AV, Myazin OG, Kazakov YeO, Shevtsov AO, Kudinov YeV, Popov AV. First experience of constructing an extended-reach multi-hole well under the conditions of Kuzbass coalbed methane field. *Gas Industry*. 2021; 814(51): 64–67. (In Russian)

ОПЫТ СТРОИТЕЛЬСТВА СЕНОМАНСКИХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С СУБГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ БОЛЬШОЙ ПРОТЯЖЕННОСТИ НА ПЕСЦОВОЙ ПЛОЩАДИ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

УДК 622.24

А.Ю. Корякин, к.т.н., ООО «Газпром добыча Уренгой» (Новый Уренгой, Россия), A.U.Koryakin@gd-urengoy.gazprom.ru

Т.В. Сопнев, ООО «Газпром добыча Уренгой», T.V.Sopnev@gd-urengoy.gazprom.ru

О.А. Молчанов, ООО «Газпром добыча Уренгой», O.A.Molchanov@gd-urengoy.gazprom.ru

А.А. Юнусов, ООО «Газпром добыча Уренгой», A.A.Yunusov@gd-urengoy.gazprom.ru

М.Ю. Сафронов, ООО «Газпром добыча Уренгой», M.Yu.Safronov@gd-urengoy.gazprom.ru

В статье описан опыт строительства газовых скважин с субгоризонтальным окончанием большой протяженности на Песцовой площади Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (Ямало-Ненецкий авт. окр.). Актуальность данной работы определена необходимостью вовлечения в дренирование малоактивных запасов газа периферийной части залежи и обеспечения длительной безводной эксплуатации скважин при достижении проектных уровней отборов в условиях значительной неоднородности коллектора.

С учетом опыта восстановления сеноманских газовых скважин зарезкой бокового ствола в рамках подготовки строительства скважин разработан способ оценки оптимальной длины горизонтального участка при различных возможных комбинациях геолого-физических параметров пласта. Суть метода заключается в выполнении серии расчетов с использованием синтетических секторных однородных гидродинамических моделей для определения стартового дебита скважины как индикатора ее продуктивного потенциала.

В результате проведенных авторами многовариантных расчетов сформирована матрица, позволяющая оперативно принимать решение о целесообразности удлинения скважины в процессе ее строительства. С использованием матрицы пробурено 30 скважин с проходкой по стволу от 370 до 1000 м. Достигнутые дебиты подтверждают эффективность строительства субгоризонтальных газовых скважин протяженностью ствола до 1000 м для сеноманских залежей, отличающихся значительной геологической неоднородностью.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: СЕНОМАНСКАЯ ЗАЛЕЖЬ, ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ, СЕКТОРНАЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ, СТВОЛ СКВАЖИНЫ, МАТРИЦА РЕШЕНИЙ, ПРОГНОЗНЫЙ ПУСКОВОЙ ДЕБИТ.

Песцовая площадь Уренгойского месторождения (Ямало-Ненецкий авт. окр.) введена в разработку в 2004 г. До 2021 г. добыча газа здесь осуществлялась 146 наклонно направленными скважинами, расположенными в купольной части и оборудованными фильтрами-хвостовиками протяженностью до 100 м.

Вклад Песцовой площади в баланс добычи газа по ООО «Газпром добыча Уренгой» составляет более 25 %. Геологическое строение сеноманской залежи в пределах площади характеризуется значительной неоднородностью литологического состава. Ее разрез представляет собой пере-слаивание песчано-алевроито-

вых и алевроито-глинистых пород с подчиненным преобладанием глинистых прослоев, с высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) нижней части разреза и пониженными – верхней с наличием отдельных пропластков суперколлекторов. Вследствие резкой фациальной изменчивости разрезы даже в близлежа-

A.Yu. Koryakin, PhD in Engineering, Gazprom добыча Urengoy LLC (Novy Urengoy, Russia),

A.U.Koryakin@gd-urengoy.gazprom.ru

T.V. Sopnev, Gazprom добыча Urengoy LLC, T.V.Sopnev@gd-urengoy.gazprom.ru

O.A. Molchanov, Gazprom добыча Urengoy LLC, O.A.Molchanov@gd-urengoy.gazprom.ru

A.A. Yunusov, Gazprom добыча Urengoy LLC, A.A.Yunusov@gd-urengoy.gazprom.ru

M.Yu. Safronov, Gazprom добыча Urengoy LLC, M.Yu.Safronov@gd-urengoy.gazprom.ru

Construction of extensive Cenomanian gas wells with subhorizontal tailing-in in the Pestsovaya area of the Urengoyское field

The article outlines the experience of construction of extensive gas wells with sub-horizontal tailing-in in the Pestsovaya area of the Urengoyское oil, gas, and condensate field (Yamalo-Nenets Autonomous Okrug). The relevance of this work is determined by the need to involve the low-activity gas reserves from the peripheral part of the Cenomanian pool in the drainage process, and to ensure long-term water-free operation of wells, provided that the design withdrawal levels are achieved in conditions of significant heterogeneity of the reservoir.

Taking into account the experience of rehabilitating Cenomanian gas wells by branching as part of well construction preparation, a method of estimating the optimal length of the horizontal section under various possible combinations of geological and physical reservoir parameters has been developed. The method essentially involves conducting a series of calculations using synthetic sector-specific homogeneous hydrodynamic models to estimate the start-up well production rate, as an indicator of its productive capacity.

As a result of the multivariate calculations carried out by the authors, a matrix has been developed to make prompt decisions on the feasibility of extending a well during its construction. 30 wells were drilled using the matrix, with borehole penetration ranging from 370 to 1000 m. The achieved production rates confirm the efficiency of construction of subhorizontal gas wells with borehole length up to 1000 m for Cenomanian pools with significant geological heterogeneity.

KEYWORDS: CENOMANIAN POOL, GEOLOGICAL HETEROGENEITY, SECTORAL HYDRODYNAMIC MODEL, WELLBORE, DECISION MATRIX, PREDICTED START-UP PRODUCTION RATE.

щих скважинах сопоставляются лишь в общих чертах. Каждый проницаемый пласт представлен частым переслаиванием мелких песчано-алевритовых и глинистых пластов. Четких литологических реперов, прослеживаемых в пределах площади, нет.

Геологическая неоднородность подтверждается неравномерным внедрением воды в залежь. В настоящее время выделяются области опережающего, слабого и умеренного темпа внедрения пластовых вод. Интенсивность вторжения определяется литологической изменчивостью и анизотропией коллекторских свойств газовой части залежи и горных пород водонапорного бассейна. Обводнение служит предпосылкой к прогрессирующему выбыванию скважин и образованию зон зачехленных запасов газа. К основным мероприятиям, направленным на поддержание фонда, относятся водоизоляционные работы и зарезка боковых стволов.

ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

С 2019 г. на Песцовой площади выполняется зарезка боковых субгоризонтальных стволов в прикровельной части разреза, характеризующейся относительно низкими ФЕС, в целях активизации выработки запасов газа путем создания максимальной депрессии. Это позволяет вовлечь в активное дренирование запасы в межкустовых зонах со значительным удалением уровня газоводяного контакта внутри эксплуатационного поля. Опыт восстановления скважин с протяженностью ствола 300 м методом зарезки боковых стволов свидетельствует о недостижении прогнозных дебитов и, как следствие, необходимости уточнения длины ствола в конкретных горно-геологических условиях.

В целях вовлечения в дренирование малоактивных запасов газа периферийной части сеноманской залежи и поддержания уровней добычи при минимальных потерях пластовой энергии и с максималь-

ной отсрочкой прорыва воды к забоям эксплуатационных скважин проектом разработки было предусмотрено строительство 30 дополнительных скважин. В каждом кусте предполагалось разместить по три скважины с субгоризонтальными окончаниями. Стволы скважин одного куста планировалось располагать азимутально под углом 120° относительно друг друга, чтобы обеспечить максимальный размер контура питания эксплуатационного куста.

Проектные скважины должны вскрывать верхнюю часть газоносного интервала и размещаться в периферийной части залежи с ухудшенными ФЕС. Согласно проекту высокие значения пусковых дебитов вкпе с большим охватом дренированием в условиях относительно низких толщин обеспечиваются конструкцией скважин с субгоризонтальным окончанием.

Подробно проблемы, связанные с оптимизацией конструкции горизонтального окончания

Пластовое давление, МПа Reservoir pressure, МПа	Эффективная толщина h , м Effective depth h , m	Коэффициент проницаемости k , $\cdot 10^{-3}$ мкм ² Permeability factor k , $\cdot 10^{-3}$ μm^2	Общая/эффективная длина горизонтального участка ствола L , м Total/effective length of the horizontal section of the wellbore L , m						
			400/260	500/325	600/390	700/455	800/520	900/585	1000/650
6,57	3,90	50	355	10,1	6,7	5,0	3,7	2,9	2,2
		100	431	6,7	4,5	3,4	2,2	1,6	1,2
		200	500	3,6	2,4	1,8	1,3	0,9	0
		300	532	2,6	1,7	1,3	0,9	0,7	0
		400	551	2,0	1,3	1,1	0,7	0,5	0
	5,58	50	399	8,0	5,5	4,0	3,0	2,2	1,6
		100	474	5,4	3,1	2,2	1,5	1,1	0,9
		200	533	2,7	1,8	1,2	0,8	0,5	0,5
		300	561	1,9	1,2	0,8	0,5	0,3	0,3
		400	578	1,4	0,9	0,6	0,4	0,2	0,3
	13,65	50	456	6,0	4,0	2,4	1,8	1,3	0,9
		100	527	3,1	2,0	1,3	0,9	0,6	0,4
		200	576	1,6	0,9	0,6	0,4	0,2	0,1
		300	597	1,0	0,6	0,3	0,2	0,1	0
		400	610	0,7	0,4	0,2	0,1	0	0

Стартовый дебит 400 м
в геологических условиях
Start-up production rate of 400 m
in geological conditions

% накопленного прироста дебита
на каждые 100 м
Percentage of cumulative incremental
production rate for every 100 m

Рис. 1. Матрица для определения оптимальной длины горизонтального участка ствола скважины
Fig. 1. Matrix for determining the optimal length of the horizontal section of the wellbore

газовой скважины, рассмотрены в классической монографии А.Х. Мирзаджанзаде и др. [1]. Ввиду актуальности решения задачи выбора оптимальной длины субгоризонтального окончания большой протяженности для газовых скважин этому вопросу посвящен ряд работ [2–5].

Согласно проектным решениям конструкция новых скважин с субгоризонтальным окончанием принималась аналогичной фактически пробуренным на Западно-Песцовой площади и восточном куполе Северо-Уренгойского месторождения (Ямало-Ненецкий авт. окр.). В прогнозных расчетах длина субгоризонтального окончания считалась равной 150 м с отклонением забоя от вертикали до 350 м и размещением его на глубине 20 м от кровли продуктивного пласта и не менее 20 м до текущего

газоводяного контакта. Бурение дополнительных скважин предусматривалось в зонах с эффективной газонасыщенной толщиной свыше 25–30 м и высокими удельными запасами. Для привязки эксплуатационных скважин с субгоризонтальным окончанием предполагалось бурение наблюдательных скважин в пределах кустовой площадки с вертикальным вскрытием пласта для получения фактической информации о геологическом строении и текущем положении газоводяного контакта и дальнейшего использования в целях контроля за разработкой месторождения.

Чтобы уточнить первоначальные проектные решения, предусматривавшие длину ствола 150 м, с учетом опыта строительства боковых стволов на Песцовой площади, в условиях значительных гео-

логических неопределенностей и литологической изменчивости коллектора была рассмотрена целесообразность увеличения длины субгоризонтального окончания до 1000 м.

При выполнении данной работы на фильтрационной модели просчитывались варианты для различной длины горизонтального участка ствола (ГС) – от 150 до 1000 м с шагом 100 м. По результатам расчетов было установлено, что при строительстве новых скважин длина ГС должна составлять 400 м. Решение о строительстве конкретной скважины с субгоризонтальным окончанием ствола свыше 400 м необходимо принимать на основании геолого-геофизической информации, получаемой в рамках непрерывного геонавигационного мониторинга высокоточными современными

LWD-комплексами (от англ. logging while drilling – каротаж в процессе бурения).

ОПИСАНИЕ АЛГОРИТМА И МАТРИЦЫ РЕШЕНИЙ

Алгоритм принятия решений увеличения длины субгоризонтального окончания свыше 400 м основан на технических расчетах эффективности удлинения скважины в зависимости от геологических условий. В основе лежит использование однородной гидродинамической модели для определения стартового дебита газа как индикатора продуктивного потенциала скважины.

На первом этапе рассчитывались таблицы потерь давления по стволу для многосегментной скважины в насосно-компрессорных трубах, эксплуатационной колонне и ГС. Затем были выполнены серии многовариантных расчетов для характерных осредненных параметров целевого пласта, которые могут встретиться в процессе бурения. Гидродинамические расчеты удалось автоматизировать в виде единого алгоритма в программном комплексе tNavigator (ООО «РФД»). В качестве ключевых были выбраны следующие параметры:

- пластовое давление;
- толщина пласта;
- абсолютная проницаемость пласта;
- эффективная длина ГС.

Расчеты выполнялись более чем на тысяче гидродинамических секторных моделей с различной комбинацией этих параметров для условий одинакового устьевого давления. Результаты многовариантных расчетов представлены на рис. 1 в виде матрицы, позволяющей оперативно контролировать достижение прогнозного продуктивного потенциала скважины в процессе ее строительства.

Кроме того, было оценено влияние каждого параметра на пусковой дебит. Выяснилось, что наибольший эффект оказывают величины пластового давления (величина депрессии) и проницаемости. Вместе

с тем эффективные длина ствола и толщина пласта будут определять величину дренируемых запасов и, соответственно, накопленной добычи газа при долгосрочном расчете.

Следует отметить, что все рассмотренные параметры входят в формулу притока газа к скважине. Поэтому соответствующие ячейки матрицы были объединены в один комплексный показатель $k \cdot L \cdot h$ (см. табл.), определяющий продуктивный потенциал скважины. Универсальность данного параметра заключается в том, что он принимает характерные значения при различных комбинациях множителей, входящих в него.

Далее матрица была преобразована в набор типовых зависимостей пускового дебита скважины от параметра $k \cdot L \cdot h$ (рис. 2) для каждой возможной величины пластового давления, которая, как и в случае с использованием матрицы, является параметром верхнего уровня.

Как видно на рис. 2, по интенсивности прироста величины

прогнозного пускового дебита от приращения $k \cdot L \cdot h$ условно выделяются три зоны:

- 1-я – эффективность удлинения ГС целесообразна;
- 2-я – решение о дальнейшем удлинении ГС принимается исходя из текущих условий бурения и ожидаемых затрат;
- 3-я – удлинение ГС бесперспективно.

Представленные расчеты описывают случай идеальной скважины, не учитывающий влияния на ее прогнозную продуктивность скин-фактора из-за значительных поглощений бурового раствора при вскрытии высокопроницаемых участков и литофациальной изменчивости коллекторов.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ МАТРИЦЫ РЕШЕНИЙ

С использованием данного инструмента на Песцовой площади Уренгойского месторождения было пробурено 30 скважин с субгоризонтальным окончанием большой протяженности. Проходка по коллектору составила от 369 до 997 м.

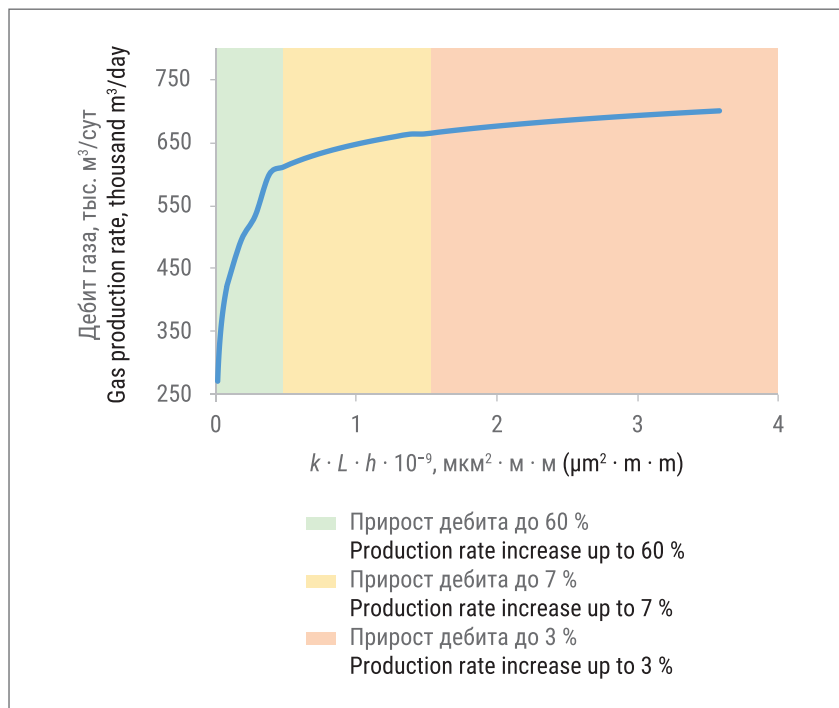


Рис. 2. Кривая зависимости пускового дебита от параметра $k \cdot L \cdot h$ (см. табл.). Пример для пластового давления 6,57 МПа

Fig. 2. Curve of dependence of start-up production rate on the parameter $k \cdot L \cdot h$ (see table). Example for reservoir pressure of 6.57 MPa

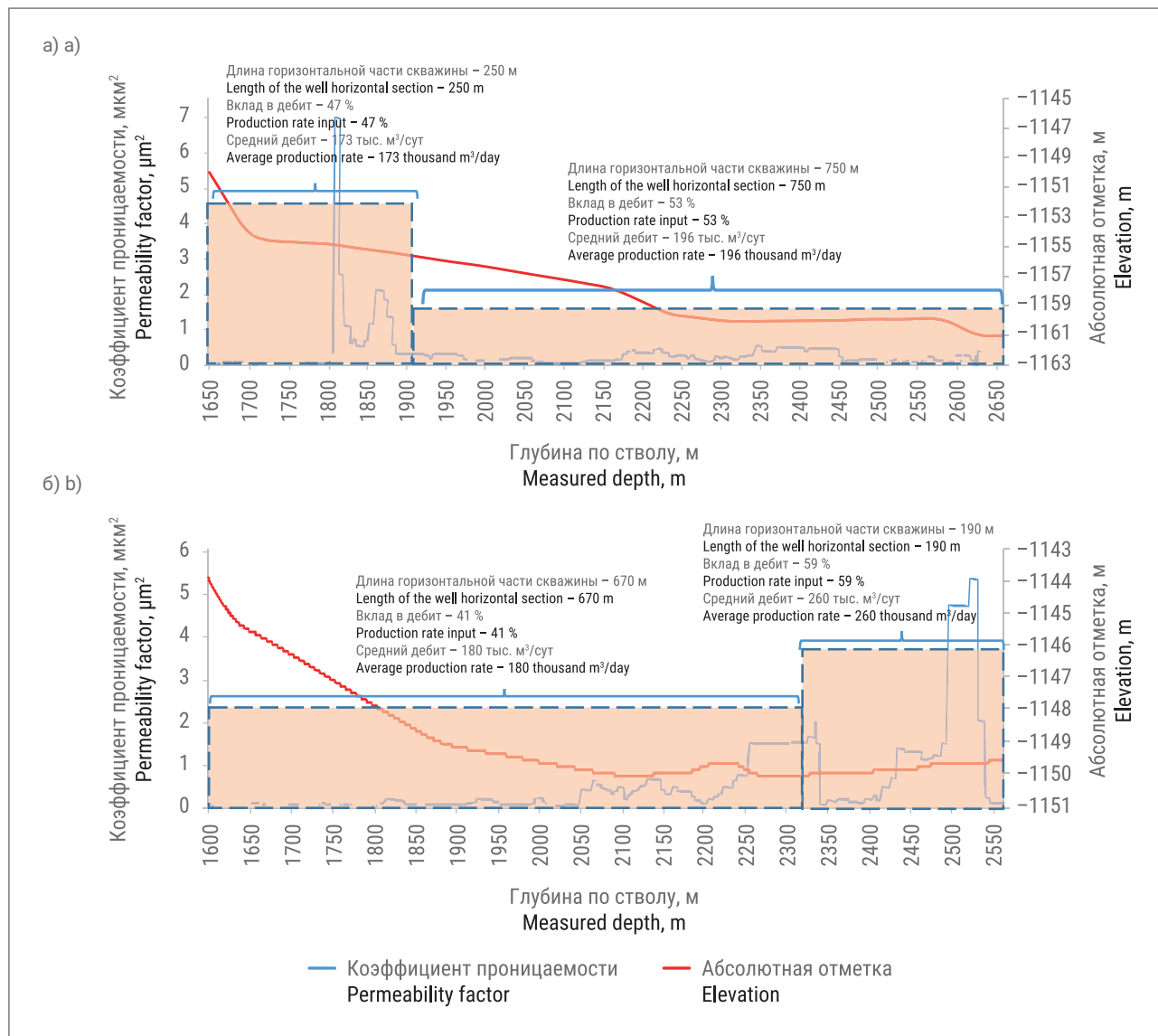


Рис. 3. Профили притока скважин с субгоризонтальным окончанием большой протяженности для случаев различного расположения интервала суперколлектора: а) скважина № 16532; б) скважина № 16533
Fig. 3. Flow profiles of wells with extensive sub-horizontal tailing-in for different locations of the supercollector interval: а) well No. 16532; б) well No. 16533

Для установления работающих интервалов и анализа влияния депрессии на распределение профиля притока в ГС большой протяженности в двух скважинах с помощью колтюбинговой установки были выполнены геофизические исследования (ГИС): спектральная шумометрия, гаммакаротаж, термо- и барометрия, объемная влагометрия, гидродинамическая и термоиндуктивная расходометрия.

Скважины выбирались таким образом, чтобы рассмотреть различные геологические условия вскры-

тия пласта: в скважине №16532 интервал суперколлектора расположен в пятке (рис. 3а), в скважине №16533 – в носке (рис. 3б).

При проведении ГИС были симулированы режимы эксплуатации в период повышенных (так называемый зимний режим) и пониженных (летний) отборов. В скважине №16532 дебит в летнем режиме составил 315 тыс. м³/сут при величине депрессии на кровле фильтра 0,26 МПа, в зимнем – 370 тыс. м³/сут, депрессия – 0,34 МПа.

По результатам интерпретации данных ГИС установлено:

– суммарная длина работающих интервалов составила около 600 м и практически не изменилась при увеличении депрессии;

– наиболее интенсивный приток (около 47 %) отмечался из интервала 1771–1902 м с наилучшими ФЕС, при изменении режима происходило незначительное (порядка 2 %) увеличение притока.

В скважине №16533 дебит в летнем режиме составил 145 тыс. м³/сут при величине депрессии на кровле фильтра 0,04 МПа, в зимнем – 440 тыс. м³/сут, депрессия – 0,25 МПа на глубине забоя 2525 м.

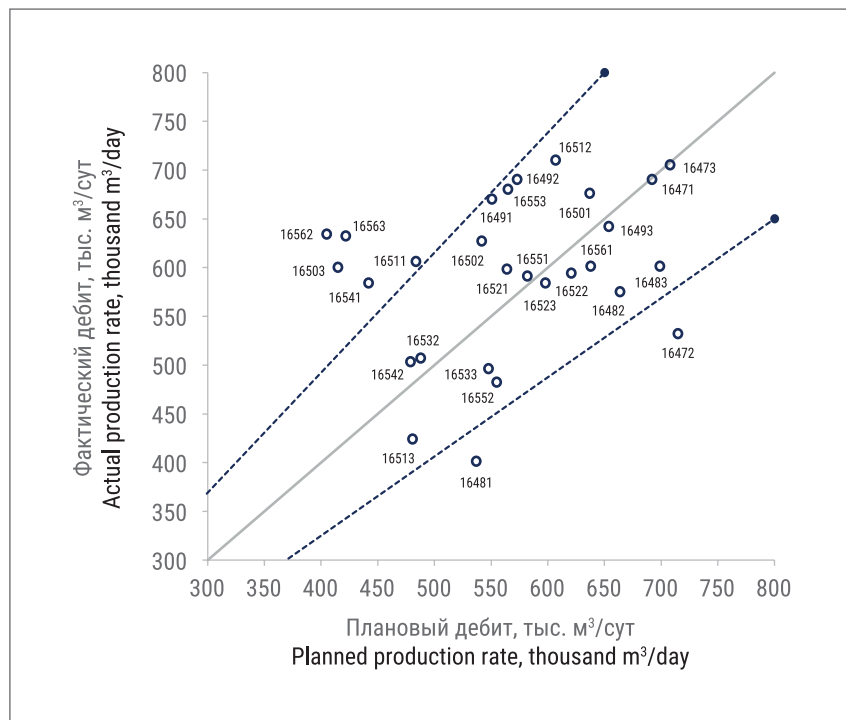


Рис. 4. Кросс-плот плановых и фактических пусковых дебитов
Fig. 4. Cross-plot of planned and actual start-up production rates

По результатам интерпретации данных ГИС установлено:

- порядка 60 % от общего притока отмечается из носка скважины (2301–2496 м);
- суммарная длина работающих интервалов составила около 680 м на зимнем и 420 м на летнем режиме.

На рис. 4 представлено сопоставление значений прогнозных и фактических пусковых дебитов. Основное облако точек находится в диапазоне отклонения $\pm 20\%$,

расположение точек выше основной диагонали свидетельствует о пессимистичной оценке значения прогнозного дебита относительно фактического, расположение ниже – о недостижении прогнозных дебитов.

В целом фактические пусковые дебиты соответствуют прогнозным, по результатам ГИС приток газа различной интенсивности отмечается из пронизаемых пропластков по всему стволу скважины до самого забоя.

ВЫВОДЫ

В ходе строительства скважин с субгоризонтальным окончанием большой протяженности выявлено неподтверждение структуры сеноманской залежи Песцовой площади Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, а именно положения кровли пласта: невязки с учетом новых отбивок по скважинам составили от -5 до 5 м.

По результатам строительства скважин уточнены коллекторские свойства пласта в его прикровельной части и подтверждено представление о значительном снижении ФЕС в верхней части разреза при одновременном наличии высокопродуктивных пропластков. Итоги бурения 30 скважин послужили основанием для локального обновления геолого-гидродинамической модели.

Полученные результаты подтверждают эффективность строительства субгоризонтальных скважин протяженностью до 1000 м для сеноманских залежей, аналогичных по характеристикам залежи Песцовой площади Уренгойского месторождения со значительной геологической неоднородностью. Обоснована необходимость уточнения проектных решений с использованием многовариантных расчетов на однородных моделях для выбора эффективной длины ГС в процессе строительства скважины. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. М.: Недра, 2003. 880 с.
2. Алиев З.С., Арутюнова К.А. Определение необходимой длины горизонтального ствола газовой скважины в процессе разработки // Газовая промышленность. 2005. № 12. С. 45–47.
3. Алиев З.С., Сомов Б.Е., Рогачев С.А. Обоснование и выбор оптимальной конструкции горизонтальных газовых скважин. М.: Техника, 2001. 96 с.
4. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. М.: Недра-Бизнесцентр, 2001. 199 с.
5. Joshi S.D. Основы технологии горизонтальной скважины / пер. с англ. и науч.-техн. ред. В.Ф. Будников и др. Краснодар: Советская Кубань, 2003. 422 с.

REFERENCES

- (1) Mirzadzhanzade AKh, Kuznetsov OL, Basniev KS, Aliev ZS. *Foundations of Gas Recovery Technology*. Moscow: Subsoil [Nedra]; 2003. (In Russian)
- (2) Aliev ZS, Arutyunova KA. Determining the required length of a horizontal part of gas well borehole during development. *Gas Industry [Gazovaya promyshlennost']*. 2005; (12): 45–47. (In Russian)
- (3) Aliev ZS, Somov BE, Rogachev SA. *Justification and Selection of the Optimal Design of Horizontal Gas Wells*. Moscow: Technique [Tekhnika]; 2001. (In Russian)
- (4) Berdin TG. *Design of Oil and Gas Field Development by Using Systems of Horizontal Wells*. Moscow: Subsoil – Business Center [Nedra-Biznesstsentr]; 2001. (In Russian)
- (5) Joshi SD. *Horizontal Well Technology*. Trans Budnikov VF, Proselkov EYu, Proselkov YuM (eds.). Krasnodar, Russia: Soviet Kuban [Sovetskaya Kuban']; 2003. (In Russian)

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ТЕРМОБАРИЧЕСКОГО РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОПРОВОДА НА ФАЗОВОЕ СОСТОЯНИЕ ЭТАНСОДЕРЖАЩЕГО ГАЗА ПРИ ЕГО ТРАНСПОРТИРОВКЕ

УДК 622.324::622.691.4

И.В. Игнатов, ООО «Газпром добыча Уренгой» (Новый Уренгой, Россия), I.V.Ignatov@gd-urengoy.gazprom.ru

Д.А. Попов, ООО «Газпром добыча Уренгой», D.A.Popov@gd-urengoy.gazprom.ru

В.И. Лобанов, ООО «Газпром добыча Уренгой», V.I.Lobanov@gd-urengoy.gazprom.ru

С.Ю. Кот, ООО «Газпром добыча Уренгой», S.Yu.Kot@gd-urengoy.gazprom.ru

А.А. Типугин, к.т.н., «Инженерно-технический центр» – филиал ООО «Газпром добыча Уренгой» (Новый Уренгой, Россия), A.A.Tipugin@gd-urengoy.gazprom.ru

Н.В. Иванов, «Инженерно-технический центр» – филиал ООО «Газпром добыча Уренгой», N.Va.Ivanov@gd-urengoy.gazprom.ru

В статье рассматриваются проблемы, связанные с подготовкой этансодержащего газа и его транспортом от мест добычи на объекты газопереработки. Показана актуальность учета фазового состояния этансодержащего газа для целей организации его транспортировки. Описана проведенная исследовательская работа, целью которой стал анализ факторов, влияющих на возможность конденсации водометанольного раствора и углеводородов при транспортировке товарного газа валанжинских и ачимовских залежей Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (Ямало-Ненецкий авт. окр.), а также оценка возможных осложнений. Исследование основано на результатах математического моделирования процессов подготовки и дальнейшего транспорта газа с высоким содержанием этана и пропан-бутановых фракций с применением технологической модели межпромыслового коллектора с подачей газа с установок его комплексной подготовки. В результате определено, что режим транспортировки по магистральному газопроводу будет однофазным, конденсация жидкой фазы исключена на всем термобарическом режиме работы системы транспорта.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: УРЕНГОЙСКОЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ВАЛАНЖИНСКАЯ ЗАЛЕЖЬ, АЧИМОВСКАЯ ЗАЛЕЖЬ, ЭТАНСОДЕРЖАЩИЙ ГАЗ, ПОДГОТОВКА ГАЗА, ТРАНСПОРТИРОВКА ГАЗА, МАГИСТРАЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОД, ФАЗОВОЕ СОСТОЯНИЕ ТОВАРНОГО ГАЗА.

ПАО «Газпром» совместно с АО «РусГазДобыча» реализует проект создания комплекса по переработке этансодержащего газа (ЭГ) и производству СПГ в районе п. Усть-Луга Ленинградской обл., ресурсную базу которого будет составлять газ валанжинских и ачимовских залежей месторождений Надым-Пур-Тазовского региона.

В настоящее время в ООО «Газпром добыча Уренгой» создается

система межпромыслового сбора ЭГ для его последующей транспортировки на объекты газопереработки в рамках проекта «Реконструкция системы сбора месторождений Надым-Пур-Тазовского региона для подачи этансодержащего газа в районе ГКС-1 «Новоуренгойская» [1]. Установки комплексной подготовки газа (УКПГ) валанжинских и ачимовских залежей Общества, расположенные на расстоянии

более 2 тыс. км от п. Усть-Луга, будут играть ключевую роль в обеспечении сырьем объектов газопереработки.

ПОДГОТОВКА ЭТАНСОДЕРЖАЩЕГО ГАЗА УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ К ТРАНСПОРТИРОВКЕ

Подготовка продукции валанжинских и ачимовских залежей осуществляется по технологии

I.V. Ignatov, Gazprom добыча Urengoy LLC (Novy Urengoy, Russia), I.V.Ignatov@gd-urengoy.gazprom.ru
D.A. Popov, Gazprom добыча Urengoy LLC, D.A.Popov@gd-urengoy.gazprom.ru
V.I. Lobanov, Gazprom добыча Urengoy LLC, V.I.Lobanov@gd-urengoy.gazprom.ru
S.Yu. Kot, Gazprom добыча Urengoy LLC, S.Yu.Kot@gd-urengoy.gazprom.ru
A.A. Tipugin, PhD in Engineering, Engineering and Technical Center – branch of Gazprom добыча Urengoy LLC (Novy Urengoy, Russia), A.A.Tipugin@gd-urengoy.gazprom.ru
N.V. Ivanov, Engineering and Technical Center – branch of Gazprom добыча Urengoy LLC, N.Va.Ivanov@gd-urengoy.gazprom.ru

Assessment of the effect of pressure and temperature conditions of gas pipeline operation on the phase state of ethane-containing gas during its transportation

The article deals with the problems associated with ethane-containing gas treatment and its transportation from production sites to gas processing facilities. Relevance of research of phase state of ethane-containing gas for the purposes of its transportation organization is demonstrated. The paper describes the research work, the purpose of which was to analyze the factors contributing to the possibility of condensation of methanol-water solution and hydrocarbons during transportation of commercial gas of Valanginian and Achimov pools of the Urengoyskoye oil, gas, and condensate field, as well as to assess any possible complications.

The research is based on the results of mathematical modeling of the processes of treatment and further transportation of gas with high content of ethane and propane-butane fractions using the process model of an interfield pipeline with gas being delivered from comprehensive gas treatment units. As a result, it has been shown that the mode of transportation through main gas pipelines will be single-phase, and condensation of the liquid phase is prevented in the entire thermobaric mode of operation of the transportation system.

KEYWORDS: URENGOYSKOYE OIL, GAS, AND CONDENSATE FIELD, VALANGINIAN POOL, ACHIMOV POOL, ETHANE-CONTAINING GAS, GAS TREATMENT, GAS TRANSPORTATION, MAIN GAS PIPELINE, PHASE STATE OF COMMERCIAL GAS.

низкотемпературной сепарации (НТС) в две или три ступени, а компонентный состав ачимовского товарного газа в целом идентичен составу валанжинского. Как видно из таблицы, в товарном газе ачимовских залежей содержится большее количество этана и пропана по сравнению с валанжинским и меньшее – бутанов и углеводородов C_{5+} [2].

Для ЭГ предполагается использование всего объема ачимовского газа с добавлением валанжинского. При его транспортировке в п. Усть-Луга давление в магистральных газопроводах (МГ) будет составлять 7,45 МПа после компрессорных станций, а до них – около 5,5 МПа. Как известно, давление газа влияет на температуру точки росы по воде и углеводородам ($ТТР_{вб}$). Поэтому

задача анализа фазового состояния ЭГ при его транспортировке крайне актуальна.

Перед запуском валанжинских УКПГ Уренгойского месторождения ООО «Газпром ВНИИГАЗ» проводило исследования, целью которых стала оценка влияния термобарических параметров подготовки и транспортировки валанжинского газа на его фазовое состояние [3, 4]. Было

Компонентный состав валанжинского и ачимовского товарного газа
Composition of Valanginian and Achimov commercial gas

Компонент Component	Массовая доля, % Mass fraction, %	
	Валанжинская установка комплексной подготовки газа Valanginian comprehensive gas treatment unit	Ачимовская установка комплексной подготовки газа Achimov comprehensive gas treatment unit
C_1	82,49	78,61
C_2	8,43	11,78
C_3	4,91	5,14
C_4	2,28	1,72
C_{5+}	0,44	0,33
CO_2	0,53	2,13
N_2	0,94	0,28

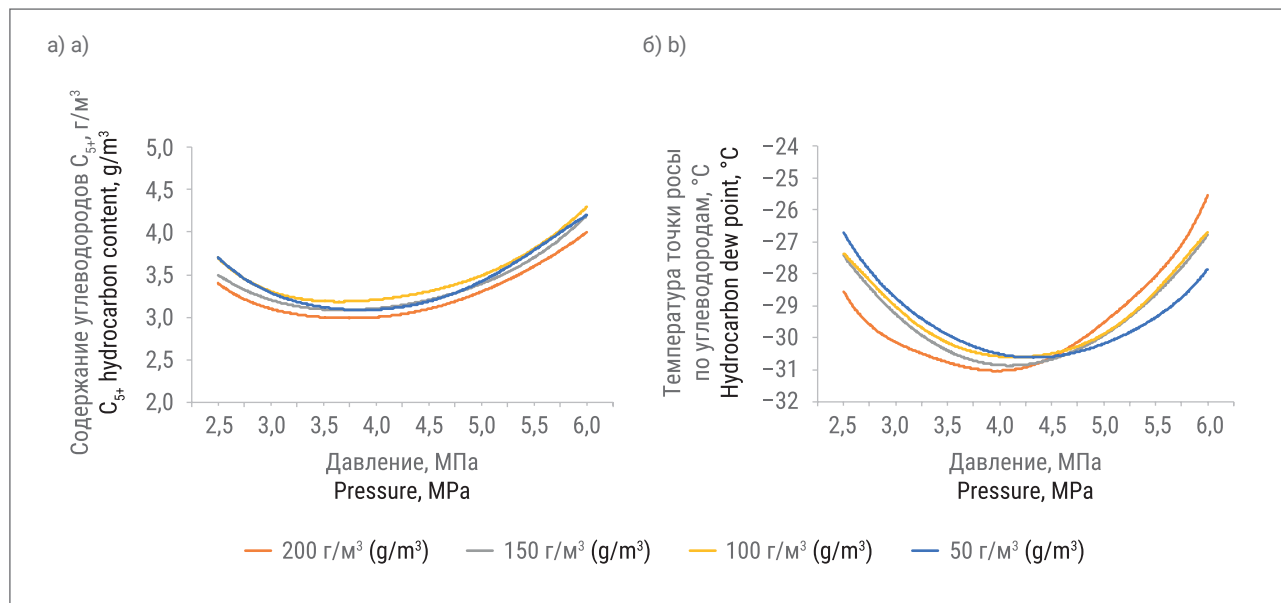


Рис. 1. Зависимость содержания углеводородов C_{5+} в газе сепарации (а) и температуры точки росы по углеводородам (б) от давления в низкотемпературном сепараторе при различном конденсатосодержании пластового флюида
Fig. 1. Dependence of C_{5+} hydrocarbon content in separation gas (a) and hydrocarbon dew point (b) on pressure in low-temperature separator at different condensate content of formation fluid

установлено, что по мере снижения давления газа в МГ его $TTR_{\text{ув}}$ существенно повышается, что может создать условия для выпадения углеводородной жидкости в газопроводе. Температура точки росы повышается на 13–15 $^{\circ}\text{C}$ при снижении давления товарного газа с 8,0 до 4,0 МПа. С учетом этого была выбрана температура в низкотемпературном сепараторе -30°C , которая гарантированно обеспечивала транспортировку товарного валанжинского газа без выделения жидкой фазы в условиях давления сепарации 7,8 МПа.

Специалистами института также отмечалось, что высокое давление в низкотемпературных сепараторах негативно влияет на $TTR_{\text{ув}}$, а оптимальный диапазон составляет 4,0–4,5 МПа. С учетом того что транспортировка товарного газа газоконденсатных промыслов происходит совместно с товарным газом газовых промыслов, проблемы с образованием жидкой фазы в МГ были исключены. Это позволило повысить качество подготовки газа.

В начальный период разработки валанжинских залежей Уренгойского месторождения

товарный газ направлялся из межпромыслового коллектора в МГ, в связи с чем давление в низкотемпературных сепараторах УКПГ превышало 7,0 МПа. После ввода головных компрессорных станций давление сепарации было снижено до 5,0–5,5 МПа, а после подключения УКПГ валанжинских залежей к дожимным компрессорным станциям на УКПГ сеноманских залежей в 2003–2006 гг. оно уменьшилось до 4,0 МПа. Проведенные исследования с использованием технологического моделирования процесса подготовки пластового флюида валанжинских залежей (с конденсатосодержанием от 50 до 200 g/m^3) показали (рис. 1а), что при снижении давления НТС до 3,5–4,0 МПа содержание углеводородов C_{5+} в товарном газе уменьшается до 3 g/m^3 . При этом состав пластового флюида незначительно влияет на данный показатель.

Давление сепарации на УКПГ валанжинских залежей Уренгойского комплекса соответствует 3,5–4,5 МПа, что обеспечивает минимальное содержание углеводородов C_{5+} в товарном газе. Результаты расчетов подтверждаются фак-

тическими данными о составе товарного газа валанжинских УКПГ, полученными посредством хроматографического анализа (рис. 2). По мере ввода головных компрессорных станций и реализации схемы с подачей валанжинского газа сепарации на сеноманскую дожимную компрессорную станцию наблюдается снижение давления в низкотемпературных сепараторах УКПГ валанжинских залежей.

Как видно из рис. 1б, минимальное значение $TTR_{\text{ув}}$ достигается при давлении сепарации в диапазоне 4,0–4,5 МПа. Кроме того, наблюдается следующая зависимость: при давлении сепарации от 3,0 до 4,5 МПа пластовый газ с большим содержанием углеводородов C_{5+} обеспечивает меньшее значение $TTR_{\text{ув}}$. В диапазоне 4,5–6,0 МПа, наоборот, пластовый газ с большим конденсатосодержанием обеспечивает большее значение $TTR_{\text{ув}}$.

Аналогичные исследования были проведены в ООО «Газпром добыча Уренгой» и для подготовки ЭГ из пластового флюида ачимовских залежей. Автором [2] получены сходные зависимости для пластового флюида ачимовских

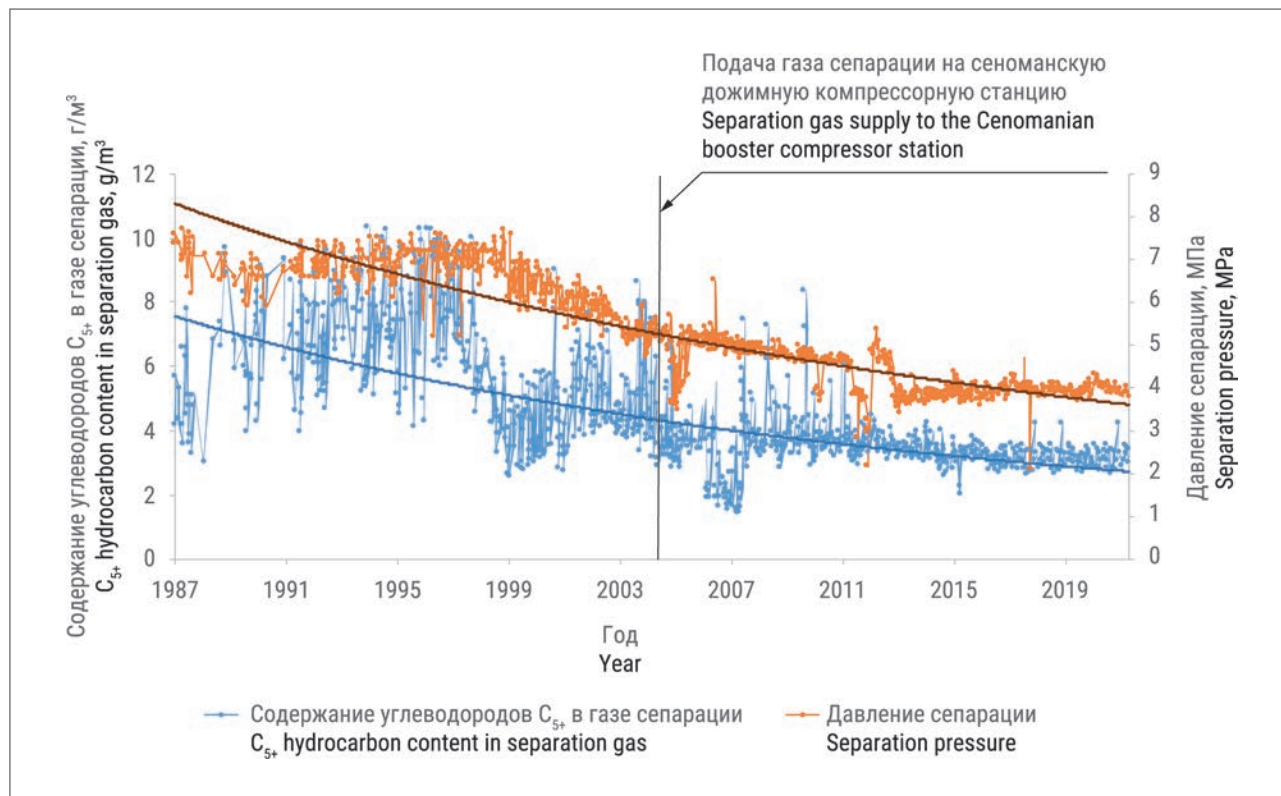


Рис. 2. Изменение давления низкотемпературной сепарации и содержания углеводородов C_{5+} в валанжинском товарном газе установки комплексной подготовки газа № 5В
Fig. 2. Variation of low-temperature separation pressure and C_{5+} hydrocarbon content in Valanginian commercial gas from comprehensive gas treatment unit No. 5V

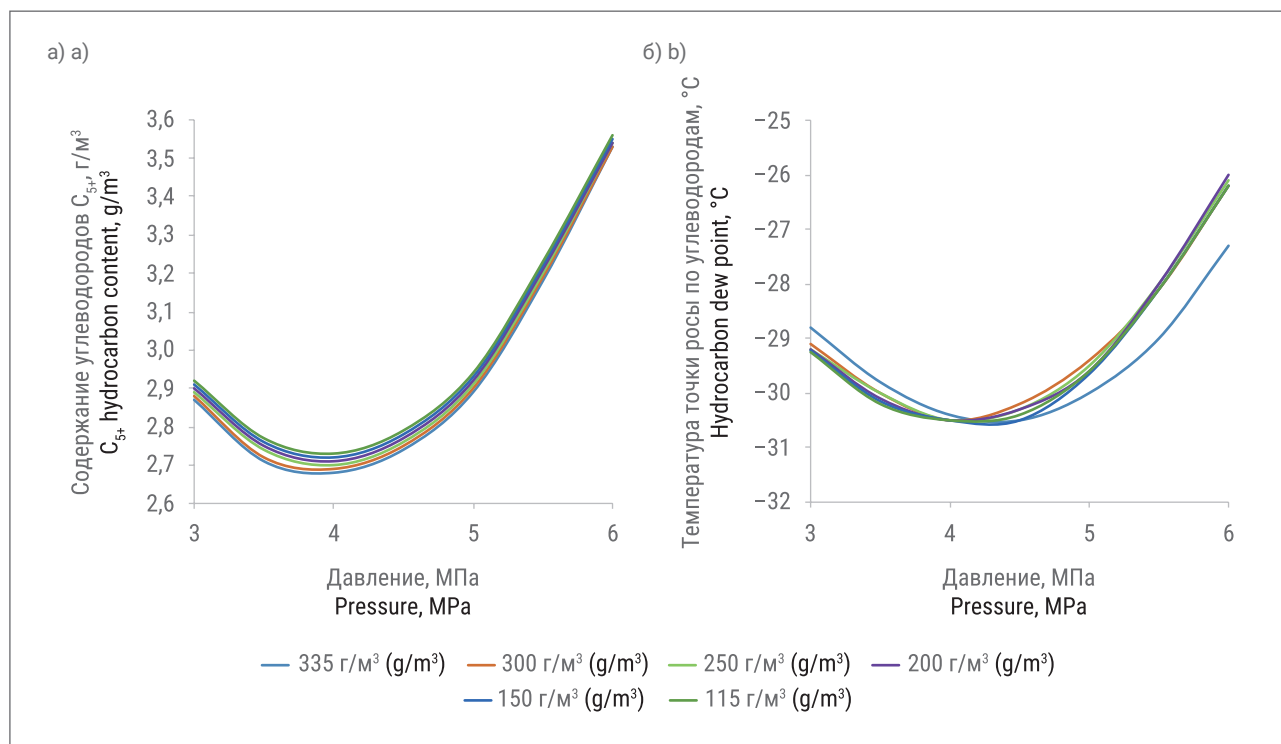


Рис. 3. Зависимость содержания углеводородов C_{5+} в товарном газе (а) и температуры точки росы по углеводородам (б) от давления при различном конденсатосодержании пластового флюида и температуре сепарации $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$
Fig. 3. Dependence of C_{5+} hydrocarbon content in commercial gas (a) and hydrocarbon dew point (b) on pressure at different condensate content of formation fluid and separation temperature $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$

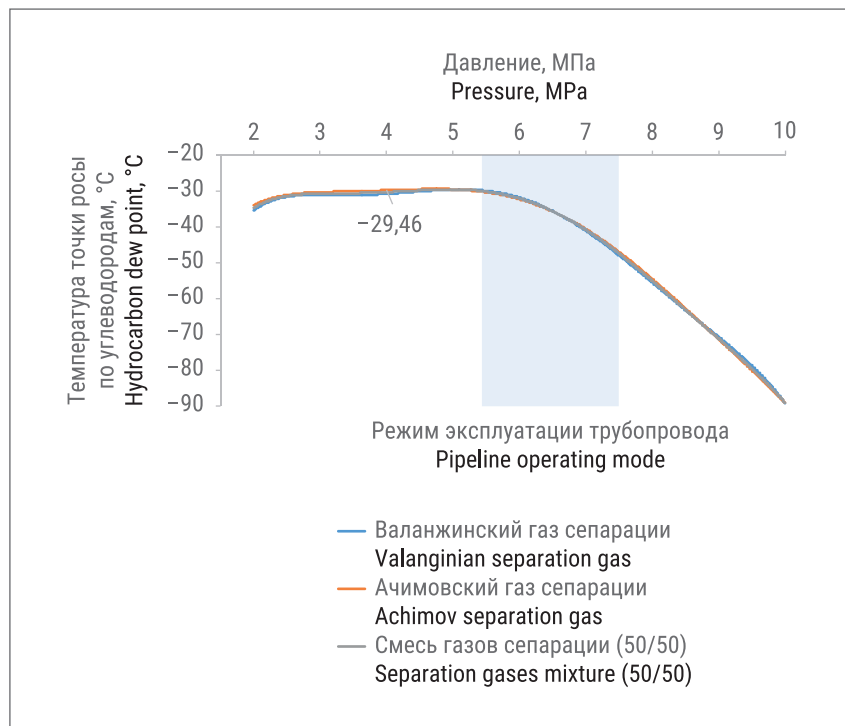


Рис. 4. Влияние давления этансодержащего газа на температуру точки росы по углеводородам
Fig. 4. Effect of ethane gas pressure on hydrocarbon dew point

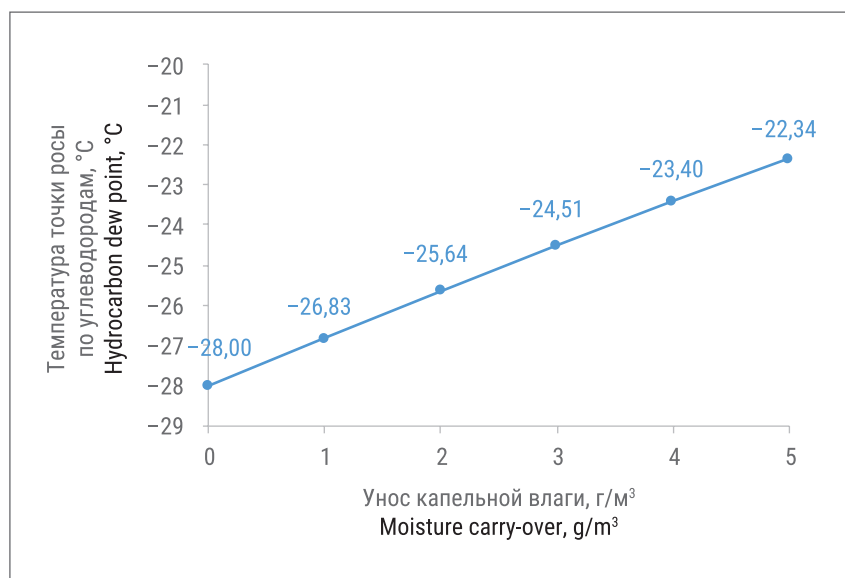


Рис. 5. Зависимость температуры точки росы по углеводородам от уносов капельной влаги
Fig. 5. Dependence of hydrocarbon dew point on moisture carry-over

залежей, имеющего конденсато-содержание до 335 г/м^3 (рис. 3). Как и для пластового флюида валанжинских залежей, наименьшая TTP_{yB} отмечается в интервале давлений, при которых содержание в товарном газе углеводородов C_{5+} минимально.

Таким образом, на сегодняшний день в полной мере исследовано фазовое поведение сеноманского, валанжинского, ачимовского газов и смеси сеноманского и валанжинского в зависимости от давления НТС. Однако до настоящего времени не изучен вопрос о влиянии

состава ачимовского товарного газа и его смеси с валанжинским на TTP_{yB} при транспортировке по МГ.

ИССЛЕДОВАНИЕ ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ ЭТАНСОДЕРЖАЩЕГО ГАЗА ПРИ ЕГО ТРАНСПОРТИРОВКЕ

Авторами были проведены исследования фазового состояния ЭГ при его транспортировке по МГ с использованием уравнения состояния Пенга – Робинсона. В программном комплексе для математического моделирования была создана технологическая модель межпромыслового коллектора с подачей газа УКПГ валанжинских и ачимовских залежей. В качестве компонентно-фракционных составов ЭГ принимались фактические составы товарного ачимовского и валанжинского газа, а также их смеси в одинаковой пропорции. Параметры товарного газа с УКПГ ачимовских и валанжинских залежей принимались при фактическом давлении НТС 5,0 и 4,0 МПа соответственно при температуре $-30 \text{ }^\circ\text{C}$. Рассматривалось давление транспортировки от 2,0 до 10,0 МПа. В указанном диапазоне максимальное значение TTP_{yB} газа составляет $-29,46 \text{ }^\circ\text{C}$ (рис. 4), что соответствует СТО Газпром 089–2010 [5].

Стоит отметить, что падение давления в МГ, которое наблюдается при транспортировке газа, оказывает влияние на температуру точки росы. При снижении давления с 7,5 до 5,5 МПа TTP_{yB} повышается на $15 \text{ }^\circ\text{C}$ до значения $-31 \text{ }^\circ\text{C}$.

Одним из факторов, влияющих на TTP_{yB} товарного газа, является значение уносов капельной жидкости из низкотемпературных сепараторов. С помощью технологической модели была исследована установка НТС на УКПГ-22 Уренгойского месторождения при различных значениях уносов капельной влаги. По результатам расчетов определено, что увеличение значений уносов с 0 до 5 г/м^3 обуславливает повышение TTP_{yB} на $5,66 \text{ }^\circ\text{C}$ (рис. 5).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе проведенной работы было исследовано влияние термобарических параметров эксплуатации газопровода на фазовое состояние смеси товарного газа с УКПГ валан-

жинских и ачимовских залежей. Проведена оценка влияния давления сепарации и уносов капельной жидкости на $TP_{ув}$ товарного газа. По результатам технологического моделирования определено,

что во всем диапазоне эксплуатации МГ будет действовать однофазный режим транспортировки ЭГ. Образование жидкой фазы в потоке ЭГ во всем термодинамическом режиме исключается. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Ахмедсафин С.К., Добрынин И.Н., Чужмарев С.С. и др. Создание технологической схемы транспортировки этансодержащего газа с использованием межпромыслового коллектора месторождений Большого Уренгоя // Газовая промышленность. 2019. № 12 (794). С. 110–117.
2. Корякин А.Ю. Разработка ресурсосберегающих технологий подготовки и межпромыслового транспорта скважинной продукции ачимовских промыслов Уренгойского месторождения: дис. ... канд. техн. наук. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2020. 161 с.
3. Берго Б.Г., Гаджиев Н.Г., Бекиров Т.М. и др. Интенсификация промысловой подготовки конденсатосодержащих газов к транспорту. М.: ВНИИГазпром, 1985. 43 с.
4. Бекиров Т.М., Мурин В.И., Сулейманов В.А., Сидорина В.П. О взаимосвязке показателей УКПГ и МГ // Газовая промышленность. 1989. № 10. С. 53–55.
5. СТО Газпром 089–2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия // ООО «Газпром ПХГ»: офиц. сайт. URL: <https://ugs.gazprom.ru/d/story/1b/283/sto-gazprom-089-2010.pdf> (дата обращения: 12.01.2024).

REFERENCES

- (1) Akhmedsafin SK, Dobrynin IN, Chuzhmarev SS, Koryakin AYU, Ignatov IV, Ismagilov RN, et al. Creating a process scheme for transportation of ethane-containing gas using interfield trunk pipeline of the Bolshoy Urengoy fields. *Gas Industry [Gazovaya promyshlennost']*. 2019; 794(12): 110–117. (In Russian)
- (2) Koryakin AYU. *Development of resource-saving technologies for the treatment and interfiled transportation of the Achimov well products of the Urengoy'skoye field*. Gubkin University; 2020. (In Russian)
- (3) Bergo BG, Gadzhiev NG, Bekirov TM, et al. *Intensification of Field Treatment of Condensate-Containing Gases for Transportation*. Moscow: All-Union Research Institute of Economics, Production Organization, and Technical and Economic Research in the Gas Industry [Vsesoyuznyy nauchno-issledovatel'skiy institut ekonomiki, organizatsii proizvodstva i tekhniko-ekonomicheskikh issledovaniy v gazovoy promyshlennosti]; 1985. (In Russian)
- (4) Bekirov TM, Murin VI, Suleymanov VA, Sidorina VP. On the interrelation of indicators of comprehensive gas treatment units and main gas pipelines. *Gas Industry*. 1989; (10): 53–55. (In Russian)
- (5) OAO Gazprom (open joint stock company). *STO Gazprom 089–2010 (company standard). Combustible natural gas supplied and transported through main gas pipelines. Specifications*. Available from: <https://ugs.gazprom.ru/d/story/1b/283/sto-gazprom-089-2010.pdf> [Accessed: 12 January 2024]. (In Russian)



**ГАЗОВАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ**

YouTube-канал



РАЗВИТИЕ ГРУППОВОЙ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ СХЕМЫ СБОРА ГАЗА УРЕНГОЙСКОГО КОМПЛЕКСА

УДК 66.076:622.691.4

А.Ю. Корякин, к.т.н., ООО «Газпром добыча Уренгой» (Новый Уренгой, Россия), A.U.Koryakin@gd-urengoy.gazprom.ru

И.В. Игнатов, ООО «Газпром добыча Уренгой», I.V.Ignatov@gd-urengoy.gazprom.ru

Д.А. Попов, ООО «Газпром добыча Уренгой», D.A.Popov@gd-urengoy.gazprom.ru

С.Ю. Кот, ООО «Газпром добыча Уренгой», S.Yu.Kot@gd-urengoy.gazprom.ru

А.С. Бантос, ООО «Газпром добыча Уренгой», A.S.Bantos@gd-urengoy.gazprom.ru

А.Т. Хусаенов, филиал ООО «Газпром инвест» «Новый Уренгой» (Новый Уренгой, Россия), nu_invest@invest.gazprom.ru

В статье подняты вопросы оптимизации систем сбора, подготовки и транспортировки этансодержащего газа. Рассматриваются различные варианты совместной эксплуатации ачимовских и валанжинских промыслов, а также схема сбора товарного газа этих залежей в межпромысловом коллекторе ООО «Газпром добыча Уренгой» для дальнейшей транспортировки по выделенным направлениям в ЕСГ России.

Представлены способы совершенствования групповой децентрализованной схемы сбора, используемой при освоении Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (Ямало-Ненецкий авт. окр.). Разработаны оптимальные варианты транспортировки газа. Предложены технические решения для регулирования и контроля объема и содержания целевых компонентов в сырьевом газе, направляемом на переработку.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ВАЛАНЖИНСКАЯ ЗАЛЕЖЬ, АЧИМОВСКАЯ ЗАЛЕЖЬ, СИСТЕМА СБОРА И ПОДГОТОВКИ ГАЗА, УСТАНОВКА КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА, МЕЖПРОМЫСЛОВЫЙ КОЛЛЕКТОР, УРЕНГОЙСКОЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ.

На протяжении 45 лет ООО «Газпром добыча Уренгой» осуществляет на Крайнем Севере эксплуатацию уникального по размерам, геологическому строению и запасам углеводородов Уренгойского добывающего комплекса. В 1978 г. в эксплуатацию была введена верхняя (сеноманская) газовая залежь. Через семь лет предприятие приступило к освоению второго, более глубокого этажа газонефтеносности – валанжинских газоконденсатных залежей. Их нефтяные оторочки начали разрабатываться в 1987 г. В 2008 г. стартовала разработка третьего этажа газонефтеносности – ачимовских отложений.

В отечественной практике развитие систем сбора и подготовки газа определялось площадями и запасами разрабатываемых месторождений. Для небольших и крупных месторождений применялись соответственно индивидуальные и групповые системы. Для освоения гигантских по запасам углеводородов сеноманских залежей Уренгойского НГКМ использовалась групповая децентрализованная схема сбора. Ее особенность – подготовка углеводородного сырья методом абсорбционной осушки на 15 УКПГ¹ проектной производительностью 15–20 млрд м³/год с транспортировкой товарного газа по МПК [1].

МЕЖПРОМЫСЛОВЫЙ КОЛЛЕКТОР МЕСТОРОЖДЕНИЙ БОЛЬШОГО УРЕНГОЯ

Межпромысловый коллектор месторождений Большого Уренгоя – это система трубопроводов, представленная двумя коридорами: западным и восточным. Каждый из них включает две нитки диаметром 1420 мм. В западном коридоре, в районе ГКС-1, имеется участок длиной 3,5 км, состоящий из четырех ниток диаметром 1020 мм (рис. 1). Протяженность МПК с севера на юг составляет около 200 км, ширина – от 20 до 50 км. Между коридорами расположены пять перемычек. Поступление газа в западный коридор обеспечивают

¹ Здесь и далее см. список сокращений на с. 58.

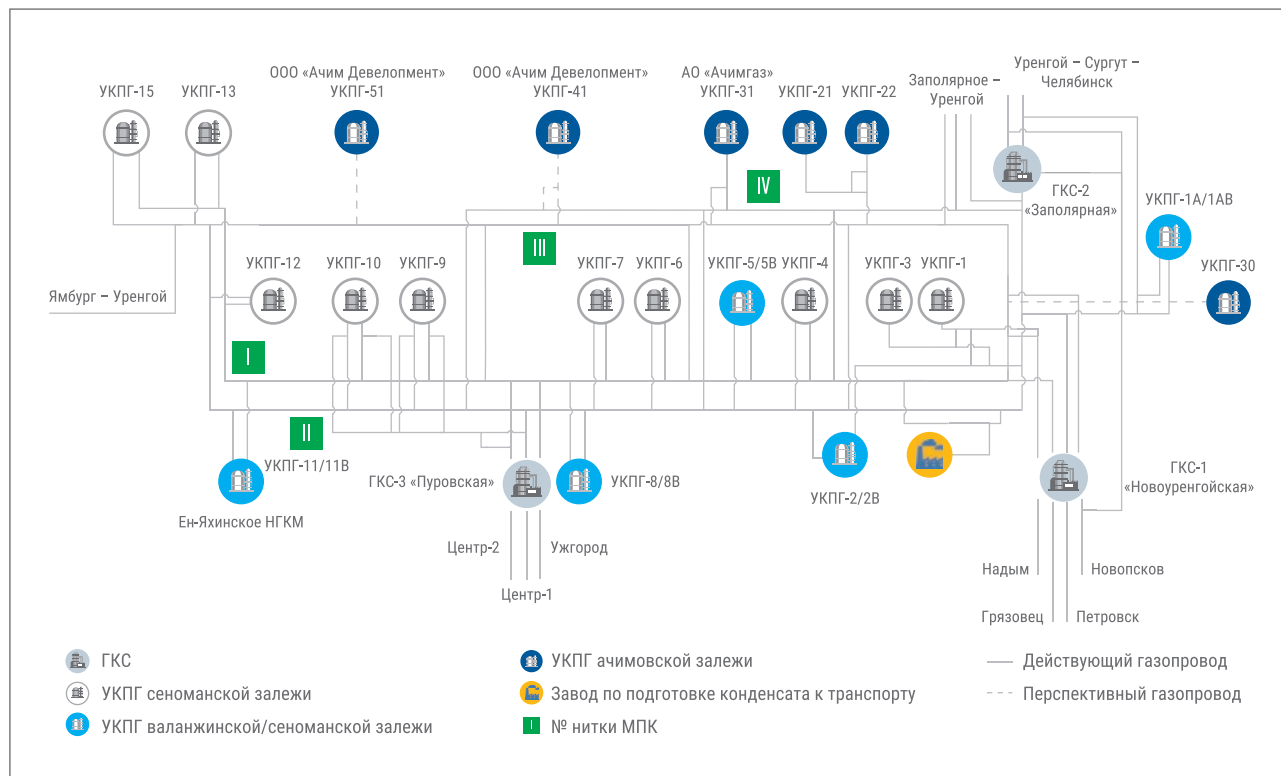


Рис. 1. Существующая схема МПК Уренгойского НГКМ [3]

УКПГ сеноманских (за исключением УКПГ-13, 15) и валанжинских (УКПГ-1АВ, 2В, 5В, 8В, 11В) залежей [2, 3].

В восточный коридор поступает газ с УКПГ ачимовских залежей (УКПГ-21, 22, 31, 41, 51) Заполярного месторождения и от независимых поставщиков. Газ из МПК через ГКС-1, 3 Уренгойского НГКМ подается в ЕСГ России, в систему газопроводов ООО «Газпром трансгаз Югорск» и ООО «Газпром трансгаз Сургут». Организация транспортных потоков в МПК также позволяет осуществлять подачу газа с УКПГ-12, 13 и 15 через трубопровод-перемычку на ГКС Ямбургского месторождения.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЫРЬЕВОГО ГАЗА УРЕНГОЙСКОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ДАЛЬНЕЙШЕЙ ПЕРЕРАБОТКИ

Еще недавно стратегия развития газовой отрасли России заключалась в реализации товарной углеводородной продукции, такой как газ и продукты переработки газового конденсата, на внешнем и внутреннем рынках. Основное

предназначение данной продукции заключалось в ее использовании в качестве топлива для электро- и теплоэнергетики. В результате отсутствовала возможность переработки товарного газа газоконденсатных залежей с высоким содержанием таких ценных компонентов, как этан, пропан, бутаны, в целях получения продуктов с высокой стоимостью и готовых изделий из полимеров с ценой, на порядок и более превышающей стоимость природного газа.

В соответствии с Планом развития газо- и нефтехимии России на период до 2030 года предусматривается создание шести территориально-географических кластеров нефтегазохимических производств в различных регионах страны. Основная проблема их развития заключается в удаленности от источников сырья, находящихся за тысячи километров, в основном в Западной и Восточной Сибири. ПАО «Газпром» уделяет большое внимание решению этой задачи [4]. Например, в работе [3] сообщалось о создании различных схем сбора

и транспортировки ЭГ ачимовских и валанжинских залежей по выделенным направлениям для последующей газопереработки.

К настоящему времени институтами ПАО «Газпром» проработаны оптимальные варианты транспортировки сырьевого газа с Уренгойского НГКМ в Северо-Западный регион с использованием трубопроводов ЕСГ России для последующей газопереработки. Наиболее перспективен в этом отношении товарный газ с УКПГ, добытый из ачимовских залежей (табл.). Содержание этана в нем составляет около 12 масс. % [5]. Второй по перспективности – газ с УКПГ, добываемый в валанжинских отложениях, с содержанием этана до 9 масс. %. Проблема использования этих газов для последующей переработки заключается в особенностях существующей схемы сбора товарного газа от промыслов месторождений Большого Уренгоя и его транспортировки по МГ. В МПК ООО «Газпром добыча Уренгой» происходит смешивание газов сеноманских, валанжинских

Состав товарного газа с промыслов Уренгойского комплекса

Компонент	Массовая доля, %				
	УКПГ сеноманской залежи	УКПГ валанжинской залежи	УКПГ ачимовской залежи	ГКС-1	ГКС-3
C ₁	98,28	82,49	78,61	90,04	90,27
C ₂	0,17	8,43	11,78	5,18	4,69
C ₃	0,01	4,91	5,14	2,31	2,26
C ₄	0,01	2,28	1,72	0,72	0,88
C ₅₊	0,01	0,44	0,33	0,19	0,18
CO ₂	0,11	0,52	2,14	0,41	0,58
N ₂	1,41	0,93	0,28	1,15	1,14

и ачимовских промыслов. В сеноманском газе содержание ценных компонентов для переработки и газохимии не превышает 1 масс. %. В результате в газе, поступающем на ГКС и в МГ ЕСГ России, содержание этана составляет около 5 масс. %. Переработка газа с пониженным содержанием целевых компонентов требует увеличения капитальных и эксплуатационных затрат газоперерабатывающих предприятий. Для преодоления данной проблемы авторами были разработаны технические решения в целях совершенствования групповой децентрализованной схемы сбора газа Уренгойского комплекса, которые позволяют обеспечить массовую долю этана в сырьевом газе более 10 масс. % [6]. Особое внимание было уделено обеспечению заданного количества ЭГ для объектов газопереработки в объеме 45 млрд м³/год.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ГРУППОВОЙ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ СХЕМЫ СБОРА ГАЗА УРЕНГОЙСКОГО КОМПЛЕКСА

Согласно разработанному решению для обеспечения максимального содержания этана будет использоваться весь товарный газ с УКПГ ачимовских залежей с массовой долей указанного компонента 11,78 % (см. табл.). Поскольку из ачимовских залежей нельзя получить заданное количество ЭГ, вторым источником сырья станут валан-

жинские отложения. На первом этапе планируется задействовать установки Уренгойского комплекса, затем по мере сокращения добычи ЭГ предлагается использовать товарный газ только с УКПГ валанжинских залежей Заполярного и Ямбургского месторождений.

Уренгойский МПК рассчитан на максимальную транспортировку газа в объеме 315 млрд м³. В связи со снижением объемов добычи из сеноманских залежей загрузка МПК неуклонно падает. Это приводит к уменьшению скоростей транспортировки, особенно в трубопроводах МПК восточного коридора, скорость газа в которых составляет от 0,5 до 2,0 м/с. При небольших объемах реконструкции МПК имеется технологическая возможность реализовать отдельный сбор товарного газа от сеноманских и газоконденсатных промыслов. При этом требуется изменение проектных решений по эксплуатации сеноманских промыслов, так как они предусматривают совместную работу трех групп УКПГ с транспортировкой газа низкого давления по трубопроводам МПК на ДКС головных УКПГ.

Для организации подачи сырьевого газа с исходной массовой долей этана более 10 масс. % в ЕСГ России предложено создать подсистему транспортировки с ачимовских и валанжинских промыслов с использованием трубопроводов МПК, в которые не будет поступать сеноманский газ. Сбор послед-

него предлагается осуществлять в первую нитку МПК (западный коридор), а для обеспечения его резервирования – задействовать также четвертую нитку (восточный коридор) (рис. 2).

Подготовленный на установках газ из ачимовских залежей предполагается транспортировать в третью нитку МПК (восточный коридор), из валанжинских – во вторую (западный коридор). После их смешения сырьевой газ для объектов газопереработки будет направляться на ГКС-1 «Новоуренгойская».

Применение кольцевых схем сбора и транспортировки сеноманского газа, а также ЭГ повысит устойчивость децентрализованной схемы сбора за счет возможности перенаправления газа между западным и восточным коридорами по перемычкам. По мере снижения добычи товарного газа из валанжинских и ачимовских залежей Большого Уренгоя к третьей нитке МПК будет произведено подключение МГ с Заполярного и Ямбургского НГКМ, по которым подается газ с УКПГ валанжинских залежей месторождений.

В настоящее время на УКПГ-1АВ, 2В, 5В, 8В, 11В Уренгойского НГКМ реализована схема совместного компримирования газа с сеноманских и валанжинских промыслов на второй ступени сжатия в сеноманских УКПГ-1АС, 2, 5, 8, 11 [7]. Реализация проекта подачи с УКПГ ЭГ, добываемого из ачимовских и валанжинских залежей, потребовала разделения потоков валанжинского и сеноманского газа на ДКС вторых ступеней сеноманских промыслов. Для этого предложена следующая схема: на второй ступени ДКС-1АС, 2, 5, 8, 11 сеноманских промыслов компримируется только газ сепарации с УКПГ-1АВ, 2В, 5В, 8В, 11В валанжинских залежей. Газ сеноманских залежей с УКПГ-1АС, 2, 5, 8, 11 после первой ступени ДКС транспортируется для окончательной подготовки и компримирования на головные УКПГ-4, 7, 12. В пер-

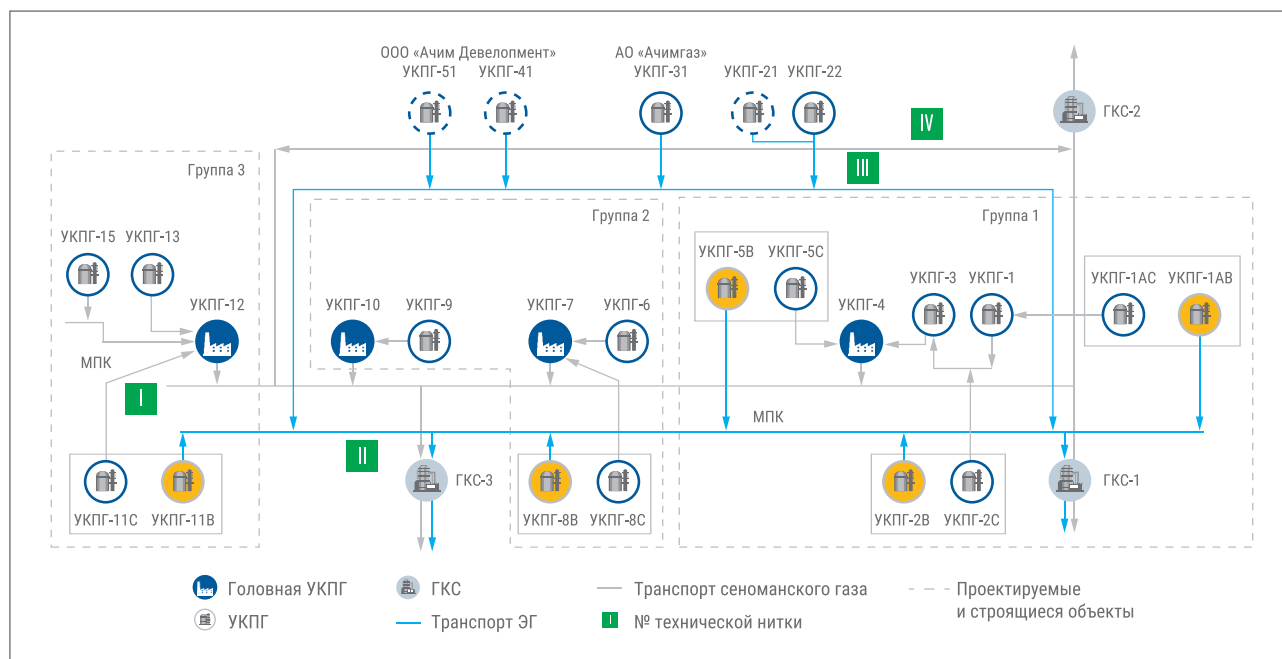


Рис. 2. Схема сбора и транспортировки ЭГ в границах эксплуатационной ответственности ООО «Газпром добыча Уренгой» [3]

спективе потребуются проведение реконструкции второй ступени ДКС-1АС, 2, 5, 8, 11 для снижения мощности газоперекачивающих агрегатов из-за уменьшения объемов добычи валанжинского газа.

РЕГУЛИРОВАНИЕ СОСТАВА ЭТАНОСодержащего ГАЗА НА ГАЗОИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ

Другая важная задача, решенная в ООО «Газпром добыча Уренгой», – обеспечение заданного расхода сырьевого газа для объектов газопереработки, подаваемого на ГКС-1. По мере разработки ачимовских и валанжинских залежей в МПК будет поступать различное количество ЭГ, поэтому потребовались технические решения для регулирования и контроля объема и содержания целевых компонентов в сырьевом газе, направляемом на переработку. Для этого была разработана схема ГИС, показанная на рис. 3.

Согласно этой схеме газ ачимовских залежей, транспортируемый по третьей нитке МПК, поступает на узел запорной и регулирующей арматуры ГИС. Далее осуществляется учет его объема и контроль

компонентного состава с помощью потокового хроматографа. Газ валанжинских залежей поступает на ГИС из второй нитки МПК и проходит аналогичные операции. В связи с тем, что составы ачимовского и валанжинского газов отличаются (см. табл.), технологической схемой предусмотрен узел со смесителем потока для получения однородного состава ЭГ. Сырьевой газ после смешения направляется в газоизмерительный блок для определения его расхода и компонентно-фракционного состава. Изменение состава сырьевого газа осуществляется с помощью регуляторов на линии входа ачимовского и валанжинского газов. Перепуск излишнего объема как валанжинского, так и ачимовского газа при необходимости может производиться в подсистему сбора сеноманского газа на ГИС (в первую нитку МПК) [8].

Мероприятия, которые планируется реализовать на площадке ГИС, позволят оперативно осуществлять контроль и регулирование состава и объема сырьевого газа, направляемого на ГКС-1 «Новоуренгойская». Однако в случае необходимости проведения

ремонтных работ на второй и третьей нитках МПК и невозможности регулирования на площадке ГИС предусматривается плавное регулирование расхода перепускаемого газа в составе узлов его коммерческого учета на УКПГ-5В и 8В, где с помощью отдельных замерных линий и клапанов проводится перепуск валанжинского газа в первую нитку МПК, транспортирующую сеноманский газ. Дополнительно предусмотрена возможность ступенчатого перепуска валанжинского газа путем перенаправления в сеноманскую линию МПК всего объема газа с УКПГ-2В и 11В.

Разработанный комплекс технических решений стал основой проекта реконструкции МПК «Реконструкция системы сбора месторождений Надым-Пуртазовского региона для подачи ЭГ в район ГКС-1 «Новоуренгойская», разработанного ООО «Газпром проектирование». В настоящее время этот проект реализуется ООО «Газпром добыча Уренгой».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Газ ачимовских и валанжинских залежей Уренгойского НГКМ является перспективным источником

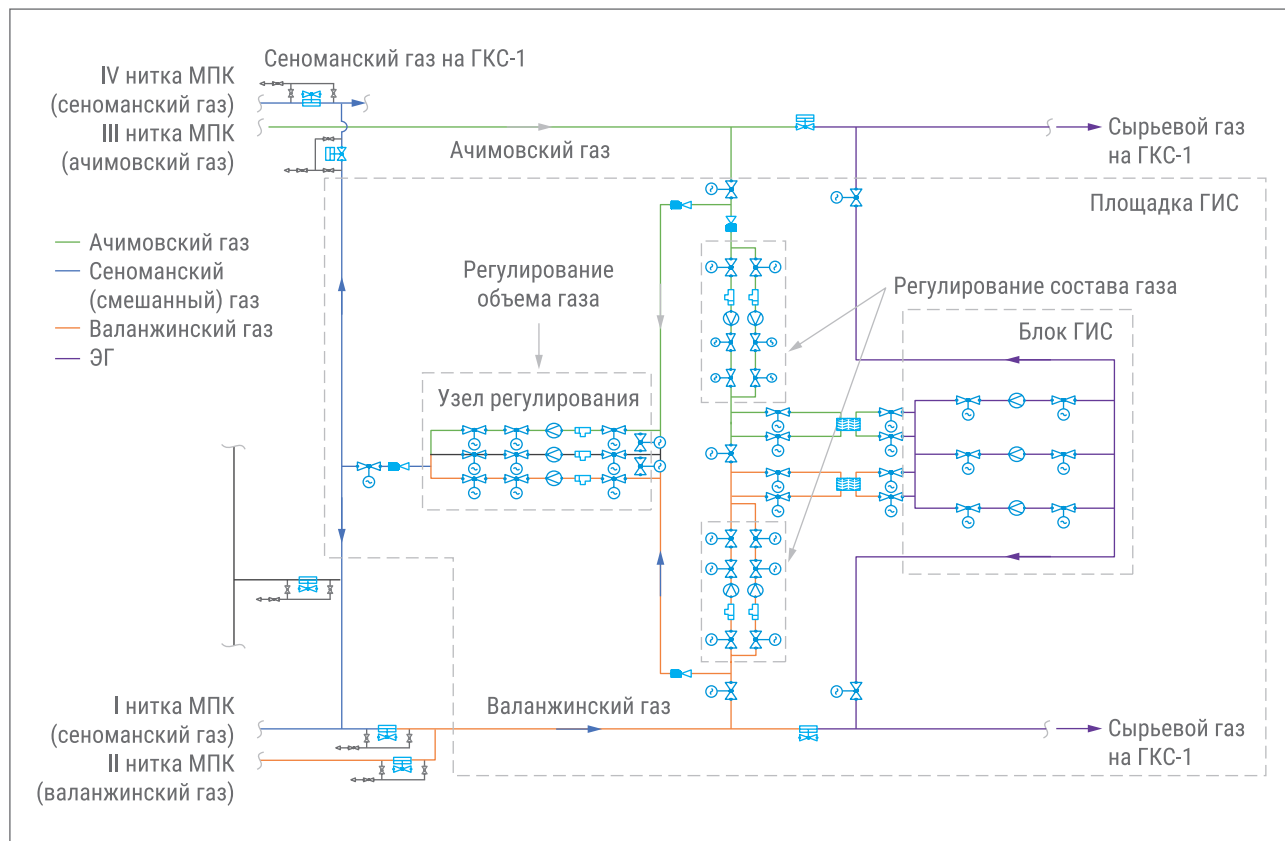


Рис. 3. Схема регулирования состава ЭГ на ГИС

этана для газопереработки и газохимии. Описанный в статье комплекс технических решений по развитию групповой децентрализованной схемы сбора позволит

подавать газ с массовой долей этана более 10 % по выделенным направлениям ЕСГ России для дальнейшей транспортировки в центральные регионы страны.

Проектом предусматривается строительство ГИС и регулирование объема подачи товарного газа (продукта) на УКПГ валанжинских залежей. ■

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ГИС – газоизмерительная станция
ГКС – головная компрессорная станция
ДКС – дожимная компрессорная станция
МГ – магистральный газопровод

МПК – межпромысловый коллектор
НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение
УКПГ – установка комплексной подготовки газа
ЭГ – этансодержащий газ

ЛИТЕРАТУРА

1. Патент № 2593300 Российская Федерация, МПК В01D 53/00 (2006.01). Способ подготовки углеводородного газа к транспорту: № 2014146275/05; заявл. 18.11.2014; опубл. 10.08.2016 / Корякин А.Ю., Александров В.В., Семенов В.В. и др.; заявитель ООО «Газпром добыча Уренгой» // Yandex.ru: патенты. URL: https://yandex.ru/patents/doc/RU2593300C2_20160810 (дата обращения: 13.01.2024).
2. Ланчаков Г.А., Никаноров В.В., Бернер Л.И., Зельдин Ю.М. Система телемеханики межпромыслового коллектора ООО «Газпром добыча Уренгой» с системой поддержки принятия решений // Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса: сб. тр., посвящ. 30-летию ООО «Газпром добыча Уренгой». М.: Недра-Бизнесцентр, 2008. С. 262–273.
3. Ахмедсафин С.К., Добрынин И.Н., Чужмарев С.С. и др. Создание технологической схемы транспортировки этансодержащего газа с использованием межпромыслового коллектора месторождений Большого Уренгоя // Газовая промышленность. 2019. № 12 (794). С. 110–117.
4. Харионовский В.В. Научные достижения ПАО «Газпром», оказавшие влияние на развитие нефтегазовой индустрии // Газовая промышленность. 2018. Прил. к № 1 (763). С. 140–147.
5. Маркелов В.А., Черепанов В.В., Филиппов А.Г. и др. Обновление стратегии освоения ачимовских отложений Уренгойского месторождения // Газовая промышленность. 2016. № 1 (733). С. 40–45.
6. Корякин А.Ю. Разработка ресурсосберегающих технологий подготовки и межпромыслового транспорта скважинной продукции ачимовских промыслов Уренгойского месторождения: дис. ... канд. техн. наук. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2020. 161 с.
7. Мазанов С.В., Корякин А.Ю., Абдуллаев Р.В., Типугин А.А. Инновационные технические решения по совместной эксплуатации сенюманских и валанжинских промыслов месторождений Большого Уренгоя // Новые технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи (СITOGIC'2014): материалы XXII Междунар. конгр. М.: Экономика, 2015. Т. 22. С. 104–109.
8. Корякин А.Ю., Исмагилов Р.Н., Кобычев В.Ф., Серебрянский С.А. Внедрение технологии совместного компримирования газа сенюманской залежи и ачимовских отложений // Экспозиция Нефть Газ. 2018. № 1 (61). С. 33–37.



ВНЕДРЕНИЕ
ИННОВАЦИЙ

www.telecomsummit.ru



РОССИЙСКИЙ ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННЫЙ САММИТ

29 ФЕВРАЛЯ | МОСКВА

8 (812) 701-00-48

info@ensoenergy.org

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ОСУШКИ ВОЗДУХА КИПИИ НА ОБЪЕКТАХ ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ОРЕНБУРГ»

УДК 66.074.31.:622.324.5

П.Н. Ларев, ООО «Газпром добыча Оренбург» (Оренбург, Россия),

P.Laryov@gdo.gazprom.ru

С.Н. Филимонов, ООО «Газпром добыча Оренбург»,

S.Filimonov@gdo.gazprom.ru

Т.Ю. Срибная, ООО «Газпром добыча Оренбург»,

T.Sribnaya@gdo.gazprom.ru

Сжатый воздух используется в работе многих контрольно-измерительных приборов, находящихся на установках комплексной подготовки газа ООО «Газпром добыча Оренбург» на территории Оренбургской обл. Для обеспечения производственных объектов техническим воздухом применяют комплексную схему, включающую установки компримирования и осушки атмосферного потока, которые состоят из винтового маслонаполненного компрессора со штатным сепаратором, блока сепарационного и фильтрационного оборудования, а также аппарата адсорбционной осушки. При реализации данной технологии подготовки поступающего потока возникают нарушения качества очищенного и осушенного воздуха на промышленных объектах и отмечается периодический унос смазывающе-охлаждающей жидкости в пневматические системы, что приводит к преждевременным отказам оборудования и ухудшению эксплуатационных свойств сорбента в процессе короткоциклового адсорбции. В связи с этим одна из важнейших задач – модернизация системы по подготовке воздуха на объектах ООО «Газпром добыча Оренбург» для эффективной и бесперебойной работы контрольно-измерительных приборов.

В статье представлены результаты модернизации технологического процесса с учетом применения коалесцентных фильтров при измененном типе фильтрации потока для достижения минимальных значений остаточного влагосодержания в воздухе и применения отечественных адсорбентов на основе активного оксида алюминия в процессе короткоциклового адсорбции в рамках проекта по импортозамещению. Данные инновационные решения позволяют достичь минимальных показателей остаточного влагосодержания в воздухе (не более $3 \cdot 10^{-8}$ кг/м³) за счет работы системы четырехступенчатой сепарации потока и исключить преждевременное ухудшение характеристик сорбента, который обеспечивает в осушителях сжатого воздуха требуемое значение точки росы потока по воде на уровне 233,15 К и ниже.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: МОДЕРНИЗАЦИЯ, УСТАНОВКА ОСУШКИ ВОЗДУХА, КОАЛЕСЦЕНТНЫЙ ФИЛЬТР, ОСТАТОЧНОЕ ВЛАГОСОДЕРЖАНИЕ, ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ СОРБЕНТ, КОРОТКОЦИКЛОВАЯ АДСОРБЦИЯ.

Сжатый воздух необходим для работы многих контрольно-измерительных приборов, находящихся на установках комплексной подготовки газа ООО «Газпром добыча Оренбург». В целях обеспечения производственных объектов техническим воздухом применяют комплексную схему, включающую установки компримирования и осушки атмосферного потока, которые состоят из винтового маслонаполненного компрессора со штатным сепаратором, блока

сепарационного и фильтрационного оборудования, а также аппарата адсорбционной осушки. На рис. 1 изображена действующая четырехступенчатая схема подготовки воздуха.

Поступающий в компрессор атмосферный воздух сжимается до давления $P = 0,5-0,8$ МПа, а затем проходит штатный и центробежный сепараторы для удаления конденсационной воды и компрессионного масла. Далее поток поступает в блок фильтров со сменными

картриджными элементами тонкой очистки от мелкодисперсной жидкости и направляется в блок короткоциклового адсорбции (КЦА) для осушки [1].

АКТУАЛЬНОСТЬ И ЦЕЛЬ РАБОТЫ

В ходе эксплуатации установки КЦА было выявлено несколько проблемных мест:

- недостаточная степень осушки атмосферного воздуха, которая приводит к системным нарушениям качества подготовленного

P.N. Larev, Gazprom добыча Orenburg LLC (Orenburg, Russia), P.Laryov@gdo.gazprom.ru

S.N. Filimonov, Gazprom добыча Orenburg LLC, S.Filimonov@gdo.gazprom.ru

T.Yu. Sribnaya, Gazprom добыча Orenburg LLC, T.Sribnaya@gdo.gazprom.ru

Upgrading of the instrumentation and control air drying system at the facilities of Gazprom добыча Orenburg LLC

Many control equipment at comprehensive gas treatment units of Gazprom добыча Orenburg LLC in the Orenburg Oblast uses compressed air. To provide production facilities with service air, a comprehensive system is used, including units for compression and drying of atmospheric air flow. In turn, such a unit consists of a screw oil-filled compressor with a built-in separator, a separating and filtration equipment package, and an adsorption dryer. Such method of treating the incoming air flow is usually accompanied by regular violations of the quality of purified and dried air at field facilities and periodic entrainment of lubricating and cooling liquid in pneumatic systems, which leads to premature equipment failures and deterioration of sorbent performance properties in pressure swing adsorption. In this regard, one of the most important tasks is to upgrade the air treatment system at Gazprom добыча Orenburg LLC facilities to ensure efficient and uninterrupted operation of control equipment.

The article summarizes the results of process upgrading with regard to the use of coalescent filters with a revised type of flow filtration to achieve minimum values of residual moisture content in the air, and of the application of domestic active aluminium oxide adsorbents in the pressure swing adsorption process as part of the import substitution program. These innovative solutions allow us to achieve a minimum residual moisture content in the air (no more than $3 \cdot 10^{-8}$ kg/m³) thanks to the four-stage flow separation system and to prevent premature deterioration of the sorbent, which ensures the required water dew point value of 233.15 K and below in compressed air dryers.

KEYWORDS: UPGRADING, AIR DRYING UNIT, COALESCENT FILTER, RESIDUAL MOISTURE CONTENT, DOMESTIC SORBENT, PRESSURE SWING ADSORPTION.

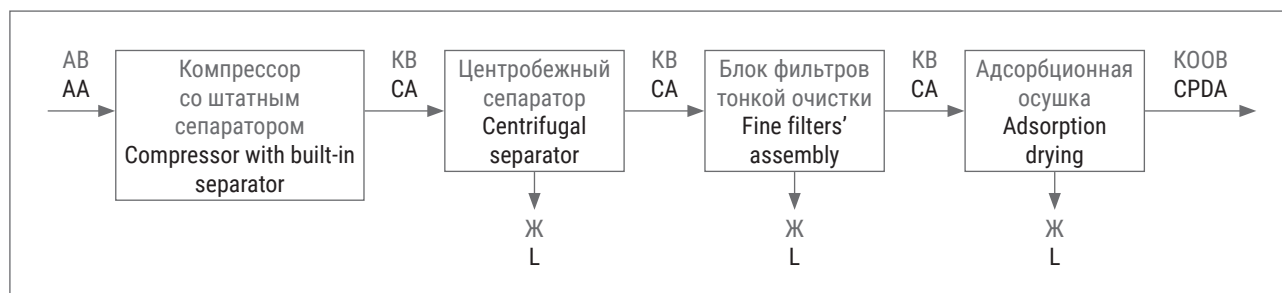


Рис. 1. Действующая схема подготовки воздуха на объектах ООО «Газпром добыча Оренбург»: АВ – атмосферный воздух; Ж – жидкая фаза; КВ – компримированный воздух; КООВ – компримированный очищенный и осушенный воздух
Fig. 1. Current air treatment arrangement at Gazprom добыча Orenburg LLC facilities: AA – atmospheric air; CA – compressed air; CPDA – compressed purified and dried air; L – liquid phase

воздуха по показателю точки росы по воде (выше 233,15 K);

– дезактивация сорбентов процесса КЦА ввиду периодического уноса с потоком смазывающе-охлаждающей жидкости из винтового маслонаполненного компрессора.

Неудовлетворительная работа технологического оборудования частично связана с типом фильтрации поступающего потока «снаружи – внутрь», представленным на рис. 2.

Согласно проектной схеме установленные сменные картриджные элементы из полипропиленового волокна с тонкостью фильтрации до $5 \cdot 10^{-7}$ м быстро насыщаются

влажностью и перестают выполнять свою функцию. Данная схема не работоспособна, так как копирует традиционный процесс фильтрации жидких и газообразных сред от недеформируемых примесей (твердых частиц) и не учитывает главное правило удаления деформируемых примесей из фильтруемых сред, основанное на принципе коалесценции [2].

Кроме того, недостаточная степень осушки атмосферного воздуха связана с дезактивацией импортных адсорбентов установки Ingersoll Rand (Ingersoll Rand Inc., США) из-за уноса капель влаги и масла. Ее принципиальная

схема представлена на рис. 3. Согласно документации поставщика для установки КЦА используют зарубежные сорбенты на основе активного оксида алюминия. Анализ мирового рынка показал, что фактически производителем такого типа сорбента (F-200) является компания BASF SE (Германия).

Основное оборудование блока КЦА – колонны, заполненные сорбентом на основе активного оксида алюминия. Сжатый воздух, содержащий твердые частицы, конденсат и капли масла, после системы фильтрации поступает через клапан 5 в адсорбер А для улавливания остаточной влаги и загрязнений.

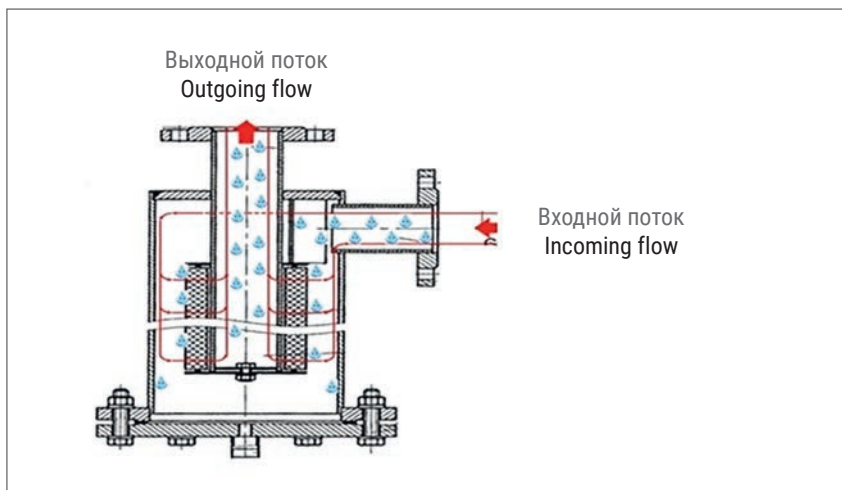


Рис. 2. Проектная схема подключения фильтра
Fig. 2. Design diagram of the filter connection

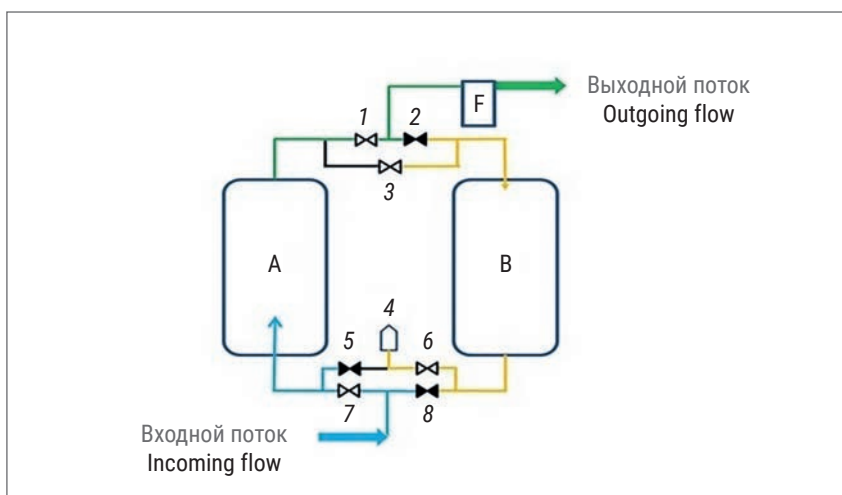


Рис. 3. Схема установки Ingersoll Rand: А, В – адсорберы; F – система фильтров; 1, 2 – входные клапаны; 3, 4 – клапаны сброса; 5, 6 – выходные клапаны; 7 – сопло; 8 – глушитель
Fig. 3. Diagram of Ingersoll Rand unit: A, B – adsorbers; F – filter system; 1, 2 – inlet valves; 3, 4 – discharge valves; 5, 6 – outlet valves; 7 – nozzle; 8 – silencer

Далее очищенный и осушенный воздух подается в верхний контрольный блок (выходной клапан 1), проходит систему фильтров F (для отделения частиц сорбента размером до $1 \cdot 10^{-6}$ м) и поступает в технологическую линию.

В это время колонна В находится на стадии регенерации путем пропускания сверху вниз небольшого потока осушенного воздуха через сопло 3. Расширение до атмосферного давления позволяет потоку перенести влагу из всего объема колонны к основанию адсорбера В. Затем продувочный воздух сбрасывается, проходя

выходной клапан 6 и глушитель 4. Через 180–600 с клапан сброса 8 закрывается, что позволяет давлению в адсорбере В сравняться с давлением в колонне А. Далее в нее поступает часть воздуха для начала стадии регенерации.

При холодной регенерации часть потока сжатого осушенного воздуха направляется в сосуд с адсорбентом, где он поглощает и выносит влагу, превращаясь в отработанный поток, который в систему больше не возвращается. Поэтому при проектировании пневмосистемы установку Ingersoll Rand учитывают в качестве допол-

нительного потребителя сжатого воздуха [3, 4].

В силу ограничения поставок импортных адсорбентов для блока КЦА был проведен анализ отечественного рынка осушителей, из которых был выбран сорбент на основе активного оксида алюминия, отвечающий требуемому значению стойкости к воздействию капельной влаги при эксплуатации, выдерживающий физические нагрузки в колонне на стадии десорбции, обеспечивающий бесперебойную работу оборудования на протяжении длительного времени и имеющий низкую стоимость.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗАДАЧ

На основании отмеченного в предыдущем разделе к наиболее оптимальным технологическим решениям по модернизации установки компримирования и осушки атмосферного воздуха относятся:

- изменение схемы фильтрации потока с применением коалесцентных фильтров;

- поиск отечественных сорбентов на основе активного оксида алюминия, лабораторные испытания осушителей, а также рассмотрение возможности их использования в процессе КЦА.

После анализа работы технологического оборудования было решено провести стендовые испытания для проверки влияния схемы подключения фильтра на его эффективность. Принципиально новая технологическая схема работы блока фильтров тонкой очистки с учетом установки коалесцентных элементов представлена на рис. 4.

При прохождении потока «изнутри – наружу» через поры фильтровальной перегородки находящиеся в ней дисперсные частицы (мельчайшие капли воды и масла) неизбежно сталкиваются, объединяются, укрупняются, осаждаются из потока под действием силы гравитации и выводятся через дренажный слой, который обеспечивает перенос частиц конденсата в нижнюю часть фильтра с мини-

мальной степени их вторичного уноса с газовой фазой, что дает высокую эффективность осушки воздуха. Такой результат достигается за счет изготовления плиссированных перегородок коалесцентных фильтров с большей площадью поверхности из полимеров специально подобранного состава и стекловолокна. Конструкция патрона фильтра представлена на рис. 5 [5].

Второй этап модернизации технологической схемы подразумевает поиск отечественных сорбентов на основе активного оксида алюминия, которые будут доступнее и позволят достичь в осушителях сжатого воздуха с холодной регенерацией требуемого значения точки росы потока по воде (233,15 К и ниже), при этом обладая высокой механической стойкостью [6, 7]. Основные характеристики российских и импортного (F-200) адсорбентов в процессе КЦА представлены в табл. 1.

В соответствии с техническим заданием были проведены лабораторные испытания данных осушителей воздуха по показателю «кстируемость». На рис. 6 показан их внешний вид.

Исследуемые образцы (объем – $5,5 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3$) в герметичных контейнерах, заполненных на 2/3 объема, помещались на вибростол. Частота его колебаний составляла 30 с^{-1} , амплитуда – $3 \cdot 10^{-3} \text{ м}$, время испытания – 7200 с. Затем адсорбент рассеивался на лабораторном сите с размером ячейки $4 \cdot 10^{-4} \text{ м}$. В ходе испытания фиксировалась масса до и после отсева и определялся показатель «кстируемость». Результаты лабораторных опытов представлены на рис. 7. Обобщенные показатели сорбентов после лабораторных исследований приведены в табл. 2.

Лабораторные испытания показали, что менее прочным оказался образец A02 (образовалось большое количество частиц сорбента), далее следует Alusorb 675 (после отсева – небольшое количество частиц различного размера), наиболее

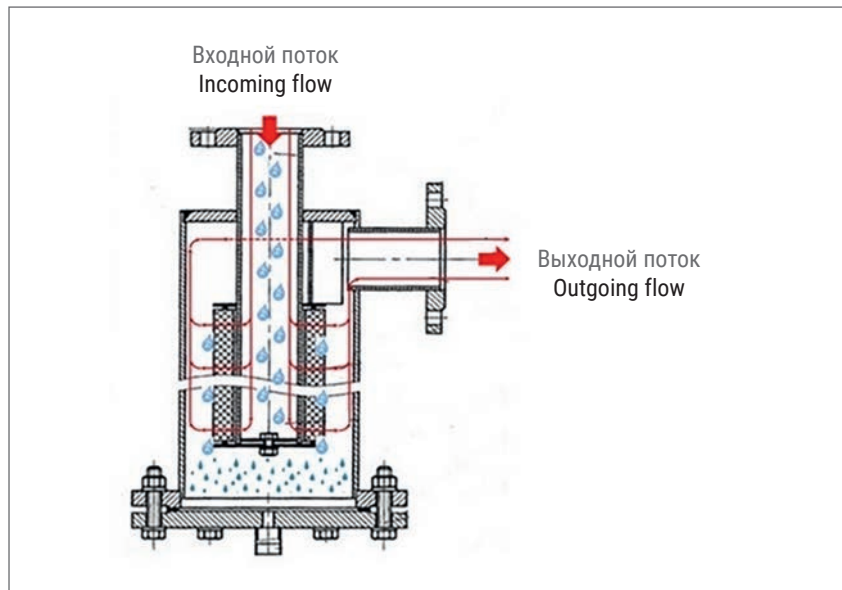


Рис. 4. Схема работы коалесцентного фильтра
Fig. 4. Diagram of coalescent filter operation

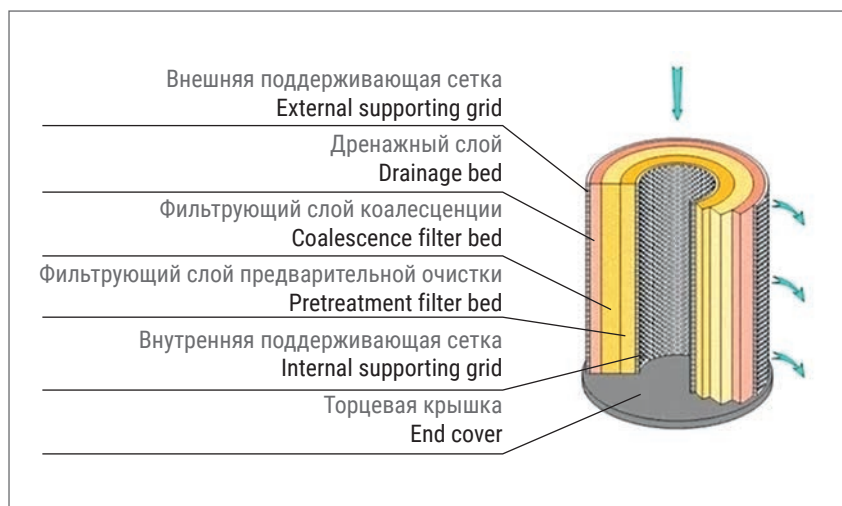


Рис. 5. Конструкция патрона коалесцентного фильтра
Fig. 5. Schematic of coalescent filter cartridge

прочные – гранулы осушителей F-200 и оксида алюминия активного (частицы обоих сорбентов практически отсутствуют) [8–11].

Таким образом, была усовершенствована технологическая схема подготовки воздуха КИПиА на установке комплексной подготовки газа ООО «Газпром добыча Оренбург» (рис. 8), где атмосферный поток после компримирования поступает в штатный сепаратор (1-я ступень подготовки воздуха), далее – в центробежный сепаратор (2-я ступень), затем проходит коалесцентные фильтры с измененным потоком

фильтрации «изнутри – наружу» (3-я ступень) и направляется на установку КЦА на отечественных сорбентах (4-я ступень).

Было принято решение о проведении опытно-промышленных испытаний согласно модернизированному технологическому процессу по подготовке воздуха. Изначально были установлены коалесцентные фильтры производства ЗАО «Уралтехфильтр-Инжиниринг», состоящие из двух ступеней: на 1-й смонтирован фильтр грубой очистки MF-19,3/45–8 (удаление частиц диаметром $1 \cdot 10^{-7} \text{ м}$),

Таблица 1. Параметры отечественных и импортного адсорбентов
Table 1. Parameters of domestic and imported adsorbents

Параметр Parameter	F-200 (BASF SE)	Alusorb 675 (ООО «Салаватский катализаторный завод») Alusorb 675 (LLC “Salavat Catalyst Plant”)	Оксид алюминия активный (ООО «Ишимбайские сорбенты») Active aluminium oxide ("Ishimbay Sorbents" Ltd.)	A02 (ООО «Новомичуринский катализаторный завод») A02 (Novomichurinsk Catalyst Plant, LLC)
Внешний вид Appearance	Сферические гладкие гранулы кремового цвета Spherical smooth pellets of creamy color	Сферические гранулы белого цвета Spherical pellets of white color	Сферические гранулы белого, кремового или розового цвета Spherical pellets of white, creamy, or pink color	Сферические гранулы белого цвета Spherical pellets of white color
Средний диаметр гранул, м Average pellet diameter, m	0,0020–0,0064	0,0020–0,0050	0,0015–0,0080	0,0015–0,0030
Насыпная плотность, кг/м ³ Bulk density, kg/m ³	769	660	700–800	650–800
Общий объем пор, м ³ /кг Total pore volume, m ³ /kg	0,000 50	0,000 45	0,000 50	0,000 45
Температура точки росы по воде, К Water dew point, K	203,15	203,15	196,15	177,15

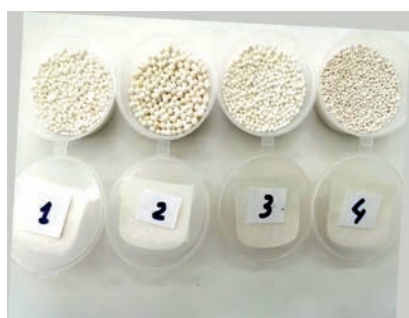


Рис. 6. Внешний вид образцов сорбентов, выбранных для испытаний: 1 – F-200; 2 – Alusorb 675; 3 – оксид алюминия активный; 4 – A02

Fig. 6. Appearance of sorbent samples taken for testing: 1 – F-200; 2 – Alusorb 675; 3 – active aluminium oxide; 4 – A02

а на 2-й – фильтр тонкой очистки SMF-19,3/45-P8 (удаление частиц диаметром $1 \cdot 10^{-8}$ м). Параллельно изменено направление поступающего потока «изнутри – наружу».

После запуска оборудования отмечено существенное увеличение количества дренируемой жидкости (до 0,002–0,010 м³/сут) с присутствием следов компрессорного масла. Применение данного типа фильтров при измененной схеме фильтрации позволило достичь остаточного влагосодержания

в воздухе (не более $3 \cdot 10^{-8}$ кг/м³) уже на 3-й ступени сепарации.

Далее для проведения опытно-промышленных испытаний процесса КЦА были выбраны отечественные сорбенты, показавшие наилучшие результаты по итогам лабораторных испытаний, – Alusorb 675 и оксид алюминия активный.

Сначала был приобретен, доставлен и загружен в колонны образец оксида алюминия активного с размером гранул до 0,0055 м. После стабилизации режима выявлена неэффективная работа адсорбционных колонн по показателю точки росы по воде (условия экспериментального замера: температура окружающего воздуха – 298,15 К, относительная влажность окружающего воздуха – 50 %). Вероятно, причинами данного отклонения стали широкий фракционный состав сорбента (от 0,0040 до 0,0060 м), пониженная насыпная плотность (730 кг/м³) и крупный средний размер гранул (0,0055 м). Показатели отрицательно повлияли на равномерность гидравлического сопротивления адсорберов и динамическую емкость сорбента по воде в реальных условиях эксплуатации.

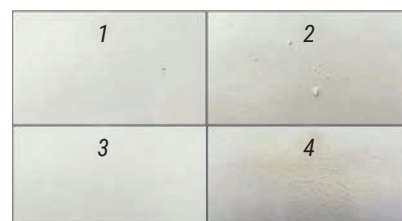


Рис. 7. Внешний вид образцов сорбентов после лабораторных испытаний: 1 – F-200; 2 – Alusorb 675; 3 – оксид алюминия активный; 4 – A02

Fig. 7. Appearance of sorbent samples after lab testing: 1 – F-200; 2 – Alusorb 675; 3 – active aluminium oxide; 4 – A02

В связи с этим была доставлена новая партия оксида алюминия активного (размер гранул – до 0,0031 м, насыпная плотность – до 780 кг/м³) и проведена его загрузка в обе колонны. После стабилизации режима процесса КЦА с данной партией сорбента показатель точки росы по воде в адсорберах снизился до 203,15/196,15 К, но образец не прошел испытания на прочность и раскрошился в течение двух недель. Таким образом, был сделан вывод, что оксид алюминия активный не может быть использован на 4-й ступени осушки воздуха.

Таблица 2. Основные характеристики сорбентов
Table 2. Main characteristics of sorbents

Марка Grade	Статическая емкость, масс. % (относительная влажность – 10 %, температура – 293,15–298,15 К) Static exchange capacity, wt. % (relative humidity – 10 %, temperature – 293.15–298.15 K)	Насыпная плотность, кг/м ³ Bulk density, kg/m ³	Истираемость, масс. % Abrasion capacity, wt. %	Размер гранул, м Pellet size, m
F-200	2,7	780	0,16	0,0030
Alusorb 675	3,4	710	0,11	0,0040
Оксид алюминия активный Active aluminium oxide	3,1	780	0,11	0,0030
A02	3,5	710	1,70	0,0015–0,0020

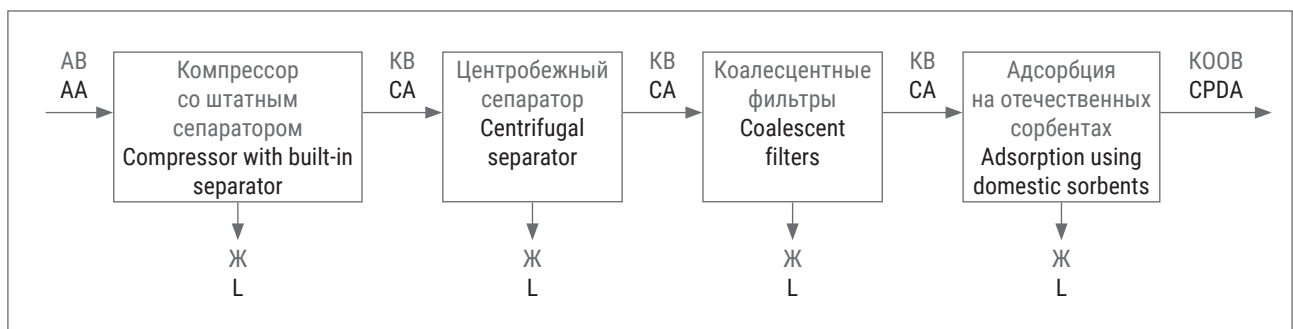
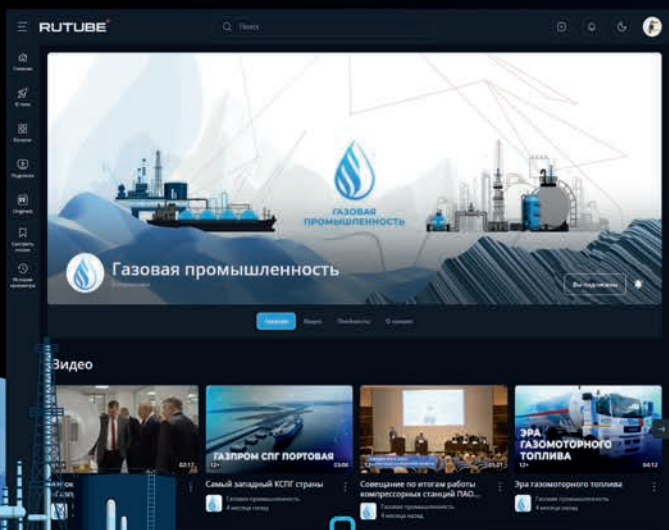


Рис. 8. Модернизированная схема подготовки воздуха на объектах ООО «Газпром добыча Оренбург»: АВ – атмосферный воздух; Ж – жидкая фаза; KB – компримированный воздух; KOOB – компримированный очищенный и осушенный воздух
Fig. 8. Upgraded air treatment arrangement at Gazprom dobycha Orenburg LLC facilities: AA – atmospheric air; CA – compressed air; CPDA – compressed purified and dried air; L – liquid phase

Далее тестировался сорбент Alusorb 675 с размером гранул до 0,0040 м. После стабилизации режима на установке КЦА с данной партией адсорбента показатель точки росы по воде в колоннах снизился до требуе-

мых нормативных показателей – 233,15 К и ниже (условия экспериментального замера: температура окружающего воздуха – 298,15 К, относительная влажность окружающего воздуха – 50 %).

В течение года проведения опытно-промышленных испытаний процесса КЦА с загрузкой в колонны сорбента марки Alusorb 675 среднее значение показателя точки росы по воде осушенного воздуха составило 187,15 К (в холодный период –



**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



на правах рекламы

177,15 К, в теплый – 196,15 К). Таким образом, данный адсорбент был рекомендован к применению на 4-й ступени осушки.

В настоящее время сорбент Alusorb 675 используется в процессе КЦА на установке комплексной подготовки газа ООО «Газпром добыча Оренбург» в целях импортозамещения.

ВЫВОДЫ

Модернизация технологической схемы подготовки воздуха с учетом применения коалесцентных фильтров (удаление частиц диаметром до $1 \cdot 10^{-8}$ м) и изменение направления поступающего потока «изнутри – наружу» позволили увеличить отбор дренаруемой жидкости из потока (до 0,002–0,010 м³/сут), достичь остаточного влагосодержания в воздухе не более $3 \cdot 10^{-8}$ кг/м³



Фото: www.shutterstock.com

уже на 3-й ступени сепарации, а также исключить преждевременное ухудшение характеристик сорбента в процессе КЦА.

Были проведены лабораторные испытания отечественных и зарубежных сорбентов на истинность в целях импортозамещения в процесс КЦА внедрен

российский адсорбент марки Alusorb 675 на основе активного оксида алюминия, который позволяет достичь в осушителях сжатого воздуха требуемой точки росы потока по воде 187,15 К, сохранив при этом свои технические характеристики в течение трех лет. ■

ЛИТЕРАТУРА

- Бурцев С.И., Цветков Ю.Н. Влажный воздух. Состав и свойства. СПб.: СПбГАХИПТ, 1998. 146 с.
- Страхович К.И., Френкель М.И., Кондряков И.К., Рис В.Ф. Компрессорные машины. М.: Госторгиздат, 1961. 600 с.
- Адсорбционная технология. Генераторы КЦА // АО «Грасис»: офиц. сайт. URL: <https://www.grasys.ru/tehnologii/adsorbciionnaja-tehnologija-kca/> (дата обращения: 30.11.2023).
- Jiang L., Fox V.G., Biegler L.T. Simulation and optimal design of multiple-bed pressure swing adsorption systems // *AIChE J.* 2004. Vol. 50, No. 11. P. 2904–2917. DOI: 10.1002/aic.10223.
- Коалесцеры / сепараторы для разделения двух жидкостей // AWS Corporation Srl.: офиц. сайт. URL: <https://www.awscorp.it/ru/products-ru/ulavlivanie-aerозolej-kapleulavlivanie-i-tumanoulavlivanie/16-aerosol-spray-and-mist-separation/239-koalestery-separatory-dlya-razdeleniya-dvukh-zhidkostej> (дата обращения: 30.11.2023).
- ГОСТ Р ИСО 8573-1-2016. Сжатый воздух. Часть 1. Загрязнения и классы чистоты // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200140610> (дата обращения: 30.11.2023).
- Голдаев С.В., Хушвактов А.А. Моделирование процесса осушения воздуха слоем силикагеля, используемого при консервации агрегатов пароводяного тракта ТЭС // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. 2014. Т. 55, № 2. С. 166–175.
- F-200 // BASF Catalysts: офиц. сайт. URL: <https://catalysts.basf.com/products/f-200> (дата обращения: 30.11.2023).
- Подготовка газов // ООО «Салаватский катализаторный завод»: офиц. сайт. URL: <https://skatz.ru/products/podgotovka-gazov/> (дата обращения: 30.11.2023).
- Оксид алюминия активный // ООО «Ишимбайские сорбенты»: офиц. сайт. URL: <https://zeolitegroup.ru/ru/produkcija/adsorbenty/oksid-alyuminiya-aktivnyj.html> (дата обращения: 30.11.2023).
- Адсорбент А02 // ООО «Новомичуринский катализаторный завод»: офиц. сайт. URL: <http://nkz-ooo.ru/index.php?id=product> (дата обращения: 15.03.2023).

REFERENCES

- Burtsev SI, Tsvetkov YuN. *Wet Air. Composition and Properties*. Saint Petersburg: Saint Petersburg State Academy of Refrigeration and Food Processing; 1998. (In Russian)
- Strakhovich KI, Frenkel MI, Kondryakov IK, Ris VF. *Compressor Machines*. Moscow: Gostorgizdat; 1961. (In Russian)
- JSC Grasys. *Adsorption technology. PSA generators*. Available from: <https://www.grasys.ru/tehnologii/adsorbciionnaja-tehnologija-kca/> [Accessed: 30 November 2023]. (In Russian)
- Jiang L, Fox VG, Biegler LT. Simulation and optimal design of multiple-bed pressure swing adsorption systems. *AIChE J.* 2004; 50(11): 2904–2917. <https://doi.org/10.1002/aic.10223>.
- AWS Corporation Srl. *Coalescers / liquid-liquid separators*. Available from: <https://www.awscorp.it/ru/products-ru/ulavlivanie-aerозolej-kapleulavlivanie-i-tumanoulavlivanie/16-aerosol-spray-and-mist-separation/239-koalestery-separatory-dlya-razdeleniya-dvukh-zhidkostej> [Accessed: 30 November 2023]. (In Russian)
- Federal Agency on Technical Regulating and Metrology. *GOST R ISO 8573-1-2016 (state standard). Compressed air. Part 1. Contaminants and purity classes*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/1200140610> [Accessed: 30 November 2023]. (In Russian)
- Goldaev SV, Khushvaktov AA. Simulation of the dehumidification air process by a silica gel layer used for TPP steam and water tract unit protection. *Scientific Bulletin of Novosibirsk State Technical University* [Nauchnyy vestnik Novosibirskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta]. 2014; 55(2): 166–175. (In Russian)
- BASF Catalysts. *F-200*. Available from: <https://catalysts.basf.com/products/f-200> [Accessed: 30 November 2023].
- LLC “Salavat Catalyst Plant”. *Gas treatment*. Available from: <https://skatz.ru/products/podgotovka-gazov/> [Accessed: 30 November 2023]. (In Russian)
- “Ishimbay Sorbents” Ltd. *Active aluminum oxide*. Available from: <https://zeolitegroup.ru/ru/produkcija/adsorbenty/oksid-alyuminiya-aktivnyj.html> [Accessed: 30 November 2023]. (In Russian)
- Novomichurinsk Catalyst Plant, LLC. *Adsorbent A02*. Available from: <http://nkz-ooo.ru/index.php?id=product> [Accessed: 15 March 2023]. (In Russian)

II Федеральный форум по цифровизации
и ИТ в химической и нефтехимической промышленности



ЦИФРОВАЯ ХИМИЯ

14.03.2024

отель Continental,
г. Москва, ул. Тверская, д. 22

ДЕМОДЕНЬ
ИЦК "ХИМИЯ"



ИЦК ХИМИЯ

Организатор:



Стратегические партнеры:

СИБУР



ЕВРОХИМ

«Цифровая Химия» – экспертная площадка для обсуждения и обмена опытом по ключевым вопросам и актуальным проблемам цифровизации и автоматизации в химической и нефтехимической промышленности, практики внедрения компаниями отрасли импортонезависимых ИТ-систем и средств промышленной автоматизации, знакомства с инновационными разработками, решениями, продуктами отечественных разработчиков и производителей ИТ-решений, программного обеспечения и пр.

ОСНОВНЫЕ ТРЕКИ ФОРУМА

Стратегический

Панельные дискуссии, выступления: проекты импортозамещения в условиях технологического суверенитета; искусственный интеллект, цифровой двойник, роботизация, предиктивная аналитика, дополненная реальность, техническое зрение, мобильные обходы и т.д.

Технологический

Выступления и кейсы по специализированным направлениям: цифровая трансформация добычи и производства; цифровизация логистики, системы закупок и поставок; цифровой советчик и т.д.

Демодень ИЦК «Химия»

Отчетные доклады компаний – участниц ИЦК «Химия», питч-сессия технологических разработчиков и стартапов.

РАЗРАБОТКА СОВРЕМЕННОГО ГАЗОТУРБИННОГО ДВИГАТЕЛЯ МОЩНОСТЬЮ 16 МВт ДЛЯ ПРИВОДА ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ

С.Г. Максимовский, ПАО «Тюменские моторостроители» (Тюмень, Россия)

А.Ю. Култышев, к.т.н., ООО «Газпром энергохолдинг индустриальные активы» (Санкт-Петербург, Россия)

И.Ю. Кляйнрок, к.т.н., ООО «Газпром энергохолдинг индустриальные активы»

К.О. Гилев, ООО «Газпром энергохолдинг индустриальные активы»

Анализ структуры парка газотурбинных газоперекачивающих агрегатов ПАО «Газпром» показывает, что суммарная мощность, вырабатываемая газотурбинными двигателями 16–18 МВт, составляет более 45 % от установленной мощности всех агрегатов [1]. Общее количество газотурбинных двигателей в данном диапазоне мощности (в том числе конвертированных судовых и авиационных) составляет более 1400 ед. При этом возрастная структура парка газоперекачивающих агрегатов по наработке свидетельствует о физическом износе оборудования. Для обеспечения замены газотурбинных двигателей мощностью 16 МВт при достижении назначенного ресурса и при реализации проектов нового строительства Группой «Газпром энергохолдинг индустриальные активы» на производственной площадке ПАО «Тюменские моторостроители» реализуется проект по созданию современного отечественного газотурбинного двигателя ТМ-16.

РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОЕКТА СОЗДАНИЯ ГАЗОТУРБИННОГО ДВИГАТЕЛЯ ТМ-16

Проект предусматривает проведение расчетных и экспериментальных исследований, разработку конструкторской и технологической документации, а также изготовление и стендовые испытания опытного образца.

Стендовые испытания опытного образца планируется завершить до конца 2025 г. По предварительной оценке, ежегодная потребность в двигателях ТМ-16 составит не менее 7 ед. начиная с 2026 г. Одновременно с разработкой дви-

гателя ПАО «Тюменские моторостроители» реализует масштабную программу модернизации производственных мощностей, включающую ввод в эксплуатацию нового современного станочного оборудования и реконструкцию заводской инфраструктуры, которая позволит организовать серийное производство в необходимом объеме.

ОПИСАНИЕ ГАЗОТУРБИННОГО ДВИГАТЕЛЯ ТМ-16

Разрабатываемый двигатель ТМ-16 представляет собой трехвалный газотурбинный дви-

гатель (ГТД), предназначенный для использования в составе газоперекачивающих агрегатов (ГПА) компрессорных станций в качестве привода нагнетателя для компримирования природного газа в целях его транспортировки по магистральным газопроводам (рис. 1).

Газотурбинный двигатель ТМ-16 состоит из входного устройства, осевого девятиступенчатого компрессора низкого давления (КНД), осевого десятиступенчатого компрессора высокого давления (КВД), противоточной камеры сгорания трубчато-кольцевого типа, осевой одноступенчатой турбины высокого давления, осевой одноступенчатой турбины низкого давления, осевой трехступенчатой силовой турбины и агрегатов, навешанных на двигатель. Компрессоры низкого и высокого давления приводятся во вращение турбинами низкого и высокого давления соответственно (рис. 2, 3), образуя два контура, имеющих различную частоту вращения, кинематически не связанных друг с другом. Силовая турбина расположена за турбиной низкого давления,

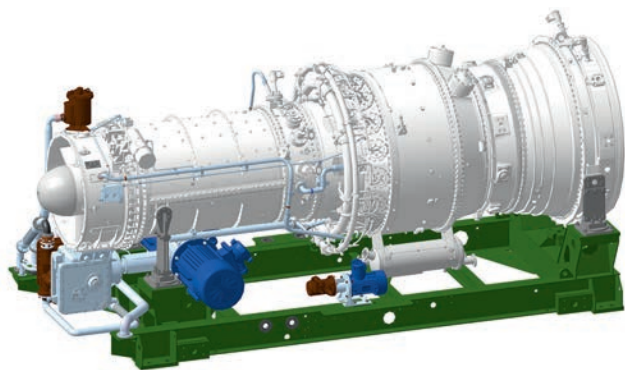


Рис. 1. Газотурбинный двигатель ТМ-16

мощность от нее передается через муфту на нагнетатель.

Воздух поступает через входное устройство последовательно в КНД, затем в КВД, где сжимается до требуемых параметров. За КВД расположен кольцевой диффузор, в котором происходит снижение скорости потока воздуха и повышение давления перед входом в камеру сгорания. Из диффузора сжатый воздух поступает в камеру сгорания, в которой сжигается тепловоздушная смесь, подготовленная горелочными устройствами. В камере сгорания воздух частично участвует в процессе горения, частично смешивается с продуктами сгорания топлива. Образовавшаяся газозвушная смесь поступает последовательно в турбину высокого давления, турбину низкого давления и силовую турбину, которые развивают мощность, необходимую для привода компрессоров, агрегатов, навешанных на двигатель, и нагнетателя. Для обеспечения устойчивой работы компрессора в диапазоне рабочих режимов и при запуске ГТД КВД оборудован входным направляющим аппаратом с поворотными направляющими лопатками.

Для привода агрегатов, обслуживающих двигатель, на переднем корпусе КНД и на раме двигателя установлены коробки приводов. Рама двигателя предназначена для крепления двигателя и агрегатов, двигатель крепится к раме при помощи четырех гибких опор.

Характеристики газотурбинного двигателя ТМ-16 представлены в таблице.

На сегодняшний день в рамках НИР выполнено численное моделирование условий работы осевого компрессора ТМ-16 на основе адаптированной расчетной модели (рис. 4).

По результатам расчетов выполнен анализ распределения одномерных параметров по ступеням, а также распределения ключевых параметров по высоте межлопаточных каналов и сделаны выводы о работоспособности кон-

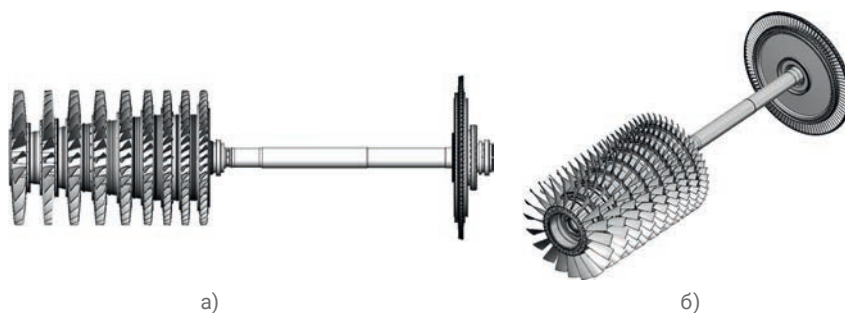


Рис. 2. Каскад (компрессор и турбина) низкого давления, роторная часть: а) вид сбоку; б) аксонометрия

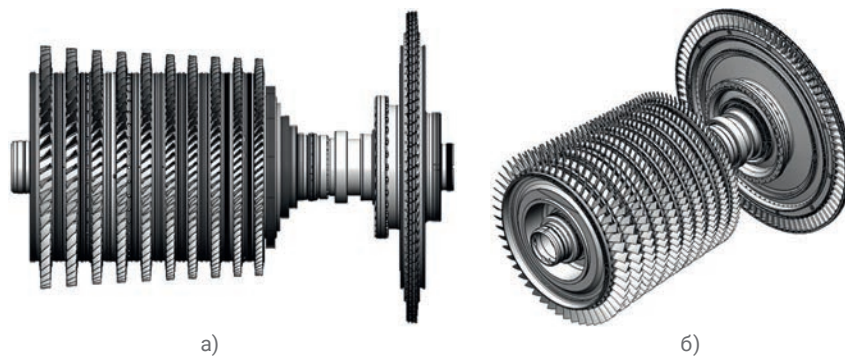


Рис. 3. Каскад (компрессор и турбина) высокого давления, роторная часть: а) вид сбоку; б) аксонометрия

Характеристики газотурбинного двигателя ТМ-16

Параметр	Значение
Номинальная мощность в условиях газоперекачивающего агрегата, МВт	16
Номинальный КПД двигателя, %	35,8
Расход топливного газа двигателя, кг/ч	4000
Степень повышения давления в компрессоре	19,5
Температура газа перед турбиной, °С	1080
Температура газа на выходе из турбины, °С	420
Частота вращения ротора силовой турбины (номинальная), об/мин	5200
Назначенный ресурс, ч	125 000
Межремонтный ресурс, ч	33 000
Содержание NO _x в отработавших газах, мг/м ³	≤ 50
Содержание CO в отработавших газах, мг/м ³	≤ 150

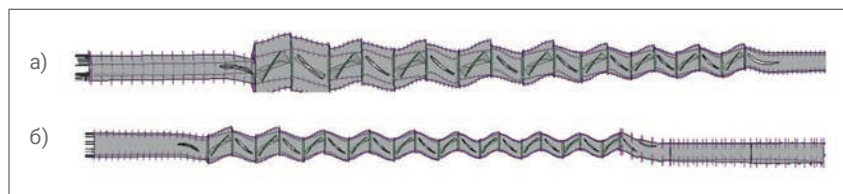


Рис. 4. Расчетная модель осевого компрессора ТМ-16: а) расчетная модель компрессора низкого давления; б) расчетная модель компрессора высокого давления

структивных решений, выбранных при проектировании компрессора. На рис. 5 представлена расчетная характеристика работы КНД во всем диапазоне режимов.

Помимо этого, проведено построение расчетной характеристики КВД на номинальной частоте вращения (рис. 6). Для сравнения на графике нанесена номинальная

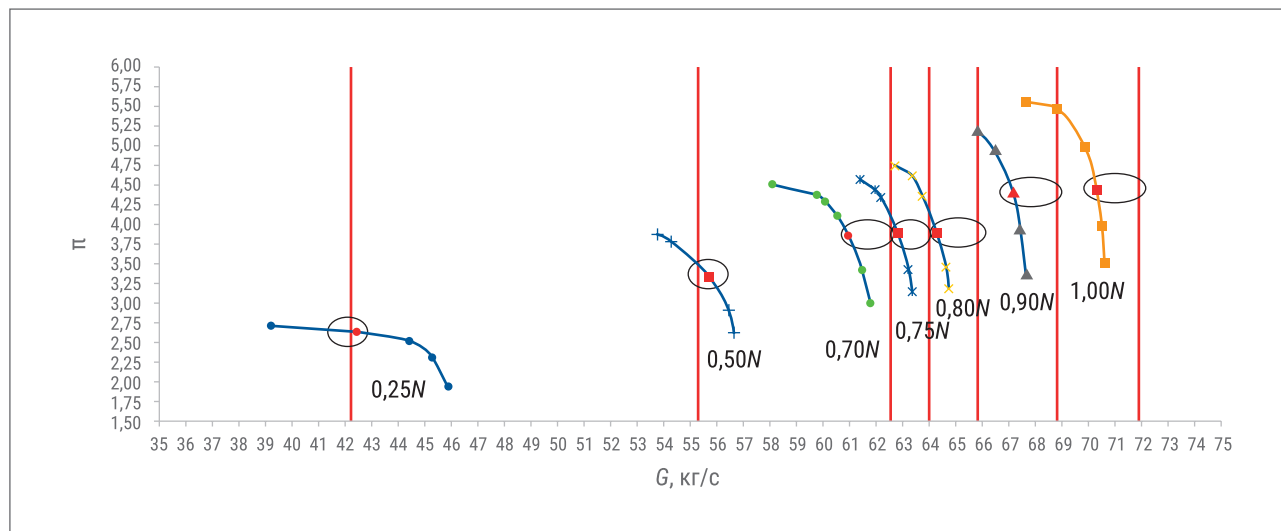


Рис. 5. Характеристики работы компрессора низкого давления при номинальном положении входного направляющего аппарата: G – расход газа на срезе газотвода газотурбинного двигателя; π – степень повышения давления в компрессоре низкого давления; N – номинальная мощность

издрома КВД. В результате установлено, что компрессор является согласованным и в рабочей точке может обеспечить требуемую степень повышения давления.

ПРОИЗВОДСТВО И МОДЕРНИЗАЦИЯ ГАЗОТУРБИННОГО ДВИГАТЕЛЯ ТМ-16

Серийный выпуск двигателей ТМ-16 будет осуществлен ПАО «Тюменские моторостроители» с привлечением АО «Газэнерго-сервис» и АО «Уралтурбо», входящих в Группу «Газпром энергохолдинг индустриальные активы». По результатам серийного освоения ГТД ТМ-16 и проведения эксплуатационных испытаний будет выполнена его модернизация в целях улучшения технико-экономических характеристик. Дальнейшего повышения КПД двигателя планируется достичь путем умеренного увеличения предельных параметров термодинамического цикла (повышения степени сжатия компрессора и температуры перед турбиной) при сохранении мощности силовой турбины, что потребует перепрое-

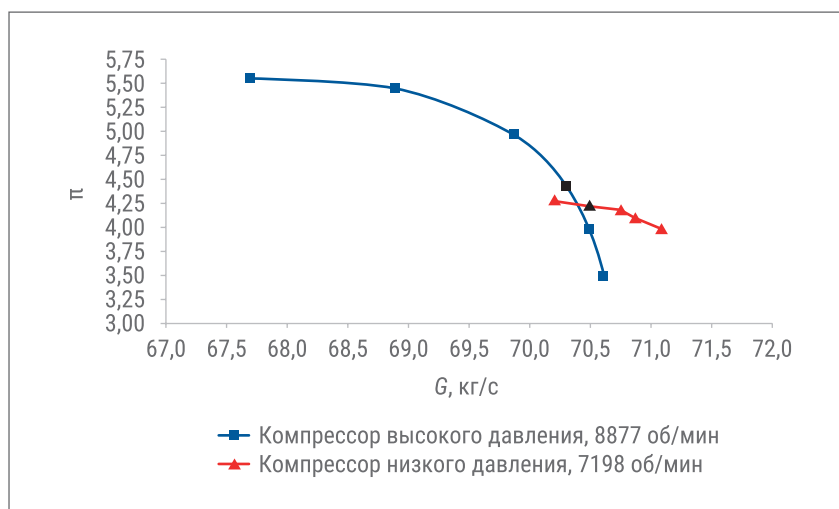


Рис. 6. Интегральная характеристика по результатам моделирования компрессоров низкого и высокого давления: G – расход газа на срезе газотвода газотурбинного двигателя; π – степень повышения давления в компрессоре низкого давления

филирования проточной части компрессоров и турбин высокого и низкого давления, а также применения новых сплавов для изготовления турбинных лопаток [2].

ВЫВОДЫ

ПАО «Тюменские моторостроители» обладает научно-техническим и производственным потенциалом

для разработки и производства отечественного ГТД мощностью 16 МВт.

Разработка и постановка на производство ГТД ТМ-16 в периметре Группы «Газпром» позволит использовать его как основной привод ГПА мощностью 16 МВт на объектах реконструкции и нового строительства. ■

ЛИТЕРАТУРА

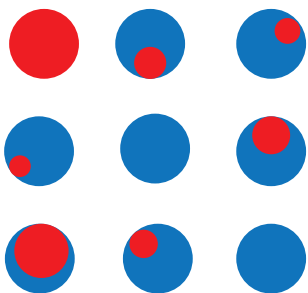
1. Галиуллин З.Т., Сальников С.Ю., Щуровский В.А. Современные газотранспортные системы и технологии / под ред. В.А. Щуровского. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. 345 с.
2. Бронников А.Н., Кайдаш А.С., Рябчук В.Г. и др. Варианты повышения эффективности приводного газотурбинного двигателя ДГ90 // Газовая промышленность. 2023. № 5 (848). С. 64–73.

Организатор:



15 февраля 2024 г.

Марriott Ройал Аврора,
Москва, ул. Петровка, д. 11



Федеральный форум

Корпорации в цифре

ПРЕИМУЩЕСТВА УЧАСТИЯ В ФОРУМЕ:

1

Возможность узнать из первых рук о цифровых проектах и ИТ-потребностях крупных корпораций из различных отраслей

2

Площадка для адресного предложения услуг ИТ-аутсорсинга кэптивным компаниям и их материнским корпорациям

3

Хаб обмена опытом и знаниями с коллегами из разных отраслей

4

Пространство для создания новых партнерских связей и деловых контактов

ФОРУМ «КОРПОРАЦИИ В ЦИФРЕ» –

это новая площадка для обсуждения и обмена опытом по ключевым вопросам и актуальным проблемам развития кэптивных ИТ-компаний в ведущих отраслях РФ. Это уникальное событие, где ведущие эксперты обменяются знаниями и идеями, направленными на преодоление вызовов в современном цифровом мире.

ЦЕЛЬ ФОРУМА –

налаживание взаимодействия между кэптивными ИТ-компаниями (инсорсерами) и независимыми ИТ-компаниями (аутсорсерами), а также обсуждение бизнес-сообществом наиболее актуальных вопросов, с которыми столкнулись участники рынка в ходе цифровой трансформации после ухода с российского рынка иностранных технологических вендоров.

Подробнее тут:



www.comconf.ru/cin2024

КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ ПОДХОДЫ К ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТА ГАЗА ПРИ СБЛИЖЕНИИ СО ЗДАНИЯМИ И СООРУЖЕНИЯМИ

УДК 005.934::622.691.4

А.Н. Бронников, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, Россия),

A.N.Bronnikov@adm.gazprom.ru

А.С. Кайдаш, ПАО «Газпром», A.Kaydash@adm.gazprom.ru

А.Н. Виденеев, ПАО «Газпром», A.Videneev@adm.gazprom.ru

К.В. Иванов, ПАО «Газпром», K.V.Ivanov@adm.gazprom.ru

О.В. Трифонов, д.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Санкт-Петербург, Россия), O.Trifonov@vniigaz.gazprom.ru

С.В. Овчаров, к.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,

S_Ovcharov@vniigaz.gazprom.ru

Среди опасных производственных объектов особое место занимают магистральные газопроводы, аварии на которых могут иметь тяжелые социальные и экономические последствия. В статье исследуются вопросы разработки механизмов обеспечения безопасности объектов транспорта газа при сближении со зданиями и сооружениями. Рассмотрена история формирования и проанализировано актуальное состояние законодательной и нормативной базы в указанной области.

Определены условия, обеспечивающие возможность размещения зданий и сооружений в пределах минимальных расстояний от магистральных газопроводов на основе действующих правовых механизмов и с учетом перспективных изменений нормативной базы. Сформулированы предложения для учета в концепции совершенствования нормативных механизмов сокращения минимальных расстояний, включая изменения в состав дополнительных исследований, согласование и уточнение законодательных положений.

Предложена оптимальная стратегия выбора компенсирующих мероприятий, основанная на принципах их ранжирования по степени влияния на безопасность с учетом факторов экономической эффективности.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: МАГИСТРАЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОД, БЕЗОПАСНОЕ РАССТОЯНИЕ, МИНИМАЛЬНОЕ РАССТОЯНИЕ, КОМПЕНСИРУЮЩЕЕ МЕРОПРИЯТИЕ, СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ, ОБОСНОВАНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ.

Магистральные газопроводы (МГ) относятся к особо опасным производственным объектам (ОПО), аварии на которых могут иметь тяжелые социальные и экономические последствия. С учетом специфики развития таких аварий основной принцип обеспечения безопасности третьих лиц заключается в установлении минимальных расстояний (МР) от МГ – минимально допустимой приближенности зданий, сооружений, мест массового скопления людей и т.д., позволяющей

обеспечить приемлемый уровень защиты от поражающих факторов аварии на МГ.

Вопросы разработки механизмов обеспечения МР приобрели особую актуальность в период резкого увеличения темпов строительства магистральных трубопроводов (МТ) для транспортировки углеводородного сырья, связанный с активным освоением новых нефтегазоносных районов СССР. Принятый в 1962 г. СНиП II-Д.10-62 [1] ввел понятие и определил размеры допустимых МР до МГ. Но так как область дей-

ствия документа ограничивалась проектированием вновь строящихся и реконструируемых трубопроводов, формально он не мог быть использован для предъявления требований к объектам на этапе эксплуатации. Такая же ситуация складывалась со всеми редакциями СНиП II-Д.10-62, в том числе и с СП 36.13330.2012 [2].

Введенные в 1979 г. Постановлением Совета министров СССР «Правила охраны магистральных трубопроводов» [3] распространили действие СНиП II-Д.10-62

A.N. Bronnikov, PJSC Gazprom (Saint Petersburg, Russia), A.N.Bronnikov@adm.gazprom.ru

A.S. Kaydash, PJSC Gazprom, A.Kaydash@adm.gazprom.ru

A.N. Videneev, PJSC Gazprom, A.Videneev@adm.gazprom.ru

K.V. Ivanov, PJSC Gazprom, K.V.Ivanov@adm.gazprom.ru

O.V. Trifonov, DSc in Engineering, Gazprom VNIIGAZ LLC (Saint Petersburg, Russia), O_Trifonov@vniigaz.gazprom.ru

S.V. Ovcharov, PhD in Engineering, Gazprom VNIIGAZ LLC, S_Ovcharov@vniigaz.gazprom.ru

Conceptual approach to safety of gas transmission facilities in proximity to buildings and structures

Main gas pipelines are a special concern in the context of hazardous production facilities, where accidents can have severe social and economic consequences. This paper studies the issues of development of mechanisms ensuring the safety of gas transmission facilities in proximity to buildings and structures. The authors review and analyse the history of development and the current state of the legislative and regulatory framework in this area.

The conditions making it possible to place buildings and structures within the minimum distances from main gas pipelines have been determined on the basis of the existing legal regulations, but also considering prospective changes in the regulatory framework. The authors developed proposals to be considered in the concept of improvement of the regulatory mechanisms with the purpose of reducing the minimum distances, including changes in the scope of additional studies, approval and clarification of legislative provisions.

The paper proposes an optimal strategy for selection of compensating measures, based on the principles of their ranking by the degree of impact on safety, taking into account the cost effectiveness factors.

KEYWORDS: MAIN GAS PIPELINE, SAFE DISTANCE, MINIMUM DISTANCE, COMPENSATING MEASURE, SPECIAL TECHNICAL SPECIFICATIONS, SAFETY JUSTIFICATION.

и на период эксплуатации МТ. В п. 23 было введено ограничение на возможность неконтролируемой застройки зон МР и охранных зон (ОЗ). В данном пункте также предусматривалась необходимость согласования возможности строительства в зонах МР и ОЗ с организациями и ведомствами, эксплуатирующими трубопроводы.

До момента появления частной собственности на землю меры по ограничению землепользования в зонах МР и ОЗ работали достаточно эффективно, основные вопросы решались на уровне межведомственных взаимодействий. С появлением права частной собственности отсутствие прямых юридически обязывающих механизмов ограничения застройки и несущественные меры наказания за нарушения правил охраны МТ, предусмотренные Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, привели фактически к неконтролируемой передаче земель в зонах МР и ОЗ в частную собственность. Особенно актуальной данная проблема стала для крупных городов

с активно развивающимся рекреационным кластером.

Фактически, прямые юридически обязывающие требования к землепользователям, включая ответственность за нарушение требований по МР и ОЗ, были введены Федеральным законом № 342-ФЗ в 2018 г. [4]. Но применение данного закона ограничено, так как он опирается на ряд еще не принятых подзаконных актов, а именно положения об установлении зон МР и ОЗ.

На текущий момент проблема расположения зданий и сооружений в зонах МР существующих МТ весьма острая для многих российских регионов. К основным причинам такого положения дел относятся:

- незаконное строительство/выделение участков под застройку в пределах МР от МГ;
- расширение границ городов и населенных пунктов.

Начиная с 2018 г. Правительством Российской Федерации проводится систематическая работа по совершенствованию законодательного регулирования вопросов земле-

пользования на территориях, расположенных в ОЗ и зонах МР объектов трубопроводного транспорта. Для ПАО «Газпром» эта проблема весьма актуальна в связи со значительным числом нарушений МР и ОЗ МГ сторонними организациями и частными лицами. Количество зарегистрированных случаев таких нарушений на 01.01.2023 составляет 8560 (102 038 объектов), из них нарушения ОЗ – 1541 (9648 объектов), нарушения МР – 7019 (92 390 объектов).

Мероприятия, связанные с устранением нарушений, требуют существенных временных и материальных затрат, что с учетом количества нарушений делает проблему их полного устранения в рамках существующей законодательной базы практически неразрешимой. В текущих условиях значительно осложнена деятельность компаний, занимающихся диагностикой, ремонтом, обслуживанием, реконструкцией и строительством новых трубопроводов. Возникает коллизия между требованиями обеспечения энергобезопасности (особенно крупных городов),

Результаты статистической обработки данных по авариям на магистральных газопроводах
Results of statistical processing of data on accidents on main gas pipelines

DN	Доля аварий с зонами теплового воздействия, % Share of accidents with heat impact zones, %		
	менее 0,75 минимального расстояния less than 0.75 of minimum distance	менее минимального расстояния less than minimum distance	более минимального расстояния more than minimum distance
1400	85	92	8
1200	76	93	7
1000	70	79	21
700	72	89	11

надежности и безопасности МТ и требованиями по обеспечению прав частной собственности на землю.

Федеральный закон №342-ФЗ, изначально направленный на заполнение правового вакуума в области регулирования вопросов землепользования в зонах с особыми условиями использования территорий (ЗОУИТ) и ОЗ, по настоящее время не имеет полноценной правоприменительной практики по целому ряду причин:

- не утверждены положения об установлении зон МР и ОЗ. Рассматриваются только проекты «Положения о зоне минимальных расстояний до магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов» и «Положения об охранной зоне газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов». При этом в отношении трубопроводов СУГ и распределительных газопроводов аналогичные проекты документов отсутствуют;

- Федеральный закон №342-ФЗ определяет новый порядок установления ЗОУИТ и регистрации этих зон в кадастре. Органом, уполномоченным на направление документов в Федеральную службу государственной регистрации, кадастра и картографии, определено Министерство энергетики Российской Федерации. В связи с этим требуется актуализация сведений о зонах МР и ОЗ по всем объектам газотранспортной системы в соответствии с новыми требованиями, сопряженная со значительными трудностями

и требующая больших временных затрат;

- не определен порядок урегулирования отношений землепользователей и организаций, эксплуатирующих МТ, при регистрации зон МР и ОЗ в кадастре и установления ЗОУИТ в спорных случаях;

- не определены порядок урегулирования убытков и полномочия сторон в случае необходимости устранения нарушений при размещении объектов капитального строительства, не соответствующих требованиям к ним при их размещении в зонах МР и ОЗ;

- отсутствуют требования и процедуры взаимодействия собственника газопроводов с землепользователями, федеральными и местными органами исполнительной власти с учетом изменяющихся требований законодательства применительно к ОЗ и зонам МР объектов трубопроводного транспорта ПАО «Газпром».

Исходя из перечисленного, актуальна задача разработки и нормативного закрепления эффективных подходов к обеспечению безопасности сторонних объектов в пределах МР от МГ.

ДЕЙСТВУЮЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ ПО МИНИМАЛЬНЫМ РАССТОЯНИЯМ И ВОЗМОЖНОСТИ ИХ НОРМАТИВНОГО СОКРАЩЕНИЯ

Согласно ТР ЕАЭС 049/2020 [5] под МР до объектов МТ понимается «минимальная приближенность не входящих в состав магистрального трубопровода

объектов, зданий и сооружений к объектам магистрального трубопровода, при которой обеспечивается минимально необходимый уровень их защиты от опасных факторов, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации объектов магистрального трубопровода».

Требования по МР от МГ до объектов, зданий и сооружений установлены в следующих документах:

- ТР ЕАЭС 049/2020 [5, прил. 2];
- СП 36.13330.2012 [2, пункты 7.15, 7.16, 8.2.6];
- ГОСТ Р 55989–2014 [6, пункты 7.2.2.1, 7.2.3.1, 8.2.8].

Кроме того, МР между параллельно расположенными МТ установлены в СП 36.13330.2012 (пункты 7.17–7.20) и ГОСТ Р 55989–2014 (пункты 7.2.4.4–7.2.4.12). Аналогичные нормы в части газораспределительных сетей содержатся в техническом регламенте [7].

Указанные документы устанавливают расстояния от оси трубопроводов до населенных пунктов, отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений в зависимости от класса и диаметра МТ, степени ответственности объектов и необходимости обеспечения их безопасности. В них же содержатся требования по размещению площадочных объектов МГ (компрессорных и газораспределительных станций).

В действующих документах установлены МР в целом соответствуют размерам зон воздействия поражающих факторов при авариях на МГ. В качестве иллюстрации

в таблице показаны результаты статистической обработки данных по 680 авариям на МГ различного диаметра за период 30 лет с указанием относительной доли аварий, размеры зон теплового воздействия от которых не превысили 0,75MP, MP и оказались более MP.

Как видно из таблицы, нормативно установленные максимальные MP в целом отвечают объективным данным по размерам зон поражения при авариях на МГ соответствующего диаметра. В то же время при реализации консервативных подходов к расчетам вероятности гибели людей MP должны быть дополнительно увеличены по отношению к нормативно установленным. В качестве иллюстрации на рис. 1 показаны:

- условная вероятность гибели людей при разрывах МГ (с разными диаметрами и проектными давлениями) с возгоранием газа по сценарию «пожар в котловане» (красные кривые);
- условная вероятность гибели людей от барического воздействия физического взрыва (от ударной волны при расширении газа, синие кривые).

Условная вероятность гибели, равная 0,01, соответствует границе зоны 1%-го термического поражения людей, внутри которой 1 % погибших и 99 % раненых. Оценка выполнена по СТО Газпром 2-2.3-351-2009 [8].

ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫЕ МЕХАНИЗМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ, РАСПОЛОЖЕННЫХ ВБЛИЗИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Размещение сторонних объектов относительно МГ на расстояниях, меньших MP, без применения дополнительных мероприятий по повышению надежности и безопасности газопроводов приводит для этих объектов к недопустимому риску по отношению к возможной аварии на МГ. В то же время показатели риска (индивидуальный

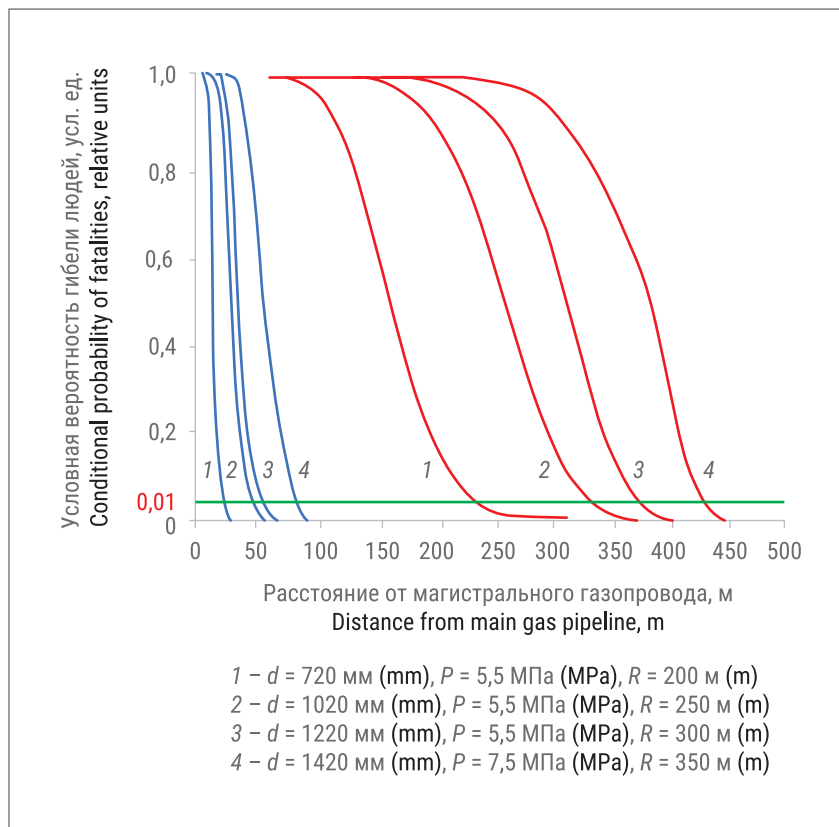


Рис. 1. Условные вероятности гибели людей при разрывах газопроводов (с разными диаметрами (d), проектными давлениями (P) и минимальными расстояниями (R) с возгоранием газа по сценарию «пожар в котловане» (красные кривые) и от барического воздействия физического взрыва (синие кривые)

Fig. 1. Conditional probabilities of fatalities in case of gas pipeline rupture (with different diameters (d), design pressures (P), and minimum distances (R)) with gas ignition under the fire in the pit scenario (red curves) and from the baric effect of a physical explosion (blue curves)

и социальный риски) определяются, с одной стороны, параметрами МГ (давление, диаметр, толщина стенки, глубина заложения и т. д.), с другой – численностью и режимом пребывания людей на объекте. Таким образом, риск существенно зависит от типа объекта сближения (например, для дачного дома и многоэтажного здания, находящихся на одинаковом расстоянии от МГ, значения показателей риска могут отличаться на несколько порядков). Этим определяется разделение объектов на группы в прил. 2 ТР ЕАЭС 049/2020, табл. 4 и 5 СП 36.13330.2012, разд. 7 ГОСТ Р 55989-2014.

Исходя из указанного, в Едином государственном реестре недвижимости, на схемах территориального планирования и публичных

кадастровых картах необходимо обеспечить обозначение максимальных размеров зон MP (зон MP для объектов максимального социального значения), поскольку владельцы объектов, размещенных в пределах MP, должны быть проинформированы о том, что их объекты находятся в зоне воздействия поражающих факторов при аварии на МГ. Возможность размещения объектов конкретных типов в пределах MP должна устанавливаться в конкретном случае на основании имеющихся нормативных требований.

Согласно примеч. 4 к табл. 4 СП 36.13330.2012 допускается сокращение MP от линейной части МГ до объектов, не относящихся к МГ, до 50 %. Сокращение может быть произведено за счет отнесения

рассматриваемых участков газопровода ко II категории со 100%-м контролем монтажных сварных соединений рентгеновскими или гамма-лучами (допускается сокращение расстояния не более чем на 30 %) или к категории В со 100%-м контролем монтажных сварных соединений рентгеновскими или гамма-лучами (допускается сокращение расстояния не более чем на 50 %).

Реализуемый подход базируется на снижении вероятности возникновения аварии (удельной частоты аварий) за счет применения на современных трубопроводах в числе прочих мер передовых технических и технологических решений. При этом собственно размеры зон поражения при аварии практически не изменяются.

В случае необходимости дальнейшего сокращения МР требуется проведение дополнительных мероприятий, позволяющих компенсировать отступления от норм СП 36.13330.2012 в части расположения объектов инфраструктуры относительно МР от участков МГ. Состав мероприятий зависит от фактических расстояний между конкретными объектами инфраструктуры и МГ, параметров газопроводов и условий окружения.

В рамках межгосударственного законодательства отступления от установленных требований по МР переносятся на национальный уровень [5, прил. 2, п. 11].

Законодательство Российской Федерации определяет порядок отступлений от обязательных требований нормативных документов в ч. 8 ст. 6 Федерального закона №384-ФЗ [9] через специальные технические условия, разрабатываемые и согласовываемые в порядке, установленном уполномоченным федеральным органом исполнительной власти. Этот порядок определен Приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации №734/пр [10].

Необходимо отметить, что СП 36.13330.2012 входил в число стандартов, применение которых было обязательно для обеспечения требований Федерального закона №384-ФЗ в соответствии с Постановлением Правительства России от 28.05.2021 №815 [11] и ранее действовавшими постановлениями. Соответственно, при отступлениях от требований СП 36.13330.2012, включенных в перечень [11] (в том числе по пунктам 7.15, 7.16 в отношении МР), требовалась разработка специальных технических условий.

Введение в действие Постановления Правительства России от 20.05.2022 №914 [12] перевело СП 36.13330.2012 в число документов добровольного применения. В результате на объекты, проектирование которых начато после 01.09.2022, положения ч. 8 ст. 6 Федерального закона №384-ФЗ не распространяются.

В соответствии с разъяснением Минстроя России [13], в случае отступления от документов в области стандартизации, включенных в добровольный перечень, обоснование соответствия проектных значений и характеристик здания или сооружения требованиям безопасности выполняется на этапе подготовки проектной документации способами, указанными в пунктах 1–4 ч. 6 ст. 15 Федерального закона №384-ФЗ, т.е. по результатам:

- исследований;
- расчетов и (или) испытаний, выполненных по сертифицированным или апробированным иным способом методикам;
- моделирования сценариев возникновения опасных природных процессов и явлений и (или) техногенных воздействий, в том числе при неблагоприятном сочетании опасных природных процессов и явлений и (или) техногенных воздействий;
- оценки риска возникновения опасных природных процессов и явлений и (или) техногенных воздействий.

Таким образом, для объектов, проектирование которых начато после 01.09.2022, разработка отступлений от требований СП 36.13330.2012 должна выполняться непосредственно в проектной документации. В то же время требования к содержанию, порядку представления и согласования такого обоснования до настоящего времени не разъяснились.

Российское законодательство также определяет альтернативный механизм обоснования допустимого уровня риска на объектах сближения, связанный с разработкой обоснования безопасности (ОБ) ОПО.

В соответствии с ч. 4 ст. 3 Федерального закона №116-ФЗ [14] в случае если при эксплуатации, капитальном ремонте (КР), консервации или ликвидации ОПО требуется отступление от требований промышленной безопасности, установленных федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности, таких требований недостаточно и (или) они не установлены, то лицом, осуществляющим подготовку проектной документации на строительство и реконструкцию ОПО, может быть проведено ОБ ОПО и на его основании осуществлены соответствующие отступления от установленных требований.

Обоснование безопасности ОПО и вносимые в него изменения подлежат экспертизе промышленной безопасности. Без положительных заключений такой экспертизы применение ОБ ОПО и внесенных в него изменений не допускается.

Обоснование безопасности ОПО направляется организацией, эксплуатирующей ОПО, в федеральный орган исполнительной власти в области промышленной безопасности при регистрации объекта в государственном реестре, а изменения, внесенные в ОБ ОПО, – в течение десяти рабочих дней со дня получения положительного заключения экспертизы промышленной безопасности.

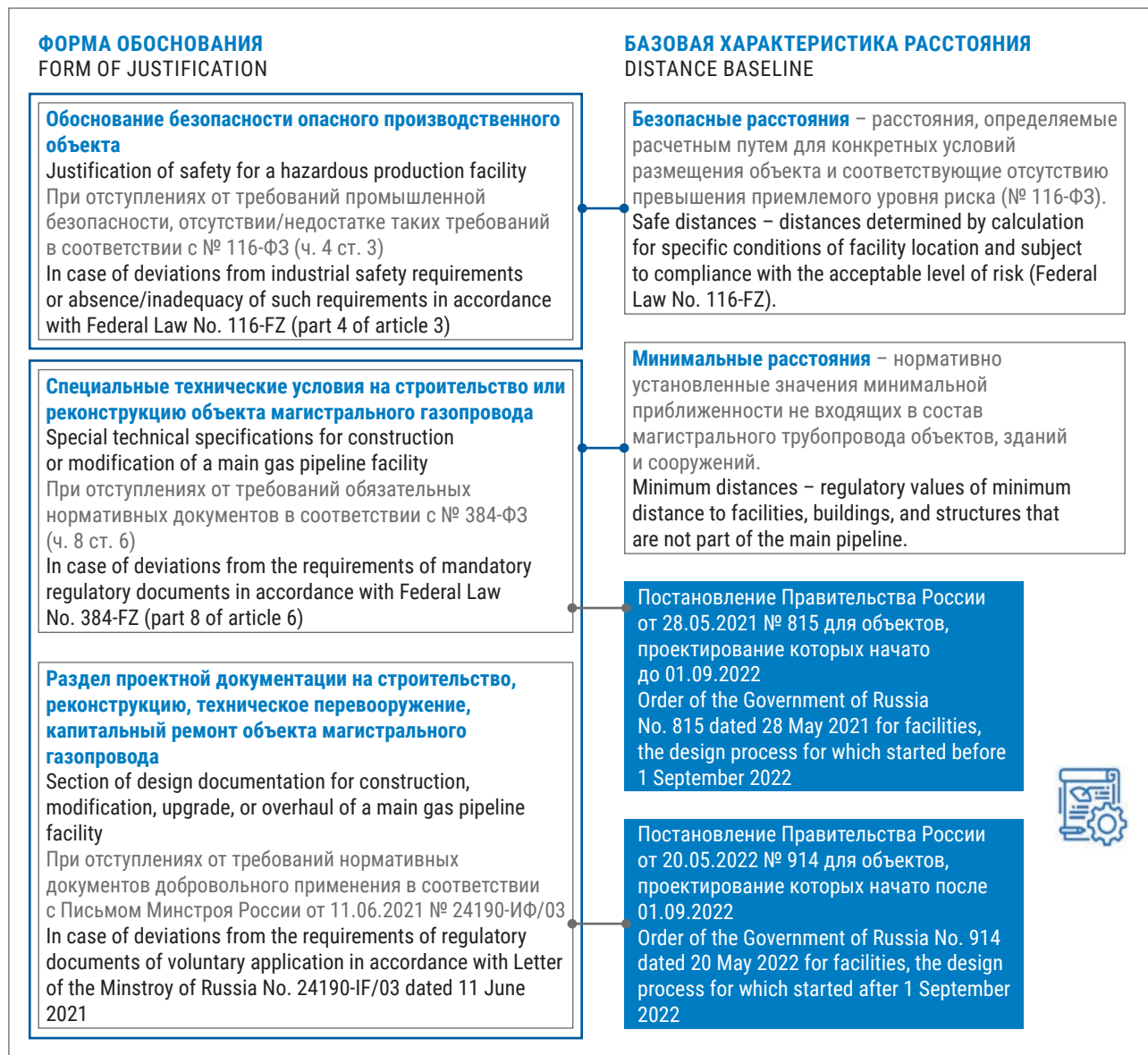


Рис. 2. Схема реализации законодательных механизмов обоснования нахождения зданий и сооружений вблизи объектов магистральных газопроводов

Fig. 2. Procedure for implementation of legislative mechanisms justifying placement of buildings and structures in the vicinity of main gas pipeline facilities

Необходимо отметить, что термин «минимальные расстояния», фигурирующий в документах по техническому регулированию, не является идентичным термину «безопасные расстояния», установленному в Федеральном законе №116-ФЗ и подзаконных документах по промышленной безопасности [15]. Безопасные расстояния – расстояния, определяемые расчетным путем для конкретных условий размещения объекта и соответствующие отсутствию превышения приемлемого уровня

риска. В качестве рекомендуемых уровней приемлемого риска в этом случае целесообразно принимать показатели, содержащиеся в Декларации Российского научного общества анализа риска «0 предельно допустимых уровней риска» [16], а в качестве критерия приемлемого (допустимого) пожарного риска – показатели, установленные в Федеральном законе №123-ФЗ [17].

Резюмируя, актуальные положения законодательства Российской Федерации в части обоснования

допустимости нахождения зданий и сооружений вблизи МТ могут быть проиллюстрированы схемой, приведенной на рис. 2.

ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ОБОСНОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Механизм обоснования безопасного расстояния до объектов с разработкой ОБ ОПО может быть применен совместно с новым инструментом – выполнением КР

методом параллельной прокладки с повышением категории участка. Возможность реализации данного инструмента установлена в ч. 10 ст. 52 Градостроительного кодекса Российской Федерации [18]: «При осуществлении капитального ремонта линейных объектов, являющихся магистральными газопроводами, нефтепроводами, нефтепродуктопроводами, допускается повышение их категории, в том числе влекущее изменение охранных зон, установленных в связи с их размещением» (часть дополнительно включена Федеральным законом № 254-ФЗ [19]; в редакции, введенной в действие Федеральным законом № 468-ФЗ [20]).

Учитывая, что материалы проектной документации на КР не проходят государственную экспертизу проектной документации, разработку ОБ ОПО рекомендуется выполнять в составе проектно-сметной документации на выполнение КР участка линейной части МТ методом параллельной прокладки с повышением категории и в случаях КР участка линейной части МГ с повышением категории для исключения нарушений МР с сохранением оси при соблюдении требований СП 36.13330.2012.

Для законодательного обеспечения разработки ОБ ОПО при КР требуется внести изменения в ч. 4 ст. 3 Федерального закона № 116-ФЗ, включив КР в число ситуаций, при которых могут разрабатываться ОБ ОПО.

КОНЦЕПЦИЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ НОРМАТИВНЫХ МЕХАНИЗМОВ СОКРАЩЕНИЯ МИНИМАЛЬНЫХ РАССТОЯНИЙ

Следует отметить, что описанные механизмы обоснования размещения зданий и сооружений в пределах МР (обоснование безопасных расстояний для конкретных объектов) требуют дополнительных временных затрат. Сокращение МР до МТ

на регулярной основе (с внесением соответствующих изменений в нормативные документы) может существенно оптимизировать (ускорить) процесс проектирования. При разработке соответствующих изменений законодательной и нормативной базы должны учитываться следующие обстоятельства:

- нормативно установленные в настоящее время размеры МР в целом соответствуют размерам зон поражения при авариях на МГ при стандартном наборе конструктивных требований, предусмотренных нормами проектирования;

- применение в качестве компенсирующих мероприятий передовых технических и технологических решений снижает вероятность возникновения аварии (удельную частоту аварий), но мало влияет на размеры зон поражения (если авария все-таки произошла). Исключение составляют такие конструктивные решения, как прокладка в защитном футляре или способом горизонтально направленного бурения на глубине более 10–15 м. Данные мероприятия позволяют исключить воздействие поражающих факторов аварии на тех участках, где эти меры принимаются. Однако описанные конструктивные решения до настоящего времени не прошли экспериментального подтверждения, а кроме того, имеют существенные ограничения по применению на искривленных участках трассы и в стесненных условиях прокладки (именно такие участки чаще всего требуют обоснования размещения объектов на сокращенных расстояниях до МГ);

- как показывают результаты модельных расчетов риска для стандартных конструктивных решений, степень возможного сокращения МР понижается с повышением требований безопасности (уменьшением допустимого риска). В частности, снижение МР в два раза по критерию потенциального риска до $1 \cdot 10^{-6}$ потребует категории В

с увеличенной толщиной стенки (коэффициент условий работы $m = 0,55$). При этом тот же набор технических мероприятий при повышении требований безопасности (снижении потенциального риска для объектов с большим количеством людей до $1 \cdot 10^{-7}$) позволяет снизить МР менее чем на 10 %.

Исходя из этого, снижение нормативно установленных МР до объектов высокой социальной значимости (больницы, детские учреждения, многоэтажные жилые и офисные здания, торговые центры и т.п.) может быть технически и экономически нецелесообразно.

Введение в нормативные документы градаций величин МР с использованием риск-ориентированного подхода в зависимости от состава конструктивных технических решений оправдано, но требует предварительного решения следующих вопросов:

- нормирования в документах по техническому регулированию научно обоснованных типовых технических и технологических решений, позволяющих снижать нормативные МР;

- совершенствования нормативных методик анализа риска, в том числе необходимы: 1) разработка и верификация комплексных расчетных моделей оценки интенсивности отказов МТ и ожидаемых размеров аварийных отверстий на основе сочетания статистического подхода и моделей физической теории надежности, учитывающих влияние реализованных дополнительных технических, технологических решений и организационных мероприятий; 2) разработка расчетно-теоретических подходов оценки влияния физических барьеров («труба в трубе», горизонтально направленное бурение, заглубление и пр.) на распространение поражающих факторов аварий; 3) разработка и верификация моделей для оценки динамики испарения, дальности миграции

и степени пожаровзрывоопасности облаков газопаровоздушных смесей с учетом различного фракционного состава транспортируемых углеводородных смесей;

- согласования требований к нормативному уровню риска, принятому в Федеральном законе №123-ФЗ, с фактическими расчетными уровнями риска, имеющими место для участков пересечений МТ с автомобильными и железными дорогами при выполнении всех нормативных требований;
- разделения ответственности между операторами МТ и владельцами зданий и сооружений, размещаемых в зонах ненулевого риска по отношению к авариям на трубопроводах.

Особого внимания требует вопрос о возможности сокращения МР от МТ, транспортирующих нестабильные жидкие углеводороды (СУГ, нестабильный конденсат, широкую фракцию легких углеводородов), указанные в табл. 20 СП 36.13330.2012, учитывая значительно большую тяжесть последствий от аварий на них по сравнению с масштабами ущерба от аварий на МГ.

Необходимо проведение дополнительных детальных научных исследований для обоснования возможности сокращения МР от объектов трубопроводного транспорта (как линейных, так и площадочных) с обращением нестабильных жидких углеводородов, а также для установления МР от МТ, транспортирующих опасные вещества, не указанные в табл. 20 СП 36.13330.2012. Исследования должны включать:

- разработку и практическую реализацию математических моделей распространения облаков тяжелых газопаровоздушных смесей;
- параметрический анализ, учитывающий влияние компонентного состава транспортируемых нестабильных углеводородных смесей на масштабы последствий аварий;
- влияние атмосферных и климатических условий на масштабы последствий аварий.

ОПТИМАЛЬНАЯ СТРАТЕГИЯ ВЫБОРА КОМПЕНСИРУЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ

Кроме совершенствования методик обоснования достаточности технических решений анализом риска требуется реализация эффективной стратегии выбора компенсирующих мероприятий. Иначе число расчетных случаев при обосновании достаточного состава мероприятий может оказаться весьма значительным.

Набор мероприятий, принятый для компенсации отступления с определенным набором классификационных признаков, назван в данной статье «решением». Состав решения включает набор мероприятий по каждой из следующих групп [21]:

- конструктивные технические решения;
- требования к материалам и изделиям;
- требования к выполнению работ, контролю и испытаниям;
- организационно-технические мероприятия.

Мероприятия в пределах групп ранжируются на основе их влияния на безопасность («блоки мероприятий»). Основной принцип ранжирования – повышение степени защиты с увеличением номера блока в составе группы. Степень защиты может быть установлена на основе расчета показателей риска.

Выбор решений (наборов мероприятий), принимаемых для компенсации вынужденных отступлений от требований по МР, должен быть основан на принципе достаточности принятого состава мероприятий для обеспечения требуемого уровня безопасности. Необходимая степень компенсации определяется фактическим индивидуальным риском на объектах сближения.

Один из ключевых этапов выбора состава компенсирующих мероприятий – сравнительный анализ затрат на их реализацию и выбор наиболее экономически эффективного набора, позволяющего

обеспечить требуемый уровень безопасности объектов сближения.

Процедуру выбора компенсирующих мероприятий можно описать в виде последовательности шагов:

- определение альтернативных наборов мероприятий с точки зрения технической эффективности (обеспечения допустимого риска);
- выбор оптимального набора мероприятий на основе критерия экономической эффективности (максимальное значение чистого дисконтированного дохода) среди альтернативных наборов, обеспечивающих сопоставимый (допустимый) уровень безопасности.

Предлагаемая схема проиллюстрирована на рис. 3.

В каждой группе компенсирующих мероприятий формируются блоки по принципу усиления влияния на безопасность. Далее из отдельных блоков по каждой группе (К, М, Р, О) формируются решения – наборы мероприятий. На стадии формирования наборов мероприятий для конкретного объекта применяется критерий допустимого риска на объектах сближения. Таким образом, на данном шаге получается набор решений, обеспечивающих выполнение нормативных условий по допустимому риску.

На следующем шаге с учетом стоимости реализации каждого отдельного мероприятия, входящего в конкретное решение, оценивается суммарная стоимость последнего. Выбор оптимального (экономически наиболее эффективного) решения осуществляется по критерию минимизации затрат (максимального значения чистого дисконтированного дохода).

ВЫВОДЫ

В статье рассмотрены вопросы обеспечения безопасности объектов третьих лиц при их сближении с объектами транспорта газа. Проведен анализ истории формирования и актуального состояния законодательной и нормативной базы в рассматриваемой области.

Показано, что нормативно установленные максимальные МР

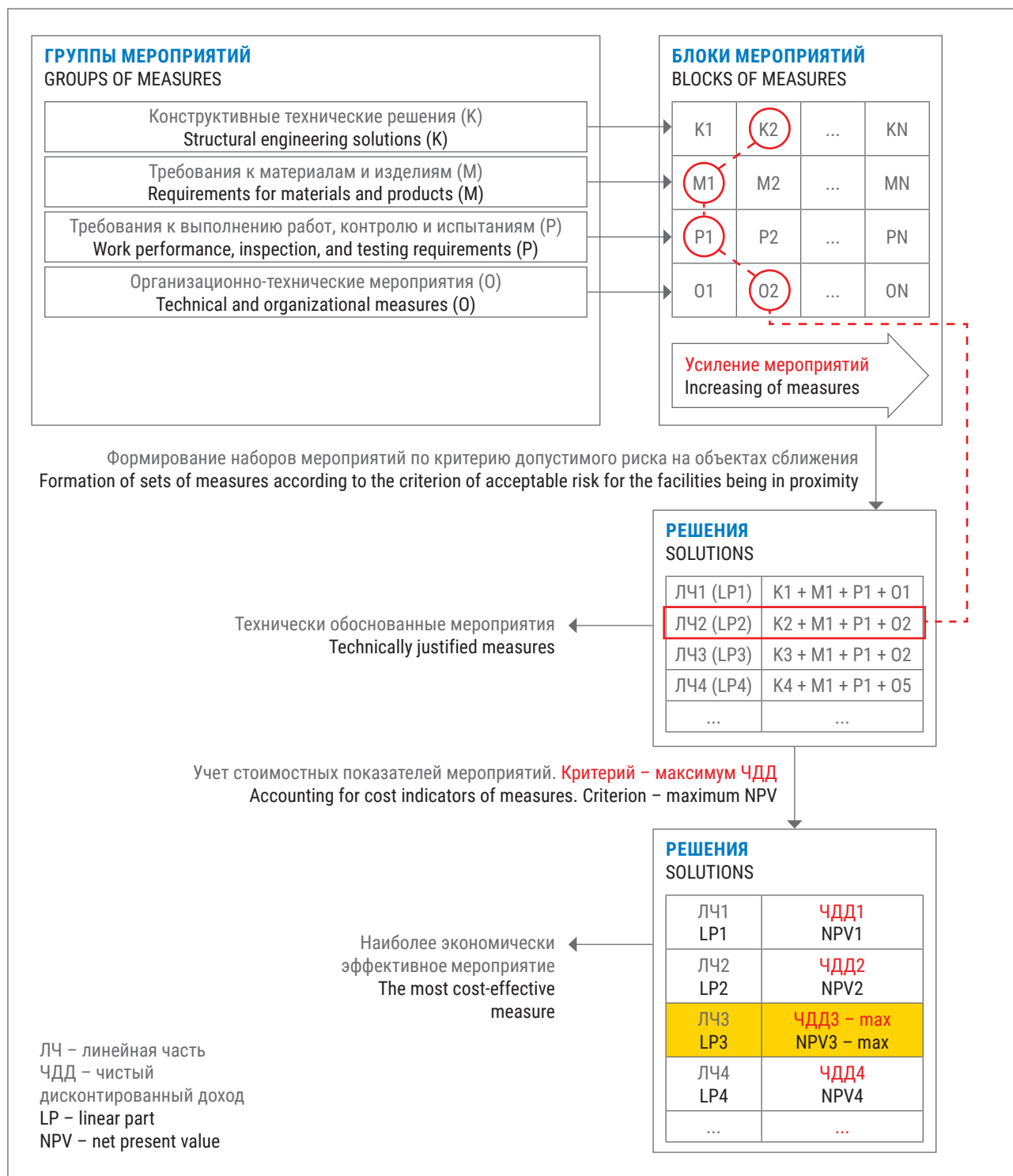


Рис. 3. Процедура выбора компенсирующих мероприятий по критериям технико-экономической эффективности
Fig. 3. Procedure for selection of compensating measures based on the technical and economic efficiency criteria

в целом отвечают объективным данным по размерам зон поражения при авариях на МГ соответствующего диаметра. В то же время при реализации консервативных подходов к расчетам вероятности гибели людей МР

должны быть увеличены по отношению к нормативно установленным.

Выполнен анализ состава дополнительных исследований, необходимых для включения в нормативные документы градаций

величин МР с использованием риск-ориентированного подхода в зависимости от состава конструктивных технических решений. Сформулирована концепция совершенствования нормативных механизмов сокращения МР. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. СНиП II-Д.10-62. Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования // Охрана труда в России: информ. портал. URL: <https://ohranatruda.ru/upload/iblock/43b/4293847313.pdf> (дата обращения: 11.01.2024).
2. 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: 11.01.2024).
3. СССР. Совет министров. Об усилении охраны магистральных трубопроводов: Постановление Совета министров СССР от 12.04.1979 № 341 // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/9003929> (дата обращения: 11.01.2024).
4. Российская Федерация. Законы. О внесении изменений в Градостроительный кодекс Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации: Федер. закон от 03.08.2018 № 342-ФЗ: послед. ред. // КонсультантПлюс: сайт. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_304066/ (дата обращения: 11.01.2024). Режим доступа: для зарегистрир. пользователей.
5. ТР ЕАЭС 049/2020. Технический регламент Евразийского экономического союза «О требованиях к магистральным трубопроводам для транспортирования жидких и газообразных углеводородов» // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/573319982> (дата обращения: 11.01.2024).
6. ГОСТ Р 55989-2014. Магистральные газопроводы. Нормы проектирования на давление свыше 10 МПа. Основные требования // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200110075> (дата обращения: 11.01.2024).
7. Российская Федерация. Правительство. Об утверждении технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления: Постановление Правительства Российской Федерации от 29.10.2010 № 870 // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/902243701> (дата обращения: 11.01.2024).
8. СТО Газпром 2-2.3-351-2009. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий. М.: Газпром, 2009. 377 с.
9. Российская Федерация. Законы. Технический регламент о безопасности зданий и сооружений: Федер. закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ: послед. ред. // КонсультантПлюс: сайт. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_95720/ (дата обращения: 11.01.2024). Режим доступа: для зарегистрир. пользователей.
10. Российская Федерация. Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства. Об утверждении Порядка разработки и согласования специальных технических условий для разработки проектной документации на объект капитального строительства: приказ М-ва стр-ва и жилищ.-коммун. хоз-ва Российской Федерации от 30.11.2020 № 734/пр // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/573140186> (дата обращения: 11.01.2024).
11. Российская Федерация. Правительство. Об утверждении перечня национальных стандартов и сводов правил...: Постановление Правительства Российской Федерации от 04.07.2020 № 985 // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/565270059> (дата обращения: 11.01.2024).
12. Российская Федерация. Правительство. О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 28 мая 2021 г. № 815: Постановление Правительства Российской Федерации от 20.05.2022 № 914 // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/350424036> (дата обращения: 11.01.2024).
13. Российская Федерация. Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства. О направлении разъяснений в части отсутствия оснований для разработки и согласования специальных технических условий...: письмо М-ва стр-ва и жилищ.-коммун. хоз-ва Российской Федерации от 11.06.2021 № 24190-ИФ/03 // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/603956897> (дата обращения: 11.01.2024).

Журналы

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ

ЭКОСИСТЕМА
«ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ - NEFTEGAZ TERRITORY»

NEFTEGAZ TERRITORY

Газовая промышленность

YouTube-канал

Telegram-канал

Портал neftegas.info

14. Российская Федерация. Законы. О промышленной безопасности опасных производственных объектов: Федер. закон от 21.07.1997 № 116–ФЗ: послед. ред. // КонсультантПлюс: сайт. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15234/ (дата обращения: 11.01.2024). Режим доступа: для зарегистрир. пользователей.
15. Российская Федерация. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов»: приказ Федер. службы по экол., технол. и атом. надзору от 11.12.2020 № 517 // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/573174913> (дата обращения: 11.01.2024).
16. Декларация Российского научного общества анализа риска «О предельно допустимых уровнях риска» // Проблемы анализа риска. 2006. Т. 3, № 2. С. 162.
17. Российская Федерация. Законы. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности: Федер. закон от 22.07.2008 № 123–ФЗ: послед. ред. // КонсультантПлюс: сайт. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_78699/ (дата обращения: 11.01.2024). Режим доступа: для зарегистрир. пользователей.
18. Российская Федерация. Законы. Градостроительный кодекс Российской Федерации: Федер. закон от 29.12.2004 № 190–ФЗ: ред. от 25.12.2023 // КонсультантПлюс: сайт. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51040/ (дата обращения: 11.01.2024). Режим доступа: для зарегистрир. пользователей.
19. Российская Федерация. Законы. Об особенностях регулирования отдельных отношений в целях реализации приоритетных проектов по модернизации и расширению инфраструктуры и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации: Федер. закон от 31.07.2020 № 254–ФЗ: послед. ред. // КонсультантПлюс: сайт. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_358735/ (дата обращения: 11.01.2024). Режим доступа: для зарегистрир. пользователей.
20. Российская Федерация. Законы. О внесении изменений в Градостроительный кодекс Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации: Федер. закон от 04.08.2023 № 438–ФЗ: послед. ред. // КонсультантПлюс: сайт. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_453899/ (дата обращения: 11.01.2024). Режим доступа: для зарегистрир. пользователей.
21. Недзвецкий М.Ю., Трифонов О.В. Научно-технические и организационные решения по обеспечению эксплуатационной надежности и промышленной безопасности объектов транспорта газа в условиях ненормативных сближений со зданиями, сооружениями, объектами транспортной инфраструктуры // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2021. № 2 (47). С. 31–42.

REFERENCES

- (1) USSR State Committee for Construction. *SNiP II-D.10–62 (building codes and regulations). Main pipelines. Design rules*. Available from: <https://ohranatruda.ru/upload/iblock/43b/4293847313.pdf> [Accessed: 11 January 2024]. (In Russian)
- (2) 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: 11 January 2024]. (In Russian)
- (3) USSR Council of Ministers. *Order No. 341 dated 12 April 1979. On strengthening the protection of main pipelines*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/9003929> [Accessed: 11 January 2024]. (In Russian)
- (4) Federation Council. *Federal Law No. 342-FZ dated 3 August 2018 (latest edition). On amendments to the Town Planning Code of the Russian Federation and certain legislative acts of the Russian Federation*. Available from: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_304066/ [Accessed: 11 January 2024]. (Accessible for registered users; in Russian)
- (5) EAEU. *TR EAEU 049/2020 (technical regulation). On the requirements for pipelines for the transport of liquid and gaseous hydrocarbons*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/573319982> [Accessed: 11 January 2024]. (In Russian)
- (6) Federal Agency on Technical Regulating and Metrology. *GOST R 55989–2014 (state standard). Trunk gas pipelines. Design standard for pressure over 10 MPa. Basic requirements*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/1200110075> [Accessed: 11 January 2024]. (In Russian)
- (7) The Russian Government. *Order No. 870 dated 29 October 2010. On approval of technical regulations on the safety of gas distribution and gas consumption networks*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/902243701> [Accessed: 11 January 2024]. (In Russian)
- (8) OAO Gazprom (open joint stock company). *STO Gazprom 2–2.3–351–2009 (company standard). Guidelines for risk analysis of hazardous production facilities of gas transmission enterprises*. Moscow: Gazprom; 2009. (In Russian)
- (9) Federation Council. *Federal Law No. 384-FZ dated 30 December 2009 (latest edition). Technical regulations on safety of buildings and structures*. Available from: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_95720/ [Accessed: 11 January 2024]. (Accessible for registered users; in Russian)
- (10) Ministry of Construction, Housing and Utilities of the Russian Federation (Minstroy of Russia). *Order No. 734/pr dated 30 November 2020. On approval of the Procedure for the Development and Approval of Special Technical Specifications for the Development of Design Documentation for a Capital Construction Facility*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/573140186> [Accessed: 11 January 2024]. (In Russian)
- (11) The Russian Government. *Order No. 985 dated 4 July 2020. On approval of the list of national standards and codes of practice...* Available from: <https://docs.cntd.ru/document/565270059> [Accessed: 11 January 2024]. (In Russian)
- (12) The Russian Government. *Order No. 914 dated 20 May 2022. On amendments to the Order of the Russian Government No. 815 dated 28 May 2021*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/350424036> [Accessed: 11 January 2024]. (In Russian)
- (13) Minstroy of Russia. *Letter No. 24190-IF/03 dated 11 June 2021. On sending clarifications regarding the lack of grounds for the development and approval of special technical specifications...* Available from: <https://docs.cntd.ru/document/603956897> [Accessed: 11 January 2024]. (In Russian)
- (14) Federation Council. *Federal Law No. 116-FZ dated 21 July 1997 (latest edition). On industrial safety of the hazardous production facilities*. Available from: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15234/ [Accessed: 11 January 2024]. (Accessible for registered users; in Russian)
- (15) Federal Service for Environmental, Technological, and Nuclear Supervision. *Order No. 517 dated 11 December 2020. On approval of federal norms and rules in the field of industrial safety “Safety Rules for Hazardous Production Facilities of Main Pipelines”*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/573174913> [Accessed: 11 January 2024]. (In Russian)
- (16) Declaration of the Russian Scientific Society for Risk Analysis “On Maximum Permissible Levels of Risk”. *Issues of Risk Analysis [Problemy analiza riska]*. 2006; 3(2): 162. (In Russian)
- (17) Federation Council. *Federal Law No. 123-FZ dated 22 July 2008 (latest edition). Technical regulations on fire safety requirements*. Available from: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_78699/ [Accessed: 11 January 2024]. (Accessible for registered users; in Russian)
- (18) Federation Council. *Federal Law No. 190-FZ dated 29 December 2004 (rev. 25 December 2023). Town Planning Code of the Russian Federation*. Available from: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51040/ [Accessed: 11 January 2024]. (Accessible for registered users; in Russian)
- (19) Federation Council. *Federal Law No. 254-FZ dated 31 July 2020 (latest edition). On peculiarities of regulating certain relations in order to implement priority projects for the modernization and expansion of infrastructure and on amendments to certain legislative acts of the Russian Federation*. Available from: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_358735/ [Accessed: 11 January 2024]. (Accessible for registered users; in Russian)
- (20) Federation Council. *Federal Law No. 254-FZ dated 31 July 2020 (latest edition). On amendments to the Town Planning Code of the Russian Federation and certain legislative acts of the Russian Federation*. Available from: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_453899/ [Accessed: 11 January 2024]. (Accessible for registered users; in Russian)
- (21) Nedzvetskiy MYu, Trifonov OV. Scientific-technical and administrative provisions for operational reliability and industrial safety of gas transportation facilities in situation of their non-normative nearness to buildings, constructions and facilities of cargo-carrying infrastructure. *Scientific-Technical Collection Book “Gas Science Bulletin” [Nauchno-tehnicheskiy sbornik “Vesti gazovoy nauki”]*. 2021; 47(2): 31–42. (In Russian)

27.02 – 01.03.2024

Россия, Москва,
ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

Не только квадрат...
и не только черный



28-я международная
специализированная
выставка

Интерлакокраска



Реклама 12+

Салоны:

- «Обработка поверхности»
- «Покрyтия со специальными свойствами»
- «Защита от коррозии»

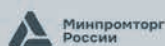
Организатор: АО «ЭКСПОЦЕНТР»

При поддержке:

- Министерства промышленности и торговли РФ
- Российского Союза химиков
- ОАО «НИИТЭХИМ»
- Ассоциации «Союзкраска»
- Российского химического общества им. Д.И. Менделеева

Под патронатом ТПП РФ

www.interlak-expo.ru



65 ЭКСПОЦЕНТР

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ УПРАВЛЕНИЯ РАБОТОЙ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ ПАО «ГАЗПРОМ» НА ОСНОВЕ ТЕХНОЛОГИИ ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА

УДК 004.942::622.691.4

А.В. Олейников, к.т.н., ООО «Газпром трансгаз Чайковский»
(Чайковский, Россия), oleynikovav@ptg.gazprom.ru

А.В. Белинский, к.т.н., ООО «НИИгазэкономика» (Москва, Россия),
A.Belinsky@econom.gazprom.ru

Д.В. Горлов, ООО «НИИгазэкономика», D.Gorlov@econom.gazprom.ru

Л.И. Бернер, д.т.н., АО «АтлантикТрансгазСистема»
(Москва, Россия), berner@atgs.ru

А.А. Ковалев, к.т.н., АО «АтлантикТрансгазСистема», kovalev@atgs.ru

Развитие современных цифровых технологий открывает новые возможности для решения ряда актуальных производственных задач газовой отрасли. К их числу относится управление сложным технологическим оборудованием, направленное на поддержание необходимого уровня надежности и безопасности производственных процессов, а также снижение эксплуатационных затрат предприятий.

В статье рассматриваются перспективы применения цифрового двойника – передового решения для управления работой компрессорных станций ПАО «Газпром», обсуждаются направления развития в рамках его создания и внедрения. Отмечается, что основное назначение цифровых двойников заключается в поддержке принятия эксплуатирующим персоналом рациональных решений за счет своевременной выдачи рекомендаций по оптимизации работы оборудования. Функционирование цифрового двойника предусматривает проведение анализа накопленных массивов информации и данных реального времени, их оперативную обработку с применением технологий искусственного интеллекта, способствующих существенному ускорению сложных технологических расчетов, использование экономико-технологических и иных моделей на всех уровнях в целях обеспечения энерго- и экологически эффективной и безопасной эксплуатации компрессорной станции при выполнении заданий на транспортировку установленных объемов газа. Делается акцент на определении цифрового двойника как многомодульной технологии – интеграторе различных цифровых методов, внедрение которой на практике потребует дальнейшего развития архитектуры данных, моделей и алгоритмов, программно-вычислительной инфраструктуры предприятий. Обязательным условием для поэтапного расширения функциональных возможностей цифрового двойника должна быть открытая архитектура программного обеспечения.

Обсуждаются практические задачи по созданию и внедрению цифрового двойника на примере одной из компрессорных станций ООО «Газпром трансгаз Чайковский», а также возможности тиражирования этого решения. Его создание напрямую зависит от развития систем автоматизации компрессорной станции и предприятия в целом.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ГАЗОТРАНСПОРТНАЯ СИСТЕМА, КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ, ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК, МОДЕЛЬ, АЛГОРИТМ, ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ.

Цифровая трансформация – одно из приоритетных направлений развития предприятий ТЭК. В 2022 г. решением Совета директоров ПАО «Газпром» утверждена и принята к реализации

Стратегия цифровой трансформации ПАО «Газпром» (Группы «Газпром») на 2022–2026 гг., направленная на совершенствование управления всеми видами бизнеса компании за счет вне-

дрения различных современных цифровых технологий, среди которых цифровой двойник (ЦД) занимает особое место. Результаты оценки уровня цифровой зрелости компании показали ее приори-

A.V. Oleynikov, PhD in Engineering, Gazprom transgaz Tchaikovsky LLC (Chaykovsky, Russia),
oleynikovav@ptg.gazprom.ru

A.V. Belinskiy, PhD in Engineering, NIIGazekonomika LLC (Moscow, Russia), A.Belinsky@econom.gazprom.ru

D.V. Gorlov, NIIGazekonomika LLC, D.Gorlov@econom.gazprom.ru

L.I. Berner, DSc in Engineering, AO AltanticTransgasSystem [AO "AtlantikTransgasSistema"] (joint-stock company) (Moscow, Russia), berner@atgs.ru

A.A. Kovalev, PhD in Engineering, AO AltanticTransgasSystem, kovalev@atgs.ru

Improving PJSC Gazprom compressor station management based on the digital twin technology

The advances in modern digital technologies open up new opportunities for resolving some urgent production problems in the gas industry. They include managing operations with sophisticated process equipment to maintain the required process reliability and safety and reduce the enterprises' operational expenditures. The article considers the prospects of using digital twin – an advanced solution for compressor station management in PJSC Gazprom and discusses the lines of development within its creation and implementation. It is noted that the main purpose of digital twins is to support the operation staff in rational decision-making when managing compressor stations through timely recommendations on optimizing equipment operation. Running a digital twin implies analyzing collected data arrays and real-time data and their fast processing using artificial intelligence technologies that allow to considerably speed up the complex process calculations and use economic-process and other models at all levels to ensure energy- and environmentally-efficient and safe operation of the compressor station when transporting set volumes of gas.

The definition of a digital twin is emphasized as multimodule technology that integrates various digital methods and requires further development of the data, model, and algorithm architectures and computer infrastructures of enterprises. Open software architecture is a prerequisite for the stagewise expansion of a digital twin's functional capacity.

The paper also discusses the practical problems of creating and implementing a digital twin exemplified by one of the compressor stations of Gazprom transgaz Tchaikovsky LLC and the opportunities to replicate this solution. Creating it directly depends on the development of the compressor station's and enterprise's automation systems.

KEYWORDS: GAS TRANSMISSION SYSTEM, COMPRESSOR STATION, DIGITAL TWIN, MODEL, ALGORITHM, ARTIFICIAL INTELLIGENCE.

тет практически для всех видов бизнеса.

Широкое применение ЦД [1] – одна из ключевых особенностей четвертой промышленной революции (Индустрии 4.0), призванная помочь компаниям наиболее эффективно выполнять производственные задачи. При этом специфика нефтегазовой отрасли требует уточнения понятия ЦД применительно к непрерывному производственному процессу [2, 3]. В ПАО «Газпром» различают понятия ЦД актива и процесса. Под ЦД актива, являющимся предметом рассмотрения настоящей работы, понимается цифровое решение, предназначенное для оптимизации управления этим активом за счет использования инструментов мониторинга, оценки и прогнозирования его технического состояния, сценарного моделирования инженерно-технических, производственно-эксплуатационных и технико-экономических показателей



производственно-технологического комплекса.

Цель создания ЦД состоит в переносе реального объекта в цифровое пространство для моделирования поведения объекта под влиянием различных факторов и возможных управляющих воздействий, а также для определения оптимальных управляющих действий для достижения его целевого состояния. Помимо спектра математических моделей объекта, понятие

ЦД, как правило, включает совокупность методов и алгоритмов сбора, обработки и представления информации, касающейся функционирования и обслуживания этого объекта (алгоритмы визуализации различной информации об объекте, подготовки необходимой отчетности и т.п.). Принципиальное отличие ЦД от традиционной базы данных с расчетными методами заключается в комплексности, многоплановости, разнородности



Рис. 1. Базовая концепция цифрового двойника
Fig. 1. Basic concept of digital twin

информации, объединенной и доступной для использования в рамках единой вычислительной системы. Также он объединяет разнородные и ранее не применяемые вместе методы и алгоритмы решения связанных с объектом задач.

Как виртуальная копия реального объекта или структурно сложной системы ЦД позволяет отслеживать состояние технологических процессов в непрерывном режиме, моделировать и прогнозировать динамику их развития в целях оптимизации по заданным критериям (в том числе экономическим, например по стоимости энерго-ресурсов), рекомендовать оптимальные траектории управления процессами в условиях неопределенности. При этом применение интеллектуальных технологий ЦД существенно ускоряет сложные технологические расчеты и позволяет перейти к моделированию и оптимальному проактивному управлению объектом/системой в режиме реального времени.

Внедрение элементов технологии ЦД сложных технологических объектов способствует принятию рациональных управленческих решений по развитию производственных мощностей систем газоснабжения. Примером может служить

опыт ПАО «Газпром» по внедрению концепции технического перевооружения газораспределительной станции (ГРС) [4] на основе разработанных в компании технологий цифрового моделирования этих объектов [5]. Их использование способствует снижению сроков и затрат на реализацию проектов, ускоряя газификацию регионов России.

Базовая концепция ЦД, отражающая взаимосвязь реального физического объекта и его цифровой копии, проиллюстрирована на рис. 1.

Таким образом, ЦД представляет собой основу экономико-технологического контура управления объектом и предназначен для принятия рациональных управленческих решений в режиме реального времени в условиях неопределенности.

КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ КАК ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ ДЛЯ СОЗДАНИЯ ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА

Группа «Газпром» реализует ряд проектов, направленных на создание ЦД в различных сегментах бизнеса. Например, в ОАО «Севернефтегазпром» ведутся работы по созданию цифрового аналога геолого-технологической

модели «продуктивные пласты – скважины – газосборная сеть – пункт переключающей арматуры Южно-Русского месторождения» [6]. Начаты проекты по созданию ЦД другого сложного технологического оборудования и систем основного и вспомогательного производства [7]. В нефтегазовой отрасли за рубежом данная технология также находит широкое применение [8, 9].

Компрессорные станции (КС), важнейшее звено в технологической цепочке транспорта газа, рассматриваются как перспективные производственные комплексы по применению технологий ЦД. Затраты топливно-энергетических ресурсов на выполнение работы по транспортировке газа и стоимость технического обслуживания оборудования КС играют важнейшую роль в операционных расходах газотранспортных предприятий. Кроме того, надежность и располагаемые мощности являются определяющими факторами в обеспечении поставок и выполнении маневров потоками газа в необходимых случаях [10, 11].

Производственные объекты КС включают не только силовое оборудование – газоперекачивающие агрегаты, но и многочисленные технологические установки и си-

стемы, совокупная надежность и эффективность использования которых также влияют на показатели работы газотранспортных систем (ГТС). На КС выполняется значительное число диагностических процедур, мероприятий по ремонту и регламентному техническому обслуживанию. Их подготовка и планирование требуют обработки больших объемов разнородной информации, тогда как своевременная диагностика потенциальных неисправностей позволит сэкономить значительные ресурсы, в ряде случаев предотвратить серьезные аварии. Внедрение передовых цифровых технологий ЦД КС в ПАО «Газпром» – одно из приоритетных направлений цифровой трансформации компании, способствующих снижению затрат на реализацию производственных процессов.

Несмотря на то что ЦД КС как самостоятельное цифровое решение имеет важное практическое значение, его следует рассматривать в контексте создания ЦД всей ГТС, включающего цифровые образы трубопроводов, запорной арматуры, ГРС и других газотранспортных объектов. Надежность и эффективность работы ГТС во многом зависят от всех элементов, а затраты на ремонт участка газопровода могут быть вполне сопоставимы с ремонтом или обслуживанием силового оборудования КС. Более того, эффективный с точки зрения расходов на транспортировку определенного объема газа режим ГТС может быть определен только при рассмотрении работы всех гидравлически связанных объектов [10].

Однако практическое решение такой сложной и объемной задачи, как создание ЦД ГТС, целесообразно проводить поэтапно, предусматривая создание ЦД отдельных объектов и их последовательное объединение в общее цифровое решение. Разработка ЦД КС является естественным начальным этапом формирования такого комплексного решения.

ЗАДАЧИ ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

Согласно ГОСТ Р 57700.37–2021 [12] ЦД разрабатывается и применяется на всех этапах жизненного цикла изделия, на каждом из них изменяя свое наполнение и функциональность. Внедрение технологии ЦД на стадии разработки позволяет улучшить качество проектирования, обеспечить выполнение технических и тактико-технических требований, сократить количество и повысить результативность проводимых испытаний опытного образца и проработку конструкторской документации на технологичность. Следует отметить, что элементы технологии использования ЦД при проектировании КС и других объектов ГТС в настоящее время активно развиваются и применяются на практике проектными организациями ПАО «Газпром».

Создание и внедрение ЦД на стадии эксплуатации – новое для ПАО «Газпром» направление, аналогичное созданию интеллектуальной системы поддержки принятия решений по оптимальному управлению производством. Таким образом, ЦД КС должен обеспечивать возможность решения следующих задач:

- мониторинга, прогнозирования и оперативной оптимизации режимов работы КС, выдачи рекомендаций персоналу по управлению работой оборудования в реальном времени;
- оперативной оценки показателей технического состояния оборудования КС;
- прогнозирования вероятности возникновения нештатных и аварийных ситуаций.

Архитектура ЦД КС должна отвечать типовой архитектуре ЦД производственного объекта ПАО «Газпром» и включать несколько слоев [3]:

- нормативно-справочную информацию, являющуюся основой ЦД и интегрированную со всеми другими слоями;
- электронную проектно-сметную, конструкторскую, исполни-

тельную и эксплуатационную документацию объекта;

- графическое представление объекта;
- технические характеристики объекта;
- математические модели, являющиеся ядром ЦД и предназначенные для моделирования и оптимизации работы объекта;
- онлайн-данные, источником которых обычно являются АСУ ТП.

С точки зрения архитектуры цифрового решения ЦД может быть представлен в виде сервис-ориентированной системы, ядро которой включает базу данных разнородной информации и совокупность процессов (сервисов) по наполнению, анализу и использованию этих данных. При создании ЦД КС необходимо предусмотреть внесение следующей информации:

- документации на КС и ее основные технологические узлы: проектной, рабочей, эксплуатационной, в том числе актуализированной «как построено»;
- подробной топологии трубопроводов КС, участвующих в транспорте газа, а также других трубопроводов (водоснабжение, маслопроводы и др.) и электрических сетей, работоспособность которых критична для функционирования КС;
- детальных паспортных данных основного оборудования КС (заводские характеристики и уточненные по результатам эксплуатации или диагностики показатели);
- сведений об автоматизации объектов КС, работоспособности компонентов систем автоматизации, включая первичные средства измерения;
- текущих значений контролируемых средствами автоматизации показателей работы оборудования КС, архива показателей за определенный период;
- сведений о событиях и происшествиях разного рода, имевших место на КС;
- результатов диагностики, проводимой в разное время для оборудования КС;

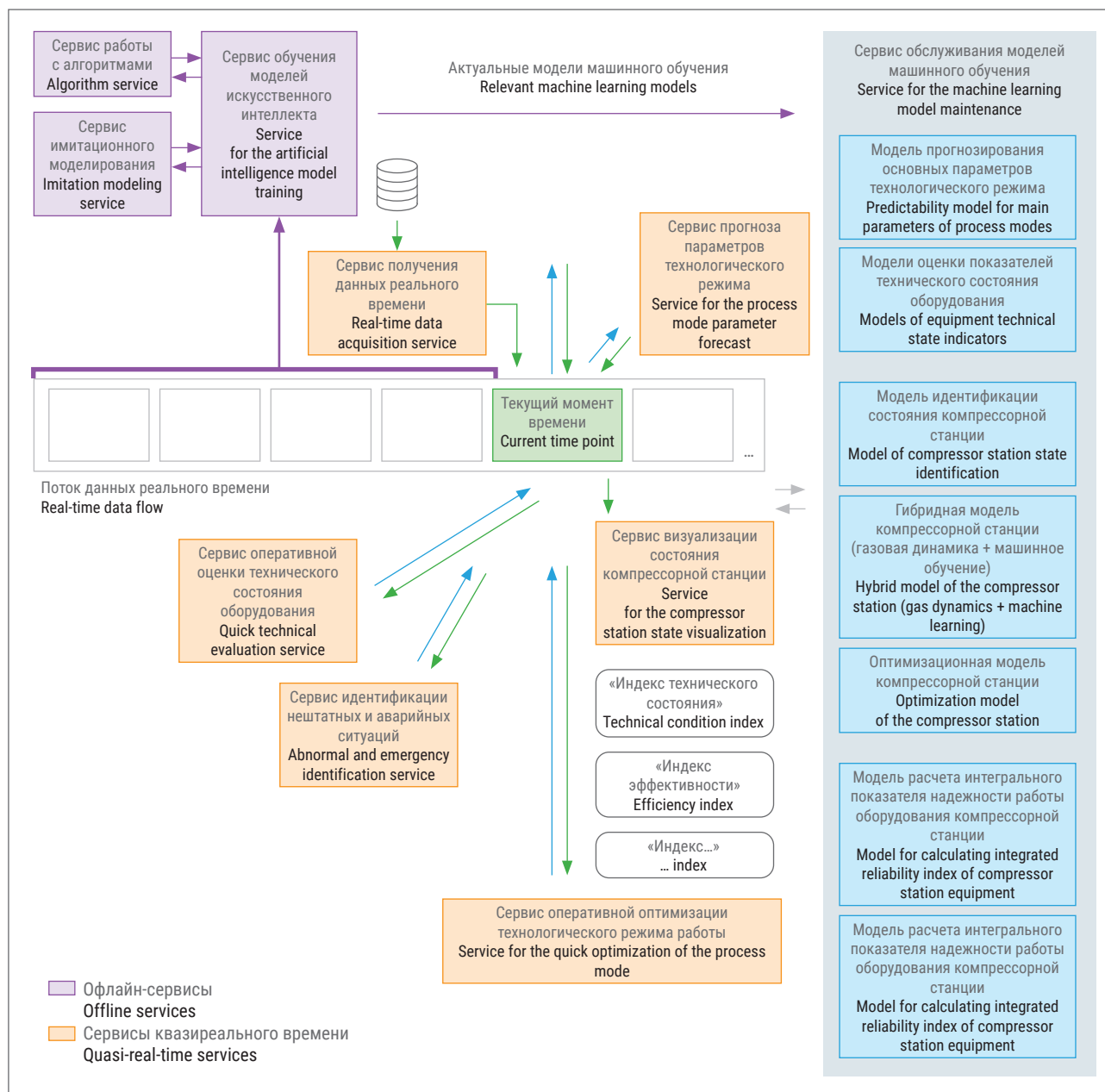


Рис. 2. Сервис-ориентированная архитектура цифрового двойника, применяемая при эксплуатации компрессорной станции

Fig. 2. Service-oriented digital twin architecture used in compressor station operation

- выполненных ремонтов и работ по обслуживанию оборудования КС, заявок на выполнение ТОиР (в том числе дефектных ведомостей и т.п.), планов ремонтных работ и работ по ТО;
- сведений о наличном (и доступном) персонале КС, включая данные о квалификации, графиках и режимах работы и др.;
- текущих производственных планов и показателей их выполнения;

- других сведений о состоянии и режимах работы КС.

Таким образом, собранная и размещенная в ЦД информация весьма разнородна. Поэтому эффективная и рациональная организация хранилищ данных, включающая разработку модели, системы кодировки информации, выстраивания иерархии объектов КС и определения связей между ними, становится одной из важнейших задач проектирования ЦД.

Что касается функциональных сервисов, их состав определяется способами и методами получения и использования накопленных данных об объекте. Общая концепция ЦД как сервис-ориентированной модели представлена на рис. 2. Предполагается, что в момент времени t (обозначен на рисунке как «текущий момент времени») в систему (ЦД) поступает новый пакет данных, характеризующих текущие режимно-технологические

параметры работы оборудования КС. Это служит триггером для запуска серии вычислений. Во-первых, сервис предиктивной аналитики оценивает вероятность возникновения нештатной или аварийной ситуации на временном горизонте $t + \Delta t$, где качество прогнозирования определяется как величиной Δt , так и вероятностными характеристиками прогноза (например, дисперсией ошибки прогноза). Сервис оперативной оптимизации технологического режима обеспечивает выполнение расчетов режимов работы КС, оптимальных по заданным критериям (например, минимум потребления топливно-энергетических ресурсов), в результате проведения которых даются оценки потенциальных эффектов от изменения текущего режима работы КС. При проведении расчетов используются показатели технического состояния оборудования, оцененные по данным его параметрической диагностики на основании статистической выборки в интервале времени $(t - \delta t, t)$, где δt – некоторый временной интервал, выбранный для проведения статистических процедур обработки исторических данных.

Как следует из рис. 2, работа ЦД предполагает применение как традиционных газодинамических и термодинамических расчетных моделей [14, 15], так и современных регрессионных и классификационных методов машинного обучения и технологий искусственного интеллекта (ИИ). Сочетание этих методов позволяет строить так называемые гибридные математические модели, которые в настоящее время активно развиваются [15, 16]. Применение технологий ИИ (в частности, прогнозирования временных рядов и комбинаторной оптимизации) позволяет существенно ускорить сложные экономико-технологические оптимизационные расчеты работы КС, что приобретает особую актуальность при переходе к моделированию технологических процессов и проактивному

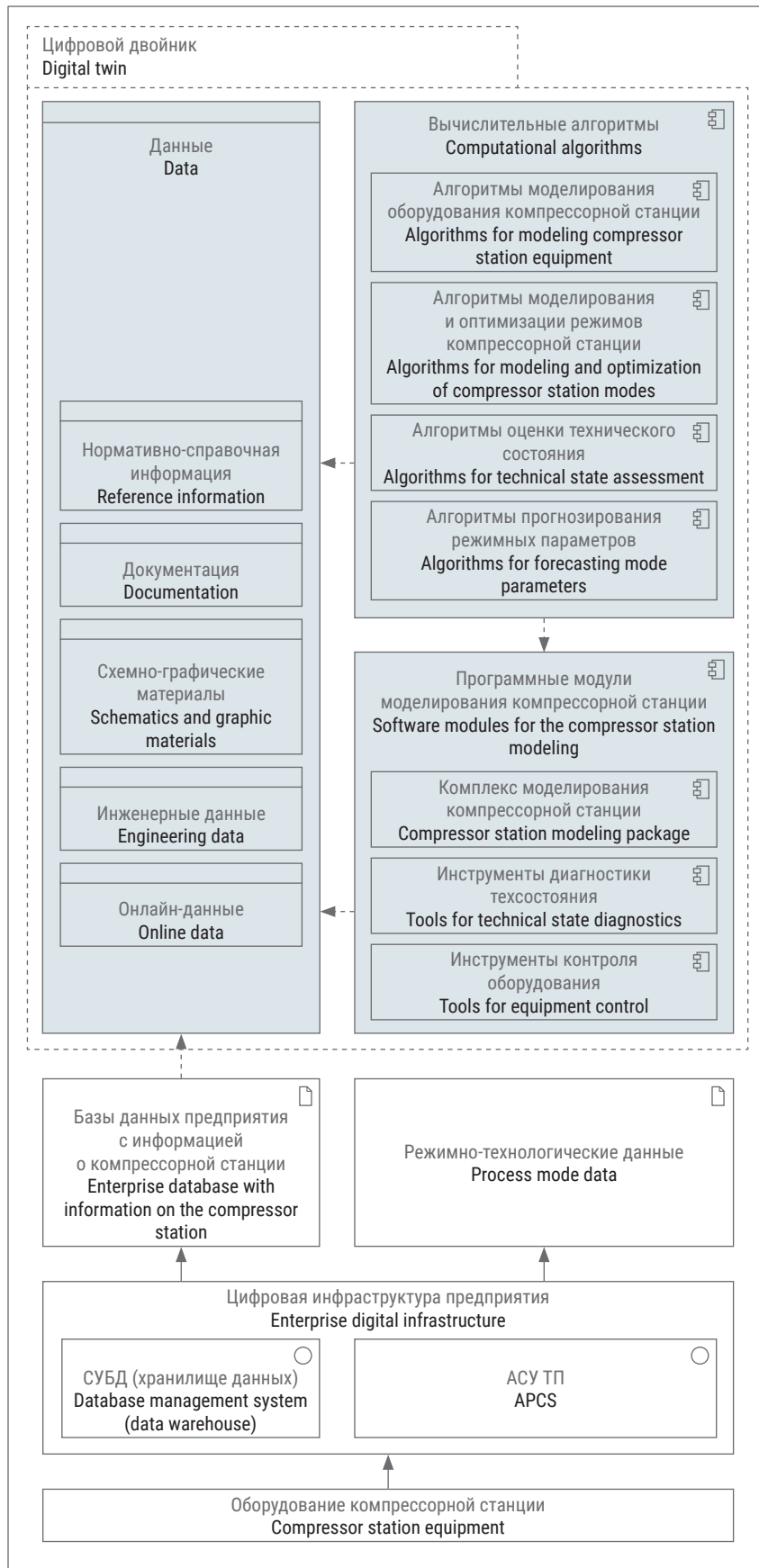


Рис. 3. Архитектура цифрового двойника компрессорной станции
Fig. 3. Architecture of compressor station's digital twin

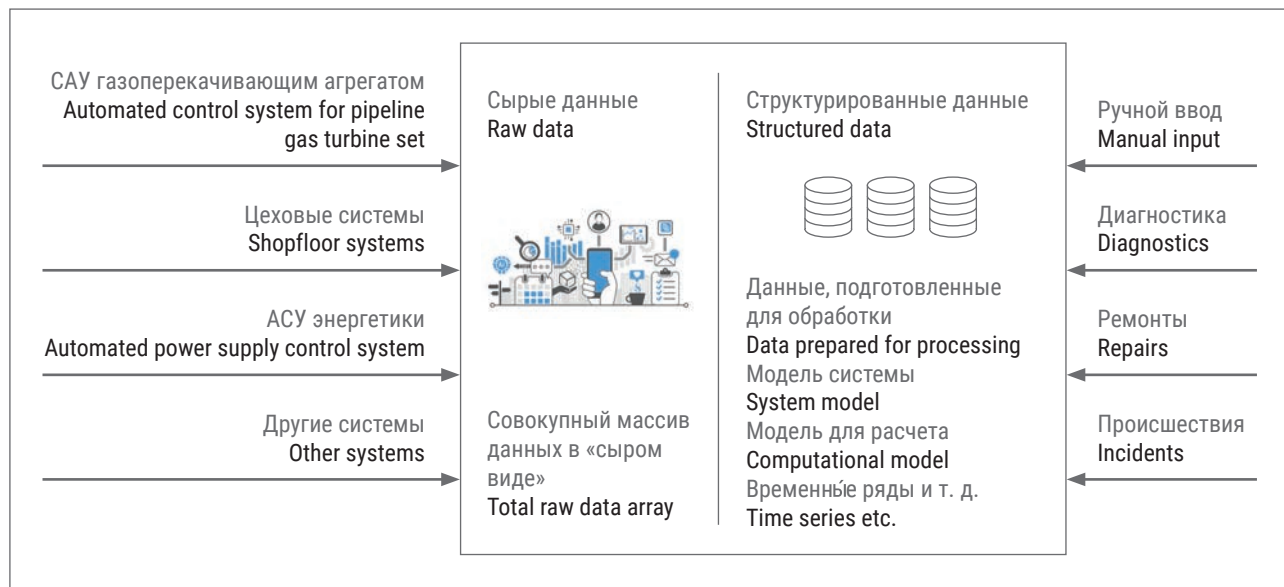


Рис. 4. Источники информации для цифрового двойника компрессорной станции
Fig. 4. Information sources for the digital twin of the compressor station

управлению в режиме реального времени. Следует отметить, что на рис. 2 приведены примеры части решаемых ЦД прикладных задач и задач моделирования. Они рассматриваются как начальный набор функциональности, который должен расширяться в открытой архитектуре цифрового решения.

АРХИТЕКТУРА ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

Архитектура ЦД КС как информационно-аналитической системы в соответствии с принятой в ПАО «Газпром» типовой структурой ЦД актива показана на рис. 3, из которого следует, что ЦД представляет собой надстройку над существующими ИТ-системами предприятия.

При разработке ЦД КС предполагается руководствоваться следующими принципами:

- все программные средства, используемые для моделирования КС, должны опираться на единые источники данных, в том числе оперативные, и нормативно-справочную информацию (рис. 4). В основе этих комплексов должны лежать единая модель данных КС и типовые инструментальные средства для работы с ней;

- программные комплексы должны использовать одинаковые модели технологических объектов. Опыт показывает, что даже незначительные изменения в формулах расчета режимно-технологических параметров могут приводить к существенным изменениям результатов расчетов. Это свидетельствует о необходимости создания единого репозитория (библиотеки) моделей и расчетных методов моделирования КС – основы математического ядра ЦД;

- все средства визуализации должны иметь единый подход к построению интерфейса;

- целесообразно использовать современные принципы построения сложных программных комплексов, включая микросервисный подход и веб-технологии. Это позволяет сделать разработку легко масштабируемой и корректировать отдельные сервисы, не затрагивая остальную часть проекта;

- масштабируемость решения и возможность удобного наращивания его функциональных возможностей должны обеспечиваться за счет реализации открытой архитектуры с управляемым слоем расширяемых программных интерфейсов API (англ. application programming interface);

- для решения ряда задач ЦД целесообразно использовать сочетание классических методов математического моделирования режимов работы КС и современных методов ИИ, позволяющих выявлять скрытые закономерности в массивах данных режимно-технологических параметров работы КС.

Предложенные принципы определяют основные пути практической реализации цифрового решения, но требуют детальной проработки и апробации на реальных объектах.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

Внедрение новых цифровых технологий на опасных производственных объектах требует тщательного обоснования и опробования разрабатываемых программно-технических решений в условиях реального производства. Пилотные работы по созданию и внедрению ЦД КС начаты на крупном газотранспортном предприятии ПАО «Газпром» – в ООО «Газпром трансгаз Чайковский» (далее – Общество), осуществляющем транспорт газа по 15 магистральным газопроводам в центральные районы России, страны ближнего и даль-

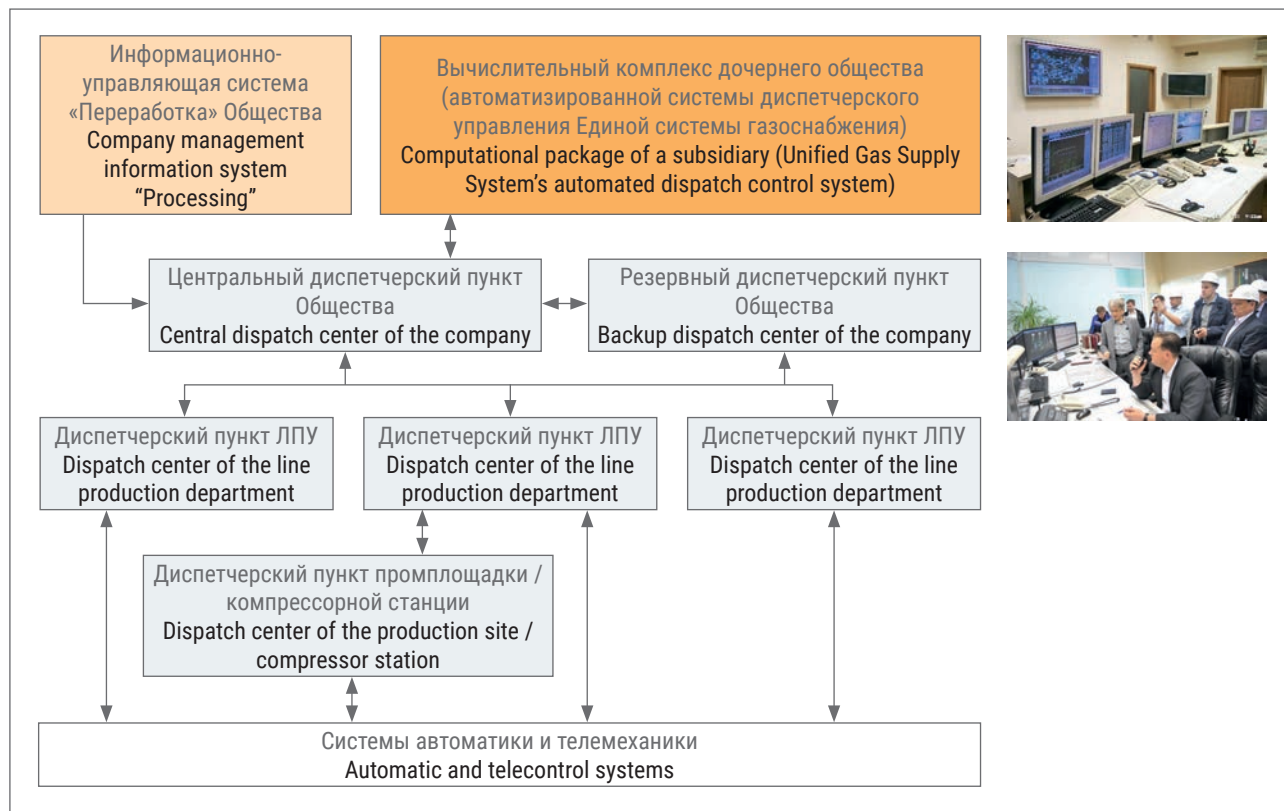


Рис. 5. Система оперативно-диспетчерского управления ООО «Газпром трансгаз Чайковский»
Fig. 5. Operations dispatch control system of Gazprom transgaz Tchaikovsky LLC

него зарубежья. Протяженность газовых магистралей, находящихся в зоне обслуживания предприятия, составляет более 10,5 тыс. км. В состав Общества входит 18 филиалов, в том числе 12 ЛПУМГ, 15 КС, 251 газоперекачивающий агрегат.

С середины 2000-х гг. в Обществе эксплуатируется единая интегрированная многоуровневая система оперативно-диспетчерского управления (СОДУ) на единой платформе СПУРТ [17, 18], охватывающая все филиалы и площадки предприятия. К системе подключены все САУ/АСУ ТП компрессорных цехов и другого стационарного оборудования, что обеспечивает наличие в СОДУ значительного объема необходимой для ЦД информации.

Кроме того, ЦД тесно связан с системами автоматизации КС, а также с диспетчерскими системами филиала ЛПУМГ и самого Общества. В целях ускорения разработки и снижения материальных и временных затрат реализацию и апробирование технологии

ЦД целесообразно осуществлять в тесном взаимодействии с диспетчерской системой уровня ЛПУМГ, поскольку оно расположено ближе к объекту управления и источникам данных, что упрощает решение задач интеграции и наполнения информацией. В связи с этим в качестве пилотного объекта для отработки решений ЦД была выбрана КС «Чайковская» одноименного ЛПУМГ. На рис. 6 представлена архитектурная схема цифровизации процессов управления КС с использованием существующих СОДУ и АСУ ТП станции, являющихся основой для надстройки программных решений ЦД КС в соответствии с архитектурной схемой, показанной на рис. 3.

Сложность и масштабность проблемы создания ЦД требует поэтапного решения ряда научно-практических задач. Для пилотного объекта применяется комплексный подход к разработке и созданию:

- архитектуры для хранения структурированных и неструктурированных данных о КС и технологических режимах ее работы;

- модели данных;
- хранилища данных;
- интеграционных хранилищ данных ЦД с существующими потоками данных;
- сервиса получения данных реального времени;
- алгоритмов мониторинга и прогнозирования режимов работы станции, их оперативной оптимизации по заданным критериям, выдачи рекомендаций диспетчерскому персоналу по изменению режимов работы оборудования;
- алгоритмов оперативной оценки показателей технического состояния оборудования, в том числе адаптации параметров расчетных моделей;
- алгоритмов прогнозирования вероятности возникновения нештатных и аварийных ситуаций;
- сервисов пользовательского интерфейса;
- интегрированной единой модели.

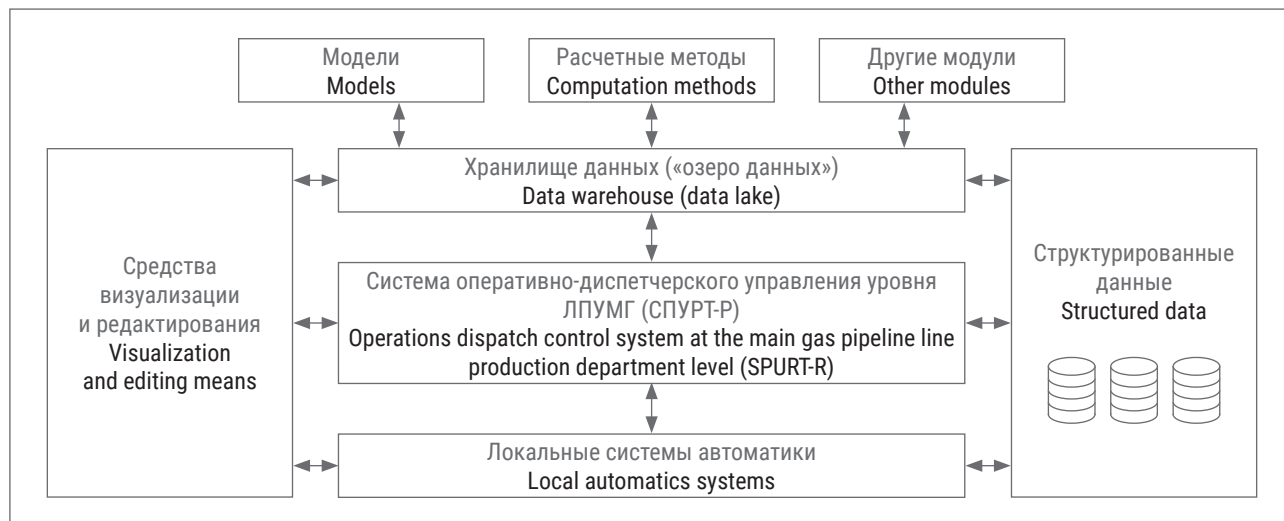


Рис. 6. Полигон для разработки цифрового двойника компрессорной станции
Fig. 6. Testing ground for developing the digital twin of the compressor station

Выполнение этих работ опирается на научно-технические заделы ПАО «Газпром» в области автоматизации и информатизации КС, сформированные в предыдущие годы. Следует отметить, что ЦД – это сложная компьютерная система, основные пользователи которой располагаются на уровне

администрации газотранспортного общества. В связи с этим проект разработки ЦД на базе пилотной КС «Чайковская» предполагает перенос создаваемых решений на уровень администрации предприятия и его информационное наполнение через средства СОДУ, а также посредством прямого до-

ступа к информационным ресурсам филиалов (рис. 7). На основе платформы предусматривается тиражирование решения на остальные КС Общества.

ВЫВОДЫ

Инновационные технологии, развивающиеся в рамках Индустрии 4.0, предоставляют новые возможности для организации надежного и эффективного использования сложных технологических комплексов. Однако их практическое применение, перевод теоретических положений в функционирующие программные информационно-аналитические комплексы представляются сложной и объемной задачей. Решение с помощью технологии ЦД задач предиктивной аналитики, повышения надежности и операционной эффективности работы оборудования должно привести к повышению экономической эффективности производственных дочерних обществ и ПАО «Газпром» в целом. С учетом растущих цен на энергоресурсы, запасные части, ремонтные работы, объективных лимитных ограничений программы ДТОиР и инвестиционной программы ЦД призван обеспечить дополнительное снижение себестоимости добычи и транспорта газа без существенных капитальных вложений



Рис. 7. Схема встраивания цифрового двойника в информационно-управляющую систему ООО «Газпром трансгаз Чайковский»
Fig. 7. Diagram for digital twin integration into the management information system of Gazprom transgaz Tchaikovsky LLC

в замену и модернизацию технологического оборудования.

В Обществе в рамках реализации Перечня проектов и мероприятий по цифровизации производственной деятельности Программы инновационного развития ПАО «Газпром»

до 2025 г. с привлечением отечественных научно-производственных и ИТ-компаний начато создание компонентов информационно-управляющей системы нового поколения, внедрение которой должно способствовать повышению

эффективности эксплуатации КС. Реализация на практике цифровых решений ляжет в основу роста стабильности, надежности поставок газа потребителям и повышения эффективности работы ГТС ПАО «Газпром». ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Прохоров А., Лысачев М. Цифровой двойник. Анализ, тренды, мировой опыт / под ред. А.И. Боровкова. М.: АльянсПринт, 2020. 401 с.
2. Еремин Н.А., Еремин Ал.Н. Цифровой двойник в нефтегазовом производстве // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 12. С. 14–17.
3. Семенов П.В., Семишкур Р.П., Дяченко И.А. Концептуальная модель реализации технологии «цифровых двойников» для предприятий нефтегазового комплекса // Газовая промышленность. 2019. № 7 (787). С. 24–30.
4. Михаленко В.А., Белинский А.В., Варламов Н.В. и др. Научно-методические основы концепции малозатратной реконструкции и технического перевооружения газораспределительных станций ПАО «Газпром» // Газовая промышленность. 2016. № 9 (743). С. 72–81.
5. Белинский А.В., Ребров О.И. Разработка и апробация методического подхода к обоснованию мероприятий по малозатратному техническому перевооружению газораспределительных станций // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 12. С. 54–61.
6. «Цифровой двойник» увеличивает эффективность разработки Южно-Русского месторождения ОАО «СНГП» // Rutube: росс. онлайн-сервис. URL: <https://rutube.ru/video/6b271e4a074a802cea32ef8cff01983a/> (дата обращения: 11.01.2024).
7. Инновационное развитие. Интервью с заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» Олегом Аксютиним // Корпоративный журнал «Газпром». 2021. № 3. С. 28–39.
8. Malakuti S., van Schalkwyk P., Boss B., et al. Digital twins for industrial applications: Definition, business values, design aspects, standards and use cases. An Industrial Internet Consortium white paper. Version 1.0 // Industry IoT Consortium: сайт. URL: https://www.iiconsortium.org/pdf/IIC_Digital_Twins_Industrial_Apps_White_Paper_2020-02-18.pdf (дата обращения: 11.01.2024).
9. Open Industrial Digital Twin // Cognite: офиц. сайт. URL: <https://www.cognite.com/en/industrial-digital-twin> (дата обращения: 11.01.2024).
10. Хворов Г.А., Мацук М.Н., Белинский А.В. и др. Оценка потенциала энергосбережения в магистральном транспорте газа: проблемы, реализация, перспективы // Газовая промышленность. 2017. № 7 (755). С. 76–85.
11. Варламов Н.В., Белинский А.В., Речинский С.Н. и др. Научно-методический подход и опыт разработки схем развития региональных газотранспортных систем // Газовая промышленность. 2014. № 10 (713). С. 15–19.
12. ГОСТ Р 57700.37–2021. Компьютерные модели и моделирование. Цифровые двойники изделий. Общие положения // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200180928> (дата обращения: 11.01.2024).
13. Сухарев М.Г., Ставровский Е.Р. Оптимизация систем транспорта газа. М.: Недра, 1975. 277 с.
14. Сарданашвили С.А. Расчетные методы и алгоритмы (трубопроводный транспорт газа). М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. 577 с.
15. Кисленко Н.А., Белинский А.В., Казак А.С. Методы, алгоритмы и инструменты моделирования и оптимизации режимов работы Единой системы газоснабжения России на основе технологий искусственного интеллекта. Часть 1 // Газовая промышленность. 2021. № 9 (821). С. 88–96.
16. Кисленко Н.А., Белинский А.В., Казак А.С. Методы, алгоритмы и инструменты моделирования и оптимизации режимов работы Единой системы газоснабжения России на основе технологий искусственного интеллекта. Часть 2 // Газовая промышленность. 2021. № 10 (822). С. 98–104.
17. Зельдин Ю.М., Хадеев А.С., Бениаминов П.Е. Программно-технический комплекс СПУРТ-Р – реализация программы импортозамещения для систем оперативно-диспетчерского управления // Автоматизация в промышленности. 2017. № 4. С. 8–11.
18. Мостовой А.В., Анучин С.Е., Колошко В.В. и др. Проведение комплекса испытаний опытного образца СОДУ на базе ПТК СПУРТ-Р в ООО «Газпром трансгаз Чайковский» // Автоматизация в промышленности. 2017. № 4. С. 33–34.

REFERENCES

- (1) Prokhorov A, Lysachev M, Borovkov AI (ed.). *Digital Twin. Analysis, Trends, Global Experience*. Moscow: AlliancePrint; 2020. (In Russian)
- (2) Eremin NA, Eremin AIN. Digital twin in the oil and gas production. *Oil. Gas. Novations* [Neft'. Gaz. Novacii]. 2018; (12): 14–17. (In Russian)
- (3) Semenov PV, Semishkur RP, Diachenko IA. Conceptual model of digital twin technology. *Gas Industry* [Gazovaya promyshlennost']. 2019; 787(7): 24–30. (In Russian)
- (4) Mikhalenko VA, Belinsky AV, Varlamov NV, Rechinsky SN, Babakov AV, Verbilo AS. Scientific and methodological base of Gazprom PJSC gas distribution station low-cost reconstruction and technical re-equipment concept. *Gas Industry*. 2016; 743(9): 72–81. (In Russian)
- (5) Belinsky AV, Rebrov OI. Development and approbation of a methodological approach to the justification of measures of low-cost technical modernization of gas distribution stations. *Oil and Gas Territory* [Territorija "NEFTEGAS"]. 2016; (12): 54–61. (In Russian)
- (6) *A digital twin enhances the development efficiency of the OJSC Severneftegazprom Yuzhno-Russkoye field*. [Video] Novy Urengoy, Russia: Impetus of the North [Impuls Severa]; 2022. (In Russian)
- (7) Pravosudov S. Innovative development. Oleg Aksyutin, Deputy Chairman of the Gazprom Management Committee, answers questions from Gazprom Magazine. *Gazprom Magazine* [Korporativnyj zhurnal "Gazprom"]. 2021; (3): 28–39.
- (8) Malakuti S, van Schalkwyk P, Boss B, Sastry CR, Runkana V, Lin S-W, et al. *Digital twins for industrial applications: Definition, business values, design aspects, standards and use cases. An Industrial Internet Consortium white paper. Version 1.0*. Available from: https://www.iiconsortium.org/pdf/IIC_Digital_Twins_Industrial_Apps_White_Paper_2020-02-18.pdf [Accessed: 11 January 2024].
- (9) Cognite. *Open Industrial Digital Twin*. Available from: <https://www.cognite.com/en/industrial-digital-twin> [Accessed: 11 January 2024].
- (10) Khvorov GA, Matsuk MN, Belinsky AV, Vovk FE, Sivkov DG. Assessment of energy saving potential in gas transmission network: problems, implementation, prospects. *Gas Industry*. 2017; 755(7): 76–85. (In Russian)
- (11) Varlamov NV, Belinsky AV, Rechinsky SN, Rebrov OI, Matsuk MN, Gorshkova SV. Scientific and methodological approach and experience in developing regional gas transportation system development schemes. *Gas Industry*. 2014; 713(10): 15–19. (In Russian)
- (12) Federal Agency on Technical Regulating and Metrology. *GOST R 57700.37–2021 (state standard). Computer models and simulation. Digital twins of products. General provisions*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/1200180928> [Accessed: 11 January 2024]. (In Russian)
- (13) Sukharev MG, Stavrovskiy YeR. *Optimization of Gas Transportation Systems*. Moscow: Subsoil [Nedra]; 1975. (In Russian)
- (14) Sardanasvili SA. *Computing Methods and Algorithms (Gas Pipeline Transportation)*. Moscow: Gubkin University; 2005. (In Russian)
- (15) Kislenco NA, Belinsky AV, Kazak AS. Methods, algorithms, and tools for modeling and optimizing the operation modes of the Unified Gas Supply System of Russia based on artificial intelligence technology. Part 1. *Gas Industry*. 2021; 821(9): 88–96. (In Russian)
- (16) Kislenco NA, Belinsky AV, Kazak AS. Methods, algorithms, and tools for modeling and optimizing the operation modes of the Unified Gas Supply System of Russia based on artificial intelligence technology. Part 2. *Gas Industry*. 2021; 822(10): 98–104. (In Russian)
- (17) Zeldin YuM, Khadeev AS, Beniaminov PYe. Hardware-and-software package SPURT-R: Implementation of the import-substitution program for operations dispatch control systems. *Automation in Industry* [Avtomatizaciya v promyshlennosti]. 2017; (4): 8–11. (In Russian)
- (18) Anuchin SYe, Berner LI, Zeldin YuM, Koloshko VV, Mostovoy AV, Skubaev SV. Test series for operations dispatch control system prototype based on the SPURT-R hardware-and-software package at Gazprom transgaz Tchaikovsky. *Automation in Industry*. 2017; (4): 33–34. (In Russian)

СХЕМА ПРОВЕДЕНИЯ КОМПЛЕКСНОГО ОПРОБОВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОБИЛЬНОЙ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

УДК 621.51::622.691.4

Р.Ю. Дистанов, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, Россия),

R.Distanov@adm.gazprom.ru

Н.Н. Россеев, к.т.н., ООО «Газпром инвест» (Санкт-Петербург,

Россия), nrosseev@invest.gazprom.ru

Е.А. Басинский, ООО «Газпром инвест», evbasinskiy@invest.gazprom.ru

С.В. Устиловский, филиал ООО «Газпром инвест» «Северо-Запад»

(Санкт-Петербург, Россия), sustilovskiy@invest.gazprom.ru

С.В. Адаменко, к.т.н., ООО «Газпром трансгаз Ухта» (Ухта, Россия),

SAdamenko@sgp.gazprom.ru

Д.С. Волков, ООО «Газпром трансгаз Ухта», DVolkov@sgp.gazprom.ru

В.М. Янчук, ООО «Газпром трансгаз Ухта», Vlanchuk@sgp.gazprom.ru

А.А. Назаров, ООО «Газпром МКС» (Санкт-Петербург, Россия),

nazarovaa@mobcs.ru

Газификация регионов России представляет собой одну из приоритетных задач ввиду имеющейся потребности в подключении значительного числа абонентов. С этой целью в ПАО «Газпром» ведется крупномасштабная работа по развитию и реконструкции системы газоснабжения, строятся новые газораспределительные станции. Однако практика показывает, что в зависимости от ряда факторов прокладка газопроводов-отводов и возведение газораспределительных станций ведутся с разными темпами по отношению к строительству газораспределительных сетей низкого давления. Это обстоятельство препятствует своевременному выполнению пусконаладочных работ и обеспечению ввода в эксплуатацию в плановый срок объектов газоснабжения.

В статье предложен способ подтверждения работоспособности газораспределительного оборудования с использованием мобильной компрессорной станции на завершающем этапе пусконаладочных работ и проведения комплексного опробования в условиях отсутствия строительной готовности потребителей газа.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ГАЗИФИКАЦИЯ, ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ, ГАЗОСНАБЖЕНИЕ, МОБИЛЬНАЯ КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ, ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ, ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ.

Статистика за последние три года показала, что до 15 газораспределительных станций (ГРС), для которых агентом по реализации инвестиционного проекта выступало ООО «Газпром инвест», не были своевременно обеспечены потребителями газа. Ранее единственным известным техническим решением, позволяющим выполнить комплексное

опробование (КО) оборудования ГРС при отсутствии потребителя, являлось создание необходимых расходов циркуляции рабочей среды со стравливанием газа в атмосферу с выходного трубопровода станции «на свечу». Данное решение имело негативные экономические и экологические последствия, связанные с выбросом метана в атмосферу.

Альтернативой стал способ проведения КО оборудования ГРС с использованием мобильных компрессорных станций (МКС), предназначенный для проведения работ на станциях производительностью от 2 тыс. м³/ч¹. Предложенное решение основано на новом научно-техническом подходе, не имеет апробированных отечественных и зарубежных аналогов и нашло

¹ Здесь и далее объемные характеристики газа указаны при нормальных условиях: температура – 273,15 К, давление – 101 325 Па.

R.Yu. Distanov, PJSC Gazprom (Saint Petersburg, Russia), R.Distanov@adm.gazprom.ru

N.N. Rosseev, PhD in Engineering, Gazprom Invest LLC (Saint Petersburg, Russia), nrosseev@invest.gazprom.ru

E.A. Basinskiy, Gazprom Invest LLC, evbasinskiy@invest.gazprom.ru

S.V. Ustilovskiy, North-West [Severo-Zapad] branch of the Gazprom Invest LLC (Saint Petersburg, Russia), sustilovskiy@invest.gazprom.ru

S.V. Adamenko, PhD in Engineering, Gazprom transgaz Ukhta LLC (Ukhta, Russia), SAdamenko@sgp.gazprom.ru

D.S. Volkov, Gazprom transgaz Ukhta LLC, DVolkov@sgp.gazprom.ru

V.M. Yanchuk, Gazprom transgaz Ukhta LLC, VYanchuk@sgp.gazprom.ru

A.A. Nazarov, Gazprom MCS LLC (Saint Petersburg, Russia), nazarovaa@mobcs.ru

Plan for comprehensive testing of gas distribution station equipment with the use of a mobile compressor station

The gasification of Russia's regions is one of the priority tasks due to the need to connect a significant number of consumers. To this end, PJSC Gazprom is carrying out large-scale work to develop and revamp the gas supply system and build new gas distribution stations. However, experience demonstrates that, depending on a number of factors, the construction of branch pipelines and gas distribution stations is carried out at different rates in relation to the construction of low-pressure gas distribution networks. This factor impedes timely performance of commissioning works and commissioning of gas supply facilities within the planned time frame.

The article proposes a method to ascertain the operability of gas distribution equipment using a mobile compressor station at the final stage of commissioning and comprehensive testing, even when the construction and commissioning of gas consumers have not been completed.

KEYWORDS: GASIFICATION, GAS DISTRIBUTION, GAS SUPPLY, MOBILE COMPRESSOR STATION, ENVIRONMENTAL IMPACT, COST IMPACT.

новое применение существующему оборудованию МКС.

Данный способ был впервые реализован ООО «Газпром инвест» совместно с ООО «Газпром трансгаз Ухта» в декабре 2021 г. при 72-часовых испытаниях оборудования ГРС «Кириллов» на объекте

«1 этап. Газопровод-отвод от 0 км до ГРС «Кириллов»; ГРС «Кириллов» в составе стройки «Газопровод-отвод и ГРС к городам Кириллов – Белозерск – Липин Бор – Вытегра Вологодской области», повторно применен в декабре 2022 г. на объекте «1 этап. Участок км 0–55,3;

ГРС «Парфеньево» в составе стройки «Газопровод-отвод Галич – Мантурово – Шарья Костромской области». Опробованная технология обеспечения работы ГРС с использованием МКС стала новой практикой для объектов ПАО «Газпром».

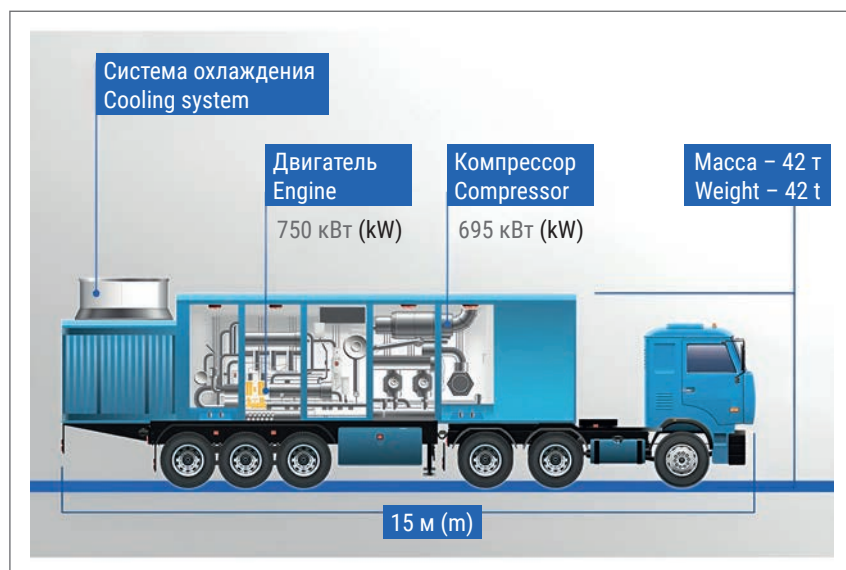


Рис. 1. Мобильная компрессорная станция
Fig. 1. Mobile compressor station

МОБИЛЬНАЯ КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ

Мобильная компрессорная станция представляет собой комплекс самоходных технологических блоков, размещенных на базе полуприцепов с колесной формулой тягача 6 × 6, изначально разработанный для перекачки природного газа между нитками магистральных газопроводов при выводе участка в ремонт [1]. В состав МКС входят газопоршневой двигатель, поршневой компрессор и обеспечивающие системы (рис. 1).

Массогабаритные характеристики позволяют комплексу передвигаться по дорогам общего пользования, в том числе по грунтовым, без дополнительных разрешений.

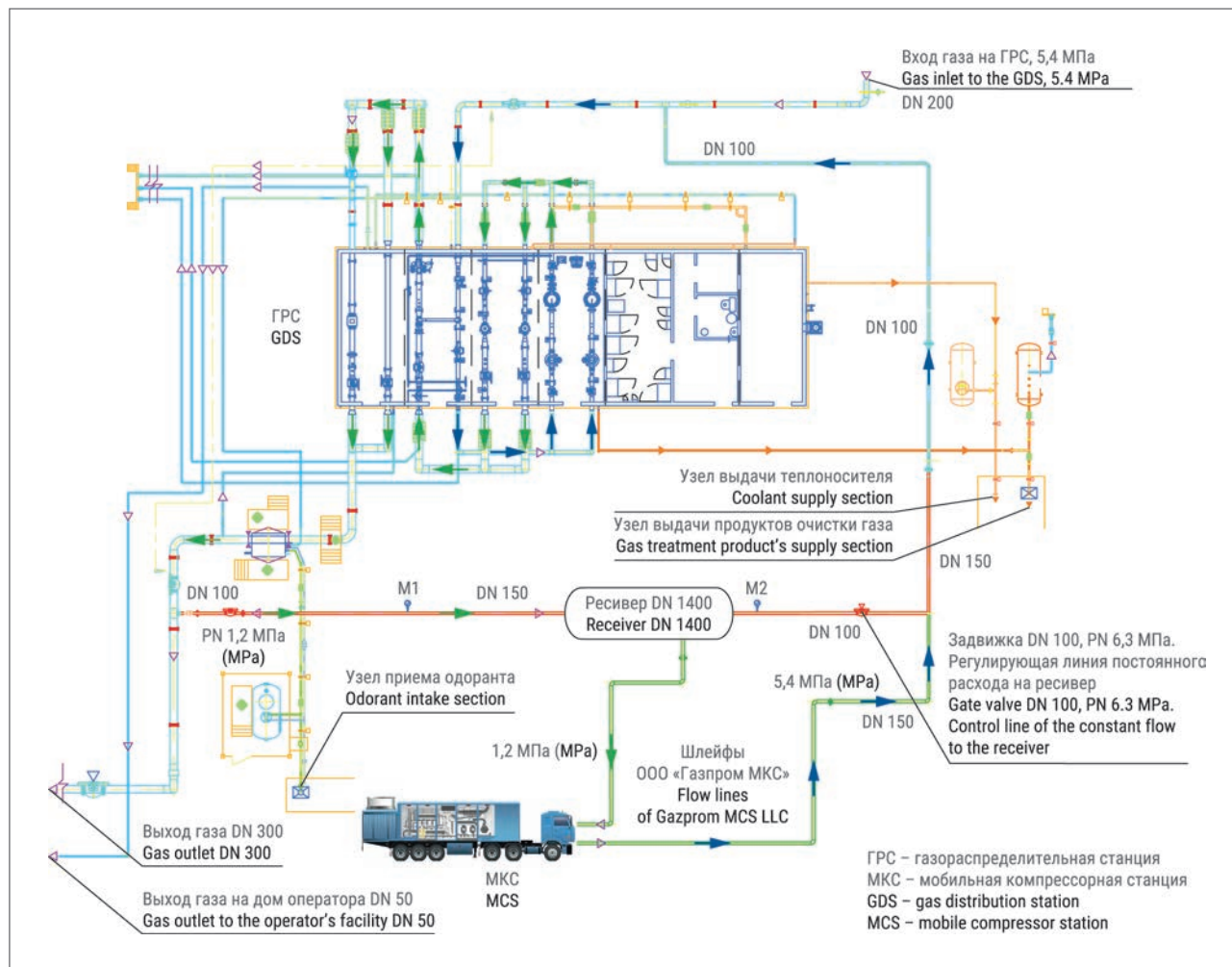


Рис. 2. Принципиальная схема подключения мобильной компрессорной станции
Fig. 2. Connection diagram of a mobile compressor station

Стандартное давление на выходе ГРС, равное 1,2 МПа, соответствует требованиям МКС на линии всасывания (от 1,0 до 7,4 МПа), а давление в подводящем к ГРС газопроводе (5,4 МПа) укладывается в диапазон после нагнетателя МКС (до 7,4 МПа).

Мобильность, возможность установки на открытом воздухе и широкий диапазон регулировки производительности МКС от 2 тыс. до 60,5 тыс. м³/ч позволяют применять данное оборудование на большинстве реализуемых ГРС.

ОПЫТНАЯ АПРОБАЦИЯ

Как отмечалось ранее, опытная апробация предлагаемого подхода впервые была реализована на строящемся объекте ГРС «Кириллов» (изготовитель –

ООО Завод «Газпромаш») проектной производительностью до 40 тыс. м³/ч. Готовность потребителей не обеспечивала минимально допустимые параметры по расходу газа для проведения КО оборудования ГРС (4 тыс. м³/ч). На подготовительном этапе был разработан «План мероприятий по проведению КО ГРС «Кириллов» при отсутствии готовности потребителя к приему газа», выполнены комплектация, сборка и подготовка технологической обвязки.

21 декабря 2021 г. на объект строительства была доставлена МКС. Развертывание и подключение станции заняли один день. Технологическую обвязку МКС подключили к штатным фланцевым соединениям ГРС без внесения изменений в проектные конструк-

тивные решения. Для возможности регулирования расходов газа в требуемых диапазонах в схему включили ресивер с обвязкой, создающей два кольца, одно из которых вращает часть потока газа в МКС, минуя оборудование ГРС, а второе, в свою очередь, подает газ во входной трубопровод ГРС с возможностью регулирования расхода газа (рис. 2).

В период проведения КО оборудования ГРС были обеспечены режимы работы в диапазоне расходов от 4 тыс. до 10 тыс. м³/ч. Общее время непрерывной работы ГРС составило 76 ч, объем перекачанного газа – 740,655 тыс. м³, средний расход газа – 9 тыс. м³/ч. Расход газа на собственные нужды МКС при максимальной нагрузке находился на уровне 240 м³/ч.

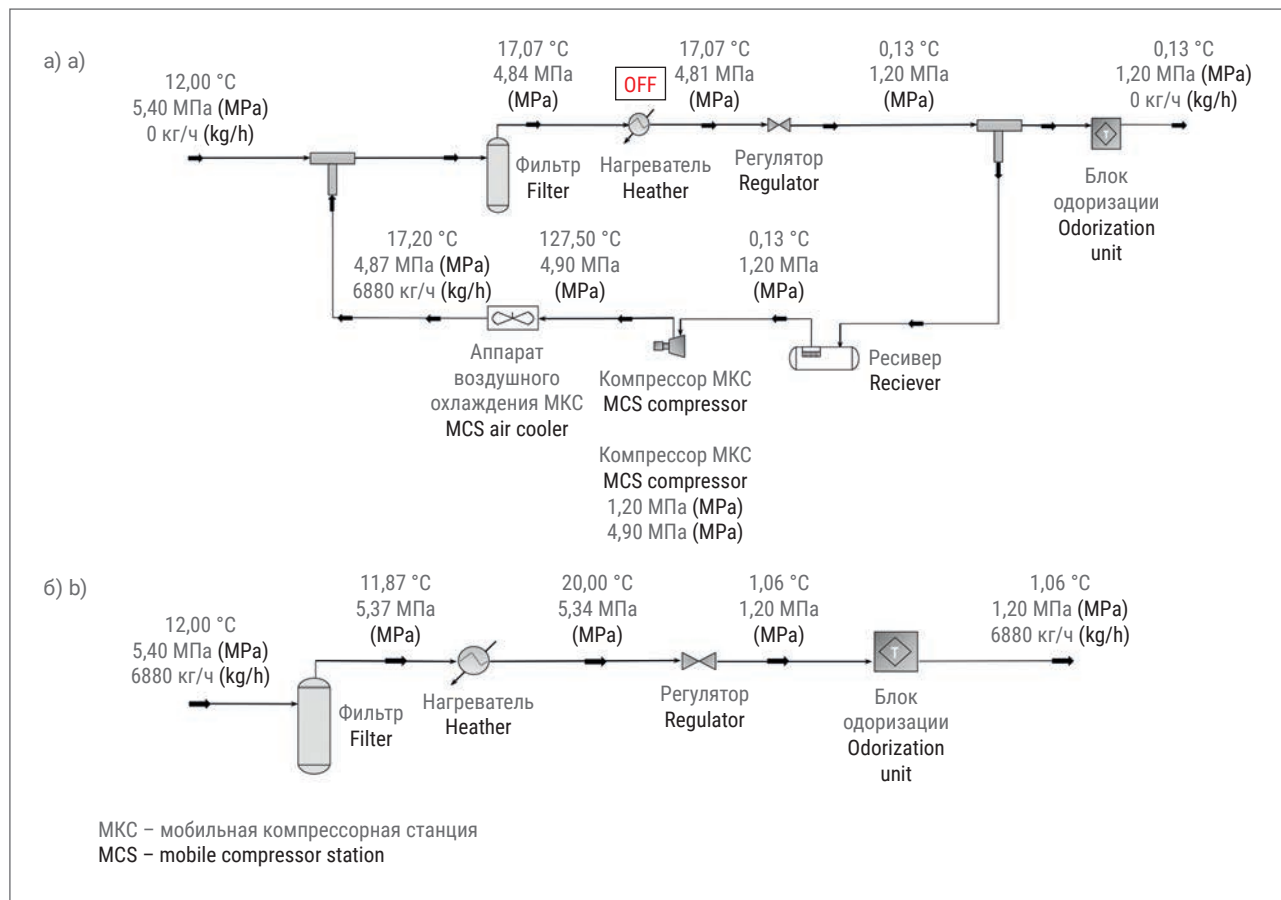


Рис. 3. Моделирование комплексного опробования оборудования газораспределительной станции производительностью 10 тыс. м³/ч: а) с использованием мобильной компрессорной станции; б) без использования мобильной компрессорной станции

Fig. 3. Modeling of comprehensive testing of gas distribution station equipment with the capacity of 10 000 m³/h: a) using a mobile compressor station; b) without a mobile compressor station

В процессе проведения КО была выполнена настройка регуляторов давления линий редуцирования газа. Замечаний к стабильности их функционирования не выявлено. В период пусконаладочных работ [2] оперативные технологические переключения координировались с эксплуатирующей организацией – ООО «Газпром трансгаз Ухта». Контроль параметров оборудования и режимов работы осуществлялся с диспетчерского пункта Шекснинского ЛПУМГ.

Комплексное опробование было успешно завершено 26 декабря 2021 г. В результате подтверждена стабильная и бесперебойная работа оборудования ГРС, в том числе системы отопления и подогрева газа, котельного и насосного оборудования, а также систем жизнеобеспечения и безопасности. Был

подписан акт о приемке и обеспечен ввод объекта в эксплуатацию.

Аналогичный метод в 2022 г. использовался при проведении КО объекта строительства ГРС «Парфеньево».

Применение МКС позволило обеспечить исполнение ПАО «Газпром» своих обязательств перед администрациями областей, а также соблюдение требований по получению необходимых разрешений надзорных органов по эксплуатации опасных производственных объектов.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА

При помощи специализированного программного продукта было выполнено моделирование процесса КО оборудования ГРС производительностью 4 тыс., 10 тыс. и 40 тыс. м³/ч с использо-

ванием и без использования МКС (рис. 3). Полученные результаты показали, что значения параметров газа в различных точках технологической цепочки оборудования ГРС при КО с использованием МКС находятся в допустимых пределах, как и при проведении КО без МКС.

ДОСТИГНУТЫЙ ЭФФЕКТ Экономический эффект

По результатам проведенных расчетов (табл.) было установлено, что в условиях отсутствия строительной готовности потребителей газа проведение КО оборудования ГРС «Кириллов» и «Парфеньево» с использованием МКС по отношению к проведению КО со сравнением газа «на свечу» имеет экономический эффект в размере 3,34 млн руб. В сравнении с классическим способом проведения КО,

Сравнение затрат при различных способах проведения комплексного опробования оборудования газораспределительных станций
Comparison of costs for various methods of conducting comprehensive testing of gas distribution station equipment

Виды затрат Cost elements	С использованием МКС With the use of MCS		Со стравливанием газа «на свечу» With gas flaring		С учетом ожидания строительной готовности Subject to construction completion pending period		При наличии потребителей When consumers are available	
	ГРС «Кириллов» Kirillov GDS	ГРС «Парфеньево» Parfenevo GDS	ГРС «Кириллов» Kirillov GDS	ГРС «Парфеньево» Parfenevo GDS	ГРС «Кириллов» Kirillov GDS	ГРС «Парфеньево» Parfenevo GDS	ГРС «Кириллов» Kirillov GDS	ГРС «Парфеньево» Parfenevo GDS
Плата за негативное воздействие на окружающую среду, руб. Charges for negative environmental impact, roubles	0	0	1 548 541,80	610 946,81	0	0	0	0
Стоимость стравливаемого газа, руб./м ³ Cost of flared gas, roubles/m ³	0	0	3 506 179,30/ 740 660	1 376 539,16/ 265 200	0	0	0	0
Расходы на услуги МКС с подключением, руб. Costs of MCS service including connection, roubles	2 504 811,40	1 196 706,54	0	0	0	0	0	0
Прочие расходы, руб. Other expenses, roubles	0	0	0	0	14 970 000,00 (за 1 год ожидания готовности потребителей) (for consumer construction completion pending period of 1 year)	19 385 000,00 (за 1,5 года ожидания готовности потребителей) (for consumer construction completion pending period of 1.5 years)	0	0
Итого, руб. Total, roubles	2 504 811,40	1 196 706,54	5 054 721,10	1 987 485,97	14 970 000,00	19 385 000,00	0	0
	3 701 517,94		7 042 206,97		34 355 000,00		0	

Примечание. ГРС – газораспределительная станция; МКС – мобильная компрессорная станция.
Note. GDS – gas distribution station; MCS – mobile compressor station.

но с учетом ожидания строительной готовности потребителей газа, экономический эффект составляет около 30,65 млн руб.

Экологический эффект

За счет применения МКС в ходе проведения пусконаладочных работ

на двух объектах был исключен выброс метана, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду [3], в объеме 1,005 млн м³. Достигнутый эффект полностью соответствует экологической политике ПАО «Газпром» [4, 5].

Прочие эффекты

Кроме экономического и экологического эффектов имеется ряд технических преимуществ использования МКС при проведении КО оборудования ГРС, в частности появляется возможность:



Фото: ООО «Газпром инвест»

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Способ проведения КО оборудования ГРС с использованием МКС показал свою эффективность, в том числе экономическую и экологическую, в условиях отсутствия строительной готовности потребителей газа. По результатам проведенных испытаний подтверждена стабильная и бесперебойная работа технологического оборудования на различных технологических режимах и нагрузках, а также систем жизнеобеспечения и безопасности ГРС. По результатам текущей эксплуатации оборудования станции замечания к его работе со стороны эксплуатирующей организации не выявлены. Оборудование устойчиво работает на различных режимах.

Продемонстрированный в статье опыт КО может быть масштабирован на другие инвестиционные проекты газоснабжения ПАО «Газпром», на которых отсутствие потребителей на момент завершения строительства не обеспечивает расход газа и возможности проведения испытаний проектным способом. В соответствии с нормативными документами авторами было оформлено и внедрено рационализаторское предложение. Ведется патентная работа. ■

– моделирования и обеспечения стабилизации различных режимов работы ГРС (работа «на кольцо» с использованием ресивера позволяет сгладить возможные перепады давления, длительный цикл проведения испытаний – стабилизировать показатели по температуре и давлению);

– проведения испытаний всей технологической цепочки смонтированного оборудования и трубопроводов ГРС на расчетное давление рабочей среды (применение МКС позволяет его обеспечить в замкнутом контуре, в случае проведения испытаний без МКС

давление газа лимитируетсяводящим трубопроводом);

– комплексной проверки работоспособности и корректности отработки алгоритмов системами автоматизации, контрольно-измерительными приборами и устройствами;

– моделирования нештатных ситуаций, проверки алгоритмов работы ГРС;

– регулирования температуры в испытательном контуре (посредством аппарата воздушного охлаждения в составе МКС) в целях исключения образования гидратов.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ 34070–2017. Система газоснабжения. Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Мобильная компрессорная станция. Технические требования // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200144940> (дата обращения: 15.01.2024).
2. СТО Газпром 2-1.12-802–2014. Организация пусконаладочных работ на объектах ОАО «Газпром». Основные положения. М.: Газпром экспо, 2015.
3. Российская Федерация. Министерство природных ресурсов и экологии. Об утверждении Методики исчисления размера вреда, причиненного атмосферному воздуху как компоненту природной среды: приказ М-ва природ. ресурсов и экологии Российской Федерации от 28.01.2021 № 59 // Кодекс: электрон. фонд правовых и норматив.-техн. док. URL: <https://docs.cntd.ru/document/573536168> (дата обращения: 15.01.2024).
4. От экологической безопасности к энергоэффективности // ООО «Газпром инвестпроект»: офиц. сайт. URL: <https://investproekt.gazprom.ru/press/news/2020/05/116/?ysclid=leosrppsph47936355> (дата обращения: 15.01.2024).
5. ОАО «Газпром». Правление. Экологическая политика ОАО «Газпром»: Постановление Правления ОАО «Газпром» от 21.05.2015 № 21 // ПАО «Газпром»: офиц. сайт. URL: <https://www.gazprom.ru/> (дата обращения: 15.01.2024). Режим доступа: по особым условиям в локальной сети владельца.

REFERENCES

- (1) Euro-Asian Council for Standardization, Metrology and Certification. *GOST 34070–2017 (state standard). Gas supply system. Main pipeline gas transportation. Mobile compressor unit. Technical requirements*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/1200144940> [Accessed: 15 January 2024]. (In Russian)
- (2) OAO Gazprom (open joint stock company). *STO Gazprom 2-1.12-802–2014 (company standard). Organization of commissioning at the facilities of OAO Gazprom. Basic provisions*. Moscow: Gazprom expo; 2015. (In Russian)
- (3) Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation. *Order No. 59 dated 28 January 2021. On approval of the Methodology for Calculating the Damage Caused to Atmospheric Air as a Component of the Environment*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/573536168> [Accessed: 15 January 2024]. (In Russian)
- (4) Gazprom Investproject LLC. *From environmental safety to energy efficiency*. Available from: <https://investproekt.gazprom.ru/press/news/2020/05/116/?ysclid=leosrppsph47936355> [Accessed: 15 January 2024]. (In Russian)
- (5) Gazprom's Management Committee. *Order No. 21 dated 21 May 2015. Environmental Policy of OAO Gazprom*. Available from: <https://www.gazprom.ru/> [Accessed: 15 January 2024]. (Accessible under specific conditions in the owner's local area network; in Russian)

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ СИСТЕМЫ СТАНДАРТИЗАЦИИ ПАО «ГАЗПРОМ» (СТО ГАЗПРОМ, Р ГАЗПРОМ), УТВЕРЖДЕННЫХ И ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫХ В ПЕРИОД С 01.12.2023 ПО 31.12.2023

№ п/п	Параметр	Описание
1	Обозначение стандарта/рекомендаций	Р Газпром 7.3-059-2023
	Наименование стандарта/рекомендаций	Документы нормативные для строительства скважин. Нефтяные и газовые скважины на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море Российской Федерации. Инструкция по креплению
	Область применения стандарта/рекомендаций	<p>Настоящие рекомендации определяют порядок крепления скважин на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море Российской Федерации, крепление которых осуществляется с применением следующих морских нефтегазопромысловых сооружений:</p> <ul style="list-style-type: none"> – буровых судов; – плавучих буровых установок (в том числе полупогружных, самоподъемных и погружных); – морских стационарных платформ. <p>Настоящие рекомендации не распространяются на крепление нефтяных и газовых скважин:</p> <ul style="list-style-type: none"> – строящихся с берега под дно моря¹⁾; – располагающихся на искусственных грунтовых и ледовых островах¹⁾. <p>Положения настоящих рекомендаций предназначены для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», а также сторонними организациями при планировании и выполнении работ по креплению скважин на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море Российской Федерации</p> <p>¹⁾ Соответствующие требования к креплению нефтяных и газовых скважин установлены в РД 39-00147001-767-2000.</p>
	Дата введения в действие и срок действия	29.04.2024. 5 лет (29.04.2029)
	Введен	Впервые
2	Обозначение стандарта/рекомендаций	Р Газпром 11-053-2023
	Наименование стандарта/рекомендаций	Технологическая связь. Системы телевизионного мониторинга технологических процессов на производственных объектах ПАО «Газпром». Нормы и правила технологического проектирования
	Область применения стандарта/рекомендаций	<p>Настоящие рекомендации определяют нормы и правила технологического проектирования систем телевизионного мониторинга технологических процессов на производственных объектах ПАО «Газпром», расположенных на территориях Российской Федерации, Республики Армения, Республики Беларусь, Кыргызской Республики.</p> <p>Настоящие рекомендации распространяются на системы телевизионного мониторинга технологических процессов на производственных объектах ПАО «Газпром».</p> <p>Положения настоящих рекомендаций предназначены для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», а также сторонними организациями при проектировании систем телевизионного мониторинга технологических процессов на производственных объектах ПАО «Газпром»</p>
	Дата введения в действие и срок действия	31.01.2024
	Введен	Впервые

Продолжение таблицы

№ п/п	Параметр	Описание
3	Обозначение стандарта/рекомендаций	Р Газпром 17-3.1-023-2023
	Наименование стандарта/рекомендаций	Освоение морских нефтегазовых ресурсов. Системы подводной добычи. Обеспечение надежности
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящие рекомендации определяют основные подходы к обеспечению надежности систем подводной добычи, включая целостность, на всех стадиях от выполнения оценки реализуемости проекта по освоению морских месторождений углеводородов до вывода из эксплуатации и ликвидации систем подводной добычи. Положения настоящих рекомендаций предназначены для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром» при выполнении работ по оценке и обеспечению надежности, включая целостность, систем подводной добычи при выполнении предынвестиционных исследований, предпроектных и проектных работ, при строительстве, эксплуатации и ликвидации систем подводной добычи
	Дата введения в действие и срок действия	04.12.2023. 5 лет (04.12.2028)
	Введен	Впервые
4	Обозначение стандарта/рекомендаций	СТО Газпром 28.3-016-2023
	Наименование стандарта/рекомендаций	Диагностическое обследование, техническое обслуживание и ремонт. Техническое обслуживание и ремонт технологического оборудования в переработке газа, газового конденсата, нефти. Порядок проведения
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящий стандарт распространяется на технологическое оборудование в переработке газа, газового конденсата, нефти, находящееся в эксплуатации дочерних обществ ПАО «Газпром», и устанавливает порядок проведения технического обслуживания и ремонта, в том числе периодичность проведения и состав работ по видам технического обслуживания и ремонта, а также нормативы простоя в ремонте установок для выполнения технического обслуживания и ремонта технологического оборудования. Настоящий стандарт предназначен для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», а также сторонними организациями и физическими лицами (индивидуальными предпринимателями) при выполнении работ по техническому обслуживанию и ремонту технологического оборудования в переработке газа, газового конденсата, нефти
	Дата введения в действие и срок действия	01.02.2024. 5 лет (01.02.2029)
	Введен	Впервые
5	Обозначение стандарта/рекомендаций	Р Газпром 29-4.0-010-2023
	Наименование стандарта/рекомендаций	Геология, разработка месторождений углеводородов и подземное хранение. Мониторинг термобарических параметров и технического состояния эксплуатационных скважин. Порядок проведения
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящие рекомендации распространяются на процессы мониторинга термобарических параметров и технического состояния эксплуатационных скважин на месторождениях, расположенных на территории Российской Федерации. Настоящие рекомендации определяют порядок проведения мониторинга термобарических параметров и технического состояния эксплуатационных скважин. Положения настоящих рекомендаций предназначены для применения структурными подразделениями и дочерними обществами ПАО «Газпром», а также сторонними организациями и физическими лицами (индивидуальными предпринимателями) при разработке проектной документации и выполнении авторского надзора за разработкой месторождений, а также при разработке оборудования для оснащения эксплуатационных скважин месторождений системами внутрискважинного мониторинга
	Дата введения в действие и срок действия	09.01.2024
	Введен	Впервые

Продолжение таблицы

№ п/п	Параметр	Описание
6	Обозначение стандарта/рекомендаций	Р Газпром 200–2023
	Наименование стандарта/рекомендаций	Корпоративная система управления рисками. Идентификация и оценка стратегических рисков ПАО «Газпром»
	Область применения стандарта/рекомендаций	<p>Настоящие рекомендации определяют порядок идентификации и оценки стратегических рисков ПАО «Газпром» (Группы «Газпром»), а также порядок оценки влияния стратегических рисков на достижимость стратегических целевых показателей общекорпоративного и первого уровней ПАО «Газпром» (Группы «Газпром») в соответствии с Классификатором.</p> <p>Настоящие рекомендации предназначены для применения структурными подразделениями ПАО «Газпром» при проведении системной идентификации и оценки стратегических рисков ПАО «Газпром» (Группы «Газпром»). Результаты идентификации и оценки стратегических рисков ПАО «Газпром» («Группы Газпром») применяются:</p> <ul style="list-style-type: none"> – при формировании Долгосрочной программы развития ПАО «Газпром» (Группы «Газпром») на очередной период планирования в соответствии с Порядком; – выборе способа реагирования на стратегические риски, разработке и реализации мероприятий по управлению стратегическими рисками ПАО «Газпром» (Группы «Газпром»); – мониторинге стратегических рисков ПАО «Газпром» (Группы «Газпром»); – периодической инвентаризации (актуализации структуры и показателей) стратегических рисков, содержащихся в реестре стратегических рисков ПАО «Газпром» (Группы «Газпром»); – подготовке корпоративной периодической и годовой статистической отчетности по стратегическим рискам ПАО «Газпром» (Группы «Газпром») в соответствии с локальными нормативными актами ПАО «Газпром»
	Дата введения в действие и срок действия	01.01.2024. 3 года (01.01.2027)
	Введен	Впервые
7	Обозначение стандарта/рекомендаций	СТО Газпром 201–2023
	Наименование стандарта/рекомендаций	Нормы расхода горюче-смазочных материалов (нефтепродуктов) для автомобильной, строительно-дорожной и специальной техники дочерних обществ и организаций ПАО «Газпром»
	Область применения стандарта/рекомендаций	<p>Настоящий стандарт устанавливает нормы расхода горюче-смазочных материалов (нефтепродуктов) для автомобильной, строительно-дорожной и специальной техники и предназначен для формирования планового расхода горюче-смазочных материалов (нефтепродуктов) с целью определения потребности в горюче-смазочных материалах (нефтепродуктах) и оптимизации затрат на закупку горюче-смазочных материалов (нефтепродуктов) дочерних обществ и организаций ПАО «Газпром».</p> <p>Положения настоящего стандарта предназначены для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром» при обосновании расхода горюче-смазочных материалов (нефтепродуктов) для автомобильной, строительно-дорожной и специальной техники, работающей на бензине и дизельном топливе, в целях повышения степени обоснованности формирования бюджета на закупку горюче-смазочных материалов (нефтепродуктов)</p>
	Дата введения в действие и срок действия	20.01.2024
	Введен	Впервые

Продолжение таблицы

№ п/п	Параметр	Описание
8	Обозначение стандарта/рекомендаций	СТО Газпром 17-4.1-024-2023
	Наименование стандарта/рекомендаций	Освоение морских нефтегазовых ресурсов. Система аварийно-спасательного обеспечения на море. Подготовка сил и средств аварийно-спасательного обеспечения
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящий стандарт устанавливает правила подготовки сил и средств аварийно-спасательного обеспечения объектов аварийно-спасательного обеспечения при освоении морских месторождений углеводородов ПАО «Газпром». Положения настоящего стандарта предназначены для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», а также сторонними организациями, физическими лицами (индивидуальными предпринимателями), осуществляющими геолого-разведочные работы, обустройство, эксплуатацию и ликвидацию морских месторождений углеводородов на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации
	Дата введения в действие и срок действия	01.03.2024
	Введен	Взамен Р Газпром 2-1.4-884-2014, Р Газпром 2-1.3-1235-2021
9	Обозначение стандарта/рекомендаций	Р Газпром 28.1-017-2023
	Наименование стандарта/рекомендаций	Диагностическое обследование, техническое обслуживание и ремонт. Сметное нормирование. Укрупненные нормы и расценки на выполнение ремонтно-восстановительных работ на скважинах ПАО «Газпром»
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящие рекомендации определяют укрупненные нормы и расценки на ремонт скважин на месторождениях ПАО «Газпром». Настоящие рекомендации распространяются на дочерние общества и организации ПАО «Газпром», а также сторонние организации, осуществляющие работы по ремонту скважин на месторождениях ПАО «Газпром»
	Дата введения в действие и срок действия	09.01.2024
	Введен	Взамен Р Газпром 2-3.3-1140-2019
10	Обозначение стандарта/рекомендаций	Р Газпром 32-4.0-003-2023
	Наименование стандарта/рекомендаций	Геотехнический мониторинг. Порядок сбора, первичной обработки и хранения исходных данных геотехнического мониторинга объектов добычи и транспортировки газа ПАО «Газпром»
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящие рекомендации определяют порядок сбора, первичной обработки и хранения исходных данных геотехнического мониторинга объектов добычи и транспортировки газа ПАО «Газпром», эксплуатируемых в условиях криолитозоны, расположенной на территории Российской Федерации. Положения настоящих рекомендаций предназначены для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», а также сторонними организациями при сборе, первичной обработке и хранении исходных данных геотехнического мониторинга объектов добычи и транспортировки газа ПАО «Газпром»
	Дата введения в действие и срок действия	01.03.2024
	Введен	Впервые

Продолжение таблицы

№ п/п	Параметр	Описание
11	Обозначение стандарта/рекомендаций	Р Газпром 32-4.0-004-2023
	Наименование стандарта/рекомендаций	Геотехнический мониторинг. Критерии оценки и классификация геотехнического состояния технологических объектов добычи и транспортировки газа ПАО «Газпром»
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящие рекомендации распространяются на процесс оценки геотехнического состояния технологических объектов добычи и транспортировки газа ПАО «Газпром», расположенных в криолитозоне на территории Российской Федерации, эксплуатируемых в условиях нестабильного изменяющегося состояния геотехнических систем, по данным геотехнического мониторинга. Настоящие рекомендации определяют критерии оценки и классификацию геотехнического состояния технологических объектов добычи и транспортировки газа ПАО «Газпром», оснащенных системами геотехнического мониторинга в криолитозоне. Настоящие рекомендации предназначены для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», а также сторонними организациями и физическими лицами (индивидуальными предпринимателями), выполняющими оценку геотехнического состояния технологических объектов добычи и транспортировки газа ПАО «Газпром» по данным геотехнического мониторинга
	Дата введения в действие и срок действия	01.03.2024
	Введен	Впервые
12	Обозначение стандарта/рекомендаций	Р Газпром 20-4.0-007-2023
	Наименование стандарта/рекомендаций	Проектирование и строительство. Магистральные газопроводы. Методика назначения коэффициентов надежности труб
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящие рекомендации определяют методику назначения коэффициентов надежности труб, применяемых в соответствии с порядком, установленным СП 36.1330.2012 или ГОСТ Р 55989, в зависимости от рабочего давления, при обосновании допустимой толщины стенки труб, предназначенных для сооружения, ремонта или реконструкции магистральных газопроводов, с использованием индивидуального коэффициента надежности труб по материалу. Настоящие рекомендации распространяются на трубы, допустимые к применению при сооружении магистральных газопроводов с рабочим давлением свыше 1,2 до 14,7 МПа включительно в соответствии с СП 36.1330.2012 или ГОСТ Р 55989. Для остальных типоразмеров труб и условий их применения сохраняется действующий порядок назначения коэффициентов надежности труб при расчетном обосновании допустимой толщины стенки труб. Положения настоящих рекомендаций предназначены для применения структурными подразделениями, дочерними обществами, организациями ПАО «Газпром» и сторонними организациями при обосновании расчетной толщины стенки труб, предназначенных для применения на объектах ПАО «Газпром», выполняемой с учетом конструктивного исполнения труб, совокупности технологических и природно-климатических нагрузок и воздействий
	Дата введения в действие и срок действия	01.03.2024
	Введен	Впервые

ПЕРЕЧЕНЬ ОТМЕНЕННЫХ ДОКУМЕНТОВ СИСТЕМЫ СТАНДАРТИЗАЦИИ ПАО «ГАЗПРОМ» (СТО ГАЗПРОМ, Р ГАЗПРОМ) В ПЕРИОД С 01.12.2023 ПО 31.12.2023

№ п/п	Параметр	Описание
1	Обозначение стандарта/рекомендаций	СТО Газпром 2-2.3-130-2007
	Наименование стандарта/рекомендаций	Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Технические требования к наружным антикоррозионным полиэтиленовым покрытиям труб заводского нанесения для строительства, реконструкции и капитального ремонта подземных и морских газопроводов с температурой эксплуатации до +80 °С
	Отмена документа	Взамен с 29.12.2023 действует СТО Газпром 30-11.3-023-2023
2	Обозначение стандарта/рекомендаций	СТО Газпром 11-032-2012
	Наименование стандарта/рекомендаций	Технологическая связь. Типовые проекты систем связи на период строительства объектов добычи, транспорта, переработки и хранения газа
	Отмена документа	Взамен с 25.12.2023 действует СТО Газпром 11-052-2023



TELEGRAM-КАНАЛ NEFTEGAZ TERRITORY



Сокращая
бюджет на рекламу,
рискуете остаться
незамеченным!

**ГАЗОВАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ**

info@neftegas.info

+7 (495) 240-54-57